



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE MEXICO**

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
ARAGON**

**“Procedimiento de rebobinado de un generador de
300 MW
para la Central
Termoeléctrica Francisco Pérez Ríos”**

T E S I S

PARA OBTENER EL
TITULO DE
**INGENIERO MECÁNICO
ELÉCTRICO**

P R E S E N T A:

Luis Octavio Rodríguez Gress

ASESOR: M. en C. Rodrigo Ocón Valdez



Estado de México

2008.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



CONTENIDO

Agradecimientos	6
Introducción	7
Antecedentes y planteamiento del problema	8
Justificación	9
Objetivo general	9
Objetivos específicos	9
Organización de la tesis	10
Capítulo 1 Conceptos básicos y generación de energía eléctrica	
1.1 Ley de Faraday	11
1.1.2 La fem inducida por un conductor en movimiento	16
1.2 Ley de Lenz	18
1.3 Ley de Ampere	22
1.4 Ley de Biot-Savart	23
1.5 Generador sincrónico	25
1.5.1 Construcción de generadores síncronos	25
1.5.2 Velocidad interna de un generador síncrono	27
1.5.3 Voltaje interno generado por un generador síncrono	28
1.5.4 Circuito equivalente de un generador síncrono	29
1.6 Generación de energía eléctrica	32
1.6.1 Centrales de generación	32
1.6.2 Central termoeléctrica	33
Capítulo 2 Generador eléctrico	
Introducción	37
2.1 Conocimientos generales del generador	37
2.1.1 Principios de funcionamiento	37
2.1.2 Generación del voltaje inducido	38
2.2 Descripción general del generador eléctrico	40
<i>Características</i>	40
<i>Descripción del estator</i>	41
<i>Núcleo del estator</i>	41
<i>Cubierta o carcasa</i>	41
<i>Descripción del rotor</i>	42
<i>Rotor</i>	42
<i>Chumaceras</i>	42
<i>Auxiliares</i>	43
2.3 Sistema de excitación del generador	44
2.3.1 Descripción del equipo principal	45
<i>Excitador piloto</i>	45
<i>Excitador de corriente alterna</i>	46
<i>Rectificador giratorio</i>	46



	<i>Regulador automático de voltaje (AVR)</i>	46
	<i>Amplificador de potencia</i>	47
	<i>Dispositivo seguidor de campo</i>	47
	<i>Limitador de mínima excitación (MEL)</i>	48
	<i>Ajustador manual (70E)</i>	48
	<i>Ajustador manual (90R)</i>	48
2.3.2	Descripción funcional	48
2.4	Sistema de hidrógeno y bioxido de carbono	49
2.4.1	Descripción del equipo principal	52
	<i>Unidad de alimentación de hidrógeno</i>	52
	<i>Unidad de alimentación de bioxido de carbono</i>	52
	<i>Secador de hidrógeno</i>	52
	<i>Tablero de control de hidrógeno</i>	52
	<i>Descripción funcional</i>	52
2.5	Sistema de aceite de sellos del generador	54
	Descripción del equipo principal	54
	<i>Bomba aceite de sellos lado aire</i>	54
	<i>Bomba de respaldo de aceite de sellos lado aire</i>	55
	<i>Bomba de anillo flotante o antivibrante</i>	55
	<i>Tanque desgasificador</i>	55
	<i>Aceite de respaldo de alta presión</i>	55
	<i>Aceite de respaldo baja presión</i>	55
	<i>Bomba de aceite de sellos lado hidrógeno</i>	55
	<i>Tanque regulador de drenes lado hidrógeno</i>	56
	<i>Tanque desespumante</i>	57
	<i>Anillo de sello del generador</i>	57
	<i>Descripción funcional</i>	58
2.6	Protecciones del generador	59
2.6.1	Protecciones primarias y secundarias	60
2.6.2	Protecciones primarias	61
	<i>Protección diferencial del generador (87G)</i>	61
	<i>Protección contra falla a tierra del generador (64G)</i>	61
	<i>Protección diferencial generador-transformador principal (87GT)</i>	61
2.6.3	Protecciones secundarias	62
	<i>Protección contra desbalance de fases (46G)</i>	62
	<i>Protección de distancia (21G)</i>	62
	<i>Protección de baja frecuencia (81G)</i>	63
	<i>Protección contra baja potencia (37G)</i>	63
	<i>Protección contra sobreexcitación del generador (59G)</i>	63
	<i>Protección contra pérdida de campo (40G)</i>	63
	<i>Protección de voltaje balanceado (60G)</i>	63



2.7	Sistema de enfriamiento de hidrogeno del aire del excitador de CA y del aceite de sellos	64
2.8	Curva de capacidad	66
Capítulo 3	Sistemas de aislamientos	68
3.1	Sistema de aislamiento de una barra o bobina	69
3.2	Clases de aislamientos	71
3.3	Materiales comúnmente usados en los sistemas de aislamientos	72
3.3.1	Barnices y resinas aislantes	72
	<i>Barniz normal secado al aire</i>	72
	<i>Resinas aislantes</i>	72
3.3.2	Cintas aislantes	73
	<i>Cinta de mica</i>	73
	<i>Cinta de fibra de vidrio</i>	73
3.3.3	Cintas y cordones de amarre	74
	<i>Cordon de fibra de vidrio tratado</i>	74
	<i>Cinta de dracon termocontractil</i>	74
3.3.4	Laminas aislantes	74
3.3.5	Placas aislantes	75
	<i>Baquelita</i>	75
	<i>Celorón</i>	75
	<i>Fibra roja (Poliéster)</i>	75
3.3.6	Pinturas conductoras y semiconductoras	76
3.4	Requerimientos de un sistema de aislamiento para devanados de estator	77
3.5	Sistemas comunes	77
	<i>Barniz cambric</i>	77
	<i>Shellac micafolium</i>	77
	<i>Asfalto micafolium</i>	77
	<i>Cinta de mica con asfalto</i>	77
	<i>Sistemas de aislamientos termocurados</i>	78
3.6	Causas de fallas en aislamientos	78
	<i>Causas eléctricas</i>	78
	<i>Descargas parciales internas</i>	79
	<i>Descargas a la ranura</i>	80
	<i>Descargas parciales entre el cobre y el aislamiento</i>	81
	<i>Causas mecánicas</i>	82
	<i>Causas térmicas</i>	82



	<i>Contaminación</i>	83
	<i>Operación inusual</i>	85
3.7	Evaluación de la condición del aislamiento	86
Capítulo 4	Pruebas de diagnóstico	87
4.1	Técnicas de diagnóstico	87
4.1.1	Pruebas fuera de línea	87
	<i>Inspección visual</i>	87
	<i>Pruebas eléctricas</i>	88
	<i>Resistencia de aislamiento</i>	88
	<i>Tangente delta y "Tip-Up"</i>	90
	<i>Capacitancia</i>	92
	<i>Factor de potencia</i>	92
	<i>Descargas parciales</i>	95
	<i>Prueba de "El CID"</i>	97
	<i>Descargas a las ranuras</i>	100
	<i>Alto potencial</i>	100
4.1.2	Pruebas en línea	101
	<i>Descargas parciales</i>	101
4.2	Criterio de diagnóstico realizado	
	<i>Pruebas no destructivas</i>	107
4.3	Calculo del degradamiento en % del aislamiento	107
4.4	Conclusiones	109
Capítulo 5	Instrucciones por actividad para el rebobinado del generador de 300 MW	
5.1	Desencintado de cabezales del estator del generador	110
5.2	Desoldado de conectores de los cabezales de bobinas	111
5.3	Retiro de amarres y separadores de bobinas	114
5.4	Extracción de bobinas del estator	115
5.5	Limpieza de ranuras en el laminado del estator	120
5.6	Limpieza de áreas interiores lado turbina y lado excitador	120
5.7	Limpieza de terminales de puentes, salida de fases y neutro del generador	121
5.8	Preparación para el encintado de los conectores de puentes, salidas de fase y neutro del generador	122
5.9	Reapriete de tornillos pasantes del laminado del estator	123
5.10	Limpieza de conectores de los cabezales de las bobinas	124
5.11	Inserción de bobinas al estator	125
5.12	Inserción de la última bobina	127



5.13	Elaboración de amarres entre bobinas inferior y aro de micarta	129
5.14	Elaboración de amarres de las bobinas inferiores contra los yugos o soportes	130
5.15	Elaboración de amarres entre bobinas en cabezales	134
5.16	Aplicación de resina al cordón de fibra de vidrio	136
5.17	Corrección de valores de resistencia entre ductos de ventilación de la bobinas	138
5.18	Reparación de cabezales de bobinas	138
5.18.1	Preparativos que se deben realizar antes de iniciar los trabajos de rehabilitación	139
5.18.2	Precauciones	140
5.18.3	Selección bobinas para determinar cuales son susceptibles de rehabilitar	141
5.18.4	Limpieza de soleras o strans de los cabezales de las bobinas	146
5.18.5	Corrección de valores de resistencia entre ductos de ventilación y cobre	147
5.18.6	Pasos a seguir para rehabilitación las cintas y pinturas de las bobinas	148
5.18.7	Pruebas de aceptación	154
5.18.8	Diagramas de conexión del generador eléctrico	157
5.19	Preparación de conexiones para aplicar soldadura en cabezales	158
5.20	Aplicación de soldadura en conectores	160
5.21	Prensado de cabezales de bobinas	163
5.22	Colocación de resistencias en cabezales de bobinas	165
5.23	Amarre de conectores de los cabezales de bobinas	166
5.24	Preparación de cabezales para encintado	168
5.25	Encintado de cabezales	169
5.26	Montaje de RTD'S de descarga de gas lado turbina	170
5.27	Aplicación de barniz al estator	171
5.28	Secado del estator	173
5.29	Pruebas finales	175
	CONCLUSIONES	176
	REFERENCIAS	177
	ANEXO A	179
	ANEXO B	185



AGRADECIMIENTOS

Y uno anda, observa, se relaja y hasta predice, y es que el andar, el empezar una meta siempre resulta estimulante, y aunque pareciera que la terminación de este trabajo es un punto final, yo lo describiría como un punto y seguido. Es empezar de nuevo. Lo más agradable de avanzar no es llegar al punto propuesto, es recorrer el camino que lleva hacia el y aún más, es irse nutriendo de cuanta persona nos vamos encontrando. Es vivir agradecido con todos aquellos que han ayudado a transitar el camino ya sea sólo un instante o cada momento.

- Agradezco a Dios por dejarme estar entre sus manos, porque entiendo que en seguir su palabra se encuentra la verdadera felicidad.
- Agradezco a mis padres Olga Gress y Sergio Rodríguez por darme todo lo necesario para poder andar; soy ellos de una manera distinta.
- A mis hermanas Bere y Norma porque siempre han estado conmigo y siempre lo estarán.
- A mis sobrinos por permitirme entrar en su vida y recordarme que lo simple es sorprendente.
- A mis tíos Paco, Yuyu, Saúl y Adrián porque la vida ha puesto pruebas difíciles de entender, y siguen y seguimos.
- A mi primo Paco y mi cuñado Hugo ya siempre nos hemos apoyado.
- Agradezco el apoyo brindado al Ing. Rodrigo Ocón asesor de esta tesis pues siempre estuvo dispuesto a prestarme atención y sus conocimientos.
- Al Ing. Juan Urbano García porque gracias a él esta tesis tomo forma con sus comentarios e información prestada.
- Al personal del departamento eléctrico de la C.T. Francisco Pérez Ríos, por todas las enseñanzas en campo que han compartido conmigo.
- Y a todos aquellos que de alguna u otra forma me han ayudado, enseñado y acompañado para poder terminar este trabajo



INTRODUCCIÓN

De todas las formas de energía conocidas en la actualidad, la que más se emplea en la economía de cualquier nación, es la energía eléctrica. Sus bases fueron cimentadas a mediados del siglo XIX (en 1831) cuando el científico inglés Michael Faraday descubrió el fenómeno de la inducción electromagnética. Investigaciones posteriores de la interacción de los conductores de corriente eléctrica con el campo electromagnético posibilitaron la creación de generadores eléctricos que transforman la energía mecánica del movimiento giratorio en energía eléctrica.

Actualmente en la Comisión Federal de Electricidad existen más de 570 generadores eléctricos de diversas capacidades, ya sea desde unos cuantos MW o hasta 650 MW. Con tanta diversidad es lógico que los devanados del estator estén fabricados con diversos tipos de aislamientos (dependiendo de su antigüedad, como son a base de asfalto, resina poliéster ó resina epóxica) y que utilizan diferentes medios y tipos de enfriamiento como son aire en circuito abierto ó circuito cerrado, hidrógeno enfriando indirectamente ó directamente y agua.

Sin embargo, los mecanismos de degradación en los aislamientos serán los mismos para todos los devanados; la temperatura a la que operan, los esfuerzos mecánicos de los arranques, paros y corrientes, los esfuerzos eléctricos, principalmente en tensiones a partir de 13.8 kV y el ataque de agentes químicos o ambientales. El impacto de cada mecanismo de degradación difiere dependiendo del diseño del generador eléctrico en cuanto al tipo de sistema de aislamiento utilizado y tipo de enfriamiento, así como de la magnitud y repetición ó duración de los mecanismos de degradación.

Con estos agentes de degradamiento actuando en el estator del generador, es importante tener un plan de mantenimiento predictivo para evitar el paro de la máquina por alguna de las fallas que pueden ocurrir por la falta de una revisión adecuada en la misma. Pero hay otro agente contra el que hay que enfrentarse y ese es el tiempo. Los generadores de diversas plantas generadoras en nuestro país tienen más de 25 años operando y como ley natural, todo tiene un término de vida útil.

La alta dependencia de nuestra sociedad de la energía, hacen de la fiabilidad de las máquinas eléctricas un concepto clave por razones socio-económicas. Es por eso que el trabajo que se presenta a continuación es una herramienta que se une a las diversas que existen para tener un generador en optimas condiciones de operación. El objetivo principal que se busca con esta investigación es tener un procedimiento claro y conciso de lo que es un rebobinado de un generador de 300 MW, encontrando con esto, un camino claro y recto en la rehabilitación ya sea por falla, por repotenciación o por término de vida útil del devanado del estator del generador.



ANTECEDENTES Y PLATEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los mantenimientos predictivos son clave para tener en condiciones de operación el generador eléctrico (estos tipos de mantenimientos son programados) y desde el inicio de operación de la máquina está es la herramienta mas efectiva para mantener en uso dicho generador. Obviamente este tipo de mantenimiento se ha visto enriquecido a través de los años específicamente por la aparición de técnicas de diagnóstico en línea (generador en operación) además de tener equipos mucho más confiable al momento de realizar una prueba de campo, desde la medición de resistencia de aislamiento hasta las de descargas parciales (en línea o fuera de línea). Es importante también mencionar que con la realización adecuada de un mantenimiento predictivo es posible disminuir o minimizar las salidas no programadas, ya que estos tipos de salida son costos extras dentro del programa de mantenimiento ya que no se tienen contempladas y será una incógnita que tipo de reparación se tendrá que realizar (mantenimiento correctivo).

Sin embargo, a las circunstancias no escapamos, en todos los aspectos somos presos de ellas y por más que se realice un mantenimiento adecuado siempre existirá la posibilidad de que se presente una falla en el generador que provoque que tengamos que llegar a la conclusión de realizar un rebobinado del estator del generador. Aunque también cabe la posibilidad, como es el caso de las Unidades U-1 y 2 de la Central Termoeléctrica Francisco Pérez Ríos, que los devanados del estator han llegado a un término de vida útil después de más de 30 años de servicio. A continuación mencionare las principales razones para realizar un rebobinado.

El rebobinado de un generador es una actividad que se desarrolla cuando se desea cambiar la totalidad de las bobinas de un generador debido a las siguientes causas:

- a) Para aumentar la capacidad del mismo; aumentando la sección del cobre y disminuyendo el espesor del aislamiento, siempre y cuando sea de mejor calidad.
- b) El aumento de capacidad incrementa la temperatura de operación por lo que se colocaran aislamientos con mejor respuesta a esta acción.
- c) Sustituyendo el embobinado por otro de condiciones similares, porque el original de acuerdo con las pruebas sintomáticas indica que su vida útil ha terminado; las pruebas serán: resistencia de aislamiento, tangente delta, factor de potencia, descargas parciales, descargas a la ranura, aplicación de alta tensión de CA ó CD, respuesta a la frecuencia en cabezales, prueba el CID.



- d) Cuando el índice de fallas en el aislamiento es de tal magnitud que resulta más económica una sustitución total que tener frecuentes salidas y reparaciones que no garantizan una operación confiable y continua.
- e) Cuando por alguna falla, hay una destrucción total del embobinado.
- f) Por el tiempo de operación de la máquina.

Es importante mencionar que actualmente en la Central Termoeléctrica Francisco Pérez Ríos no existe una guía formal para realizar dicha actividad. Sin embargo si existe el personal preparado para llevarla a cabo pues la experiencia en los mantenimientos les ha dado un conocimiento avanzado en la estructura del generador y sus equipos auxiliares.

JUSTIFICACIÓN

Es lógico pensar que dada la importancia del generador eléctrico dentro de la Central Termoeléctrica se tienen cubiertos todos los aspectos en cuanto a su mantenimiento y a los problemas que puede presentar durante su operación, en especial la de un rebobinado. Pero no ocurre así.

En base al problema de la no existencia de una guía para realizar un reembobinado en la central, este trabajo busca ser una referencia para poder llevar a cabo dicha actividad de una manera clara y directa, buscado ser un manual ilustrativo de cada actividad a realizar durante el rebobinado.

Tomando en cuenta que es poca la información que existe acerca de los diversos temas aquí tratados, este trabajo busca dar también una idea de la complejidad de la operación de un generador de esta capacidad, sirviendo a estudiantes de ingeniería eléctrica como un libro de consulta en determinados temas que aquí se tratan.

OBJETIVO GENERAL

Analizar el funcionamiento del generador de 300 MW de la Planta Termoeléctrica Francisco Pérez Ríos, para comprender la importancia de un rebobinado en el estator del generador eléctrico.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Recabar y analizar la información de los sistemas de aislamientos para las bobinas del estator del generador.



- Analizar las principales pruebas de diagnóstico que se realizan para conocer el estado del estator del generador eléctrico.
- Describir el procedimiento de un rebobinado para el generador de 300 MW de la Planta Termoeléctrica Francisco Pérez Ríos.

ORGANIZACIÓN DE LA TESIS

La tesis se organiza en 5 capítulos. En el primer capítulo se presenta el marco teórico que rodea al generador, en donde se incluyen conceptos básicos de máquina síncrona así como las leyes de la inducción electromagnética en las que se basa el funcionamiento del generador. En este mismo capítulo se describe el procedimiento de generación de energía eléctrica en una planta termoeléctrica. El segundo capítulo describe al generador de 300 MW desde su principio de funcionamiento, las partes que lo componen, hasta los sistemas auxiliares con los que cuenta para su correcto funcionamiento. El tercer capítulo expone los sistemas de aislamientos, mencionando las clases de aislamiento, los materiales más comúnmente utilizados para este sistema, así como las causas de fallas en los aislamientos utilizados.

El cuarto capítulo nos muestra las pruebas de diagnóstico más comunes para conocer el estado del estator del generador eléctrico así como los dos tipos de técnicas para diagnosticar el embobinado de la máquina.

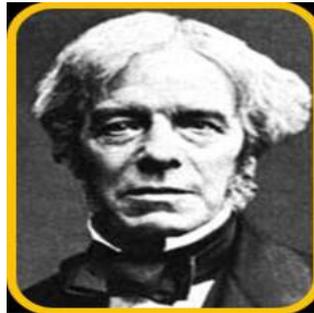
El quinto capítulo es el eje de esta tesis, en el se describen las actividades a realizar durante el rebobinado del generador eléctrico desde el desensamble de la bobinas hasta la pruebas finales de verificación.

En base a lo descrito y a los resultados en cada tema se presentan conclusiones con respecto a cada tema abordado.



1 CONCEPTOS BASICOS Y GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1.1 LEY DE FARADAY



Michael Faraday

Nacido el
22 de septiembre de 1791,
en
Newington, Surrey, al sur de Londres,
Inglaterra,
Fallecido el
25 de agosto 1867,
en
Hampton Court, Surrey, Londres, Inglaterra

Físico y químico británico, es conocido, sobre todo por las aportaciones en el campo de la electroquímica. Fue el descubridor de la inducción y del efecto que lleva su nombre sobre el giro del plano de polarización de la luz por efecto de un campo magnético. La inducción electromagnética es el principio en el que se basa el funcionamiento del Generador Eléctrico, el Transformador y muchos otros dispositivos.

Faraday descubrió que cuando las líneas de flujo magnético son cortadas por un conductor, se produce una fem (Fuerza Electromotriz) entre los extremos de dicho conductor. Por ejemplo. Se induce una corriente eléctrica en el conductor de la figura 1.1a, a medida que éste se mueve hacia abajo, atravesando las



líneas de flujo (Con la letra I indicaremos las corrientes inducidas y las corrientes variables.) Cuanto más rápido sea ese movimiento, tanto más pronunciada será la desviación de la aguja del galvanómetro. Cuando el conductor se mueve hacia arriba a través de las líneas de flujo se puede hacer una observación similar, excepto que en ese caso la corriente se invierte (véase la figura 1.1b). Cuando no se cortan las líneas de flujo, por ejemplo si el conductor se mueve en dirección paralela al campo, no se induce corriente alguna.

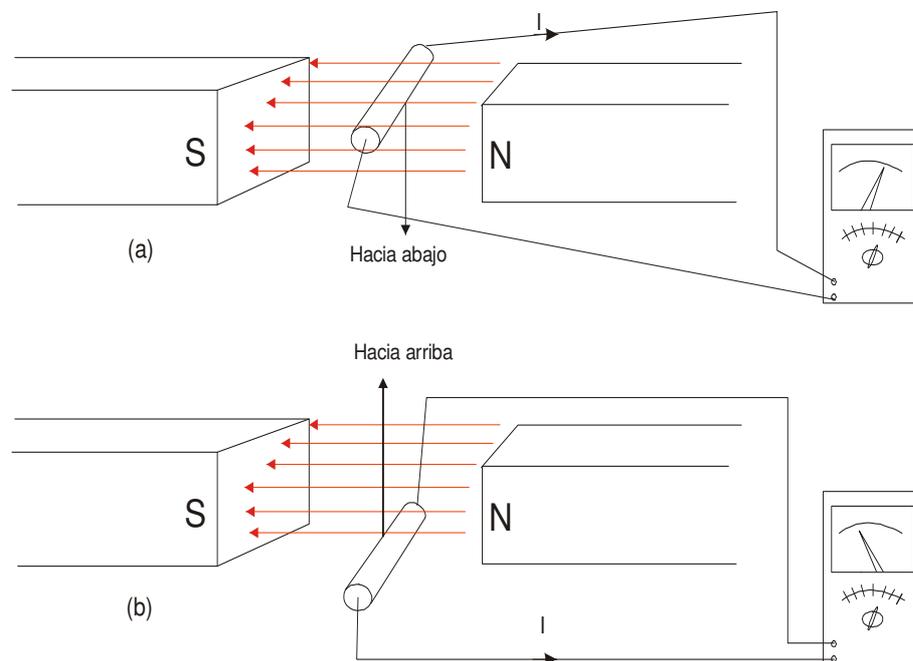


Figura 1.1. Cuando un conductor corta líneas de flujo magnético se induce una corriente eléctrica.

Supongamos que cierto número de conductores se mueven a través de un campo magnético, como se observa en la figura 1.2, al descender una bobina de N espiras a través de las líneas de flujo. La magnitud de la corriente inducida es directamente proporcional al número de espiras y a la rapidez del movimiento. Es evidente que *se induce una fem mediante el movimiento relativo entre el conductor y el campo magnético*. Cuando la bobina permanece estacionaria y el imán se mueve hacia arriba se observa el mismo efecto.



Resumiendo lo que se ha observado mediante estos experimentos, se puede afirmar que:

- ❖ El movimiento relativo entre un conductor y un campo magnético induce una fem en el conductor.
- ❖ La dirección de la fem depende de la dirección del movimiento del conductor con respecto al campo.
- ❖ La magnitud de la fem es directamente proporcional a la rapidez con la que las líneas de flujo magnético son cortadas por el conductor.
- ❖ La magnitud de la fem es directamente proporcional al número de espiras del conductor que cruza las líneas de flujo.

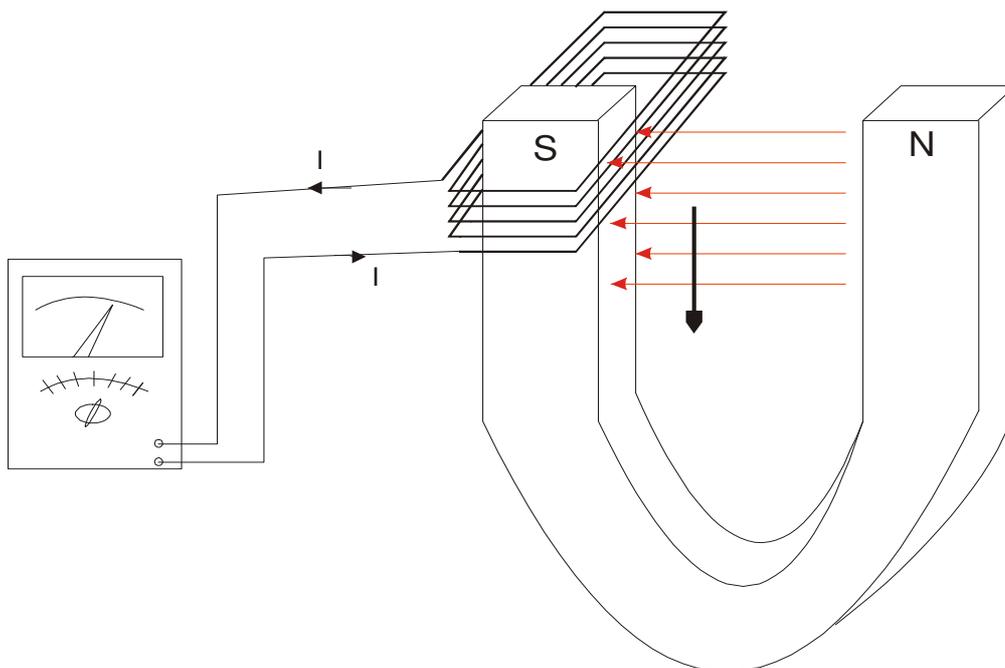


Figura 1.2. La fem inducida en una bobina es proporcional al número de espiras de alambre que cruzan a través del campo.

Una relación cuantitativa para calcular la fem inducida en una bobina de N espiras es:

$$\varepsilon = -N \frac{\Delta\Phi}{\Delta t} \quad (1.1)$$



donde : $\varepsilon =$ fem inducida media

$\Delta t =$ cambio en el flujo magnético durante un intervalo de tiempo Δt

Un flujo magnético que cambia con una rapidez de un weber por segundo inducirá una fem de un volt por cada espira del conductor. El signo negativo en la ecuación significa que la fem inducida tiene tal dirección que se opone al cambio que produce, como se explicar más adelante en la figura 1.3.

Ahora analizaremos cómo el flujo magnético Φ que se acopla a un conductor puede cambiar. En el caso más sencillo de un alambre recto que se mueve a través de líneas de flujo, $\Delta\Phi/\Delta t$ la rapidez con la cual el flujo se acopla a causa de los cambios del conductor. Sin embargo, para que una corriente inducida exista es necesario que fluya a través de un circuito cerrado, lo que nos interesa con más frecuencia es la fem inducida en una espira o en una bobina de alambre.

Cabe recordar que el flujo magnético Φ que pasa a través de una espira de área efectiva A está dada por:

$$\Phi = BA \quad (1.2)$$

Donde B es la densidad de flujo magnético. Cuando B está en teslas (webers por metro cuadrado) y A está en metros cuadrados, Φ se expresa en webers.

Un cambio en el flujo Φ puede representarse en dos formas principales:

- ❖ Al cambiar la densidad de flujo B a través de una espira de área constante:

$$\Delta\Phi = (\Delta B) A \quad (1.3)$$

- ❖ Al cambiar el área efectiva A en un campo magnético de densidad de flujo B constante:



$$\Delta\Phi = B (\Delta A) \tag{1.4}$$

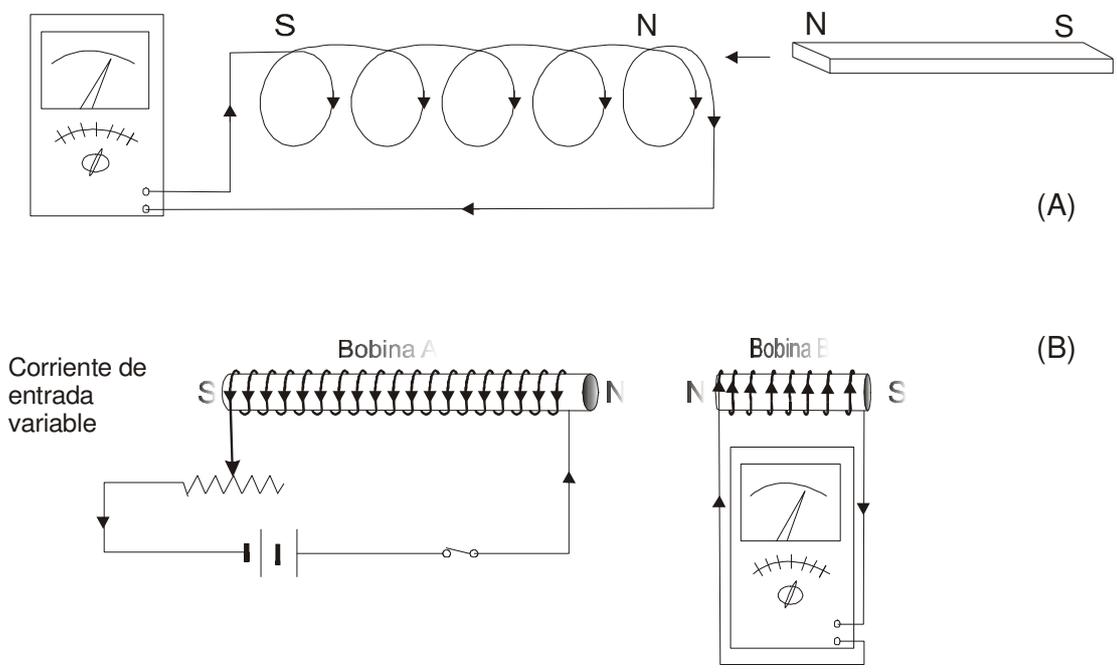


Figura 1.3. (a) Corriente inducida por medio del movimiento de un imán que se desplaza dentro de una bobina. (b) Una corriente variable que circula por la bobina A induce una corriente en la bobina B.

Dos ejemplos de densidad de flujo variable a través de una bobina estacionaria de área constante se ilustran en la figura 1.3. En la figura 1.3A, el polo norte de un imán se mueve a través de una bobina circular. La densidad de flujo al variar induce una corriente en bobina, como lo indica el galvanómetro. En la figura 1.3B no se induce corriente en la bobina B mientras la corriente en la bobina A se constante. Sin embargo, mediante una rápida variación de la resistencia en el circuito izquierdo, la densidad de flujo magnético que llega a la bobina B puede aumentar o disminuir. Mientras la densidad de flujo está cambiando, se induce una corriente en la bobina de la derecha.

Se observa que cuando el polo norte (N) del imán se mueve en la bobina en la figura 1.3A, la corriente fluye en la dirección de las manecillas del reloj si vemos



hacia el imán. Por lo tanto, el extremo de bobina cerca del polo N del imán se vuelve también un polo N (a partir de la regla del pulgar de la mano derecha). El imán y la bobina experimentarán una fuerza de repulsión. Por lo cual será necesario ejercer una fuerza para juntarlos. Si se extrae el imán de la bobina, existirá una fuerza de atracción que hace necesario ejercer una fuerza para separarlos.

En la figura 1.3 se ve que tales fuerzas son una consecuencia natural de la conservación de la energía.

1.1.2 FEM INDUCIDA POR UN CONDUCTOR EN MOVIMIENTO

Otro ejemplo de un área que varía en un campo B constante se ilustra en la figura 1.4. Imaginemos que un conductor en movimiento de longitud l se desliza a lo largo de un conductor estacionario en forma de U con una velocidad v . El flujo magnético que penetra la espira aumenta a medida que el área de la espira aumenta. En consecuencia, se induce una fem en el alambre en movimiento, y circula una corriente por la espira.

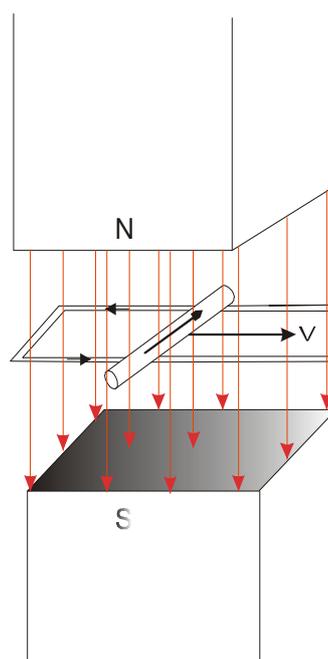


Figura 1.4. Fem inducida en un alambre que se mueve perpendicularmente a un campo magnético



Se puede entender el origen de la fem recordando que una carga en movimiento en un campo magnético experimenta una fuerza que se calcula con esta expresión:

$$F=qvB \quad (1.5)$$

Por ejemplo, en la figura 1.4 las cargas libres en el conductor se mueven hacia la derecha a través de un campo magnético dirigido hacia adentro de la página. La fuerza magnética F que actúa sobre las cargas hace que se muevan a través de la longitud l del alambre en una dirección determinada por la regla del tornillo de rosca derecha (alejándose del lector para la corriente convencional). El trabajo por unidad de carga representa la fem inducida, expresada por:

$$\varepsilon = \frac{\text{trabajo}}{q} = \frac{Fl}{q} = \frac{qvBl}{q} = Blv \quad (1.6)$$

Si la velocidad v del alambre en movimiento tiene una dirección que forma un ángulo θ con el campo B , es necesaria una forma más general para la ecuación anterior:

$$\varepsilon = Blv \text{ sen } \theta \quad (1.7)$$



1.2 LEY DE LENZ



Heinrich Friedrich Emil Lenz

Nacido el

12 de febrero de 1804

En [Tartu](#), en lo que es hoy en día [Estonia](#).

Falleció el

10 de febrero de 1865

En todos los estudios acerca de los fenómenos físicos, hay un principio que sirve de guía y que se destaca sobre todos los demás: el principio de la conservación de la energía. No puede existir una fem sin una causa. Siempre que una corriente inducida produce calor o realiza trabajo mecánico, la energía necesaria debe provenir del trabajo efectuado para inducir la corriente.

Recordando la figura 1.3A estudiada en la Ley de Faraday, el polo norte del imán introducido en una bobina induce una corriente que a su vez origina otro campo magnético. El segundo campo produce una fuerza que se opone a la



fuerza original. Si se retira el imán se crea una fuerza que se opone a la retirada del imán. Esta es una ilustración de la **Ley de Lenz**:

“Una corriente inducida fluirá en una dirección tal que por medio de su campo magnético se opondrá al movimiento del campo magnético que la produce”.

Cuanto más trabajo se realiza al mover el imán en la bobina, mayor será la corriente inducida y, por lo tanto, mayor la fuerza de resistencia. Este era el resultado esperado a partir de la ley de la conservación de la energía. Para producir una corriente más intensa se debe realizar una mayor cantidad de trabajo.

Es decir, si el flujo aumenta, la bobina lo disminuirá; si disminuye lo aumentará. Para conseguir estos efectos, tendrá que generar corrientes que, a su vez, creen flujo que se oponga a la variación. Se dice que en la bobina ha aparecido una CORRIENTE INDUCIDA, y, por lo tanto, UNA FUERZA ELECTROMOTRIZ INDUCIDA.

Se verá un ejemplo aclaratorio: Supongamos que la bobina, *situada a la izquierda en la figura 5 siguiente*, tiene un flujo nulo. Por lo que la corriente I será nula también.

Si le acercamos un imán, parte del flujo de éste atravesará la propia bobina, por lo que el flujo de la bobina pasará de ser nulo a tener un valor.

La bobina reaccionará intentando anular este aumento de flujo y lo hará creando una corriente I en el sentido indicado en la figura 1.5, porque de esa manera, esta corriente creará un flujo contrario oponiéndose al aumento impuesto desde el exterior. Una vez transcurrido cierto tiempo, la bobina se ha amoldado a las nuevas condiciones y el flujo que la atraviesa será el que impone el imán. Al amoldarse dejará de crear la corriente indicada, que pasará de nuevo a ser cero.

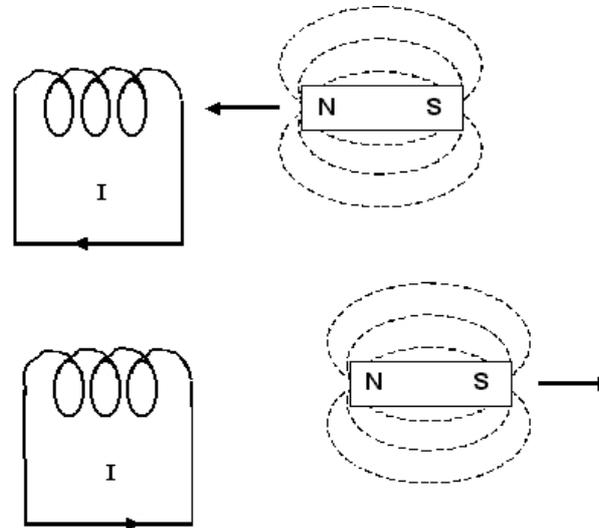


Figura 1.5 Corrientes Inducidas

Si ahora se aleja el imán, el flujo que estaba ahora atravesando la bobina disminuirá, por lo que la bobina reaccionará creando de nuevo una corriente esta vez de signo contrario al anterior, para producir un flujo que se oponga a la disminución.

La dirección de la corriente inducida en un conductor recto que se mueve a través de un campo magnético se puede determinar por la ley de Lenz. Sin embargo, existe un método más fácil, como se ilustra en la figura 1.6. Se conoce como **regla de Fleming, o regla de la mano derecha**:

Si el pulgar, el dedo índice y el dedo medio de la mano derecha se colocan en ángulo recto entre sí, apuntan con el pulgar en la dirección en la que se mueve el alambre, y apuntando con el índice en la dirección del campo (N a S), el dedo medio apuntará en la dirección convencional de la corriente inducida.

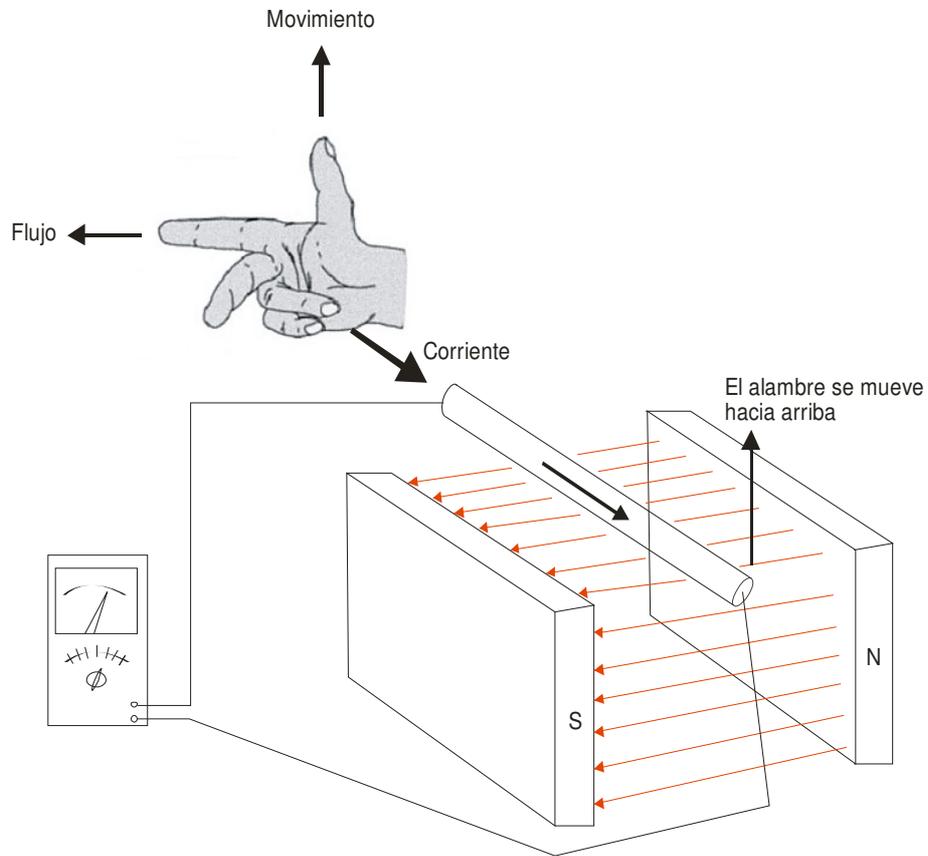


Figura 1.6 Regla de la mano derecha para determinar la dirección de la corriente inducida



1.3 LEY DE AMPERE



André Marie Ampère

Físico y Matemático

Nacido el 20 de enero de 1775, en Lyon,
Francia,

Fallecido el 10 de junio de 1836, en Marsella,
Francia.

André Marie Ampère, fue el fundador de la rama de la física que reconocemos como electrodinámica y el primero en usar el vocablo corriente para identificar a la electricidad y nos lega los medios para medirla: el ampere y el ammeter. Su muerte, acontece en la ciudad francesa de Marsella en 1836, dejando inconcluso su último libro *"Ensayo sobre la Filosofía de las Ciencias"*.

La ley de Ampere establece que *"la integral de línea de la intensidad del campo magnético a lo largo de una trayectoria cerrada es igual a la suma de los ampere-espiras con las que esta trayectoria es enlazada"*.

$$\int \mathbf{H} \cdot d\mathbf{l} = N I \quad (1.8)$$

La ley de Ampere mantiene una relación similar a la ecuación de la inducción electromagnética pero para un circuito magnético cerrado que conduce un flujo magnético, siendo \mathbf{H} la intensidad del campo magnético en el elemento $d\mathbf{l}$ del circuito, N el número de espiras que está enlazado por el flujo magnético, e I la corriente que fluye en el arrollamiento.

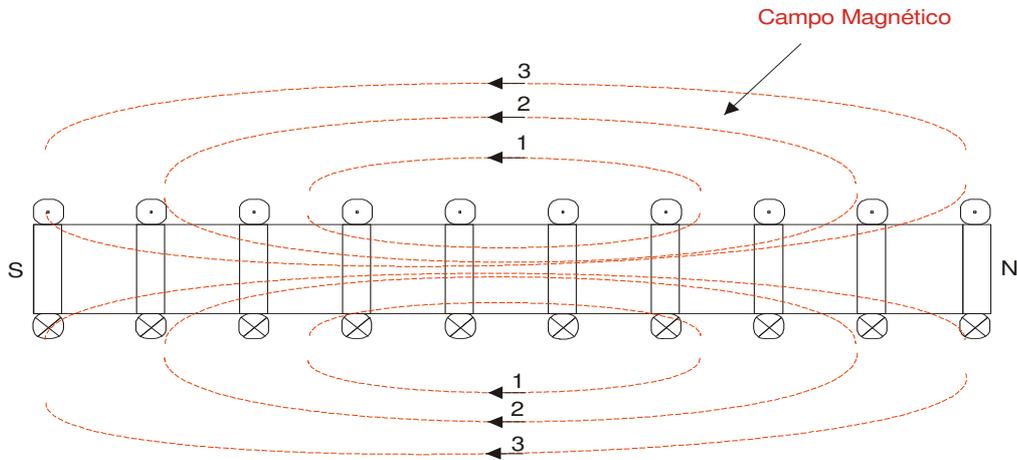


Figura 1.7 Ilustración de la ley de Ampere

1.4 LEY DE BIOT-SAVART



Félix Savart

Nació el 30 de junio de 1791 en Mézières, Francia

Muere el 16 de Marzo de 1841 en París, Francia



Jean Baptiste Biot

Nació el 21 de abril de 1774, París Francia

Muere el 3 de febrero de 1862, París Francia

Esta ley establece que todo conductor bajo la acción de un campo magnético y por el cual circula una corriente eléctrica, queda sometido a la acción de una fuerza que lo hace desplazarse a través del campo.



Si la dirección de las líneas de inducción forman un ángulo α con la dirección del conductor que conduce la corriente, la fuerza sería igual:

$$F = 8.85 \times 10^{-8} B L e I \text{ Sen } \alpha \quad (1.9)$$

Donde "Le" es la longitud de conductor en pulgadas, I la corriente en amperes y la B la densidad del flujo (líneas por pulgadas²), en la que el conductor esta alojado.

En máquinas eléctricas, las líneas de inducción y los conductores están prácticamente siempre perpendiculares entre sí.

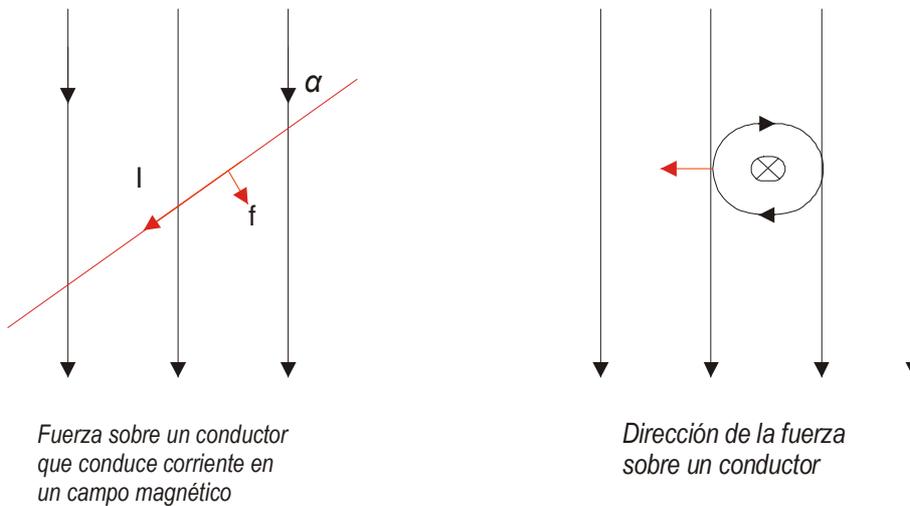


Figura 1.8 Líneas de fuerza sobre un conductor y su dirección

1.5 GENERADORES SINCRONOS



Los generadores síncronos o alternadores son máquinas síncronas utilizadas para convertir potencia mecánica en potencia eléctrica de ca. A continuación se describe el funcionamiento de un generador síncrono.

1.5.1 CONSTRUCCIÓN DE GENERADORES SINCRONOS

En un generador síncrono se aplica corriente de cd al devanado del rotor, la cual produce un campo magnético en el rotor. Enseguida, el rotor del generador gira mediante un motor primario, y produce un campo magnético giratorio dentro de la máquina. Este campo magnético giratorio induce un conjunto de voltajes trifásicos dentro de los devanados del estator del Generador.

Dos términos que se utilizan comúnmente para describir los devanados de una máquina son devanados de campo y devanados del inducido. En general, el término “devanados de campo” se aplica a devanados que producen el campo magnético principal en una máquina y el término “devanados del inducido” se aplica a los devanados donde se induce el voltaje principal. En las máquinas síncronas, los devanados de campo están en el rotor, por lo que los terminos “devanados del rotor” y “devanados de campo” se utilizan indistintamente. De manera similar, los terminos “devanados del estator” y “devanados del inducido” se utilizan indistintamente.

El rotor de un generador síncrono es en esencia un electroimán grande. Los polos magnéticos en el rotor pueden ser tanto salientes como no salientes. El término salientes significa proyectado hacia “afuera” o “prominente” y un polo saliente es un polo magnético proyectado hacia afuera de la superficie del rotor. Por otro lado, un polo no saliente es un polo magnético construido al mismo nivel de la superficie del rotor. En la figura 1.8a se muestra un rotor de polos no salientes y en la figura 1.8b se puede ver un rotor de polos salientes. Por lo regular, los rotores de polos no salientes se utilizan para rotores de dos a cuatro polos, mientras que los rotores de polos salientes normalmente se usan para rotores con cuatro o más polos. Debido a que el rotor está sujeto a campos magnéticos variables, éste se construye con láminas delgadas para reducir las perdidas por corriente parásitas.

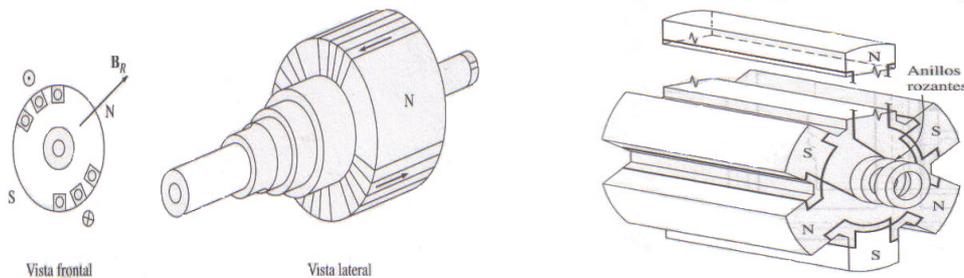


Figura 1.8. a) Rotor polos no salientes

b) rotor polos salientes

Se debe suministrar una corriente de cd al circuito de campo del rotor. Puesto que el rotor está girando, se requiere de un arreglo especial para que la



potencia cd llegue a los devanados de campo. Existen dos formas comunes de suministrar esta potencia cd:

1. Suministrar al rotor la potencia de cd desde una fuente externa cd por medio de anillos rozantes y escobillas.
2. Suministrar la potencia cd desde una fuente de potencia cd especial montada directamente en el eje del Generador Síncrono.

Los anillos rozantes son anillos de metal que circundan por completo el eje de una máquina pero se encuentran aislados de él. Un extremo del devanado del rotor cd está unido a cada uno de los dos anillos rozantes en el eje de la máquina síncrona y una escobilla estacionaria se desliza sobre cada anillo rozante. Una “escobilla” es un bloque de un compuesto de carbón parecido al grafito que conduce electricidad libremente pero tiene una fricción muy baja, por lo que no desgasta al anillo rozante. Si el extremo positivo de una fuente de voltaje cd se conecta a una escobilla y el extremo negativo se conecta a otra, entonces se aplicará el mismo voltaje cd al devanado de campo en todo momento, sin importar la posición angular o velocidad del rotor.

Los anillos rozantes y las escobillas causan ciertos problemas cuando se utilizan para suministrar potencia cd a los devanados de campo de una máquina síncrona: incrementa la cantidad de mantenimiento que requiere la máquina debido a que el desgaste de las escobillas debe ser revisado regularmente. Además, la caída de voltaje en la escobilla puede ser la causa de pérdidas significativas de potencia en las máquinas que tienen corrientes de campo más grandes. A pesar de estos problemas, los anillos rozantes y las escobillas se utilizan en todas las máquinas síncronas pequeñas, ya que no hay otro método para suministrar corriente de campo cd que sea tan eficiente en términos de costo.

En los generadores y motores más grandes se utilizan excitadores o excitatrices sin escobillas para suministrar a la máquina corriente de cd. Un excitador sin escobillas es un generador de ca pequeño con un circuito de campo montado en el estator y un circuito de armadura montado en el eje del rotor. La salida trifásica del generador excitador se rectifica a corriente directa por medio de un circuito rectificador trifásico (que también está montado en el eje del generador) y luego se alimenta al circuito de campo cd principal. Por medio del control de la pequeña corriente de campo cd del generador excitador (localizado en el estator) es posible ajustar la corriente de campo en la máquina principal sin anillos rozantes ni escobillas. Debido a que no se presenta ningún contacto mecánico entre el rotor y el estator, los excitadores sin escobilla requieren mucho menos mantenimiento que los anillos rozantes o escobillas.

Para que la excitación de un generador sea completamente independiente de cualquier fuente de potencia externa, a menudo se incluye un pequeño excitador piloto en el sistema. Un excitador piloto es un pequeño generador de ca con imanes permanentes montados en el eje del rotor y un devanado trifásico en el estator. Produce la potencia para el circuito de campo del excitador, que a su vez controla el circuito de campo de la máquina principal. Si



se incluye un excitador piloto en el eje del generador, entonces no se requiere de potencia eléctrica externa para accionar el generador.

Muchos de los generadores síncronos que incluyen excitadores sin escobillas también tienen anillos rozantes y escobillas, por lo que hay una fuente auxiliar de corriente de campo cd en caso de emergencia.

1.5.2 VELOCIDAD DE ROTACIÓN DE UN GENERADOR SÍNCRONO

Los generadores síncronos son por definición *síncronos*, lo que quiere decir que la frecuencia eléctrica se produce y entrelaza o sincroniza con la tasa mecánica de rotación del generador. El rotor de un generador síncrono consta de un electroimán al que se le suministra corriente directa. El campo magnético del rotor apunta en la dirección en que gira el rotor. Ahora, la tasa de rotación de los campos magnéticos está relacionada con la frecuencia eléctrica del estator. Como se observa en la siguiente ecuación, la *velocidad síncrona* de un generador será de acuerdo a lo siguiente:

$$N = \frac{120 f}{p} \quad (1.10)$$

donde:

- N= Velocidad del rotor en revoluciones por minuto (rpm)
- F= Frecuencia eléctrica en Hz
- P= Número de polos

1.5.3 VOLTAJE INTERNO GENERADO POR UN GENERADOR SÍNCRONO



La ecuación de la magnitud del voltaje inducido en cierta fase de un estator era:

$$E_A = \sqrt{2} \pi N_c \Phi f \quad (1.11)$$

Este voltaje depende del flujo Φ en la máquina, de la frecuencia o velocidad de rotación y de la construcción de la máquina. Para resolver problemas de máquinas síncronas, a menudo esta ecuación se escribe de una forma más simple que enfatiza las cantidades que varían durante la operación de la máquina. Esta forma más simple es:

$$E_A = K \Phi \omega \quad (1.12)$$

Donde K es una constante que representa la construcción de la máquina. Si ω se expresa en radianes eléctricos por segundo, entonces:

$$K = \frac{N_c}{\sqrt{2}} \quad (1.13)$$

Mientras que si ω se expresa en radianes mecánicos por segundo, entonces

$$K = \frac{N_c P}{\sqrt{2}} \quad (1.14)$$

El voltaje interno generado E_A es directamente proporcional al flujo y a la velocidad, pero el flujo en sí depende de la corriente que fluye por el circuito de campo del rotor. En la figura 1.9a se muestra la manera en que se relacionan el circuito de campo I_f y el flujo Φ . Debido a que E_A es directamente proporcional al flujo, el voltaje interno generado E_A está relacionado con la corriente de campo, como se observa en la figura 1.12b. Esta grafica se llama *curva de magnetización o característica de circuito abierto* de la máquina.

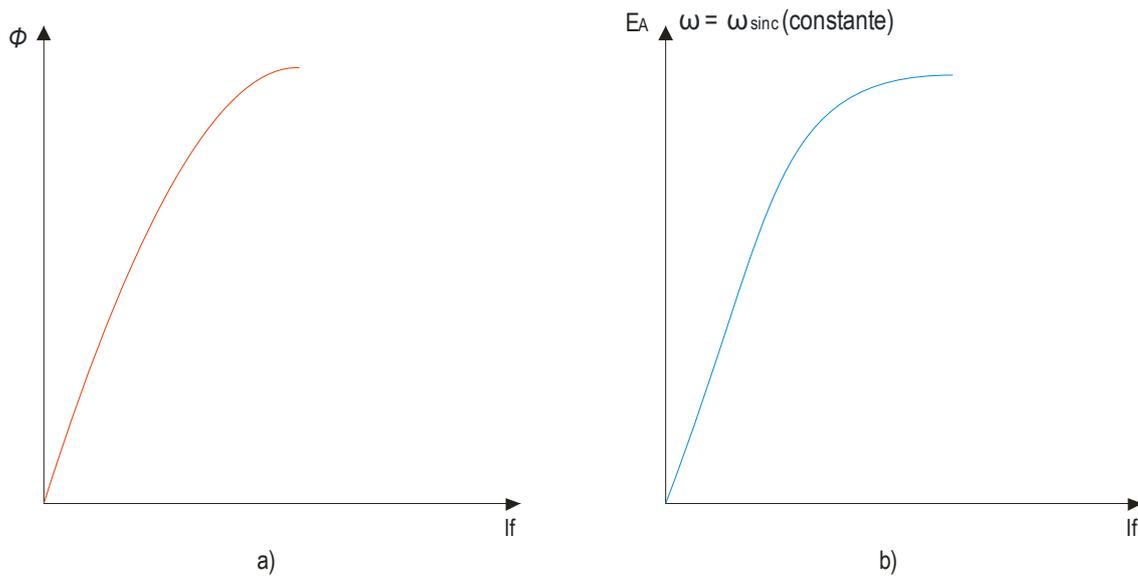


Figura 1.9. a) Gráfica del flujo contra la corriente de campo en un generador síncrono. b) Curva de magnetización de un generador síncrono.

1.5.4 CIRCUITO EQUIVALENTE DE UN GENERADOR SÍNCRONO

La figura siguiente (1.10) muestra el circuito equivalente de un generador síncrono trifásico. En dicha figura se pueden apreciar el circuito equivalente completo de un generador de este tipo. Esta figura muestra una fuente de potencia de cd que suministra potencia al circuito de campo del rotor, que se modela por medio de la inductancia y resistencia en serie de la bobina. Un resistor ajustable R_{ajus} está conectado en serie con R_F y este resistor controla el flujo de corriente de campo. El resto del circuito equivalente consta de los modelos de cada fase. Cada fase tiene un voltaje interno generado con una inductancia en serie X_s (que consta de la suma de la reactancia del inducido y la autoinductancia de la bobina) y una resistencia en serie R_A . Los voltajes y corrientes de las tres fases están separados por 120° , pero en todo lo demás son idénticos.

La ecuación general de la máquina sincronía que describe V_ϕ es:

$$V_\phi = E_A - jX_s I_A - R_A I_A \quad (1.15)$$

donde:

- V_ϕ = Voltaje de fase
- E_A = Voltaje interno generado.
- jX_s = Reactancia síncrona
- I_A = Corriente
- R_A = Resistencia del estator

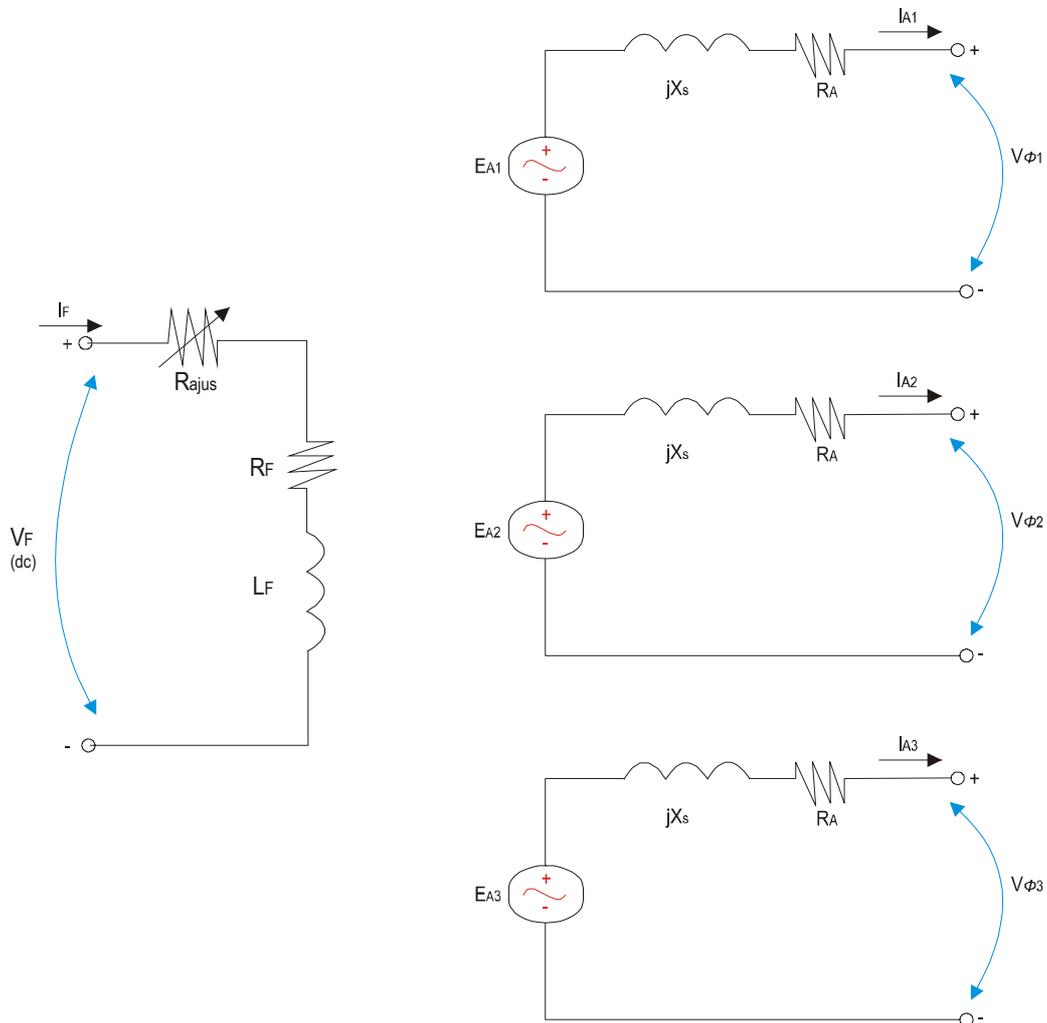


Figura 1.10. Circuito equivalente completo de un generador síncrono trifásico

Como muestra la figura 1.11, estas tres fases se pueden conectar en Y o en Δ . Si se conectan en Y, entonces el voltaje del terminal V_T está relacionado con el voltaje de fase por:

$$V_T = \sqrt{3} V_\phi \quad (1.16)$$

Si se conecta en Δ , entonces:

$$V_T = V_\phi \quad (1.17)$$

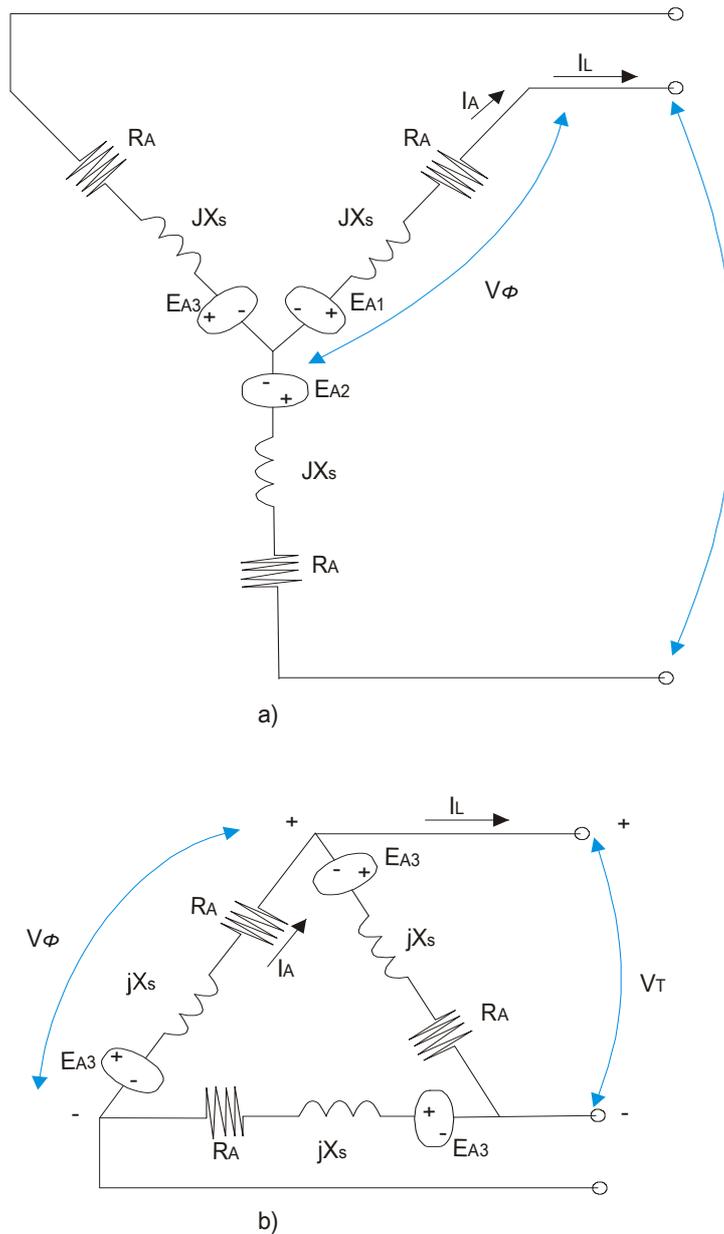


Figura 1.11. El circuito equivalente de un generador conectado en a) Y y b) Δ

Normalmente, el hecho de que las tres fases de un generador síncrono sean idénticas en todos aspectos menos en el ángulo de fase lleva a la utilización de un *circuito equivalente por fase*. El circuito equivalente por fase de esta máquina se puede apreciar en la figura 1.12. Se debe tener presente un factor importante cuando se utiliza un circuito equivalente por fase: las tres fases tienen los mismos voltajes y corrientes sólo cuando las cargas conectadas a ellas están balanceadas. Si las cargas del generador están balanceadas, se requieren técnicas de análisis más complejas que no trataremos en este trabajo.

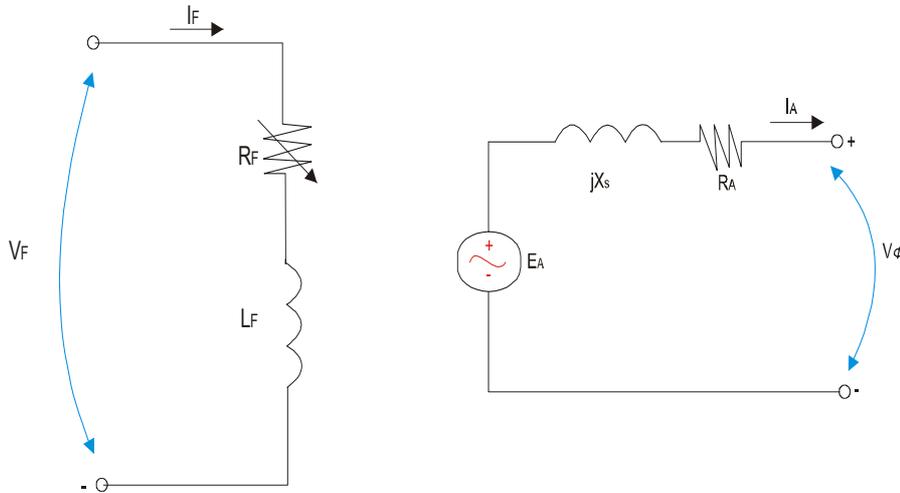


Figura 1.12. El circuito equivalente por fase de un generador síncrono. La Resistencia del circuito de campo interno y la resistencia variable se combinan en un solo resistor R_r .

1.6 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El generador eléctrico, es uno de los equipos principales dentro de una central termoeléctrica, pues como se ha mencionado, es quien convierte la energía mecánica en eléctrica, pero para que esto suceda es necesario pasar por diversas etapas de transformación de la energía. A continuación se explicará el proceso de transformación de la energía en una central termoeléctrica.

1.6.1 CENTRALES DE GENERACIÓN

Una central de generación es una instalación completa con el objetivo de producir energía eléctrica. En las centrales se realiza una serie de transformaciones de la energía.

Las centrales generadoras cuentan con alguna forma de energía disponible a partir de la cual se inician todas las transformaciones necesarias hasta llegar finalmente a la energía eléctrica (Figura 1.13).



Figura 1.13 Centrales de generación

1.6.2 CENTRAL TERMOELÉCTRICA

La fuente de energía disponible es un combustible (combustible pesado, gas, diesel, carbón, etc.). La energía se encuentra almacenada en el combustible según la composición química y se libera haciendo que se produzca una reacción química que en este caso es la combustión (primera transformación de la energía).

La energía química del combustible se transforma en calor (energía calorífica) en la flama y en los gases calientes. Ésta combustión se realiza en el generador de vapor.

La energía calorífica producto de la combustión es empleada para calentar agua y producir vapor, los gases calientes ceden parte de energía al vapor teniéndose vapor con la energía que llamaremos térmica.

La energía del vapor se transforma en trabajo mecánico en una turbina de vapor con lo que se tiene otra transformación de la energía. Finalmente el estar la turbina acoplada a un Generador Eléctrico, se tiene la última transformación de la energía y se llega al objetivo: la producción de energía eléctrica.

Todas las transformaciones de energía mencionadas se realizan en una central termoeléctrica.

EQUIPOS PRINCIPALES DE UNA CENTRAL TERMOELÉCTRICA

De acuerdo a su participación directa en la obtención del objetivo, así como por su tamaño y costo, se clasifican en:

- a) Generador de Vapor
- b) Turbina de Vapor
- c) Generador Eléctrico



EQUIPOS AUXILIARES

EQUIPO	TIPO			
BOMBAS	2 CONDENSADO	3 AGUA DE ALIMENTACIÓN	2 AGUA DE CIRCULACIÓN	6 ALTA PRESIÓN
VENTILADORES	2 TIRO FORZADO	2 RECIRCULADORES DE GASES	AIRE SELLOS	AIRE PILOTOS
EXTRACTORES	DE GASES, ETC.			
CALENTADORES	2 AGUA DE ALIMENTACIÓN	4 CONDENSADO	3 ALTA PRESIÓN	
ENFRIADORES	HIDROGENO, ETC.			
COMPRESORES	AIRE DE SERVICIOS		AIRE DE INSTRUMENTOS	
EYECTORES	ARRANQUE Y SERVICIOS			
DEAREADORES	CALENTADOR DE MEZCLA			
TANQUES	ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLE	AGUA DE SERVICIOS	AGUA DESMINERALIZADA	

El ciclo termodinámico empleado es Rankine Regenerativo con una etapa de recalentamiento y siete etapas de calentamiento.

El agua de condensado se extrae del pozo caliente y es bombeada al desgasificador pasando por cuatro calentadores de baja presión de tipo superficie de dos pasos. En el desgasificador el agua se mezcla con el vapor de la extracción número 5 de la turbina, donde además de calentarse se extraen los gases incondensables, el agua cae por gravedad a un tanque de oscilación, del cual succionan las bombas de agua de alimentación que se elevan la presión del fluido haciéndolo pasar por los calentadores 6, 7 y por el economizador. Las etapas de calentamiento y el economizador (un serpentín que cruza una sección del ducto chimenea) al hacer que el agua llegue al domo superior a una temperatura considerable (250°C), hacen más eficiente la operación de la caldera.

El agua se introduce al domo superior. Las bombas de circulación controlada succionan el agua del domo y la hacen pasar por paredes del generador de vapor, donde el agua incrementa su temperatura, formándose una mezcla agua-vapor y regresa nuevamente al domo donde se realiza nuevamente la separación del vapor. El vapor obtenido entra a los elementos de sobrecalentador para obtener condiciones de operación (538° C, 169 Kg/cm²) entrando a la turbina de alta presión para hacerla girar y ahí pierde condiciones de presión y temperatura (cambio de energía térmica a mecánica), esta temperatura (del vapor) se recupera al pasar por elementos del recalentador, de ahí pasa a la primera y segunda etapas de presión intermedia de la turbina (38.72 Kg/cm², 537.7°C): La energía restante que aún conserva vapor a la salida de la 2a etapa de presión intermedia se aprovecha en la turbina de baja presión. A la salida de ésta, el vapor se descarga en el condensador a una presión de 0.685 Kg/cm²). El vapor que ya trabajo en las etapas de las



turbinas, es condensado en el condensador, concluyendo aquí el ciclo térmico del agua (Rankine).

La turbina está acoplada al rotor del generador eléctrico por lo que girara con está a 3600 rpm. Este rotor crea un campo magnético giratorio que esta cortado por las bobinas del estator creándose en estas una fem, logrando así la generación de energía eléctrica que es pasada a un transformador elevador de tensión y de ahí a una subestación para su distribución.

El agua resultante de la condensación de vapor es bombeada por las bombas de condensado para que circule a través de las etapas de calentamiento y el deaerador, en donde los gases incondensables que lleva el agua, son arrojados la atmósfera. Después del deaerador las bombas de alimentación, hacen circular el agua a través de las ultimas dos etapas de calentamiento y el economizador, hasta hacerla llegar al domo superior, en donde empieza nuevamente el ciclo.

El agua de alimentación que se pierde durante el ciclo, se repone en el condensador. Esta agua es proporcionada por los pozos (situados frente a la Planta de Tratamiento de Aguas Negras). Antes de llegar al condensador es tratada en la planta desmineralizadora.

La condensación del vapor se logra haciéndolo pasar a través de una serie de superficies enfriadas por el agua de circulación. El calor que pierde el vapor al condensarse y gana el agua de circulación a través de las superficies de contacto del condensador es disipado por la torre de enfriamiento. El agua de circulaciones proporcionada por la planta de tratamiento de Aguas Negras.

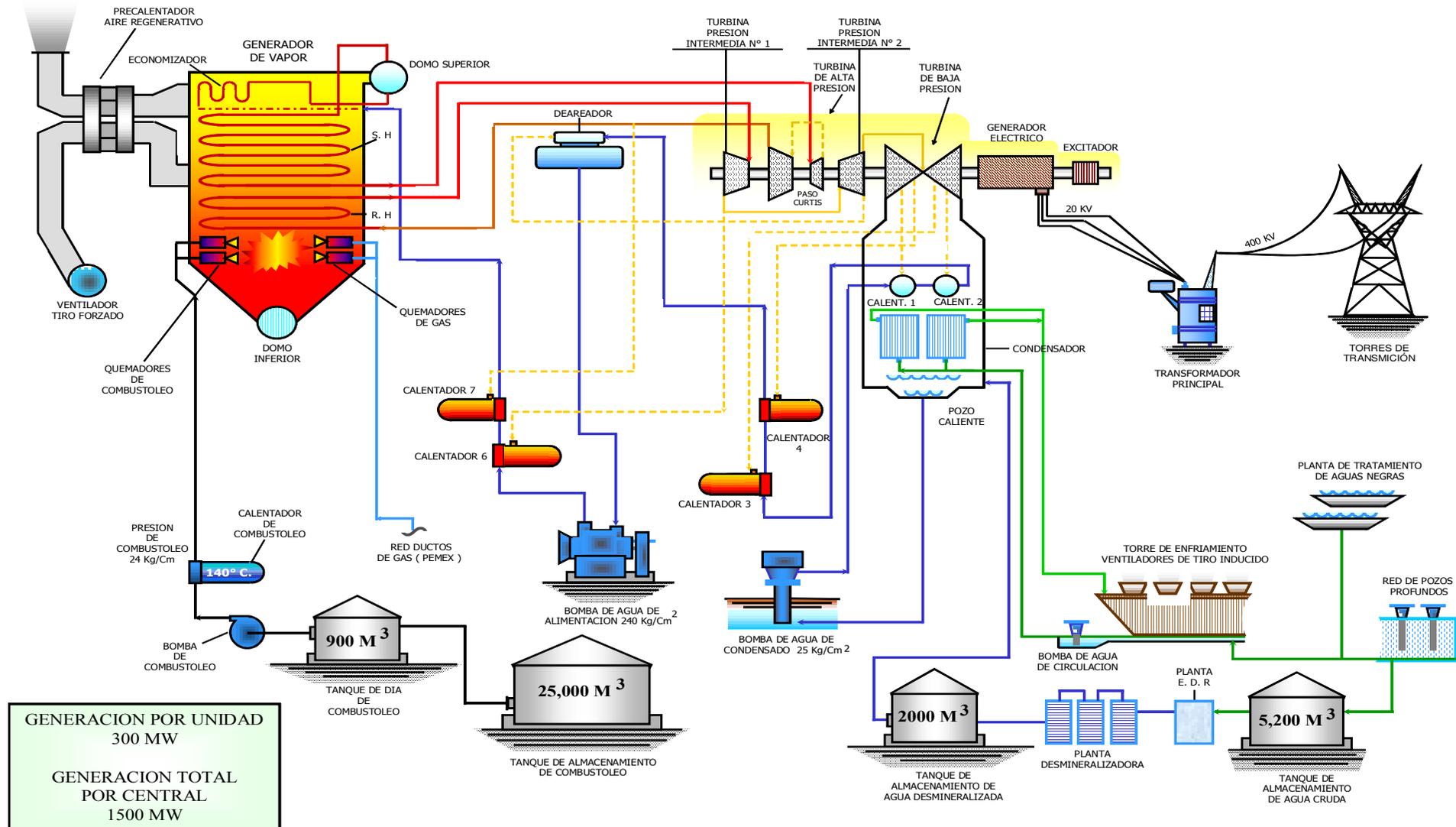
El combustible que alimenta a las calderas (combustóleo) proviene de la Refinería Miguel Hidalgo (contigua a la planta termoeléctrica) a través de un oleoducto. El combustóleo es almacenado en cinco tanques con capacidad de 25 000 000 de litros cada uno además de sistemas de calentamiento para el combustible. Esto ultimo por dos razones:

- ❖ Al aumentar la temperatura del combustible, disminuye su viscosidad y por lo tanto su bombeo es más fácil.
- ❖ Al llegar el combustible caliente a los quemadores, aumenta la eficiencia de la combustión.

El siguiente diagrama, muestra el proceso de generación de una planta termoeléctrica antes descrito.



DIAGRAMA DE PROCESO DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA







2 GENERADOR ELECTRICO

INTRODUCCIÓN

En una central termoeléctrica básicamente se llevan a efecto tres transformaciones de energía. La primera consiste en transformar la energía química, contenida en el combustible, en energía térmica, para producir vapor en la caldera; la segunda consiste en convertir la energía térmica del vapor, en energía mecánica, por medio de la turbina, y la tercera consiste en transformar la energía mecánica en energía eléctrica. Esta última conversión de energía se lleva a cabo en el generador eléctrico.

2.1 CONOCIMIENTOS GENERALES DEL GENERADOR

2.1.1 PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO

El generador eléctrico, como ya se ha dicho, es una maquina que transforma la energía a mecánica en energía eléctrica.

Fundamentalmente, esta constituido por un inductor (rotor) en el cual se forma un campo magnético, creado por imanes permanentes o por medio de electroimanes, y por un inducido (estator), el cual esta formado por un núcleo de hierro ranurado, donde se alojan las bobinas en las que se inducirá la corriente eléctrica.

El funcionamiento del generador se basa en el siguiente principio:

“Siempre que exista un movimiento relativo entre un campo magnético y un conductor, y la dirección del movimiento sea tal que las líneas de flujo magnético corten al conductor, se obtendrá una fuerza electromotriz inducida (voltaje) en las terminales del conductor”

En otras palabras, si se tiene un campo magnético en movimiento, y las líneas de flujo magnético cortan o se cruzan con un conductor, entonces en el conductor se inducirá un voltaje, esto también es valido si el campo magnético esta fijo y el conductor es el que se mueve a través del campo magnético.

En la figura siguiente, se muestra esquemáticamente un generador simple, donde el inductor lo constituye un imán permanente, acoplado aun promotor (representado por una manivela), y el inducido esta formado por una espira.

En las terminales del conductor, se tiene conectado un voltmetro para monitorear el voltaje inducido.

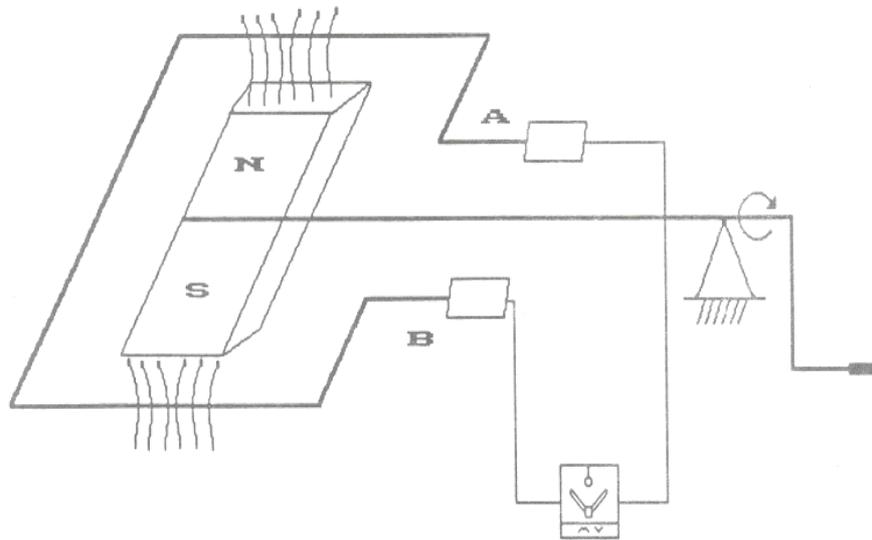


Figura 2.1 Generador eléctrico simple

La turbina proporciona el movimiento giratorio al rotor del generador, por lo que al comenzar a girar, las líneas de fuerza del campo magnético cortaran al estator (inducido), generándose una fuerza electromotriz (voltaje) alterna en sus terminales, cumpliéndose de esta manera el principio del funcionamiento del generador.

2.1.2 GENERACION DEL VOLTAJE INDUCIDO

En la figura del generador simple (figura 2.1), se aprecia lo siguiente:

- En la medida que el inductor (imán) comienza a girar, el campo magnético va cambiando de dirección con respecto al inducido (espira), el cual tiene una posición fija.
- Esto trae como consecuencia que la interacción entre el campo magnético y la espira sea variable, por lo tanto también la magnitud del voltaje inducido será variable.

La figura siguiente muestra, gráficamente la variación del voltaje inducido.

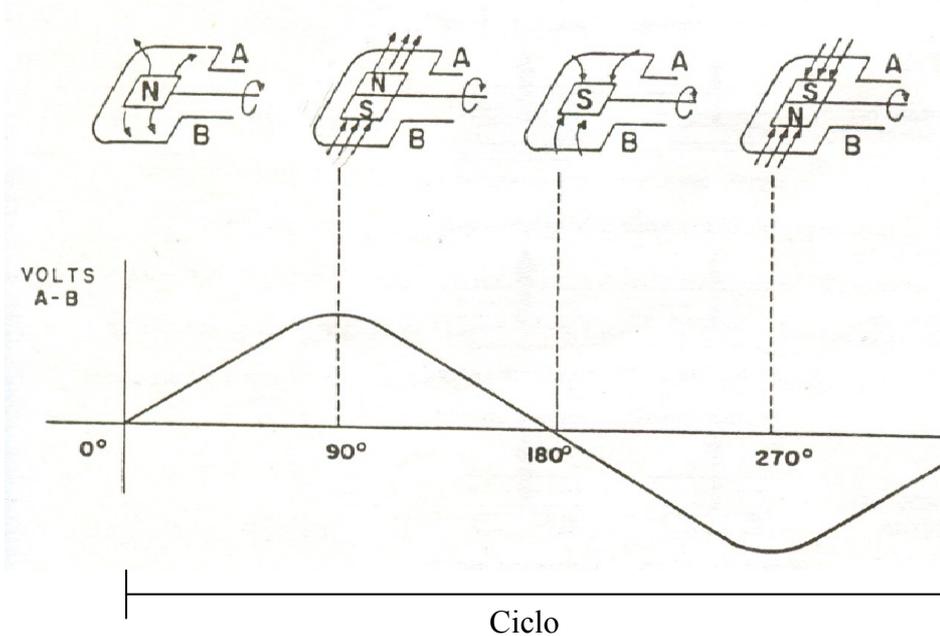


Figura 2.2 Voltaje inducido

Por cada rotación completa del campo magnético (imán), se induce un ciclo de voltaje alterno en la espira, por lo tanto, la frecuencia del voltaje inducido, estará en función de la velocidad a la que gira el inductor y al número de polos que tenga este. La magnitud del voltaje inducido, en los puntos A y B, pueden variar en función de los siguientes factores:

- La velocidad del campo magnético giratorio.
- El número de vueltas o espiras del inducido (estator).
- La intensidad del campo magnético.
- La dirección del movimiento entre el campo magnético (inductor) y el inducido.

Cualquier variación en alguna de estas 4 condiciones, ocasionara un cambio en el voltaje inducido, lo cual se ilustra en la figura 2.3.

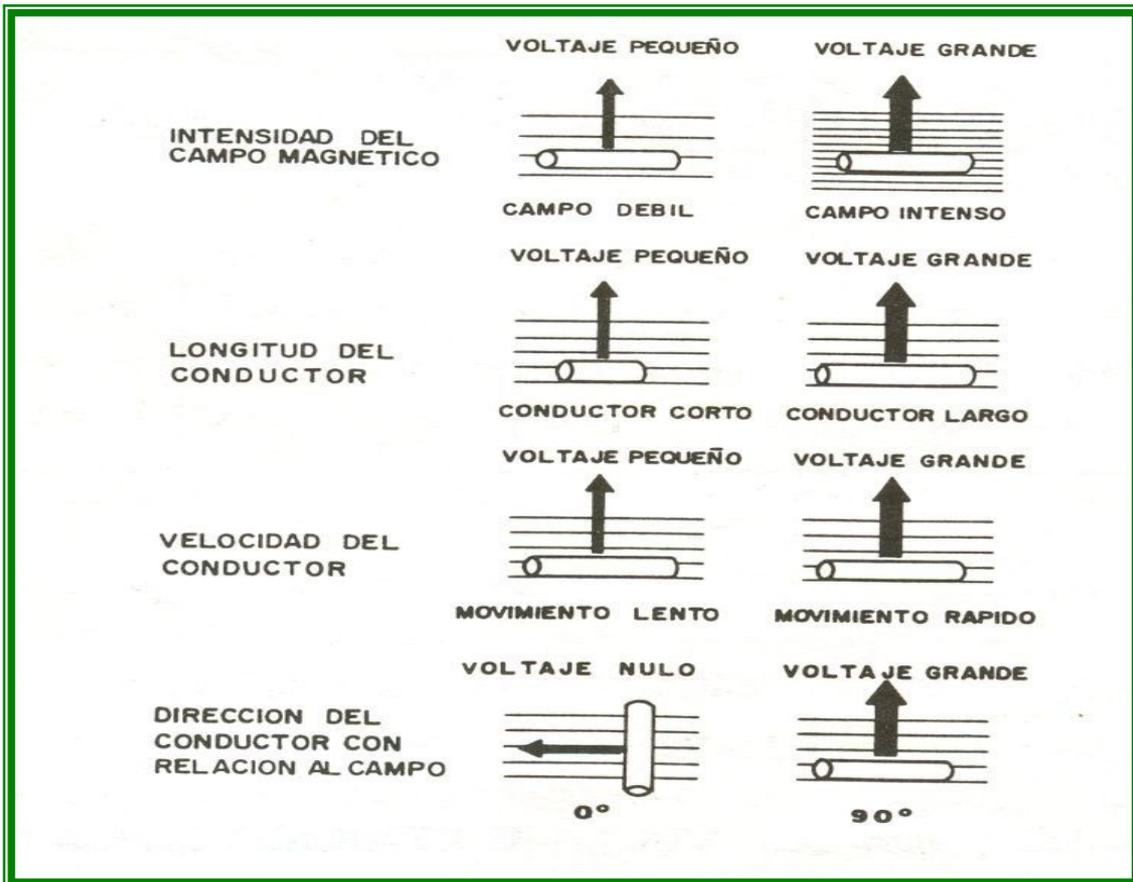


Figura 2.3 Factores que determinan el voltaje inducido

2.2 DESCRIPCION GENERAL DEL GENERADOR ELECTRICO

CARACTERISTICAS

El generador eléctrico es impulsado por una turbina de vapor de 300 MW., se conecta a la subestación eléctrica a través de un banco de tres transformadores monofasicos, los cuales elevan el voltaje de 20 a 230 KV.

Cuenta con un sistema de enfriamiento por medio de hidrogeno, el cual es forzado a circular por el interior de la carcasa, formando un circuito cerrado a través de los enfriadores de hidrógeno, los cuales utilizan agua del sistema de enfriamiento de auxiliar. Dadas las características de este sistema, es necesario contar con un sistema de aceite de sellos que evite que el hidrógeno contenido dentro del Generador se fugue a la atmósfera.



DESCRIPCION DEL ESTATOR

En el estator se montan varias bobinas formadas por muchas espiras conectadas en serie, de tal forma que al ser cortadas por el campo magnético giratorio del rotor, se induce en cada una de ellas un F.E.M. que al sumarse todas ellas produce una mayor potencia de salida del generador.

Los embobinados están formados por semibobinas o bastones, los que a su vez están constituidos por un conjunto de conductores de cobre dispuestos de tal manera que éste tiene forma rectangular en su sección transversal, para poderse alojar en las ranuras del núcleo. En algunos casos, estos tienen ductos o canales para que, al igual que el núcleo, permitan el paso del refrigerante.

Las semibobinas tienen una porción recta que es la que queda alojada en las ranuras del núcleo, y unas curvas que se soldan en los extremos con otras semibobinas, para formar las bobinas a conectarse a los cabezales.

El aislamiento de las bobinas es especial y a base de cintas (mica, de fibra de vidrio, etc.) impregnadas con resinas (epóxicas y poliéster), ya que deben resistir los esfuerzos eléctricos, mecánicos y térmicos a que son sometidas. Así mismo, tienen acabados con pinturas semiconductoras y de distribución de esfuerzos o gradiente, en la sección ranura y cabezal respectivamente, con el objeto de protegerlas de los efectos dañinos de las descargas parciales de efecto corona y para reducir los esfuerzos en las salidas de ranura.

- ❖ **NUCLEO DEL ESTATOR.** Esta formado por delgadas laminillas de acero al silicio de pequeñas pérdidas, las cuales son troqueladas para formar las ranuras donde van a ir unidas por medio de una cuña después de haber recibido cada una de ellas un baño de barniz aislante con el fin de reducir pérdidas por el efecto joule al inducirse fuerzas electromotrices que resultan de una repartición desigual del campo magnético.

A través del laminado del núcleo se tienen canales de ventilación que permiten el paso del hidrógeno refrigerante, el cual es impulsado por un ventilador de alta presión de 2 pasos, localizado en el extremo del rotor lado turbina.

- ❖ **CUBIERTA O CARCAZA.** Consta de una estructura de acero de gran resistencia mecánica, diseñada para confinar el hidrógeno refrigerante en su interior y para resistir en el caso de que se presentará una explosión interna por causa de la inflamación del hidrogeno. En esta cubierta se encuentran soportados el núcleo del estator y los enfriadores de hidrogeno, así como también los dispositivos de sellado con aceite que evitan que el hidrógeno fluya al exterior por las uniones de la cubierta con la flecha del rotor.



DESCRIPCION DEL ROTOR

- ❖ **ROTOR.** Consta de un cilindro de acero forjado, montado en un eje que lo habilita para girar. El rotor al igual que el núcleo del estator se encuentra ranurado para alojar la bobina que forma el campo magnético inductor.

Las salidas de la bobina de campo se llevan hasta el rotor de rectificadores por medio de boquillas aisladas unas de otras y del cilindro de acero y se prolongan a través de la flecha que para este propósito es hueca hasta el rotor de rectificadores que se encuentra montado en la misma flecha del generador.

Como se menciona anteriormente, en el extremo del rotor lado turbina, se encuentra montado en ventilador de flujo axial de 2 pasos, encargado de hacer circular el hidrogeno a través de todos los pasajes del generador, donde absorbe el calor generado, para posteriormente cederlo al agua de enfriamiento al pasar por los enfriadores de hidrógeno.

Las bobinas del rotor están conectadas de tal manera, que al recibir la corriente de excitación se forman dos polos magnéticos (polo norte y polo sur).

De las bobinas del estator, se derivan las fases que conducen la energía eléctrica producida, al exterior del generador, como se observa en la figura 4.

- ❖ **CHUMACERAS.** El rotor del generador se encuentra soportado en sus extremos por las chumaceras No. 5 y 6, así como también el rotor de la excitatriz, por la chumacera No. 7, localizada entre el excitador piloto y el excitador de corriente alterna.

Para mantener a la flecha libre de esfuerzos indebidos por causa de deflexión de la flecha o por un mal alineamiento, las chumaceras en su parte exterior son esféricas para que resulten autoalineables. Por su parte inferior las chumaceras están cubiertas por una camisa de metal BABBIT antifricción y lubricadas por aceite a presión del sistema de lubricación de la turbina.

En los soportes de las chumaceras No. 5 y 6, se encuentran soportados los elementos para formar los sellos de aceite que evitan que el hidrogeno escape del interior del generador.

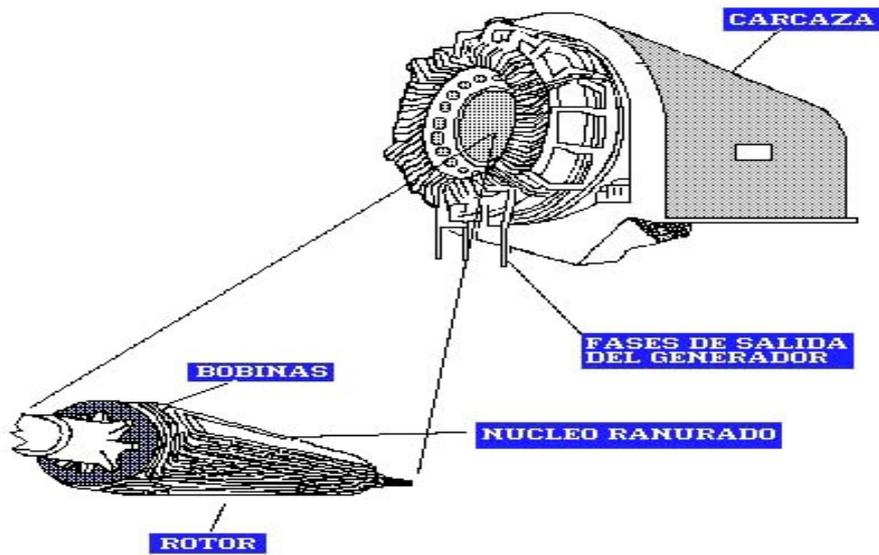


Figura 2.4 Elementos fundamentales del Generador.

AUXILIARES

Los auxiliares del generador, son los sistemas requeridos para su buen funcionamiento y son los siguientes:

- a) Sistema de Excitación.
- b) Sistema de Hidrógeno Y Bióxido de Carbono.
- c) Sistema de Aceite de Sellos.
- d) Protecciones del Generador.
- e) Sistema de enfriamiento del Hidrogeno y del aire del Excitador.



2.3 SISTEMA DE EXCITACION DEL GENERADOR

INTRODUCCIÓN

Hay dos sistemas principales que se emplean para la excitación para los generadores sincrónicos, del tipo *Rotativo* y el *Estático*.

Los excitadores tradicionales rotativos utilizan reguladores de voltaje del tipo rozante o de amplificación magnética. Sin embargo excitadores totalmente estáticos, son más económicos y confiables por contar con Thyristores que por sus cualidades que poseen son los que se utilizan normalmente en los generadores eléctricos de mediana y alta capacidad.

El sistema de excitación, tiene la finalidad de producir, regular y suministrar la corriente de excitación (CD) al devanado de campo (rotor), con el fin de producir en el, un campo magnético que corte a los devanados del estator, para inducir en ellos una fuerza electromotriz (voltaje).

La cantidad de corriente alimentada al devanado de campo (corriente de excitación), será regulada por el sistema de excitación, en función de la magnitud de voltaje a la salida de Generador.

El sistema de excitación, de este generador, es del tipo semiestático, con excitador principal de C.A. y rectificador giratorio, sin escobillas ni anillos rozantes.

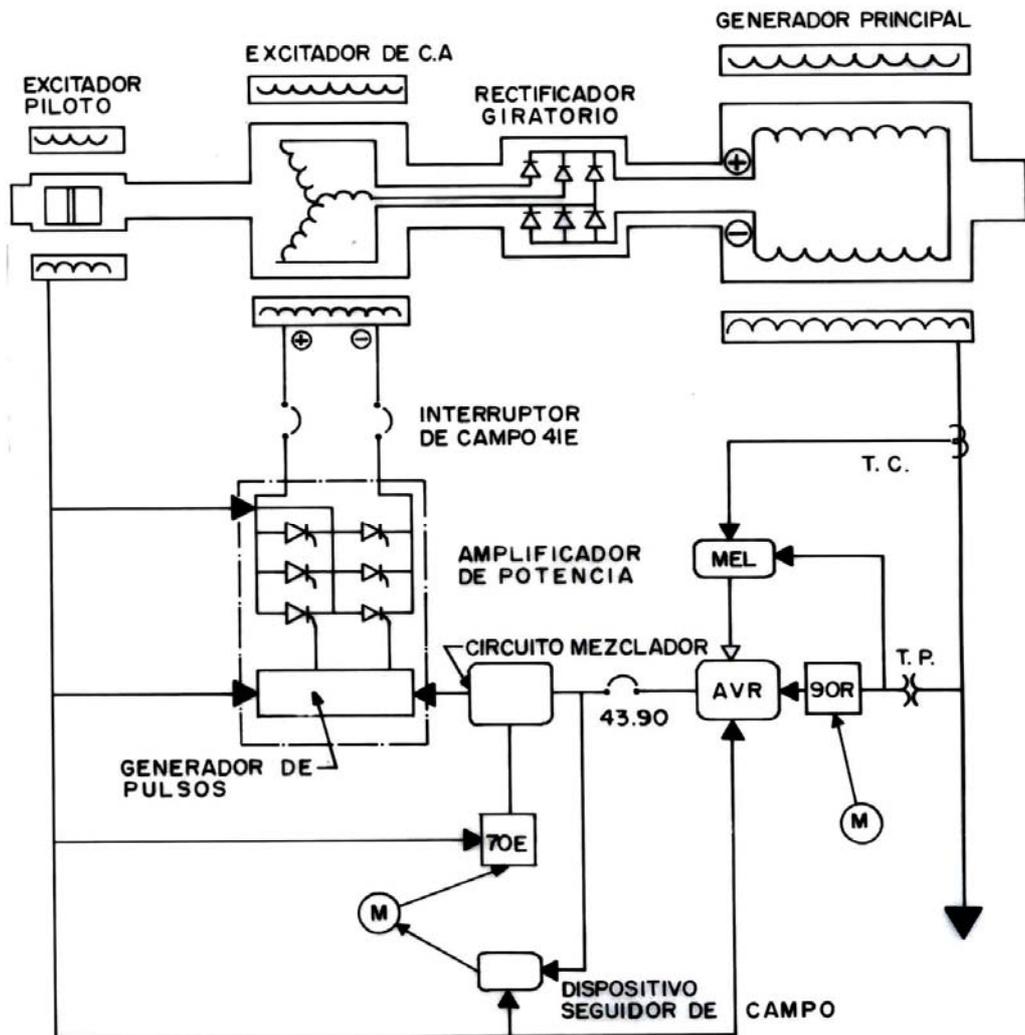


Figura 2.5 Diagrama simplificado del sistema de excitación.

2.3.1 DESCRIPCION DEL EQUIPO PRINCIPAL

EXCITADOR PILOTO

Es un generador de corriente alterna, cuyo rotor esta constituido por un imán permanente, acoplado al rotor del generador, mientras que su estator permanece fijo.

La función de este excitador piloto, es producir la potencia de corriente alterna necesaria para alimentar al sistema de excitación.



EXCITADOR DE CORRIENTE ALTERNA

Es un generador de corriente alterna, con su rotor acoplado directamente a la flecha del generador, a través del rectificador giratorio.

Su función es amplificar y conducir la corriente de excitación, al devanado de campo del generador, a través del rectificador giratorio.

RECTIFICADOR GIRATORIO

Su función es convertir la corriente alterna, producida en el excitador de CA, en directa, la cual se alimenta, por el interior de la flecha, al devanado de campo del generador principal.

REGULADOR AUTOMATICO DE VOLTAJE (AVR)

Es la parte del sistema de excitación que se encarga de regular el voltaje del Generador, en un voltaje determinado, sin que se vea afectado por las variaciones de carga en el sistema.

El regulador automático de voltaje realiza las siguientes funciones:

Permite llevar al generador el voltaje adecuado para su sincronización y mantenerlo estable al quedar sincronizado.

Una vez sincronizado el generador al sistema, permite controlar la generación de reactivos dentro de sus límites de operación, ayudando a mantener un voltaje adecuado y estable en el generador.

Mantiene el voltaje del generador dentro de los límites de seguridad, durante disturbios y condiciones anormales de operación, por medio de limitadores y señales de control al sistema de excitación.

El regulador automático de voltaje, realiza las funciones antes mencionadas en base a lo siguiente (figura 2.6):

Si al comparar la señal de retroalimentación (voltaje de salida del generador) y la señal proporcionada por el ajustador automático (90R), resulta una diferencia (error), esta señal de error es amplificada y sumada a la señal del ajustador manual (70E), por tanto, la señal resultante de esta suma, será la que controle la corriente de excitación al campo del Generador.

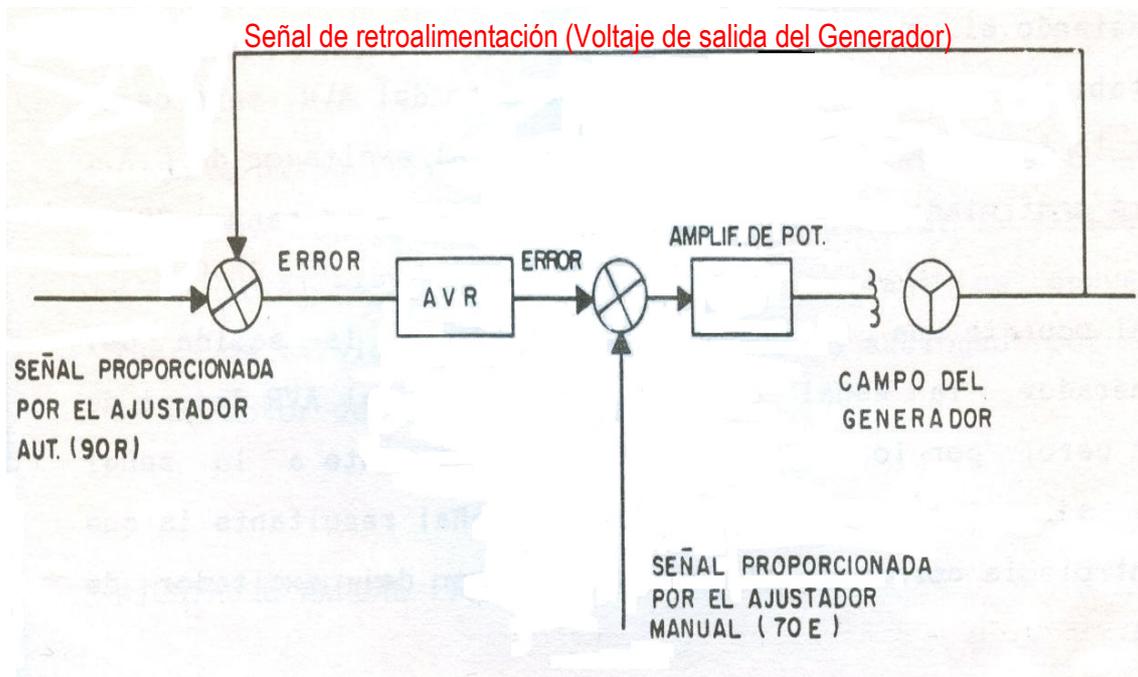


Figura 2.6 Regulador Automático de Voltaje

AMPLIFICADOR DE POTENCIA

Es la etapa de potencia del sistema de excitación, constituida por unidades de rectificación por tiristores.

El amplificador de potencia, proporciona la corriente de excitación al devanado de campo del excitador de CA (estator), de tal forma, que al aumentar o disminuir la corriente de excitación, al excitador de CA, se estará modificando el voltaje de salida del generador principal.

DISPOSITIVO SEGUIDOR DE CAMPO

La corriente suministrada por el amplificador de potencia, esta controlada por dos señales, una es la proporcionada por el ajustador manual (70E) y la otra, la señal de error, procedente del regulador automático de voltaje.

Estando el voltaje de salida del generador en condiciones estables, la señal de error, procedente del AVR, será cero, por lo tanto la corriente suministrada al excitador de CA, será controlada solo por la señal del ajustador manual 70E. Al ocurrir una variación de voltaje a la salida del generador, la señal de error procedente del AVR dejara de ser cero; por lo que se sumara algebraicamente



a la señal del ajustador manual, siendo la señal resultante la que controle la corriente alimentada al campo del excitador de CA.

Esta misma señal alimenta al circuito seguidor de campo, el cual actuara sobre el ajustador manual 70E, para llevarlo a una nueva posición, de tal forma que al desaparecer el error que proviene del AVR, el 70E sea el que controle la excitación para las nuevas condiciones del sistema.

LIMITADOR DE MINIMA EXCITACIÓN (MEL)

El sistema de excitación cuenta con este dispositivo, para establecer un valor mínimo de corriente de excitación al Generador, de manera que al disminuir el consumo de potencia reactiva, por parte del sistema, el regulador automático de voltaje, no reduzca la corriente de excitación al generador, a un valor inferior al establecido y así evitar una posible pérdida de sincronismo del generador.

Cabe señalar, que al reducirse el voltaje de salida del generador y estar alimentando a sus auxiliares, la corriente de los motores del equipo auxiliar se incrementará considerablemente pudiendo llegar a disiparse por sobrecarga.

AJUSTADOR MANUAL (70E)

Este dispositivo es el que permite ajustar el voltaje del Generador en forma manual ya sea al iniciar la excitación o cuando el regulador automático de voltaje se encuentra fuera de servicio. Este dispositivo es accionado por medio de un motor de corriente directa.

AJUSTADOR MANUAL (90R)

La función de este dispositivo es proporcionar un punto de ajuste al regulador automático de voltaje, cuando éste se encuentra en operación. Al igual que el 70E, este dispositivo es accionado por un motor de corriente directa.

2.3.2 DESCRIPCION FUNCIONAL

Cuando el generador principal empieza a girar, se induce una corriente alterna en el excitador piloto, el cual alimenta a los componentes del sistema de excitación.

La excitación del generador principal, inicialmente se hará en forma manual (43-90 abierto), modificando la posición del ajustador manual 70E.

Al dar señal de aumentar al 70E, el amplificador de potencia producirá una corriente de excitación, proporcional a la señal recibida, y la amplificará al excitador de CA, siempre y cuando el interruptor de campo esté cerrado.



En el rotor del excitador de CA se iniciará un voltaje alterno, el cual estará alimentado al devanado de campo del generador principal, a través del rectificador giratorio.

Al tener el voltaje nominal en el generador (20KV), será conveniente controlarlo en forma automática, por lo que se deberá transferir el control al Regulador Automático de Voltaje (AVR); esto se realiza pasando a posición de prueba el interruptor 43-90, para corregir la diferencia que exista entre las señales del 70E y del 90R, observándose en el indicador de balance de excitatriz (GI-1) y se corrige por medio del motor del 90R. Una vez igualadas las señales (indicación de GI-1 en cero), se deberá pasar a automático el interruptor 43-90.

El AVR regulará el voltaje en base al error o desviación que se tenga, al comparar el voltaje de salida del generador (señal de retroalimentación) con la señal proporcionada por el ajustador automático (90R). Esta señal de error es amplificada y sumada a la señal proporcionada por el ajustador manual 70E, y también es alimentada al circuito seguidor de campo, el cual actuará sobre el ajustador manual 70E, para llevarlo a una nueva posición, de tal manera que la señal de control del ajustador manual, controle nuevamente la señal de error procedente el AVR.

2.4 SISTEMA DE HIDROGENO Y BIOXIDO DE CARBONO

En el generador eléctrico, una parte de la potencia que se genera, se disipa en calor, debido principalmente a las siguientes causas:

La circulación de corriente en los devanados del estator y del estator (devanado de campo).

El calor generado en las laminaciones del estator, a causa de la rápida alternación del campo magnético.

Al calor que se produce por la fricción entre el rotor y el hidrógeno.

El calor producido en los grandes generadores es alto, por lo que se requiere de un sistema de enfriamiento que lo disipe adecuadamente. El generador dispone de un sistema de enfriamiento que utiliza hidrógeno como refrigerante, dadas las ventajas que tiene con respecto del aire, las cuales principalmente son:

Las pérdidas por ventilación son proporcionales a la densidad del fluido empleado, y como la densidad del hidrogeno es de 14 veces menor que la del aire, las pérdidas por ventilación son 14 veces menores.

La conductividad térmica del hidrógeno es 7 veces más alta que la del aire, por lo que las partes calientes de generador, ceden más rápidamente su calor al hidrógeno; lo mismo ocurre en los enfriadores, donde el hidrógeno transmite más rápido su calor a los tubos del enfriador.



La transferencia de calor se hace más fácil a medida que se aumenta la presión en el hidrógeno.

Se obtiene mayor duración del aislamiento del generador, ya que una atmósfera de hidrógeno conserva su flexibilidad por un periodo de tiempo más prolongado.

El hidrógeno presenta el inconveniente de que al mezclarse con el aire, en una proporción del 5 al 70% de hidrógeno con el aire, es altamente explosivo (la mezcla de aire e hidrógeno más peligrosa es de 35% de hidrógeno y 65% de aire), por lo que siempre se deberá cuidar que los sellos de aceite funcionen adecuadamente, para evitar fugas de hidrógeno al generador. Asimismo, se deberá cuidar que el llenado y el vaciado de hidrógeno del Generador, se haga correctamente.

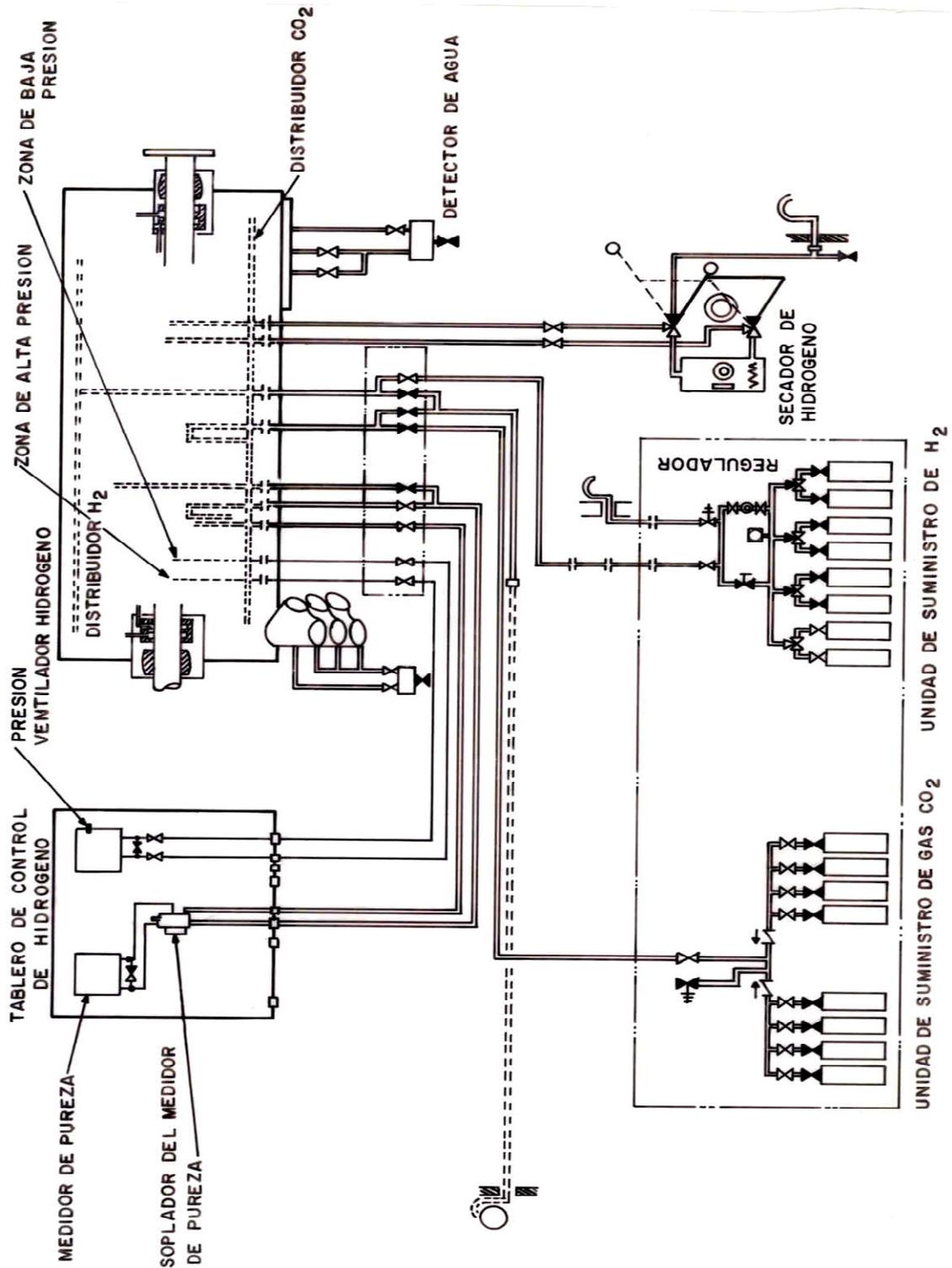


Figura 2.7 Diagrama simplificado del Sistema de Hidrogeno y Bióxido de Carbono



2.4.1 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO PRINCIPAL

UNIDAD DE ALIMENTACIÓN DE HIDRÓGENO.- Está integrada por un cabezal de gas de alta presión, un regulador de presión, un regulador de presión, una válvula de seguridad, manómetros y 8 cilindros de hidrógeno.

UNIDAD DE ALIMENTACIÓN DE BIOXIDO DE CARBONO.- Está integrada por dos cabezales de gas, cada uno de ellos cuenta con los dispositivos necesarios para conectar cuatro cilindros de bióxido de carbono, válvula de seguridad y manómetro.

SECADOR DE HIDRÓGENO.- Este dispositivo tiene la finalidad de eliminar la humedad contenida en el hidrógeno, consiste principalmente en un depósito que contiene una sustancia deshidratante (alúmina), a través de la cual se hace circular el hidrógeno para la humedad que contenga sea absorbida por ésta.

TABLERO DE CONTROL DE HIDROGENO.- Está integrado por equipo de control del sistema de hidrógeno, esto es: medidor de pureza, soplador de medidor de pureza, manómetro de presión y tablero de alarmas.

DESCRIPCIÓN FUNCIONAL

La atmósfera mantenida en el interior de la carcasa del Generador, es de una elevada pureza de hidrógeno y la presión en el interior varía de acuerdo a la temperatura, siendo el valor normal de operación de 300 KPa.

El generador cuenta con un ventilador del tipo axial, montado en el extremo del rotor lado turbina, y tiene la finalidad de hacer circular el hidrógeno, por el interior y a través de los enfriadores. Esta circulación favorece la transferencia de calor, de los devanados del Generador al hidrógeno y de éste a los enfriadores, de esta forma se logra mantener la temperatura de los devanados, entre sus límites normales de operación (figura 2.8).

En un mantenimiento el generador es necesario extraer el hidrógeno de su interior, considerando que debe evitarse en todo momento que tenga contacto con el aire; por tanto es indispensable contar con fluido que sirva como agente de barrido, para expulsar el hidrógeno del interior, el fluido que se utiliza es el bióxido de carbono, por ser un gas inerte que no reacciona ni con el hidrógeno ni con el aire.

El bióxido de carbono se suministra al generador a través de la unidad de suministro (figura 2.8).

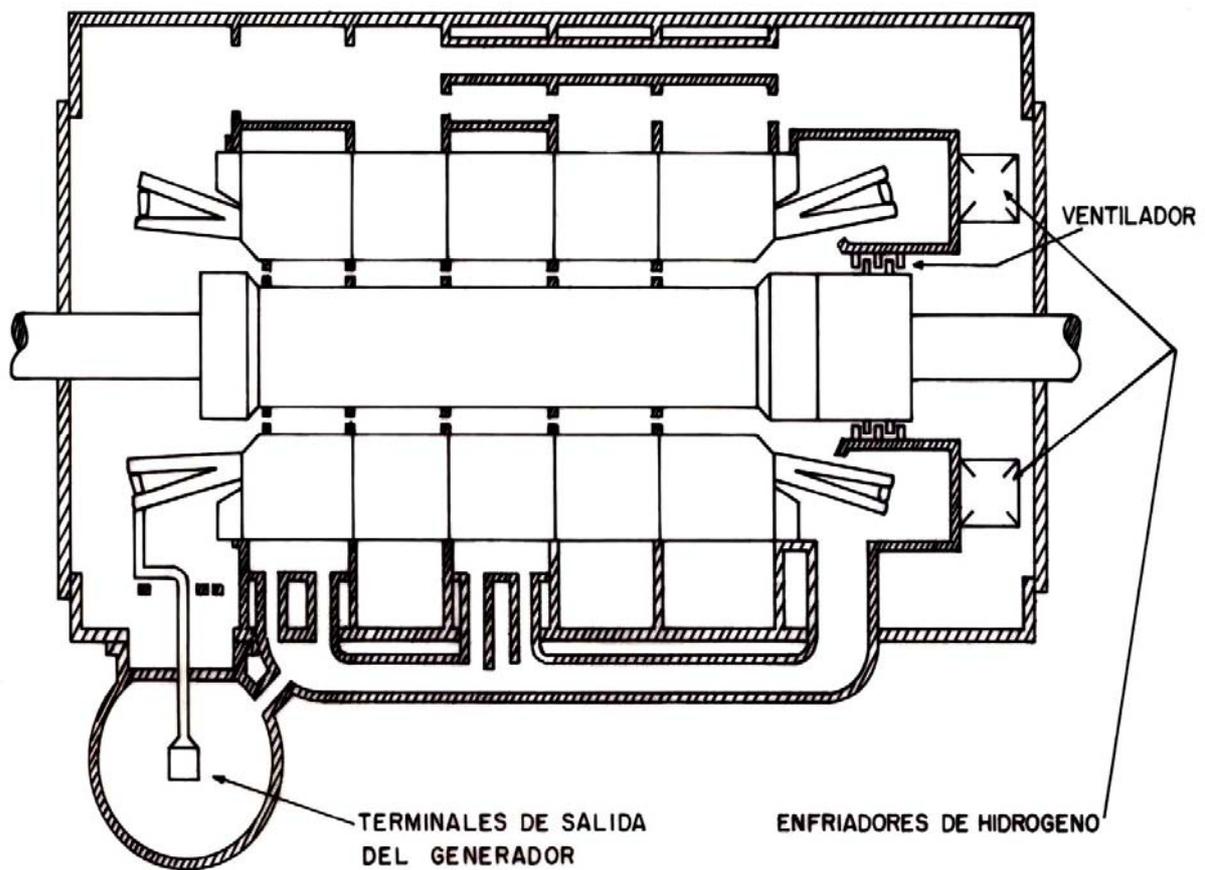


Figura 2.8 Trayectoria del hidrogeno en el interior del Generador.



2.5 SISTEMA DE ACEITE DE SELLOS DEL GENERADOR

El sistema de aceite de sellos, tiene la finalidad de impedir que el hidr3geno contenido dentro del Generador, escape a la atm3sfera, a trav3s de los huelgos existentes entre el rotor y carcaza, por ambos extremos del Generador.

Para realizar esta funci3n, el sistema de aceite de sellos est3 integrado por dos circuitos independientes. Un circuito de aceite de sellos lado aire (figura 2.9) y un circuito de aceite de sellos lado hidr3geno (figura 2.10).

DESCRIPCI3N DEL EQUIPO PRINCIPAL

BOMBA ACEITE DE SELLOS LADO AIRE.- Esta bomba es impulsada por un motor de corriente alterna, y su finalidad es proporcionar el aceite necesario al circuito de aceite de sellos lado aire.

Esta bomba succiona del tanque desgasificador y cuenta en su l3nea de descarga con un regulador de presi3n diferencial, el cual se encarga de mantener la presi3n de aceite de sellos (en los sellos del generador) en 83 KPa por encima de la presi3n de hidr3geno.

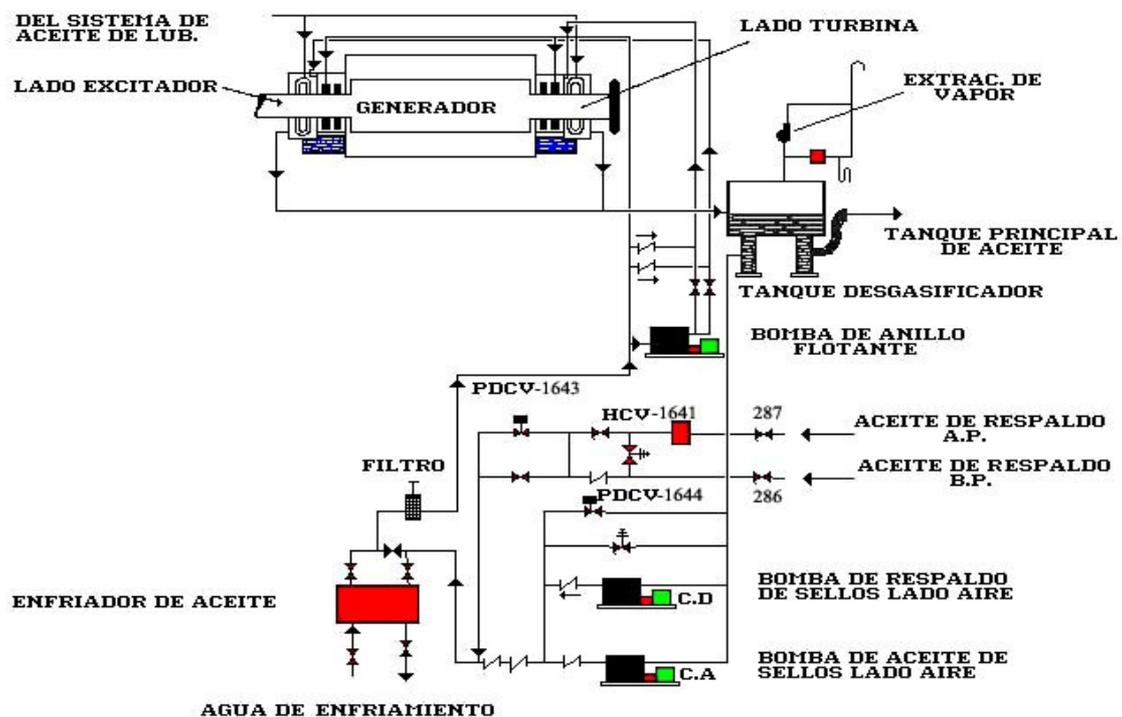


Figura 2.9 Diagrama simplificado del circuito de aceite de sellos lado aire.



BOMBA DE RESPALDO DE ACEITE DE SELLOS LADO AIRE.- Esta bomba es impulsada por un motor de corriente directa, tiene la finalidad de servir de respaldo a la bomba de CA, arrancando automáticamente cuando la diferencial de presión entre el aceite de sellos y el hidrógeno (en los sellos del Generador), se reduzca a un valor de 34 KPa.

BOMBA DE ANILLO FLOTANTE O ANTIVIBRANTE.- Esta bomba es del tipo de engranes, impulsada por un motor de corriente alterna y se utiliza cuando se presentan vibraciones anormales en la flecha del Generador, originadas al pegarse los anillos de sello.

El arranque y paro de la bomba se realiza localmente, desde el tablero de control del sistema de hidrógeno.

TANQUE DESGASIFICADOR.- Este tanque tiene la finalidad de proporcionar el suministro a la succión de las bombas de aceites de sellos lado aire, y evitar que llegue hidrógeno al tanque de almacenamiento de aceite lubricante de las chumaceras 5 y 6 del Generador, se mezcla con la descarga del aceite de sellos del lado aire.

Para separar el hidrógeno contenido en el aceite, se cuenta con un extractor de gases, localizado en la parte superior del tanque, el cual descarga hacia la atmósfera.

ACEITE DE RESPALDO DE ALTA PRESIÓN.- Este suministro de respaldo al sistema de sellos, es efectuado por la bomba auxiliar, o bien por la bomba principal de la turbina principal de la turbina, dependiendo de las condiciones de operación. A este suministro (2.45 Mpa), se le reduce la presión a 590 KPa. Por medio de una válvula reductora reguladora de presión y posteriormente pasa por una válvula reguladora de presión diferencial la cual mantiene una presión de 60 KPa mayor en el aceite con respecto al hidrogeno.

ACEITE DE RESPALDO DE BAJA PRESIÓN.- este aceite proviene del sistema de aceite de lubricación del turbogenerador, a una presión de aproximadamente 137 KPa, por lo que no será suficiente para realizar adecuadamente el sellado del generador. Por lo tanto es necesario bajar la presión del hidrógeno para poder mantener una diferencial positiva.

BOMBA DE ACEITE DE SELLOS LADO HIDRÓGENO.- Esta bomba es impulsada por un motor de corriente alterna, su finalidad es proporcionar el aceite necesario al circuito de aceite de sellos lado hidrógeno, succiona del tanque regulador de drenes y una parte del aceite que se descarga se recircula, mientras que la otra parte se suministra a los sellos del Generador, a



través de dos válvulas reguladoras, las cuales se encargan de igualar la presión del aceite de sello lado hidrógeno con la del lado aire.

TANQUE REGULADOR DE DRENES LADO HIDRÓGENO.- El tanque regulador de drenes recibe el aceite de sellos lado hidrógeno, proveniente de los tanques despumadores, en el se mantiene un nivel de aceite, el cual forma un sello que impide la salida de hidrógeno del interior del generador.

A su vez, el tanque regulador de drenes sirve para que el hidrógeno que haya sido arrastrado por el aceite, se separe de el, y por burbujeo (al pasar por el tanque despumador) de drenes están instaladas dos válvulas de aceite al sistema de sello lado aire, y la otra abre para suministrar aceite cuando baja el nivel en el tanque.

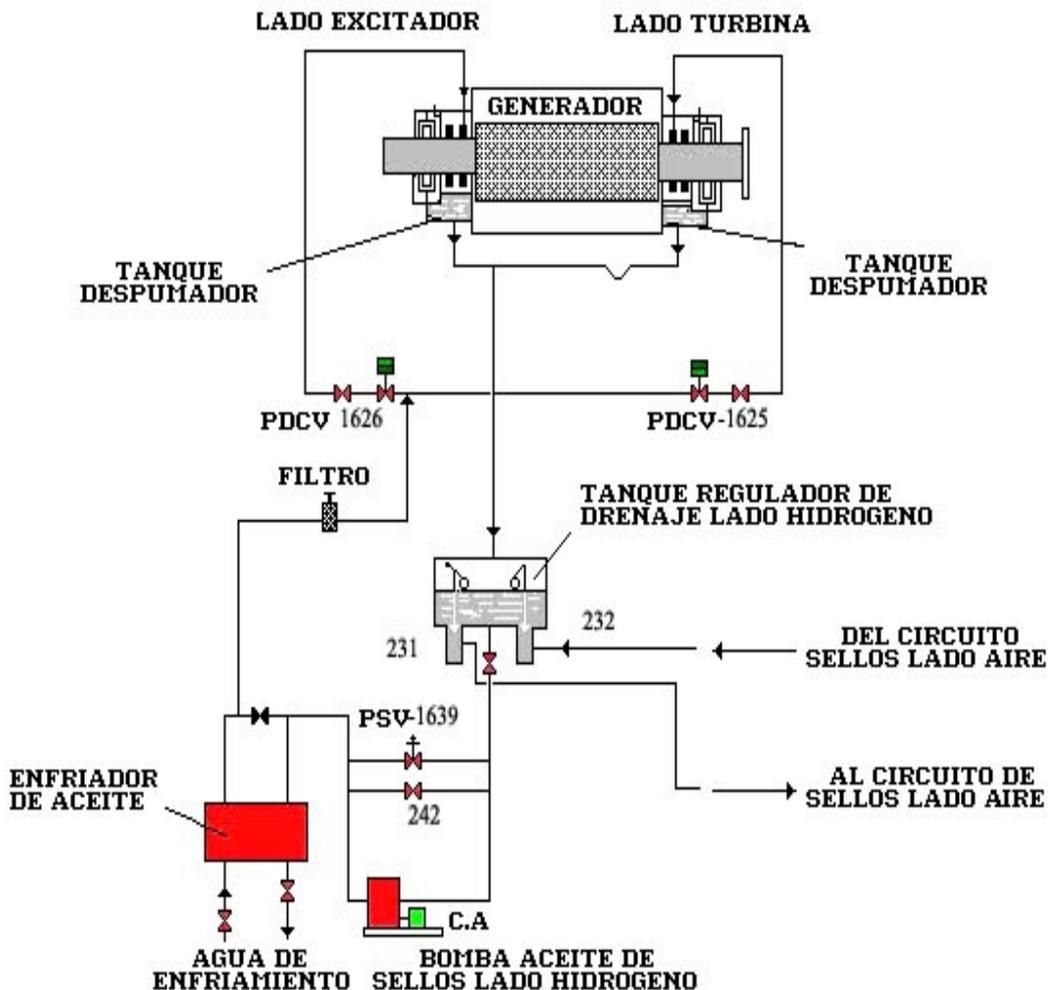


Figura 2.10 Diagrama simplificado circuito aceite de sellos lado hidrogeno.



TANQUE DESESPUMANTE.- El aceite de sellos lado hidrógeno fluye a dos tanques despumadores, localizados en la parte inferior del soporte de las chumaceras del generador, en estos tanques, la mayor parte del hidrógeno contenido en el aceite se desprende y es devuelto al interior del generador. El nivel de aceite en los tanques es mantenido por las tuberías de derrame, las cuales descargan al tanque regulador de drenes.

ANILLO DE SELLO DEL GENERADOR.- El dispositivo de sellado, mostrado en la figura 2.11 recibe dos suministros de aceite, uno es el aceite de sellos lado aire y el otro el aceite de sellos lado hidrógeno; esto debido a que el primero se encuentra en contacto y se mezcla con el aire, y el segundo con el hidrógeno. Dado que los dos aceites tienen la misma presión, al momento de formar el sello sobre la flecha del rotor, la mezcla entre los dos aceites es mínima, evitando de esta forma la fuga de hidrógeno a la atmósfera y la entrada de aire al generador a través del aceite.

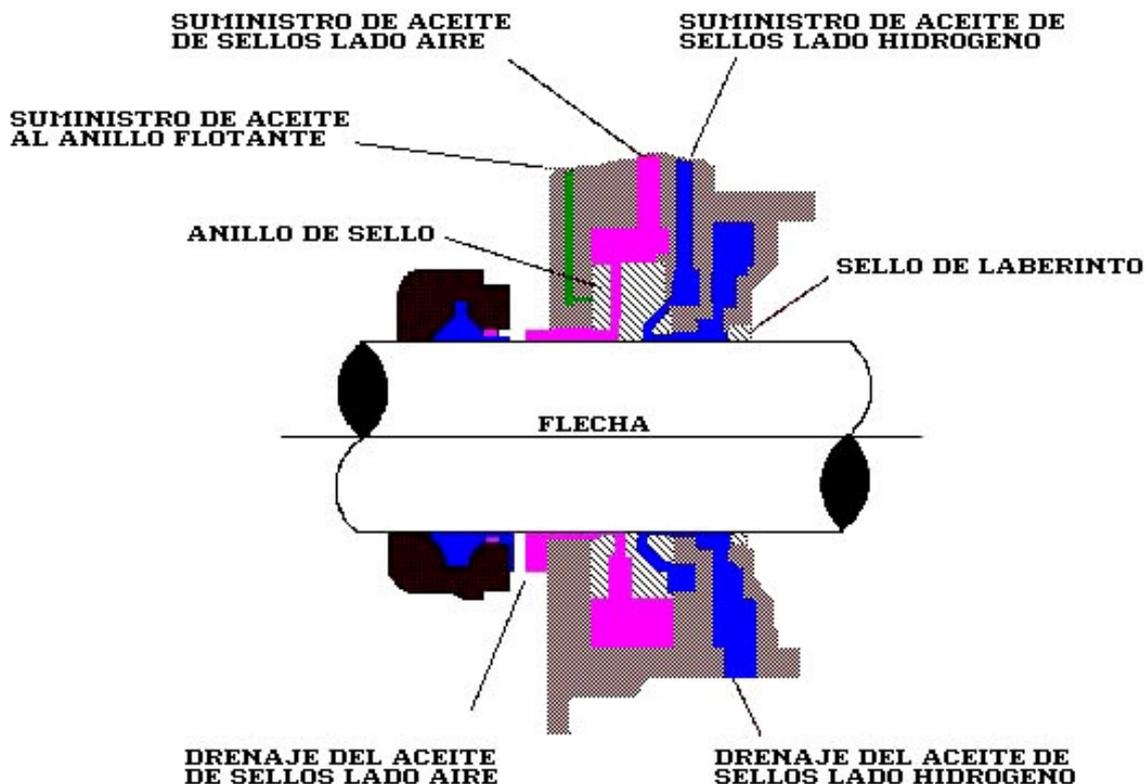


Figura 2.11. Suministro de aceite para sello en la chumacera.



DESCRIPCIÓN FUNCIONAL

El suministro de aceite para el sellado del generador lado aire, es proporcionado normalmente por una bomba de CA, manteniendo una presión del hidrógeno contenido en el generador. Esta presión es mantenida por la válvula reguladora, que se encuentra localizada en el cabezal de descarga de la bomba.

En su trayecto, el aceite de sellos lado aire pasa a través de un enfriador, donde transfiere el calor absorbido en los sellos de Generador, al agua de enfriamiento que circula por el interior de los tubos.

Al salir del enfriador, el aceite pasa por un filtro, donde se eliminan las impurezas, y posteriormente, la línea principal se divide en dos, una línea alimenta al tanque regulador de drenes, cuando éste tiene bajo nivel, y la otra alimenta a la succión de la bomba de anillo flotante.

Finalmente, el aceite llega a los sellos del generador lado aire, a través de un pequeño orificio hasta la flecha del generador, en donde es forzado a fluir hacia fuera, a lo largo del eje, ya que hacia el interior se lo impide el aceite de sellos lado hidrógeno, debido a que ambos tienen la misma presión.

El aceite retorna de los sellos, en forma conjunta con el aceite de lubricación de las chumaceras 5 y 6, y es descargado al tanque desgasificador, en donde se separa el hidrógeno arrastrado por el aceite, por medio de un extractor de gases que descarga a la atmósfera.

Del tanque desgasificador, se alimenta la succión de las bombas de aceite de sellos lado aire, a esta línea llega también el excedente de aceite del tanque regulador de drenes, cuando éste tiene alto nivel.

El funcionamiento del circuito de sellos lado aire, se completa con la operación de la bomba de respaldo CD y de la bomba de anillo flotante. La primera entrará en operación cuando la presión diferencial, entre el aceite de sello y el hidrógeno se reduzca a un valor de 35 Kpa, y la segunda se pondrá en servicio manualmente, al detectarse vibraciones anormales en el rotor del generador, causadas porque el anillo de sello se haya pegado

El suministro de aceite de sellos para el circuito del lado hidrógeno, es proporcionado también por una bomba de corriente alterna, cuya presión de descarga, se regula primero recirculando una parte del aceite hacia la succión, a través de una válvula manual. En su trayecto el aceite de sellos lado hidrógeno pasa por un enfriador y un filtro. Al salir del filtro el aceite pasa por dos válvulas reguladoras, que se encargan de igualar las presiones del aceite de sellos lado hidrógeno con las del aceite de sellos lado aire.

Después de pasar a través de las válvulas reguladoras, el aceite llega al anillo del sello por el lado hidrógeno, para luego caer por gravedad a los tanques



desespumantes y de allí, por derrame, llega al tanque regulador de drenes, de donde succiona la bomba de aceite de sellos lado hidrógeno.

En condiciones de emergencia el circuito de sellos lado aire, cuenta con un respaldo permanente de aceite, que proviene del sistema de aceite de alta presión, el cual reduce su presión a 590 Kpa mediante una válvula.

Posteriormente, la válvula de control regulara la presión, con el fin de mantener una presión de 60 Kpa arriba de la presión de hidrógeno dentro del Generador.

El respaldo de baja presión viene del sistema de lubricación, co una presión aproximada de 137 Kpa, por lo tanto, para mantener una presión de aceite de sello arriba de la presión de H₂, será necesario ventear H₂ del Generador.

2.6 PROTECCIONES DEL GENERADOR

Los generadores, tienen características especiales que exigen esquemas de protección, distintos a los empleados por otros equipos que integran el sistema eléctrico. Algunas razones son las siguientes:

Una falla en el generador generalmente es de carácter permanente, y su reparación requiere de tiempo y es costosa.

El margen de sobrecarga, o tolerancia para operar fuera de sus limites nominales, es menor en generadores que en cualquier otro equipo eléctrico.

La gran importancia de los generadores dentro del sistema eléctrico.

Debido a lo anterior, se justifica emplear protecciones lo más sensible y completas posibles, que protejan al generador contra fallas internas y externas.

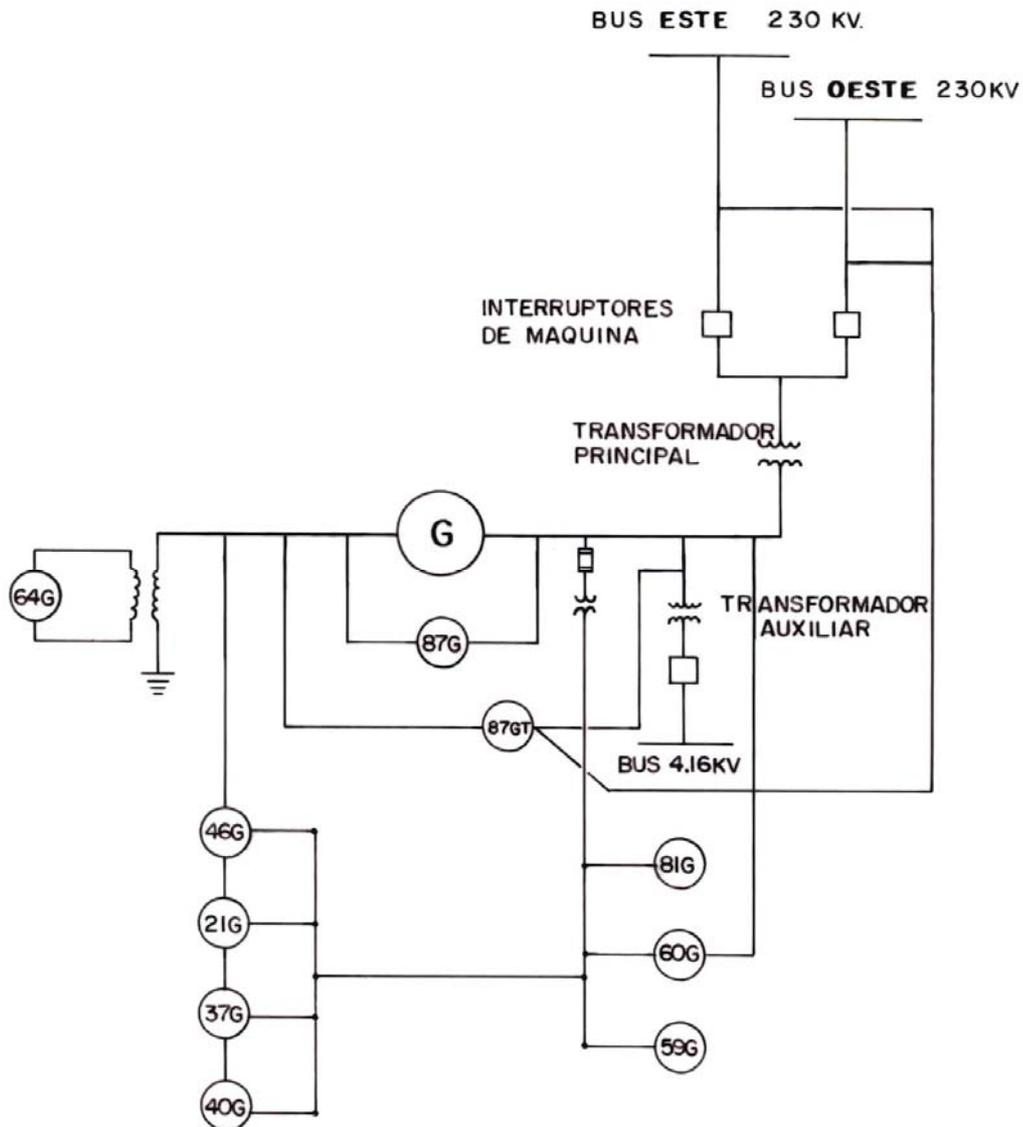


Figura 2.12. Diagrama simplificado de protecciones del generador.

2.6.1 PROTECCIONES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS

El diagrama simplificado de protecciones, muestra los diferentes relevadores de protección con que cuenta el generador. Estos relevadores mandarían la apertura de los interruptores de máquina, cuando se presente una condición anormal en el funcionamiento del generador. Debido a los diferentes ajustes ya acciones de los relevadores, éstos se clasifican de acuerdo a las fallas como:



- a) Protecciones Primarias
- b) Protecciones Secundaria

2.6.2 PROTECCIONES PRIMARIAS

Las protecciones primarias, operan cuando se presenta una falla que es propia del generador. Al actuar cualquiera de estas protecciones, se producir3 la apertura de los interruptores de maquina y quebradora de campo (disparo del generador)., efectuando, adem3s el cambio de auxiliares, y en consecuencia el disparo de turbina y generador de Vapor. Las protecciones primarias del generador son las siguientes:

- ❖ Protecci3n diferencial del Generador (87G)
- ❖ Protecci3n contra fallas a tierra en el estator del Generador (64G)
- ❖ Protecci3n diferencial Generador – Transformador principal (87GT)

PROTECCI3N DIFENCIAL DEL GENERADOR (87G)

La protecci3n diferencial protege al Generador contra cortos circuitos entre fases del estator. Estas fallas pueden ser originadas por el deterioro del aislamiento en las bobinas de estator.

PROTECCI3N CONTRA FALLA A TIERRA DEL GENERADOR (64G)

Esta protecci3n detecta fallas a tierra en los devanados del estator, y es originada por el contacto de los devanados con las laminaciones de estator, al presentarse u bajo valor de aislamiento. As3 como tambi3n detecta fallas a tierra en el bus ducto y devanados de los transformadores principal y auxiliar.

PROTECCI3N DIFERENCIAL GENERADOR – TRANSFORMADOR PRINCIPAL (87GT)

Este relevador protege al grupo; generador, transformador principal y transformador auxiliar contra cortos circuitos entre fases d sus devanados, al presentarse falla en su aislamiento.

2.6.3 PROTECCIONES SECUNDARIAS



Las protecciones secundarias del generador, operan cuando se presenta una falla externa al generador, o cuando las protecciones primarias no actúan y la falla continua presente.

Las protecciones secundarias del generador son las siguientes:

- ❖ Protección contra desbalance de fases (46G)
- ❖ Protección de distancia (21G)
- ❖ Protección de baja frecuencia (81G)
- ❖ Protección contra baja potencia (37G)

Al operar cualquiera de estas protecciones, abrirán los interruptores de maquina solamente. La turbina y la caldera permanecerán en condiciones de seguir operando el Generador queda alimentando a sus propios auxiliares.

Las protecciones que se enlistan a continuación, abrirán interruptores de máquina e interruptor de campo:

Protección contra sobreexcitación (59G)

Protección contra pérdida de campo (40G)

PROTECCIÓN CONTRA DESBALANCE DE FASES (46G)

Esta protección impide el sobrecalentamiento del rotor generador, como consecuencia de corrientes desbalanceadas prolongadas en el estator. Estas corrientes se pueden deber a: fallas asimétricas en alta tensión, una fase abierta en algún circuito alimentado por el Generador, o por cargas desbalanceadas.

PROTECCIÓN DE DISTANCIA (21G)

Este dispositivo protege al generador contra fallas externas que no hayan sido liberadas oportunamente; es decir, esta protección sirve de respaldo a los relevadores 87G, 87GT y 64G. Las fallas contra las cuales protege al generador pueden ser: corto circuitos entre fases y de fase a tierra.

PROTECCIÓN DE BAJA FRECUENCIA (81G)

La protección de baja frecuencia se utiliza en turbogeneradores de gran capacidad, esto es debido a los problemas de vibración que presentan los



últimos alabes de las turbinas de baja presión. Por tanto, este relevador evita la operación del generador a baja frecuencia, la cual es ocasionada principalmente por una sobrecarga en el sistema, o bien puede presentarse transitoriamente cuando se subdivide el sistema eléctrico.

PROTECCIÓN CONTRA BAJA POTENCIA (37G)

Esta protección opera cuando la corriente de línea, o el flujo de potencia en el generador, se reduce por debajo de un valor predeterminado; de esta manera se impide operar el Generador a muy baja carga para prevenir que este se motorice. Este relevador también es utilizado para proporcionar la señal que es proporcional a la carga del generador, la cual es utilizada por el anticipador de rechazo de carga (protección de turbina).

PROTECCIÓN CONTRA SOBREEXCITACIÓN DEL GENERADOR (59G)

La protección contra sobreexcitación, es propiamente de los transformadores principales de la unidad, ya que al presentarse un voltaje a frecuencia baja, causa una corriente de magnetización muy alta en los transformadores principales, pudiendo ocasionar daños por calentamiento excesivo en tiempos relativamente cortos.

PROTECCIÓN CONTRA PERDIDA DE CAMPO (40G)

Protege al Generador contra una pérdida de campo, tiene como función detectar una excitación anormalmente baja, y dar alarma o disparo del generador antes de que su operación cause disturbios en el sistema eléctrico, al cual se encuentra conectado.

PROTECCIÓN DE VOLTAJE BALANCEADO (60G)

A menos que se tomen medidas especiales, al fundirse un fusible de un transformador de potencial, este puede ocasionar que ciertos relevadores operen, provocando el disparo del Generador. Esta falla se puede manifestar en dos circuitos diferentes:

Fusible fundido del lado de excitación produciendo sobreexcitación del generador (disparo por sobrevoltaje).

Fusible fundido en el lado de protección, produciendo disparo equivocado de algunas protecciones.

Por lo tanto, este relevador de voltaje balanceado detecta a que circuito corresponde el fusible fundido, y toma las precauciones necesarias para evitar



un disparo innecesario del generador, pasando a manual el AVR o bloqueando el disparo por pérdida de señal a los relevadores.

2.7 SISTEMA DE ENFRIAMIENTO DE HIDRÓGENO, DEL AIRE DEL EXCITADOR DE CA Y DEL ACEITE DE SELLOS

Debido al calor que absorben; el aceite en los sellos, el aire en el excitador (figura 2.13) y el hidrógeno en el generador, es indispensable que cada uno de estos tres fluidos cuenten con un sistema de enfriamiento, al cual le transfiera el calor que se ha absorbido.

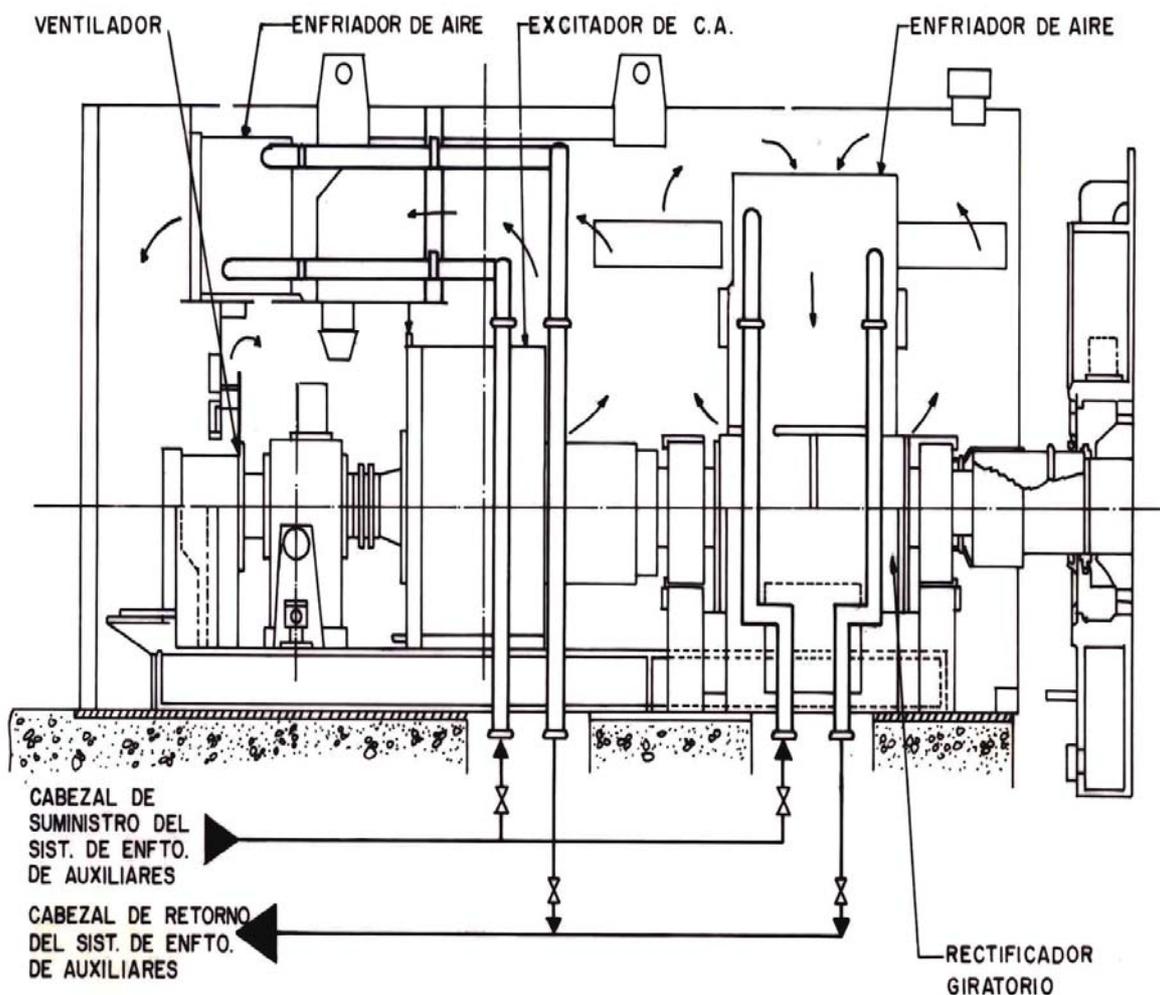


Figura 2.13. Enfriadores del excitador

Para realizar esta función, el aceite de sellos y el aire del excitador cuentan con dos enfriadores cada uno, y el hidrógeno del generador cuenta con cuatro enfriadores (figura 2.14).

A todos los enfriadores mencionados se les alimenta agua de enfriamiento auxiliar, la cual es suministrada por el sistema de agua de circulación.



La temperatura, tanto del aceite de sellos como la del hidrógeno del generador, se deberá mantener en 40°C a la salida de los enfriadores.

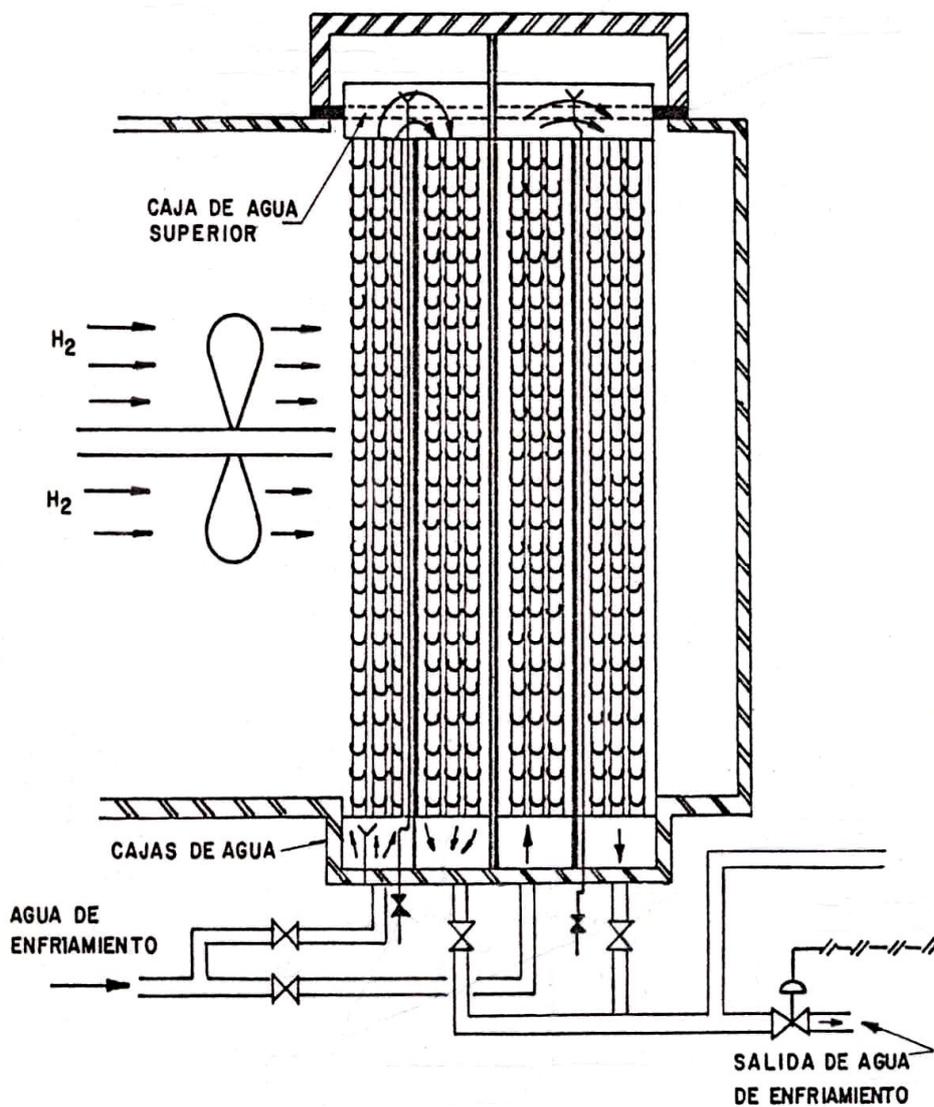


Figura 2.14. Enfriador de hidrógeno



2.8 CURVA DE CAPABILIDAD

La curva de capacidad es una grafica donde se muestran las limitaciones, en cuanto a potencia real MW y potencia reactiva MVAR, de un generador.

La capacidad del generador est1 limitada por tres factores:

1. El calentamiento en el devanado del rotor cuando la m1quina est1 operando con factor de potencia atrasado y es necesario sobreexcitar el campo.
2. La potencia mec1nica m1xima que puede entregar el primotor (en este caso la turbina)
3. La tensi3n m1xima con que puede operar la m1quina sin riesgo de que se pierda el control sobre la misma (factor de potencia adelantado, campo subexcitado).

Observando la curva de capacidad (figura 2.15), si la carga reactiva es positiva la maquina act1a como generador de reactivos y la carga que soporta, de tipo inductivo, le provoca un *Factor de Potencia atrasado*, (la corriente se atrasa al voltaje). Esta condici3n generalmente se tiene a la hora pico y en horas de alta demanda.

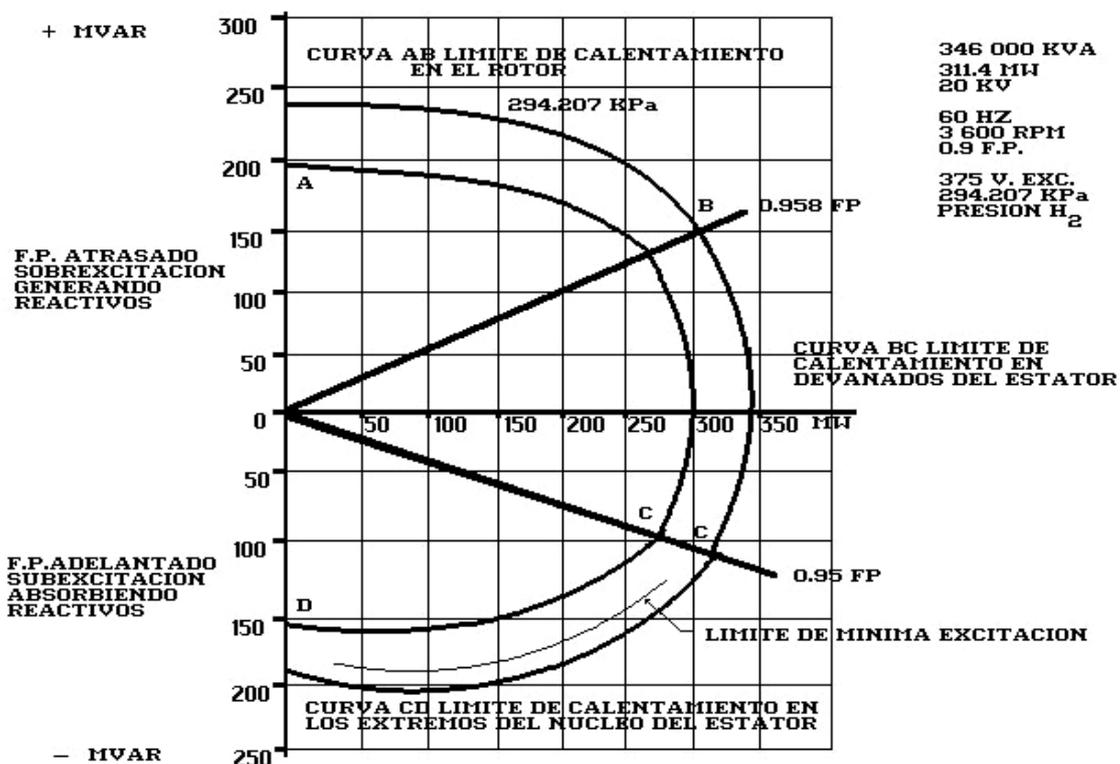


Figura 2.15. Curva de Capacidad.



Si la carga que lleva la máquina es capacitiva, ésta se subexcita, los MVAR son negativos, y el F.P. es adelantado (la corriente se adelanta al voltaje).

En este caso el generador actúa como consumidor de reactivos (MVAR entrando), y el límite inferior "CD" corresponde a la estabilidad de la máquina, ya que si ésta se subexcita más, puede perder su sincronismo.

Esta condición de F.P. adelantado, se vuelve crítica en las madrugadas, cuando los sistemas tienen mínima demanda y todas las líneas energizadas con baja carga, aportan sus reactivos capacitivos únicamente.

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

Si un generador está conectado a una red de consumidores industriales, con gran número de motores de inducción y consumen carga reactiva, el generador deberá sobreexcitarse, 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 sincrónicos. Estos últimos, son los que proporcionan la diferencia de potencia reactiva, que requiere el sistema en un momento dado.

Si la máquina entra con voltaje menor que el del sistema, tomará bruscamente reactivos (MVar) entrando, lo cual tiende a bajar el voltaje de los buses a los que se enlazó.



3 SISTEMAS DE AISLAMIENTOS

Un dieléctrico, durante el funcionamiento se va degradando poco a poco, o sea, va perdiendo su capacidad de resistencia de aislamiento en el equipo en que está instalado. Por lo tanto se habla de duración de vida de un aislante, término que propone indicar el tiempo durante el cual las propiedades del aislante se mantienen en valores preestablecidos de modo que está en condiciones de desempeñar las funciones para las cuales está destinado.

La duración de los materiales utilizados para el aislamiento de las máquinas eléctricas depende de diversos factores: térmicos, químicos, mecánicos y eléctricos. Entre éstos, los más importantes son los térmicos y eléctricos, ya que el valor de la temperatura de funcionamiento es de gran importancia puesto que de éste depende la prolongación de la vida útil del aislamiento de la máquina. Ahora bien, aunque cada uno de los aislantes tiene una temperatura límite de funcionamiento que no debe superarse en ningún caso, la duración de su vida es mayor cuanto menor sea la temperatura a la cual trabajan.

Con base a los conceptos anteriores, los materiales aislantes sólidos se dividen en clases convencionalmente identificadas por una letra y contramarcadas por la máxima temperatura a que están sometidos.

El aislamiento es obviamente un factor muy importante en el diseño de una máquina eléctrica. Si el espesor del aislamiento se incrementa, el espacio disponible para la corriente que lleva el conductor se reduce y la conducción de calor del conductor al acero aumenta.

Como veremos más adelante, el aislamiento principal a tierra de las barras o bobinas del devanado de los generadores eléctricos, se deteriora por los mecanismos de envejecimiento ya mencionados los cuales interrelacionan durante la operación del generador, aumentando el esfuerzo sobre el aislamiento más que si actuaran individualmente.

En algunos generadores, debido las condiciones de operación (carga cíclica) y a la mala calidad del sistema de aislamiento por ejemplo la sujeción de la barra dentro de la ranura, el aislamiento a tierra puede llegar a erosionarse y a delaminarse si no se detecta oportunamente la anomalía y se toman las medidas convenientes para evitar que siga progresando.

La delaminación y la erosión del aislamiento principal en una barra o bobina son causas que provocan el rompimiento del aislamiento por esfuerzo eléctrico, incluyendo el daño del aislamiento de los subconductores en la unión interna del grupo que forman la barra; cuando ocurre lo anterior, la barra o bobina se puede rehabilitar cambiando el aislamiento y mejorando su calidad, sobre todo si el aislamiento original es impregnando con asfalto o resina poliéster.



3.1 SISTEMA DE AISLAMIENTO DE UNA BARRA O BOBINA

El sistema consiste en un aislamiento por encitado continuo utilizando una cinta impregnada por solvente.

El encintado continuo no solo evita toda discontinuidad del aislamiento, sino que permite una mecanización muy desarrollada del procedimiento en todas las etapas fabricación.

La impregnación con solvente presenta numerosas ventajas para la calidad del aislamiento.

Los componente esenciales de la cinta, son el papel mica, el tejido de vidrio y la resina de aglomeración.

El papel mica constituye la barrera dieléctrica principal del aislamiento. Empleado en forma de grandes hojas de papel, se impregna de modo homogéneo con la resina necesaria para obtener una aglomeración perfecta del aislamiento.

La impregnación por aglomerante, durante la fabricación, permite una buena adherencia de los soportes de vidrio con esta hoja, así como una humectación óptima de todas las partículas de mica.

Este método procura a la vez, la mejor homogeneidad y cohesión de la pared aislante, y la mejor resistencia a las descargas parciales internas.

La repartición homogénea del aglutinante dentro de los elementos constitutivos del aislamiento y su adherencia con el haz de cobres elementales aseguran las propiedades mecánicas y dielectricas que permiten el aislamiento con la misma calidad para:

- ❖ Barras cortas como barras largas
- ❖ Tensiones bajas como tensioe elevadas.

El tejido de vidrio es el imprescindible soporte mecánico del aislamiento. Se coloca por ambas caras del papel mica. Este tejido de vidrio no expuesto al envejecimiento, está especialmente tratado en caliente para obtener la mejor unión con la resina de aglomeración.

Por otro lado, su gran resistencia a la ruptura y alargamiento mecánico reducido, preservan el papel mica de las deformaciones en el momento del encintado de la barra y otorgan a la barra sus excelentes cualidades mecánicas.

La resina de aglomeración tiene como base una novalaca epoxi. Al contrario de los sistemas por impregnación, los sistemas preimpregnados permiten una



óptima selección dentro de las resinas epoxicas termoendurecibles (los sistemas por impregnación, que prohíben toda presencia de solvente no reactivo son orientados obligatoriamente hacia la selección de resina de fluidez suficiente para asegurar una impregnación conveniente).

El sistema preimpregnado, contiene un solvente que será extraído en la continuación del tratamiento y que permite mucha más libertad en la realización de un compuesto de resinas epóxicas con cortas o largas cadenas. La composición apropiada de resinas se efectuará sin tener en cuenta las condiciones de dieléctricas del producto terminado.

La barra o bobina esta formada por subconductores de cobre , con dimensiones que guardan una relación adecuada (ancho/alto) , con las esquinas redondeadas con un radio conveniente para evitar grandes esfuerzos eléctricos, aislados con una o dos capas de fibra de vidrio de un espesor de 3 a 5 milésimas de pulgada , e impregnados con resina poliéster. Las tensiones que estos subconductores tienen que soportar durante la operación son muy bajos (unos cuantos volts) de manera que cuando ocurre un corto circuito entre ellos no producen falla en la bobina, en todo caso únicamente una pequeña sobre temperatura localizada.

Para el caso de bobinas tipo diamante, además del aislamiento entre los subconductores, el grupo de estos que forman una espira son cubiertos con un aislamiento adicional de mayor espesor que el de los subconductores, y del mismo material que el aislamiento principal a tierra, ya que tiene que soportar varios cientos de volts continuamente.

El aislamiento principal a tierra de las barras o bobinas esta formado por cintas de papel de mica y fibra de vidrio, impregnadas con resina epóxica para los sistemas de aislamiento de reciente tecnología , y de mica impregnados con asfalto y resina poliester en los generadores mas antiguos ; las cintas son colocadas alrededor de la barra traslapadas al 50% y en forma continua de la parte recta hacia los cabezales, el espesor del aislamiento es proporcional al voltaje del generador y es el que trabaja a mayor esfuerzo dieléctrico.



3.2 CLASES DE AISLAMIENTOS

Las clases de aislamiento de acuerdo con NEMA (National Electrical Manufacturers Association) y las respectivas temperaturas máximas son las siguientes:

Clase de aislamiento	A	E	B	F	H
Temperatura límite (°C)	105	120	130	155	180

Tabla 3.1. Clases de aislamiento de acuerdo con NEMA

Dependiendo de la potencia de la máquina y la temperatura ambiente donde va a trabajar, los aislamientos son diseñados con base a la sobre temperatura a la que va estar sometida, por lo que, la normativa internacional habla más frecuentemente, no de temperatura límite, sino de la máxima sobre temperatura admisible con respecto a la temperatura ambiente. Más precisamente, en relación con las máquinas eléctricas, se define una temperatura ambiente convencional y se fijan los límites para las sobre temperaturas de los bobinados en base a la clase de aislamiento adoptada.

La norma IEC 34-1 relativa a las máquinas eléctricas rotatorias, y por lo tanto válida para los Generadores eléctricos, establece una temperatura ambiente convencional equivalente a 40 °C y define los siguientes límites para las sobre temperaturas de los bobinados:

Clase de aislamiento	A	E	B	F	H
Sobretemp. límite (°C)	60(65)	75	80(85)	105(110)	125(130)

Tabla 3.2. Temperaturas límite para máquinas rotatorias (Los valores entre paréntesis corresponden a máquinas de potencia inferior a 600 W).



3.3 MATERIALES COMUNMENTE USADOS EN LOS SISTEMAS DE AISLAMIENTO

A continuación se presenta una relación de los materiales más comúnmente usados en reparaciones parciales y en rebobinados de generadores eléctricos, como son:

- Barnices y resinas aislantes
- Aislantes
- Cintas y cordones de amarre
- Láminas aislantes
- Placas aislantes
- Pintura conductora y semiconductor

3.3.1 BARNICES Y RESINAS AISLANTES

a) Barniz normal secado al aire. Se utiliza como recubrimiento final a los devanados del estator y polos del rotor para protegerlos del polvo y humedad. También puede utilizarse como barniz de impregnación para embobinados de motores y transformadores tipo seco.

b) Resinas aislantes. Aunque existen diferentes tipos de resina como son: de poliéster, fenólicas, de silicón, etc., la que nosotros normalmente utilizamos en los trabajos de mantenimiento son las resinas epóxicas de curado a la temperatura ambiente. Estas resinas son plásticos termofijos de fácil manejo y aplicación.

La resina epoxi más fácil de conseguir en el mercado nacional es la marca BBASA No. EN-263 que viene en dos partes: la parte "A" que es la resina y la parte "B" que es el catalizador o endurecedor. La preparación se efectúa agregando 0.063 Kgs., de parte "B" por cada kilo de parte "A", mezclando perfectamente cuando se ha efectuado este paso, se notará que la viscosidad del material decrece y que está listo para utilizarse.

Esta resina se utiliza principalmente en aislamiento a mano de los cabezales de las bobinas, impregnado con la mencionada resina cada vuelta de cinta de mica o de cinta de fibra de vidrio. Con lo anterior se logra un cuerpo rígido y se evitan cavidades que a la larga provoquen descargas parciales.

Otros usos de esta resina pueden ser en reparaciones parciales de aislamientos sólidos, o para encapsular bobinas y circuitos electrónicos para protegerlos de la humedad, agentes químicos o choques mecánicos.

Otro tipo de resina epóxica es la HYSOL R9-2039 con endurecedor HD3404 de Indael de México, S.A., que es una resina de alta penetración que la utilizamos para impregnar y aislar las laminaciones de los estatores que han sido afectados por falla eléctrica o por golpe. Esta resina se aplica después de



haber reparado la falla y limpiado perfectamente el laminado como aislamiento y protección final. También puede utilizarse en vaciados y encapsulados de componentes eléctricos y electrónicos.

3.3.2 CINTAS AISLANTES

a) CINTA DE MICA

La cinta de mica constituye el aislamiento básico de las bobinas de generadores por sus altas propiedades dieléctricas, térmica, resistencia al efecto corona, etc.,

Una bobina para 15 KV, lleva de aislamiento básico alrededor de 13 capas de cinta de mica de 0.007" con traslape a la mitad, y una o dos capas de cinta de vidrio para darle resistencia mecánica. La cinta de mica es un material flexible y de espesores uniformes lo cual facilita su manejo para aislar bobinas con formas de diseño complicado. Se encuentra disponible en rollos de espesores de 0.0045" y anchos de 1/2 a 2".

Normalmente viene aglutinada con resina de poliéster y existe combinada con resina epóxica. Puede mezclarse fácilmente con otros materiales como mylar, fibra de vidrio, etc.

b) CINTA DE FIBRA DE VIDRIO

La cinta de fibra de vidrio tiene magníficas propiedades mecánicas, térmicas y dieléctricas por lo que se emplea como aislamiento final en las bobinas de generadores para darles mayor protección mecánica. Como mencionamos anteriormente en una conexión o cuerpo de una bobina después de aplicar el aislamiento básico con cintas de mica se le proporciona una o dos capas de cinta de fibra de vidrio con lo que adquiere mayor solidez y resistencia mecánica.

La cinta de fibra de vidrio se encuentra en espesores de 0.007" y en anchos de 1/2", 3/4" y 1". Además viene combinada, con las características de temperatura siguientes:

Vidrio barnizado con poliéster	130 °C	Temperatura
Vidrio barnizado con epoxi	155 °C	"
Vidrio barnizado con silicón	180 °C	"
Vidrio Mylard - Epoxi	155 °C	"
Vidrio - Rubber - Silicón	180 °C	"

3.3.3 CINTAS Y CORDONES DE AMARRE



CORDON DE FIBRA DE VIDRIO TRATADO

Material integrado por un amplio número de fibras de seda de vidrio, que una vez instalados se les inyecta una resina especial a base de poliéster con catalizador la cual endurece cuando se le aplica calor.

Existe otro tipo de cordón que ya viene con resina impregnada la cual se derrite por la influencia del calor y se endurece después formando con todas las capas un solo bloque aumentando considerablemente la resistencia mecánica de las fibras.

Su resistencia térmica constante es de 155°C, viene un cordón redondo con diámetros de ¼ a 1", y cintas de ½ a 1 ".

CINTA DE DACRON TERMOCONTRACTIL

Es una cinta que tiene excelentes características mecánicas.

A la aplicación de calor se contrae consiguiendo un mayor apriete en los amarres de los cabezales de las bobinas.

Resistencia térmica 155°C.

3.3.4 LAMINAS AISLANTES

En esta clasificación podemos citar a la baquelita, celorón, poliéster y lamicoi en sus espesores delgados los cuales son utilizados principalmente para lograr el apriete adecuado de las cuñas de bobinas del estator y apriete de bobinas de polos del rotor. De estos materiales las características principales se proporcionan en el punto No.5 placas aislantes.

Además se utilizan los siguientes aislantes para aislar aristas de polos, puntas de bobinas de pruebas, etc.

Papel nómex. Alta resistencia dieléctrica y alta resistencia térmica. Puede ser laminado sólo o con otros materiales para formar compuestos rígidos o flexibles.



3.3.5 PLACAS AISLANTES

Placas de aislamiento s6lido, tienen altas propiedades de aislamiento el6ctrico, excelente resistencia a la humedad y al calor. Son f6cilmente troquelables. Son utilizadas en cu6as para las bobinas, en separadores, rellenos para cu6as de bobinas, etc.,

a) BAQUELITA

Muy buenas propiedades de aislamiento el6ctrico, adecuado para resistir altos voltajes en condiciones bajas de humedad f6cilmente maquinable.

Resina: fen6lica
Refuerzo: papel
Espesores: de 1/64" a 2"
Resistencia diel6ctrica paralelo KV (Min) 40 – 60
Resistencia al aislamiento 1 X 10⁵ megahoms
Resistencia a la flecha lb/pulg² 15000
Temperatura m6xima de operaci6n 138 °C

b) CELORON

Usos mec6nicos y el6ctricos. Resistencia muy alta al impacto, baja absorci6n de agua y maquinado muy fino.

Resina – fen6lica
Refuerzo – tela
Espesores – 1/32" a 4"
Resistencia diel6ctrica paralelo KV (min) 15-40
Resistencia al aislamiento
Resistencia a la flexi6n lb/pulg² 17000
Temperatura m6xima de operaci6n 135 °C

c) FIBRA ROJA (POLI6STER)

Resistencia al arco y resistencia a elevadas temperaturas con propiedades de extinguir la flama por s6 mismo.

Resina - Poli6ster
Refuerzo - tela de fibra e vidrio
Espesores - 1/16" - 1"
Resistencia diel6ctrica paralelo KV (Min) 40
Resistencia al aislamiento 1 X 10⁵ megahoms
Resistencia a la flexi6n lb/pulg² 60000
Temperatura m6xima de operaci6n 165 °C



3.3.6 PINTURAS CONDUCTORAS Y SEMICONDUCTORAS

La aplicación de las pinturas semiconductoras tiene como finalidad poner a tierra firmemente la superficie exterior del aislamiento de los lados activos de las bobinas que se encuentran dentro de las ranuras, y lograr una distribución uniforme del potencial de la superficie de los cabezales de las bobinas hacia el cuerpo de hierro.

Los lados de las bobinas que se encuentran dentro de las ranuras reciben una pintura conductora (laca a base grafito) y los cabezales de las bobinas reciben una pintura semiconductora: laca a base de carborundum. En algunos casos se utiliza en vez de la laca a base de grafito papel grafitado con el que se enrollan los lados de las bobinas que van dentro de las ranuras.

La pintura a base de grafito deberá sobresalir a ambos lados del estator a una longitud equivalente a la altura de los dedos opresores y la pintura a base de carborundum deberá traslaparse con la otra pintura en una longitud de $\frac{1}{2}$ " la cual varía según la tensión o diseño del fabricante.

La reparación y aplicación de las pinturas son muy importantes por lo que se deberá revolver muy bien antes de su aplicación.

Cualquier interrupción de las pinturas en las bobinas que se utilicen en reparaciones o en embobinados nuevos deberán repararse.

En bobinas reparadas se deberá resanar cuidadosamente las pinturas de protección, para conseguir un buen contacto entre la capa nueva y existente.. Todas las grietas en la pintura vieja deberán resanarse.

La pintura conductora está diseñada para uniformizar esfuerzos de voltaje en las superficies de aislamiento y para prevenir daños por efecto corona, se usa principalmente para aplicarse en las superficies exteriores de las bobinas en la parte que está alojada en el laminado; y aproximadamente dos o tres centímetros externa al laminado en ambos extremos de la bobina dependiendo del voltaje de operación.

Se debe aplicar con brocha y en un solo sentido además se tiene que agitar durante su uso para evitar asentamiento del grafito, antes debe verificarse que la superficie a pintar este limpia y seca libre de suciedad, grasa, polvo, aceite, límpiela con algún solvente adecuado en caso de que tenga grasa o aceite.

No será necesario solvente, ya que la pintura viene en las proporciones adecuadas para aplicarse directamente.

La más comúnmente usada es la marca Glyptal No. 9921 marca General Electric.



3.4 REQUERIMIENTOS DE UN SISTEMA DE AISLAMIENTO PARA DEVANADOS DE ESTATOR

- Alta resistencia dieléctrica
- Alta resistencia a las descargas parciales
- Alta conductividad térmica
- Buena resistencia a la abrasión
- Buena resistencia a la separación de cinta causada por ciclos térmicos
- Buena resistencia a la humedad y vapor de aceite
- Buena respuesta a la variación de la Frecuencia

3.5 SISTEMAS COMUNES

Algunos ejemplos de sistemas de aislamientos comúnmente usados se mencionan a continuación:

a) BARNIZ CAMBRIC (Clase A, 105 °C).- En este sistema, el aislamiento principal de las bobinas del estator consiste de cinta cambric barnizada. Este sistema de aislamiento está restringida a tensiones de 2300 V y menos. La transferencia de calor es relativamente pobre como a su resistencia al ingreso de humedad y vapor de aceite.

b) SHELLAC MICA FOLIUM (Clase B, 130 °C).- En este sistema, hojuelas de mica se pegan juntas con shellac en forma de hojas. Las hojas de hojuelas de mica son enrolladas y presionadas en caliente alrededor de la sección de ranura de la bobina por el proceso Haefely. Los cabezales son aislados con cinta tal como cambric barnizado. El shellac mica folium frecuentemente tiene un alto contenido de huecos debido a la evaporación de los volátiles del shellac. Esto causa que el aislamiento sea susceptible de daño por descarga parcial así como a la reducción de la transferencia de calor.

c) ASFALTO MICA FOLIUM (Clase B, 130 °C).- En este caso, el asfalto antes que el shellac se usa como agente adhesivo para las hojuelas de mica. Los cabezales pueden ser aislados con asfalto unidos con cinta de mica, aunque el barnizado cambric se sabe que también se usa.

d) CINTA DE MICA CON ASFALTO (Clase B, 130 °C).- En este sistema, la bobina completa se aísla con cinta de mica pegada con asfalto. Conforme pasó el tiempo, las cintas de mica con asfalto, se les añadió una capa de cinta mylar para dar resistencia física para aplicar mayor tensión a la cinta durante su aplicación. Para todos los barnices asfálticos hay una temperatura sobre la cual



la resistencia del adhesivo se reduce apreciablemente a un grado tal que el aislamiento crecerá o “abombará”, reduciendo la conductividad térmica e incrementando la actividad de descarga parcial. En el caso de máquinas tal como los turbogeneradores de vapor con largas ranuras, fuerzas considerables de expansión térmica y contracción causan que aislamiento pegado con asfalto sea susceptible de separación de la cinta a cada extremo de ranura.

e) **SISTEMAS DE AISLAMIENTOS TERMOCURADOS (Clase B, 130° C).**- Un sistema de aislamiento termocurado es uno en que la cinta de mica se pega por medio de una resina sintética la cual cura a un estado relativamente rígido, generalmente a temperatura elevada.

La cinta de mica empleada puede ser la tradicional variedad de hojuela de mica grande, o el polvo de mica reforzada con papel o cinta de fibra de vidrio. Los usuarios de la hojuela de mica dicen que tiene mejores propiedades físicas. Los usuarios del papel de mica consideran que es más apropiado para encintar conductores rectangulares ya que no tiende a rasgarse o arrugarse en las esquinas del conductor como lo hace la hojuela de mica.

Los sistemas de aislamientos termocurados generalmente exhiben alta rigidez dieléctrica, bajo tip-up, alta conductividad térmica, y una buena resistencia a la separación de la cinta. La resina adhesiva puede ser de poliéster o epóxica.

3.6 CAUSAS DE FALLAS EN AISLAMIENTOS

El devanado de un estator de un generador de alta tensión está sujeto a una combinación de esfuerzos mecánicos, eléctricos y térmicos. Dependiendo del tamaño, capacidad y condiciones operativas de cada generador en particular, estos esfuerzos varían relativamente en magnitud substancialmente como sigue:

- ❖ Esfuerzos eléctricos pueden variar entre 2 - 2.5 kV/mm
- ❖ Esfuerzos mecánicos en barras hasta 10 kg/mm, y el movimiento de la barra sobre la ranura puede variar hasta 10 mm dependiendo estos del largo de ranura y la temperatura de operación máxima.

Existen también los esfuerzos transitorios bajo condiciones de impulso, esfuerzos de sobre tensión que pueden elevarse hasta un factor de 5 o mayor, los turbogeneradores con gran longitud del núcleo que estén sujetos a paros y arranques frecuentes estarán sujetos a este tipo de esfuerzos; un generador eléctrico experimentará esfuerzos térmicos cíclicos, no experimentados por los turbogeneradores que están con carga continua (daño en área de cabezales debido a los cambios bruscos de demanda de carga).

Las fallas en un sistema de aislamiento pueden ser causa de fenómenos:



- ❖ Eléctricos
- ❖ Mecánicos
- ❖ Térmicos
- ❖ De contaminación (ambientales)
- ❖ Por condiciones de operación inusuales

Mecanismos de falla

Deterioro por envejecimiento

- ❖ Fragilidad
- ❖ Encogimiento
- ❖ Fracturas (cracks)

a) CAUSA ELECTRICAS

Descargas Parciales Internas

El fenómeno más importante del deterioro o envejecimiento eléctrico en los generadores de alta tensión son las descargas parciales.

Estas generalmente consisten en descargas locales que ocurren en el aislamiento en cavidades o huecos carentes de resina que quedan por el proceso de impregnación del aislante de la barra.

Estos huecos o cavidades están sujetos a esfuerzos eléctricos grandes en proporción a la constante dieléctrica del sólido en serie con ellos.

La resistencia del espacio de aire es también más baja que las del sólido. Ambos factores resultan en un rompimiento del espacio de aire a tensiones considerablemente inferiores a las requeridas para perforar el sólido. Si un aislamiento envejecido como lo muestra la figura 3.1, tiene una gran cantidad de huecos ocurrirá un fenómeno de ionización del gas (corona) produciéndose flujo de corriente o descarga parcial a través del gas ionizado. Como la ionización progresa, aparecen descargas en las unidades de cinta aislante las cuales cambian químicamente las propiedades de la resina convirtiéndose en los canales de falla los cuales cortan el aislamiento principal, en consecuencia, se reduce el espesor efectivo, de tal forma, que ocurrirá la perforación.



Descargas a la Ranura

Este mecanismo es muy peligroso puesto que une los esfuerzos eléctricos y mecánicos para erosionar las capas externas del aislamiento.

Mientras que las cavidades en el aislamiento son prevenidas por una cuidadosa impregnación, las descargas entre el aislamiento y las paredes de la ranura son eliminadas por un recubrimiento y las paredes de la ranura son eliminadas por un recubrimiento conductor sobre la superficie de la bobina, el cual por virtud de sus puntos de contacto con el estator, forman un potencial cercano al de tierra y reduce el campo eléctrico en cualquier espacio de aire a un valor inferior al valor de descarga.

En la sección de la ranura, sin embargo, contactos localizados con el núcleo pueden aún ocasionar problemas debido a las grandes densidades de esfuerzo localizados ahí, el cual causa que el material conductor (material grafitado) sea térmicamente debilitado y se vaya removiendo por vibraciones mecánicas y electromecánicas. La figura 3.3 nos muestra como vibra una barra dentro de la ranura.



Figura 3.3 Vibración de una Bobina por acción electromagnética

Con lo anteriormente explicado se genera físicamente en la ranura un polvo amarillento, que será debido a la vibración, esto es señal del deterioro del aislamiento de la bobina.

La figura 3.4 nos muestra como se distribuye el campo eléctrico en una bobina con pintura graduadora y así se evita una mayor concentración de esfuerzo en la esquina del núcleo.

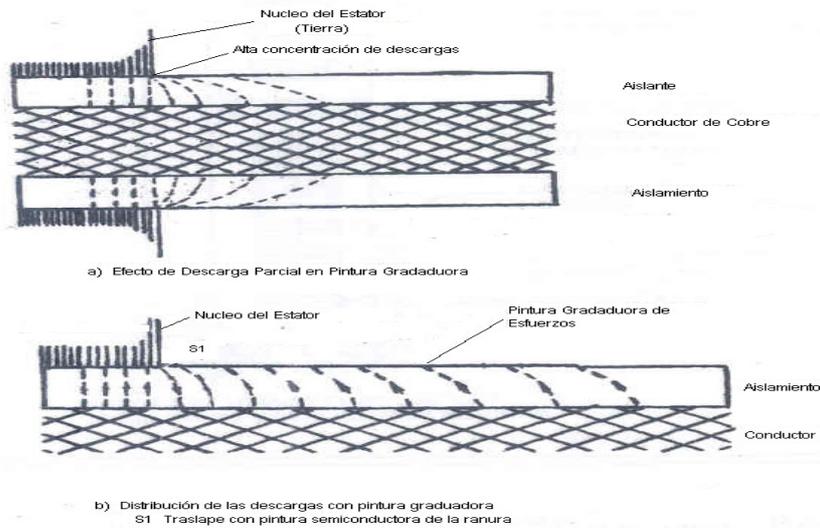


Figura 3.4 Descargas a las Ranuras en Cabezales de Bobinas

Descargas Parciales entre el Cobre y el Aislamiento

Estas descargas ocurren en la interfase del grupo de conductores que forman la bobina y el aislamiento principal, lo que producirá ozono que degrada químicamente el aislamiento el cual siendo sometido siempre al mismo esfuerzo eléctrico y que aunado con la temperatura generada, produce la falla del material aislante.

La figura 3.5 da indicación de los tres tipos de descargas que suceden en el aislamiento de una bobina.

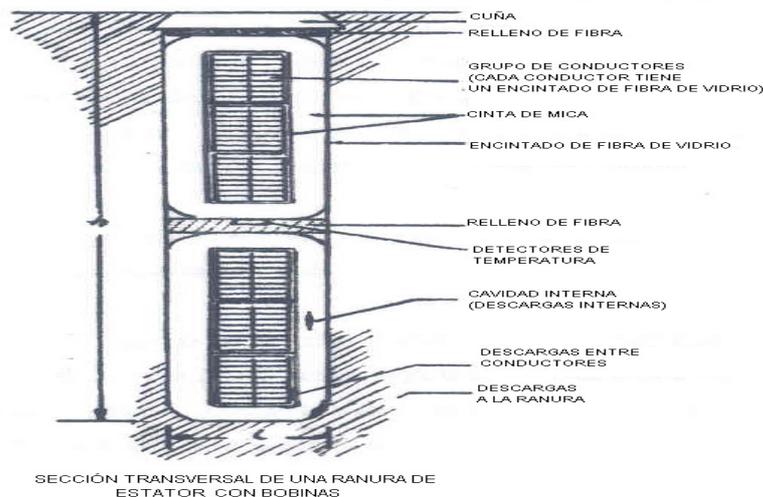


Figura 3.5 Tipos de Descargas Parciales en Bobinas de Generadores



b) CAUSAS MECÁNICAS

Como se muestra en la figura 3.2 estos esfuerzos son causados por movimientos electrodinámicos de orden alterno de doble frecuencia a la corriente del conductor y por fuerzas termodinámicas debido a la expansión térmica del aislamiento, los conductores y el núcleo del estator, cuando la temperatura de la bobina cambia debido a los cambios de carga. Los patrones de esfuerzo y sus efectos se consideran separadamente para la parte de la ranura y los cabezales.

En las ranuras que contienen dos bobinas, la bobina de arriba experimenta un mayor esfuerzo. Las fuerzas de vibración radial producen compresión alterna que predomina sobre los esfuerzos tangenciales por la fuerza de los conductores, en algunos casos en combinación tangencial con las paredes de la ranura. Si las bobinas no están adecuadamente acuñaadas éstas pueden vibrar en la ranura. Esto nos lleva a debilitar, primero la protección de corona y después el aislamiento.

Esta situación se considera tan peligrosa que el estator deberá ser reacuñaado inmediatamente.

El aflojamiento del grupo de conductores o de un conductor individual dentro del aislamiento también producirá un rápido daño, que resulta en cortos circuitos entre conductores y/o debilitamiento.

La complicada geometría de los cabezales y de sus amarres producen un patrón de esfuerzos vibracionales y flexiones que no son fáciles de evaluar. Las regiones donde las bobinas salen de las ranuras son consideradas como las más peligrosas. Las vibraciones pueden ser ambas radiales o tangenciales y también pueden ocurrir vibraciones tensionales.

El conocimiento de deterioro mecánico ocasionado por esfuerzos vibracionales está tomando mucha importancia debido a la tendencia de incrementar la capacidad de los Generadores.

c) CAUSAS TÉRMICAS

La degradación térmica es el resultado de diversos procesos químicos, los cuales son acelerados generalmente por las altas temperaturas. En general esta degradación está muy correlacionada con reacciones químicas y cambios del estado físico de los componentes del aislamiento que está en contacto con el cobre y la atmósfera ambiental.

Los principales tipos de degradación térmica son causados por *pirolisis* (descomposición en un ambiente inerte), oxidación, hidrólisis (en atmósfera húmeda). Otros factores son los gradientes de temperatura que son ocasionados por los cambios de carga, que producen movimientos axiales que deterioran las bobinas al perder el contacto o adherencia de la bobina



produciéndose también con este fenómeno separación de capas de aislamiento (deslaminación).

A continuación se mencionan algunas causas:

- ❖ Sobrecarga
- ❖ Sobrecalentamiento de laminaciones en corto
- ❖ Ciclos térmicos
- ❖ Pérdida de enfriamiento
- ❖ Sobrecalentamiento por falla del aislamiento de los conductores (strands)
- ❖ Separación de la cinta

d) CONTAMINACIÓN

- ❖ Polvo conductor o partículas
- ❖ Humedad
- ❖ Aceite
- ❖ Partículas magnéticas



AISLAMIENTO DE DEVANADOS

PROCESO DE DETERIORO

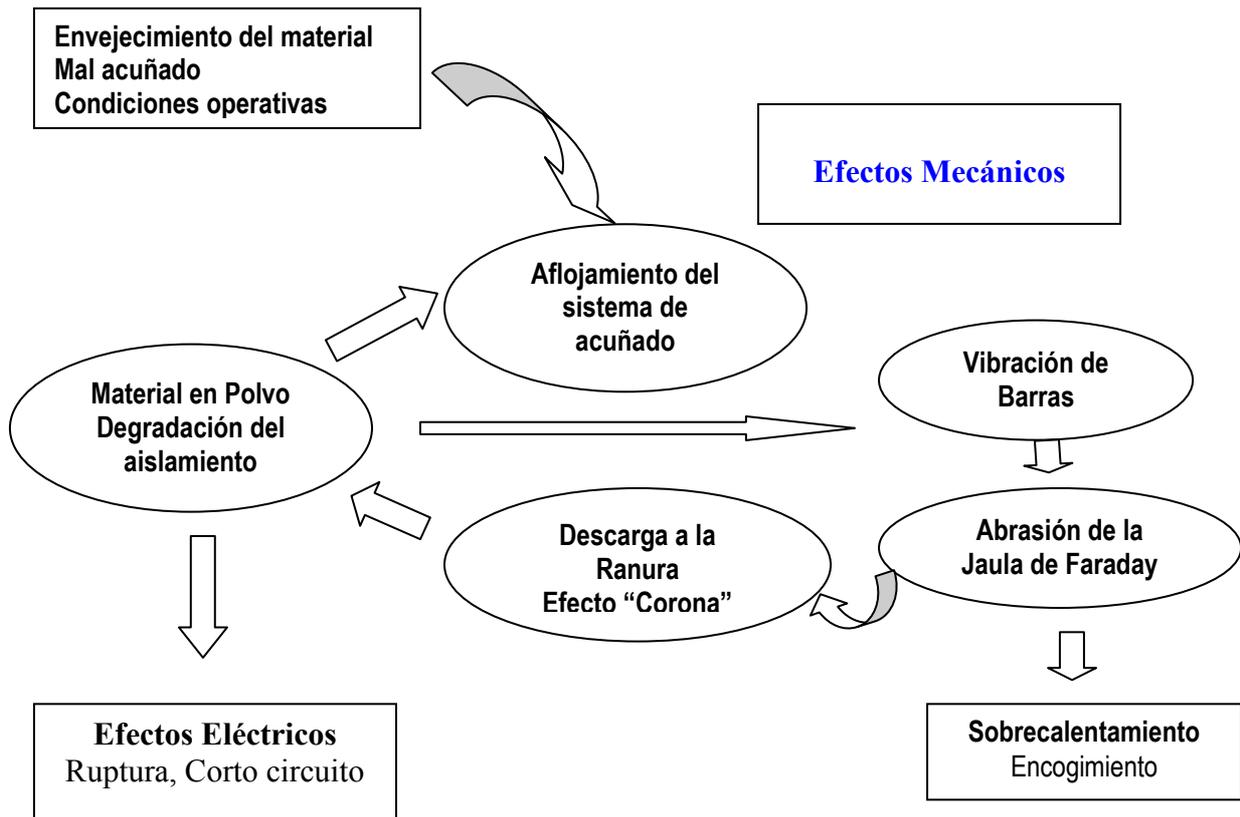


Figura 3.6 Proceso de deterioro de aislamientos

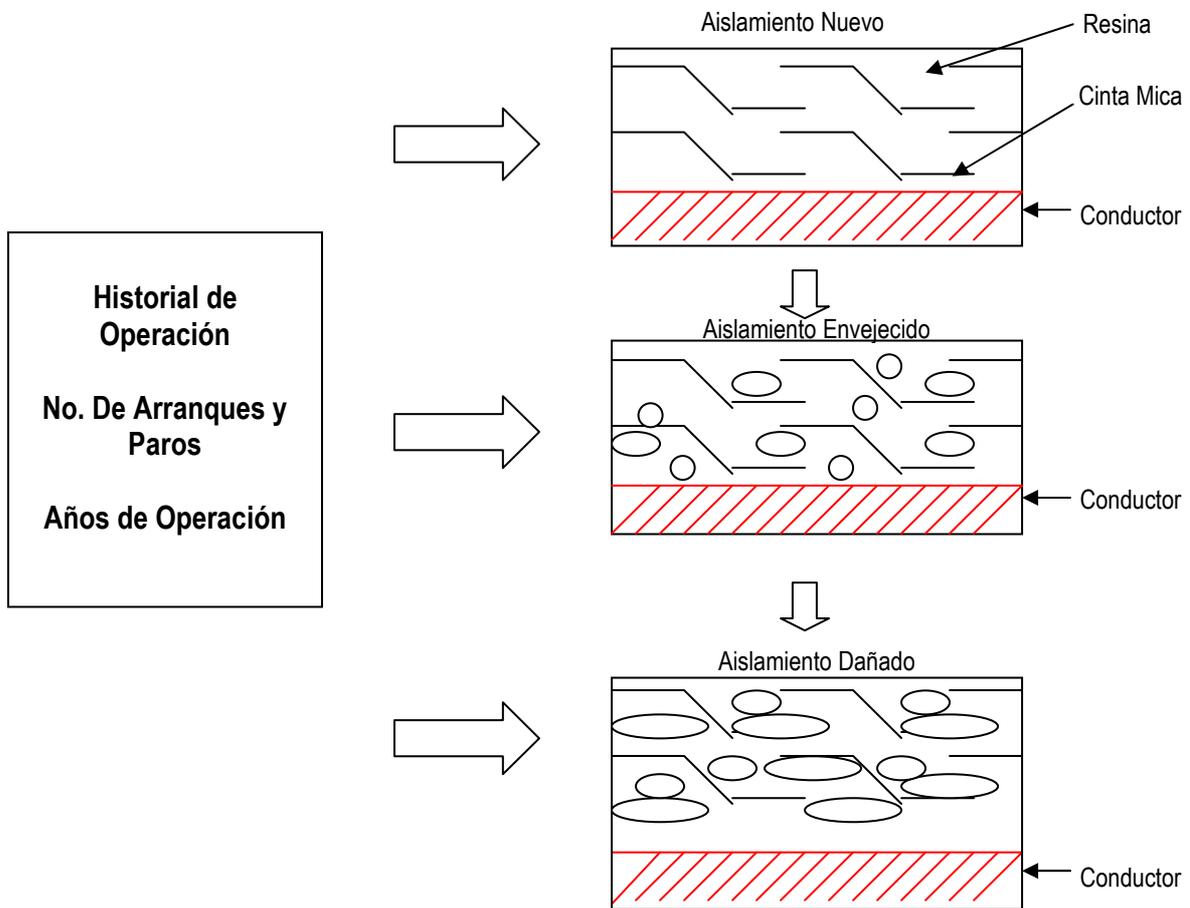


Figura 3.7 Factores de envejecimiento de los aislamientos

e) OPERACIÓN INUSUAL

- ❖ Problemas con la excitación
- ❖ Vibración excesiva o ruido
- ❖ Sincronización fuera de fase
- ❖ Motorización del Generador
- ❖ Impulsos de tensión o potencia
- ❖ Sobrecargas



- ❖ Pérdida de agua de enfriamiento
- ❖ Temperatura anormal
- ❖ Baja Presión de hidrógeno

3.7 EVALUACIÓN DE LA CONDICIÓN DEL AISLAMIENTO

Con base al historial del generador eléctrico, a los resultados de las pruebas realizadas durante los mantenimientos de paradas programadas y a los diagnósticos en línea, si es que existen, se determina si es necesario retirar las barras o bobinas y rehabilitarlas o sustituirlas por nuevas. La evaluación de las condiciones del aislamiento de las barras o bobinas deberá hacerse utilizando las pruebas ya establecidas las cuales son: inspección visual detallada, y pruebas eléctricas (resistencia de aislamiento, tangente delta, factor de potencia, descargas parciales, descargas a la ranura, aplicación de alta tensión de CA ó CD, respuesta a la frecuencia en cabezales); los resultados de estas pruebas nos determinarán si el aislamiento esta en condiciones de seguir operando.



4 PRUEBAS DE DIAGNOSTICO

Hemos estado mencionando hasta el momento la importancia de tener al generador en condiciones óptimas de operación, es decir tener todos sus equipos principales y auxiliares en estado óptimo para que el generador tenga una operación eficiente. Pero para el caso del tema que estamos tratando, mencionaremos herramientas y técnicas (pruebas) para conocer el estado del embobinado del estator del generador. Con las pruebas realizadas como evidencia, podremos hacer un diagnostico adecuado del estado del devano, y así concluir si es necesario una reparación parcial (que en dado caso evitaría un problema mayor) ó un rebobinado total del estator. Claro también estarán involucrados otros factores para llegar a la conclusión de realizar un rebobinado, pero las pruebas que a continuación se mencionan, serán parte fundamental para tomar esta decisión.

4.1 TÉCNICAS DE DIAGNOSTICO

A continuación se mencionaran dos técnicas de diagnostico: *fuera de línea*, y *en línea*, esto para identificar anomalías en aislamientos y componentes de generador así como tener un monitoreo constante de la máquina en operación.

4.1.1 PRUEBAS FUERA DE LINEA

Este tipo de ensayos precisa retirar la máquina de servicio y acceso a sus conexiones eléctricas. Se ejecutarán los ensayos insertando tensiones a la máquina y realizando distintas medidas que generen parámetros que nos permitan emitir un diagnóstico y en su caso elaborar tendencias. Gracias a este seguimiento, las políticas de mantenimiento predictivo nos permitirán: alargar la duración de la máquina, reducir los costes de mantenimiento e incrementar su fiabilidad. La mayoría de los ensayos offline en rotativas van a ser sobre su sistema aislante con ciertas variaciones entre ellos. El estado del dieléctrico va a definir la vida restante de la máquina.

INSPECCION VISUAL

La inspección visual es una de las herramientas de diagnostico más importantes y efectivas si se realiza adecuadamente. La condición en la que se puede realizar la inspección visual más extensiva y detallada es con el rotor extraído del generador. Los puntos principales a inspeccionar son los siguientes:

- Verificar si hay zonas con polvo blanco en cuñas del estator y sobre amarres, separadores y barras en el cabezal, indicativo de actividad de descargas parciales.



- Verificar si la separación entre barras en el cabezal es uniforme. Que no haya signos de aflojamiento o deformación de las barras en el cabezal ni separadores ni amarres flojos.
- Verificar si hay caminos de falla (tracking) entre barras en el cabezal. Se pone atención especial en separadores de barras contiguas que operan con alta diferencia de potencial entre ellas.
- Verificar que no haya grietas ni erosión en el aislamiento. Se pone especial atención en la zona de salida de las barras de las ranuras y en los amarres y separadores.
- Verificar si hay polvo amarillento sobre las cuñas en las ranuras. Esto es indicativo de desgaste del material de las cuñas o aislamiento por aflojamiento de cuñas.
- Verificar si hay signos de sobrecalentamiento en el aislamiento del devanado o en el núcleo magnético y los blindajes magnéticos.
- Verificar estado general de limpieza. Presencia de polvo o aceite sobre el aislamiento.
- Verificar que no estén obstruidos con suciedad o materiales extraños los ductos de enfriamiento del núcleo del estator o de los devanados cuando son enfriados directamente por hidrógeno.

PRUEBAS ELECTRICAS.

Las pruebas fuera de línea se realizan preferentemente en aire, con el rotor extraído del generador. La temperatura del devanado debe estar al menos 5 °C sobre el ambiente para evitar condensación de humedad.

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

La medición de la resistencia de aislamiento no se considera como una prueba de diagnóstico de la degradación del aislamiento, aunque en ciertos casos y condiciones si puede serlo. Más bien, el valor absoluto de la resistencia de aislamiento y el índice de polarización se usan para determinar la condición del aislamiento en cuanto a suciedad y humedad del mismo y decidir si el devanado es apto para operar ó realizarle pruebas con tensiones elevadas. También, es la prueba de rigor para determinar si existe falla a tierra o entre fases en el devanado después de ocurrir un disparo del generador. La práctica usual es que cuando se vayan a realizar pruebas dieléctricas con tensiones equivalentes a la nominal del devanado ó mayores, se mida previamente su resistencia de aislamiento, incluyendo el *índice de polarización*, para asegurar



que el devanado se encuentra en buenas condiciones de limpieza y seco para prevenir un posible daño al aislamiento por el esfuerzo de la tensión.

Así mismo, después de realizar las pruebas dieléctricas, se miden de nuevo la resistencia de aislamiento y el índice de polarización para comprobar que no hubo ningún efecto adverso al aislamiento por las pruebas. La tensión de prueba para la medición de resistencia de aislamiento debe ser siempre la misma; 1000 VCD a 5000 VCD, dependiendo de la tensión nominal de la maquina. Aun cuando casi todos los fabricantes recomiendan los valores de resistencia de aislamiento mínima e índice de polarización establecidos en el estándar IEEE-43, los cuales se consideran muy bajos, en CFE se están recomendando los siguientes:

Sistema de Aislamiento Polarización	Resistencia de Aislamiento	Índice
Asfalto-mica	kV + 1 MΩ	≥ 2.5
Poliéster ó Epoxi- mica	100 MΩ	≥ 4

La experiencia muestra que los valores anteriores de resistencia de aislamiento mínima pueden ser al menos 10 veces los indicados sin problemas para lograrlo.



Figura 4.1. Medidor de aislamiento hasta 10kV (para $Un > 12kV$, según IEEE 43-2000), Megger Meg10-01.



PRUEBA DE TANGENTE DELTA Y “TIP-UP”

La prueba de tangente delta de un aislamiento, también denominada factor de disipación y, también, equivalente al factor de potencia, es una medida de las pérdidas dieléctricas del aislamiento. Su magnitud depende del tipo de aislamiento y de las condiciones del mismo y es independiente de su volumen. La desventaja de esta prueba es que sólo determina la condición promedio del aislamiento, es decir, no detecta el punto de peor condición. Su valor puede verse afectado por la humedad y suciedad en la superficie del aislamiento que permite una circulación de corriente a tierra a través de la superficie del mismo aumentando las pérdidas.

Cualquier aislante puede asimilarse a un condensador ideal en paralelo/serie a una resistencia que representa sus pérdidas dieléctricas. El ángulo delta (δ) entre la corriente capacitiva y la total se denomina ángulo de pérdidas o factor de disipación. El ensayo de tangente de delta persigue la determinación de este ángulo y está basado en una fuente de alta tensión alterna de potencia y un puente de Schering (figura 2) para determinar la tangente de delta y la capacidad del dieléctrico estudiado a la tensión de ensayo.

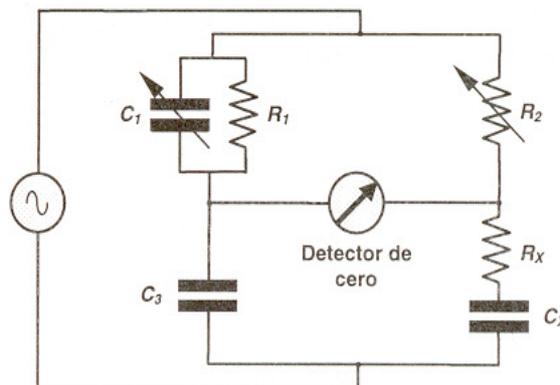


Figura 4.2. Diagrama esquemático del puente de medida de $\text{tg } \delta$. El equilibrio del puente se consigue a través de C_1 y R_2 hasta lograr el cero en el instrumento de medida.

Este ensayo se complementa realizándolo a varias tensiones aproximándose a la nominal de la máquina y obteniendo con el conjunto de resultados el llamado “Tip-up” de la tangente de delta. La idea es que en un aislamiento perfecto la $\text{tg } \delta$ no varíe con la tensión. La medida proporcionará información del grado de humedad y contaminación del dieléctrico.

El valor de tangente delta aumenta con las descargas parciales en el aislamiento. Por esta razón, se recomienda efectuar la prueba a dos valores de tensión, uno inicial, suficientemente bajo para prevenir que haya descargas parciales y el otro a la tensión nominal de fase a tierra, que permita medir las



perdidas ocasionadas por las descargas parciales. Esta forma de medición se conoce como “tip-up” y es una medición indirecta de las descargas parciales.

Desafortunadamente, en devanados con recubrimientos graduadores del campo eléctrico a base de carburo de silicio, a tensión nominal la contribución principal en las perdidas proviene de la conducción a tierra a través de este recubrimiento, siendo imposible discriminar cuanto de las perdidas se deben a las descargas parciales y cuanto a la conducción de los recubrimientos graduadores. Por esta razón, con esta prueba no es posible determinar incrementos pequeños de descargas parciales con el tiempo. Aun cuando muchos fabricantes establecen como aceptables valores de tangente delta y “tip-up” muy elevados, CFE recomienda los siguientes:

Tipo de Aislamiento	Tangente δ $0.2 \text{ En}/\sqrt{3}$	“Tip-up” $\text{En}/\sqrt{3} - 2 \text{ En}/\sqrt{3}$
Poliéster ó Epoxi-mica	$\leq 1\%$	$\leq 1 \%$

Es conveniente hacer notar que en devanados del estator enfriados con agua, si la prueba se realiza con agua dentro de los devanados los valores de $\text{Tan } \delta$ pueden ser muy altos, dependiendo de la conductividad del agua. Algunos fabricantes recomiendan obtener el “Tip-up” a una tensión de fase a tierra igual a la tensión nominal entre fases de la máquina. CFE considera que no es necesario aplicar una tensión de prueba tan elevada. Es suficiente con aplicar la tensión nominal de fase a tierra. En esta prueba, además de los valores absolutos de tangente delta y “tip-up”, se debe analizar la tendencia de estos valores.



Figura 4.3. Equipo de medida automático de tangente de delta, modelo Delta 2000.



CAPACITANCIA

El devanado del estator puede considerarse como un capacitor cuyos electrodos están formados por los conductores del devanado y el núcleo del estator y su dieléctrico por el sistema de aislamiento. La capacitancia del devanado se reduce con la formación de huecos en el aislamiento y aumenta si este se satura con agua. La medición periódica de la capacitancia puede ser útil para determinar delaminación por sobrecalentamiento o contaminación con agua en el devanado. Para poder detectar cambios significativos en la capacitancia se necesita medirla con equipos de prueba con resolución de tres decimales. Generalmente los equipos de medición de tangente delta o factor de potencia incluyen la medición de la capacitancia con una buena resolución y se pueden realizar ambas mediciones al mismo tiempo. Sin embargo, la experiencia ha mostrado que esta prueba no es muy sensible para detectar degradación del devanado.

PRUEBA FACTOR DE POTENCIA

Los aislamientos eléctricos dentro de sus características, muestran pérdidas al ser aplicado un voltaje. Estas pérdidas son función de lo perfecto o imperfecto del aislamiento, y las causas que deterioran un aislamiento consecuentemente afectarán numéricamente la pérdida en watts que tenga el mismo. La medición de estas pérdidas y la relación que guardan con el producto de los volts por los amperes de carga, nos define el *factor de potencia del aislamiento*.

Numéricamente se expresa como el coseno del ángulo de fase del dieléctrico ó también como seno del ángulo de pérdida.

La medición del factor de potencia de un aislamiento, tiene la ventaja de ser independiente del volumen total de ese aislamiento, por ser una indicación de las pérdidas por unidad de volumen. Los aislamientos, los cuales están completamente libres de huecos, debe esperarse que tengan factores de potencia que permanezcan constantes cuando las tensiones de prueba se incrementan.

Cuando el aislamiento contiene huecos, el factor de potencia aumenta a medida que la tensión de prueba se incrementa, reflejando el incremento de pérdidas dieléctricas conforme los huecos se ionizan. El esfuerzo eléctrico en volts por unidad de espesor requeridos para ionizar huecos de un tamaño práctico está en función inversa del espesor del hueco. Obviamente, huecos grandes se ionizan generalmente a bajas tensiones de prueba. La forma de la característica de factor de potencia nos ofrece una idea del proceso de impregnación.

Otra evaluación es la observación del incremento de capacitancia cuando se incrementa la tensión de prueba. Cuando el aislamiento tiene huecos o cavidades, la capacitancia es menor que la que sería si no se tuvieran huecos.



Como se incrementa la tensión los huecos se ionizan y resulta un correspondiente aumento de capacitancia.

En una grafica de capacitancia contra tensión el valor medido con incremento de tensión se aproxima asintóticamente a un valor límite.

El por ciento de cambio del valor medido antes del inicio de descargas a este valor límite, es una medición del volumen total de huecos del aislamiento. Las curvas de la figura siguiente ilustran las características de factor de potencia y capacitancia de un aislamiento con huecos internos.

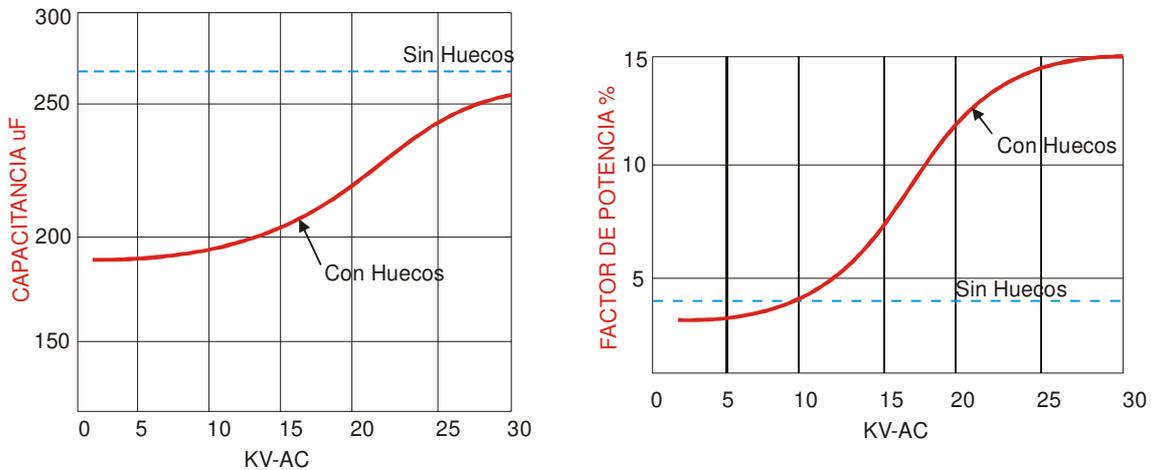


Figura 4.4 Graficas de F.P. y capacitancia con huecos internos

Si se grafica el factor de potencia medido en función del voltaje aplicado, se notará si existen cavidades, una variación en la pendiente de la curva o "Tip-Up" en el punto donde se inicia la ionización tal como se muestra en la figura:

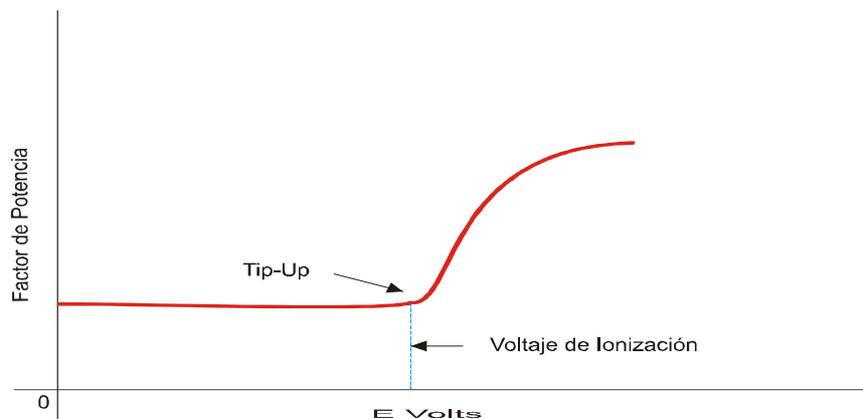


Figura 4.5 Grafica que muestra el punto donde comienza la ionización



Por norma y para valores de calculo, se define el "Tin-Up" como la diferencia de los factores de potencia medidos a dos voltajes diferentes aplicados al aislamiento.

En C.F.E. se utilizan los siguientes valores de voltajes para pruebas:

En voltaje nominal Voltaje de prueba

13.8 KV	8 y 4 KV
15..0 KV	8.5 y 4 KV
20.0 KV	11.5 KV y 4 KV
En gral. $V_n/\sqrt{3}$	$V_n/\sqrt{3}$ y 4 KV

La siguiente figura, ilustra de una manera clara que es el "Tip-Up":

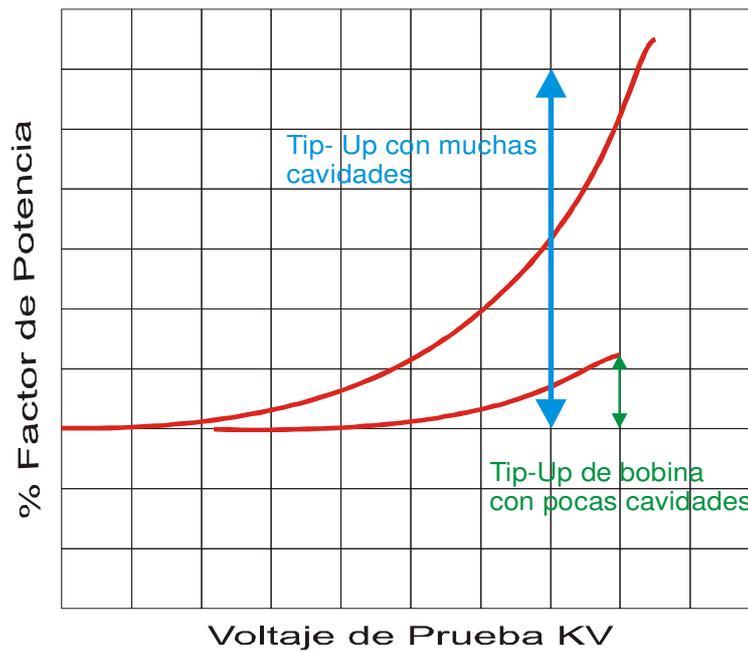


Figura 4.6 Tip Up



DESCARGAS PARCIALES

Por más cuidadoso que sea el proceso de fabricación del aislamiento de los devanados del estator, es imposible que la resina de impregnación de las cintas aislantes penetre y llene perfectamente todo el volumen del aislamiento por lo que siempre quedará una cantidad de huecos pequeños dentro del mismo. Cuando el aislamiento eléctrico del devanado es sometido a la tensión de operación del generador, en aquellos huecos donde se alcance a través de ellos un nivel de tensión de aproximadamente 3 kV/mm, se romperá dieléctricamente el aire contenido en ellos y se producirán descargas parciales. Las descargas parciales originadas en el semiciclo positivo de la tensión serán de polaridad negativa y las que se originen en el semiciclo negativo de la tensión serán de polaridad positiva.

La magnitud de las descargas parciales depende del tamaño de los huecos, mientras más grandes sean los huecos, mayor será la magnitud de las descargas parciales. La unidad de magnitud de las descargas parciales en pruebas fuera de línea realizadas en CFE es el picocoulomb, pC. Aun los devanados nuevos nacen con una cantidad de descargas parciales internas del orden de algunos miles de pC, generalmente de 2 a 3, dependiendo del equipo de medición y su calibración, en pruebas fuera de línea.

En condiciones no severas de operación de un generador, es decir, sin aflojamiento de los devanados, sin arranques y paros muy frecuentes, sin cambios bruscos y fuertes de carga y sin temperaturas excesivas, se espera que el aislamiento se vaya degradando gradualmente a lo largo de muchos años, apareciendo más huecos y los existentes haciéndose cada vez mayores. Sin embargo, ante la ocurrencia frecuente de los factores de degradación antes mencionados, la aparición de huecos y daños en diferentes puntos del sistema de aislamiento se acelera, con lo cual aumenta la cantidad y magnitud de las descargas parciales. Por esta razón, se considera que las descargas parciales son un síntoma y no la causa de la degradación del aislamiento. Sin embargo, una vez que las descargas parciales se presentan en gran cantidad y magnitud, su acción contribuye a acelerar la degradación del aislamiento.

En las pruebas fuera de línea se miden la magnitud y el patrón de distribución de las descargas parciales respecto a una onda senoidal de referencia con lo cual se trata de determinar el grado de la degradación y su probable localización en el sistema de aislamiento. La correcta interpretación de estos patrones de descargas parciales requiere mucha experiencia en este tipo de pruebas. La ventaja de las pruebas fuera de línea es que, durante la medición, se puede ayudar a definir con más precisión la localización de las descargas parciales más intensas con sensores direccionales de ultrasonido y, en la zona de ranuras, con una sonda conocida como TVA. La medición en forma periódica, permite determinar la razón de degradación y, con cierta precisión, el tiempo de vida del aislamiento.



La medición fuera de línea de las descargas parciales tiene como desventaja que no indica el comportamiento de las descargas parciales en las condiciones de operación del generador, especialmente en generadores eléctricos enfriados con hidrógeno, por ejemplo, en los cuales las descargas parciales se reducen notoriamente por efecto del hidrógeno a presión, además de que se reducen también por que el devanado solo tiene tensión suficiente para generar las descargas parciales en un 20% del mismo aproximadamente, dependiendo de la tensión nominal. Adicionalmente, ya que solo se puede probar el devanado de una fase a la vez, aplicándole una tensión al devanado completo contra tierra, no permite detectar problemas entre fases en el cabezal, tal como la formación de caminos de falla (tracking) entre fases. Tampoco detecta problemas incipientes en el recubrimiento semiconductor en la ranura por aflojamiento de las barras. La forma de evaluación del aislamiento mediante esta técnica es mediante los valores absolutos de descargas parciales y su incremento con el tiempo. Es decir, se tiene que evaluar la tendencia. Un valor inicial de descargas parciales mayor al esperado no necesariamente significa que el aislamiento vaya a fallar pronto, se debe evaluar la magnitud del incremento con el tiempo.

El criterio general que se ha adoptado en CFE para el seguimiento de las descargas parciales fuera de línea es como sigue (dependiendo del equipo de medición utilizado y su calibración)

Periodicidad de la medición

Magnitud de las D.P. 's:

Cada 4 años	$\leq 10,000 \text{ pC}$
Cada 2 años	$> 10,000 \text{ pC} - \leq 30,000 \text{ pC}$
Cada año	$> 30,000 \text{ pC} - < 100,000 \text{ pC}$

Si las descargas parciales han alcanzado valores de 30, 000 pC o más, lo recomendable es instalar equipo de monitoreo en línea para realizar una mejor evaluación de la causa de las mismas y un seguimiento más oportuno de la tendencia. Es importante considerar que cuando se realicen mediciones periódicas de descargas parciales, es necesario que siempre se midan con los mismos equipos y calibración para no tener variaciones de valores por utilizar diferentes equipos de medición y calibración de los mismos.

La experiencia actual en la medición de descargas parciales fuera de línea muestra que, en muchos casos, no es fácil determinar el origen de las descargas parciales. La contaminación ó suciedad de los devanados producen descargas parciales que pueden confundirse con otro mecanismo de falla. Esto dificulta tomar la decisión respecto al tipo de trabajo correctivo necesario. Aun con todo, esta prueba ha demostrado ser la más sensible a degradación del aislamiento ó contaminación en el mismo.



PRUEBA DE EL CID

Aun cuando este tema se refiere al diagnóstico del devanado del estator, dado que el núcleo del estator está muy ligado al devanado, se incluye el diagnóstico del núcleo magnético del estator mediante la prueba de EL CID. La prueba de EL CID ha demostrado buena sensibilidad para detectar laminaciones en corto en el núcleo del estator de turbogeneradores. En los generadores hidroeléctricos no responde tan adecuadamente por la construcción en secciones del núcleo magnético.

Esta prueba se efectúa con el equipo detector de imperfecciones del núcleo electromagnético denominado "El CID" (Electromagnetic Core Imperfection Detector) este fue diseñado por Adwel y C.E.R.L. (Central Electrical Research Laboratory del Reino Unido C.E.B.G.) para pruebas a generadores.

El objetivo primordial de la prueba es localizar laminaciones en corto circuito, que en un momento dado pueden provocar un calor local excesivo, el cual al no poder ser disipado por el enfriamiento propio del generador, puede provocar más fallas interlaminares.

Si no se detectan y reparan estas fallas incipientes podrían en casos extremos, quemar el aislamiento y fundir el laminado, forzando así el cambio del laminado dañado y el rebobinado parcial del estator.

En vista de ello, la inspección y prueba periódica del núcleo, es una parte crucial del programa de mantenimiento predictivo y preventivo de un generador.

En lugar de detectar los puntos calientes con alta energía, esto es con la prueba de Toroide y una cámara de termovisión, "El CID" usa solo una pequeña fracción del campo eléctrico nominal, para generar las corrientes de fuga dentro del cuerpo del núcleo, las cuales son medidas a través de una bobina captadora.

Esto evita los problemas que se presentan normalmente en los métodos de alta excitación, al proporcionar una indicación exacta de las áreas dañadas a lo largo de los paquetes y ranuras.

La versatilidad del diseño del "El CID" también proporciona otros beneficios tales como:

- Una gráfica de las corrientes de fuga a lo largo de la ranura, paquete por paquete y que se integran al historial de la unidad, para su comparación con futuras pruebas.
- Evita el daño innecesario, provocado por la prueba de alta excitación, mientras que el núcleo se enfría.
- Alta sensibilidad para detectar fallas incluso menores que nunca pueden afectar la confiabilidad del Generador.



- Medios para estimar la disipación de energía en zonas con fallas, bajo condiciones de operación.
- Medios para monitorear reparaciones de fallas localizadas en el núcleo.

Teoría de “El CID”

El “El CID” funciona usando un toroide, de baja potencia, conectando por medio de un transformador variable de 3 KVA, a cualquier fuente de C.A., este excita al núcleo aproximadamente el 4% del flujo nominal del Generador.

Este Toroide produce un flujo magnético circunferencial alterno a través del laminado; produciéndose así mismo un campo eléctrico a lo largo del núcleo, dando como resultado que pequeñas fugas de corriente circulen a través de áreas dañadas.

Estas pequeñas fugas de corriente son captadas electromagnéticamente usando una bobina de recolección especial conocida como “Chattock”.

El “Chattock” mide la diferencia de potencial magnético entre las esquinas más alejadas de paquetes adyacentes.



Figura 4.7 Ensayo de flujo reducido EL-CID mediante el uso de vehículo robotizado. Véase los cables de excitación ocupando el eje del rotor extraído del estator.

Esta señal de salida del “Chattock” es enviada a la unidad de procesador de señal (UPS) la cual la amplifica y convierte en una señal de voltaje de corriente



directa, proporcional a la corriente de fuga y en fase con la corriente de excitación. La referencia para esta detección de fase proviene de una base magnética que se coloca dentro del núcleo y que monitorea a la corriente de excitación.

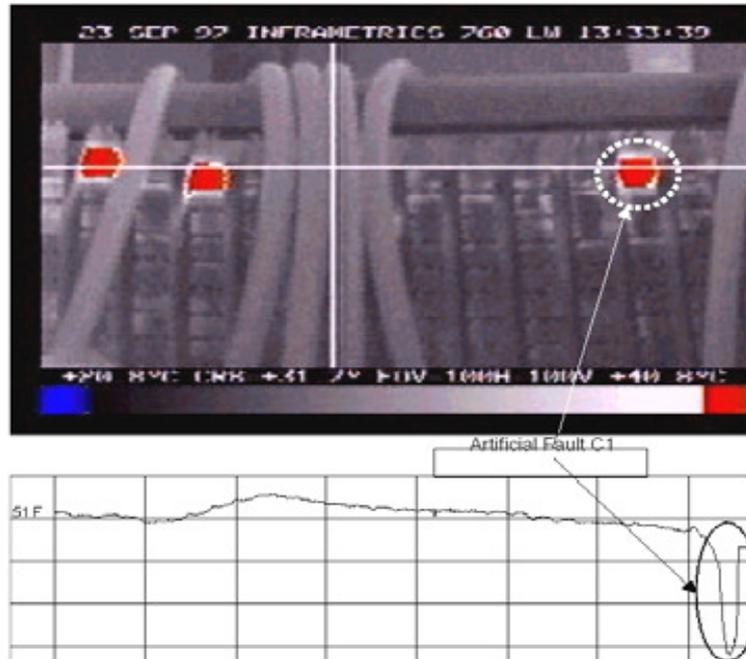


Figura 4.8 Correlación de un ensayo de flujo nominal (arriba) / flujo reducido EL CID (abajo).

Esto nos permite localizar daños tanto en la superficie del núcleo como fallas localizadas más profundamente por debajo de los dientes y en el fondo de ranuras; las cuales no se encuentran tan fácilmente con las pruebas de alta excitación.

En base a la experiencia se ha establecido un umbral práctica de fugas de corrientes de 100 mA con el 4 % del flujo nominal. Una medición superior indicara que se requiere una reparación; la experiencia a indicado que 100 mA provocando un incremento de 5° C al 80% del flujo nominal. Es decir, lo antes mencionado es el criterio para determinar que un núcleo magnético se encuentra en buenas condiciones.



PRUEBA DE DESCARGAS EN RANURAS

Las pruebas de descargas en ranuras se deben efectuar para probar la efectividad del aterrizaje de la superficie de la bobina en la sección ranura, las bobinas de alto voltaje del estator en la sección ranura están pintadas con barniz conductor, para proporcionar un contacto eléctrico efectivo con el núcleo, si se tiene una pérdida del contacto eléctrico con el núcleo, pueden ocurrir descargas de alta energía capacitiva, y en un tiempo dañar el aislamiento y puede ser en forma severa.

El método de prueba utilizado consiste en energizar el devanado del estator con 600 a 800 volts de C.A. rms y observar la onda resultante con un osciloscopio, la amplitud de la onda observada y su forma es comparada a la obtenida de un circuito calibrado (patrón), que presenta un arqueado de un lado de una bobina a tierra en un punto dado.

PRUEBA DE ALTO POTENCIAL

La prueba de alto potencial no es aceptada por muchos como una prueba de rutina para evaluar la condición del aislamiento del devanado del estator por considerarse una prueba destructiva. Sin embargo, realizada a niveles de tensión menos severos que en fabrica ó en puesta en servicio, si el devanado pasa la prueba, se tiene un buen nivel de confianza en que este no va a fallar en operación cuando ocurra un transitorio de tensión. La prueba de alto potencial se puede realizar con corriente directa o con corriente alterna. Se recomienda esta última por que somete al aislamiento a un esfuerzo más real respecto a la operación del generador y es más sensible que la corriente directa a defectos serios del aislamiento.

El inconveniente con la prueba con C.A. es que se requieren equipos de prueba de alta capacidad, especialmente en máquinas grandes. Por esta razón, generalmente esta prueba se realiza con C.D. Los valores de tensión de corriente alterna recomendados para esta prueba son los siguientes:

- En fabrica ($2E_n + 1$) kV 1 minuto
- Puesta en Servicio $0.85 (2E_n + 1)$ kV 1 minuto

Si se quiere probar con corriente directa, se deben multiplicar los valores anteriores por 1.7 Las pruebas de alto potencial al aislamiento de los devanados no es una práctica recomendada en CFE como mantenimiento ya que se sobreesfuerza el aislamiento y se le resta vida. No se recomienda aplicar más de la tensión nominal de fase a tierra a un devanado.



Figura 4.9 Sistema de ensayo de Sobretensión DC (0-75kV).

4.1.2 PRUEBAS EN LINEA

Son los realizados con la máquina en servicio y nos ayudan a disponer de información sobre su estado y comportamiento dinámico. Ciertos defectos solo pueden ser probados on-line, como los mecánicos a través de las vibraciones del sistema o la variación de las descargas parciales con la temperatura y carga del sistema. Gran parte de estos sistemas vienen con la máquina instalados de fábrica o pueden ser instalados en paradas programadas, fijando captadores en distintos puntos de la máquina que irán proporcionando información a los sistemas de captura y proceso de información.

PRUEBAS

DESCARGAS PARCIALES

La mejor prueba de diagnóstico en línea del devanado del estator de los generadores eléctricos que existe actualmente es la medición de descargas parciales, la cual se ha constituido en la herramienta más poderosa de diagnóstico del aislamiento del devanado del estator ya que se realiza con el generador eléctrico en operación, bajo los esfuerzos eléctricos, mecánicos y térmicos propios de esa condición.

Las ventajas de esta técnica son: la medición se realiza en minutos en el momento que uno decida y, dependiendo del sistema utilizado, puede interpretarse por una persona que haya recibido un sencillo curso. Además, no requiere calibración de equipos ya que los sensores son fijos.



La monitorización on-line de los niveles de descargas parciales en el tiempo, va a ser por tanto un buen sistema para conseguir evaluar el proceso de degradación del dieléctrico en la máquina. Existen varios sistemas de medida on-line: *Sondas inductivas* (transformadores RF/ bobinas de Rogowski), *Sensores tipo antena* (tiras metálicas en zonas clave) y *Sensores capacitivos* (figura 6). Los de uso más extendido son los captadores capacitivos. Se instalan en la máquina condensadores de baja capacidad (80pF...500pF) que bloquean la tensión de operación de la máquina, dejando pasar las altas frecuencias de las descargas parciales. Los condensadores pueden venir instalados de fábrica o se puede aprovechar una parada para su instalación. Las señales, se recogerán con un analizador de descargas parciales (PDA, Figura 6). En modo online, el aislamiento se analiza en condiciones reales de carga, temperatura y vibraciones, aspectos no evaluables off-line. La idea es recoger información en etapas suficientemente tempranas de los posibles problemas que puedan aparecer para que sean de fácil detección y solución. Hoy en día existen sistemas muy fiables que consiguen una buena discriminación de ruido, tanto a través de la electrónica como de la distribución de los captadores.



Figura 4.10. Captadores de DP capacitivos. Con una reducida inversión solo en los captadores se puede dejar la máquina monitorizada aprovechando los gastos y tiempos asociados a una parada y ejecutarse ensayos on-line programados de modo periódico con equipos de medida propios o subcontratados.

Tras el ensayo, de las gráficas, niveles de descargas, polaridad, variación con la temperatura, humedad y carga, se obtienen datos que nos permiten discernir el tipo de degradación que se produce en la máquina e incluso la zona de aparición de las mismas.



Figura 4.11 Sistema PDA Premium de captura de descargas parciales con técnica diferencial de discriminación.



Hoy día existe otro acercamiento más cómodo: cambiando el punto de medida hasta ahora pasivo por un *terminal inteligente*. Esta terminal puede realizar conteos básicos de DP, que a un menor costo identifican problemas entre ensayos programados DP y generan alarma con todas las posibilidades de integración, red, SCADA, www, etc.

En CFE sólo se tiene hasta la fecha un turbogenerador, con capacidad de 350 MW, instrumentado con sensores para medición en línea de descargas parciales. En este caso, los sensores son tipo antena, los cuales captan las descargas parciales a través de los pulsos electromagnéticos que producen y se instalan directamente en las ranuras, dos por fase, entre las barras del devanado con mayor tensión y las cuñas. Por el tipo de sensor y, principalmente por el efecto del hidrógeno a presión para reducir las descargas parciales, en este tipo de sistema los valores obtenidos en cantidad y magnitud de descargas parciales son mucho menores que en el caso de los generadores hidroeléctricos que son enfriados por aire a presión atmosférica.

En un generador eléctrico la mayor parte del aislamiento del devanado del estator está sujeto a una tensión de fase a tierra, desde los conductores de cada barra del devanado a la superficie de las mismas recubiertas por una cinta o pintura semiconductor que se pone a referencia de tierra al estar en contacto con el núcleo del estator en las ranuras del mismo. Por lo tanto, las descargas parciales originadas en la sección del devanado con recubrimiento semiconductor y graduador dependen de la tensión de fase a tierra de la máquina.

Los sistemas de medición de descargas parciales en línea incluyen una señal de tensión de la máquina de fase a tierra como referencia, tomada de uno de los secundarios de los transformadores de potencial, con la cual, mediante software, se reproducen las ondas de tensión de fase a tierra de las otras dos fases para mostrar los patrones de agrupamiento de las descargas parciales en cada fase del devanado respecto a su tensión correspondiente de fase a tierra.

Las descargas parciales que se originan por la tensión de fase a tierra durante el semiciclo positivo de la tensión, se agrupan alrededor de los 45° eléctricos y son de polaridad negativa. Mientras que, las descargas parciales originadas en el semiciclo negativo, se agrupan alrededor de los 225° eléctricos y son de polaridad positiva, como se ilustra en la siguiente figura en la que la onda senoidal corresponde a la tensión de fase a tierra de una de las fases del devanado.

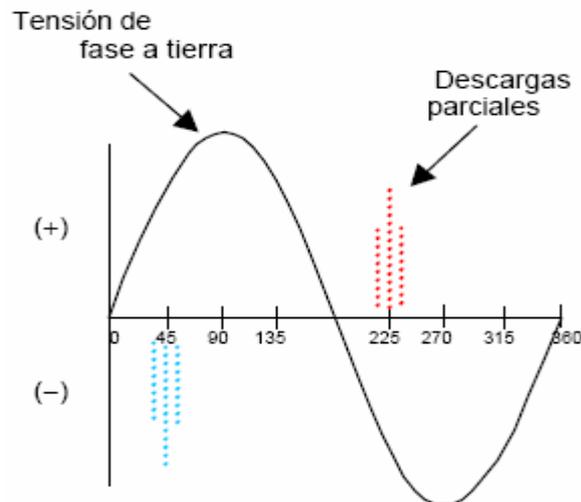


Figura 4.12 Grafica descargas parciales (ambas polaridades)

En un aislamiento en el cual solo existen huecos dentro del volumen del aislamiento principal, condición que se considera normal y que se espera que progrese gradualmente a lo largo de muchos años de operación, la magnitud y cantidad de las descargas parciales de ambas polaridades son muy similares entre sí, con pequeñas diferencias, como se observa en la gráfica de dos dimensiones anterior, en la cual la magnitud de las descargas parciales negativas (270 mV) es mayor en un 12.5% que la de las descargas parciales positivas (240 mV). Si la magnitud de las descargas parciales de una de las polaridades es mayor en un 50% aproximadamente que la de la otra polaridad, se dice que hay una predominancia de polaridad y esto es indicativo de la existencia de otros mecanismos de degradación en el aislamiento.

Los diferentes mecanismos de degradación del aislamiento se pueden identificar por las características en predominancia de polaridad así como del ángulo en que se agrupan las descargas parciales respecto a la onda de tensión de referencia. También, se ha observado que algunos mecanismos de degradación del aislamiento muestran cambios en la magnitud de las descargas parciales por variaciones en temperatura y carga del devanado.

A continuación se explican los mecanismos de degradaciones más comunes y la forma en que se pueden identificar mediante la predominancia de una polaridad. No predominancia de polaridades. Si se encuentra que la magnitud y cantidad de las descargas parciales de ambas polaridades son similares, generalmente se debe a la existencia de huecos dentro del volumen del aislamiento principal. Aunque también es posible que esta característica ocurra cuando existan dos mecanismos de falla diferentes que produzcan descargas parciales de polaridades opuestas que resulten en magnitudes y cantidades similares.



- **Predominancia de polaridad negativa.** Cuando las descargas parciales de polaridad negativa predominan, se ha encontrado que se deben a que el aislamiento principal se separa de los conductores del devanado. Esta situación se origina por arranques y paros excesivos en los que, por tener el cobre y el aislamiento principal coeficientes de dilatación por temperatura diferente, con la repetición de este efecto se fatiga la unión en la interfase de conductores y aislamiento hasta romperse formando huecos.
- **Predominancia de polaridad positiva.** Cuando la polaridad que predomina en las descargas parciales es la positiva, se ha encontrado que son debidas a descargas parciales que ocurren de la superficie del aislamiento a tierra. Por ejemplo, al dañarse el recubrimiento semiconductor de las barras en la zona de ranuras y perderse la referencia de tierra, en donde haya separaciones entre el aislamiento y el núcleo del estator ocurrirán descargas parciales cuya característica es que son de polaridad positiva. También ocurrirán descargas parciales positivas en caso de daño en la interfase entre el recubrimiento semiconductor y el graduador a la salida de las barras de las ranuras.

Cuando se presentan problemas de contaminación ó tracking entre barras contiguas del devanado en el cabezal que son de fases diferentes con un alto potencial entre ellas, las descargas parciales en estos puntos son originadas por una tensión entre fases. En este caso, las descargas parciales se agruparán en un ángulo de $\pm 30^\circ$ eléctricos respecto a la tensión de referencia de fase a tierra. Es decir, a 15° ó 75° para las descargas de polaridad negativa y 195° ó 255° para las positivas. El efecto de las variaciones de carga ó temperatura del devanado sobre las descargas parciales de algunos mecanismos de degradación puede ser ha subir ó bajar la magnitud de aquellas. Si al subir la carga ó la temperatura del devanado las descargas parciales se incrementan, se dice que hay un efecto positivo por estos factores. Si el resultado es contrario, es decir, que se reducen las descargas parciales con el aumento de carga ó temperatura en el devanado, se dice que hay un efecto negativo. Para determinar si hay un efecto en las descargas parciales por temperatura, se debe lograr una variación en temperatura en el devanado del estator de al menos 20°C y en el caso de la carga la variación debe ser al menos de 40%.

A continuación se indican los mecanismos de falla más comunes (figura 4.13) del aislamiento y las características de las descargas parciales que producen.



Mecanismo De falla	Polaridad que predomina	Efecto de carga	Efecto de Temp.	Angulo de fase
Deterioro Térmico	Ninguna	Ninguno	Negativo	45° y 225°
Ciclos de carga	Negativa	Negativo	Negativo	45°
Devanado Flojo	Positiva	Positivo	Negativo	225°
Descargas a la ranura	Positiva	Ninguno	Negativo	225°
Mala Impregnación	Ninguna	Ninguno	Negativo	45° y 225°
Contaminación	Ninguna	Ninguno	No predecible	15°, 75°, 195° y 255°
Espacio inadecuado entre barras	Ninguna	Ninguno	No predecible	15°, 75°, 195° y 255°
Interfase semicon y graduadora	Positiva	Ninguno	Positivo	225°

Figura 4.13 Tabla de mecanismos de falla más comunes en aislamientos

La tabla anterior nos ayuda a determinar que pruebas hacer, incluyendo variar carga y temperatura, para determinar los mecanismos de falla que estén presentes. El criterio de evaluación incluye, además de la cantidad y magnitud de las descargas parciales, la tendencia. Inicialmente, se deben tomar lecturas cada seis meses. Si el valor inicial se considera muy elevado o si el segundo valor semestral es mayor que el anterior, se deben tomar lecturas con mayor frecuencia, por ejemplo cada tres meses. De acuerdo con el fabricante del equipo de medición en línea de descargas parciales, si el valor de estas se duplica cada seis meses, el devanado está en un proceso de deterioro muy rápido y deben tomarse provisiones para un cambio de devanado o un mantenimiento correctivo. Otra forma de evaluación es comparando contra generadores similares.

Para que la tendencia de las descargas parciales sea adecuada, se debe tratar de que las condiciones operativas de la máquina sean lo más parecidas posible entre mediciones sucesivas. Las variaciones permisibles recomendadas para este efecto son como se indica en la siguiente tabla:

Parámetro	Tolerancia
Tensión del estator	± 200 V
Carga	± 10%
Potencia activa MW	± 10%
Potencia reactiva MVAR	± 10%
Temperatura de devanado	± 5°C
Presión de gas	± 30 kPa
Modo de operación: Generador/condensador	Sin cambio

Figura 4.14 Tabla de variaciones permisibles para descargas parciales



El fabricante de los equipos de monitoreo en línea de descargas parciales cuenta con una base de datos de miles de lecturas, agrupadas por tipo de sensor de descargas parciales y medio de enfriamiento y, dentro de cada grupo por rangos de tensiones nominales de generadores eléctricos.

4.2 CRITERIO DE DIAGNOSTICO REALIZANDO

PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS Y DESTRUCTIVAS

Algunos fabricantes de generadores eléctricos han desarrollado la siguiente metodología para evaluar el grado de deterioro de los sistemas de aislamiento de los estatores a maquina parada (off-line), mediante una serie de pruebas no destructivas durante la vida operativa del generador y una serie de pruebas destructivas a una muestra de barras (semibobinas) retiradas de generadores mayores de 20 años o en base a diagnostico actual, con los siguientes criterios que implican que el sistema de aislamiento está cerca del final de su vida útil.

❖ **Descargas parciales** > 100 000 pC a $E_n / \sqrt{3}$ volts

$$\tan \delta > 6.5 \% (\tan \delta_a E_n - \tan \delta_a E_o)1$$

❖ **Cambio de capacitancia**

$$\frac{\text{cap } 0.6 E_n - \text{cap } 0.2 E_n}{\text{cap } 0.2 E_n} \times 100 < 3.0 \%$$

❖ **Tensión de ruptura del aislamiento (Vr)**

$$< 40 \% V_r$$

100 % Vr = tensión de ruptura en fabrica (en barras de muestra)

También, la decisión de rebobinar un estator puede ser basada en los siguientes criterios; horas acumuladas de servicio, temperatura de operación, número de arranques/paros, repotenciación así como, la importancia del sitio dentro del S.E.N.

4.3 CALCULO DEL DEGRADAMIENTO EN % DEL AISLAMIENTO

Para el caso que estamos tratando, el fabricante (Mitsubishi) recomienda que para determinar el porcentaje de degradación del aislamiento del estator del generador, nos basemos en 2 variantes, que son: arranques-paros y horas de operación de la máquina, utilizando la siguiente formula:

$$y = 100 - 3.80X_1 - 1.82X_2 - 23.9 \{1.0 + 3.70 \times 10^{-3}(X_1 - 0.748)^2 + 1.0 \times 10^{-4}(X_2 - 11.7)^2 - 2.14 \times 10^{-4}(X_1 - 0.748)(X_2 - 11.7)\}^{1/2} (\%)$$



donde

- y** = Porcentaje de degradamiento (%)
- X₁** = Paros-Arranques (por 1000 ciclos)
- Y₁** = Horas de Operación (por 10000 horas)

Los datos que a continuación se observan, corresponden a la Unidad 1 de la Central Termoeléctrica Francisco Pérez Ríos, y son un claro ejemplo con los resultados obtenidos como determinar el degradamiento del aislamiento del generador de esta unidad en base a la formula que sugiere utilizar el fabricante.

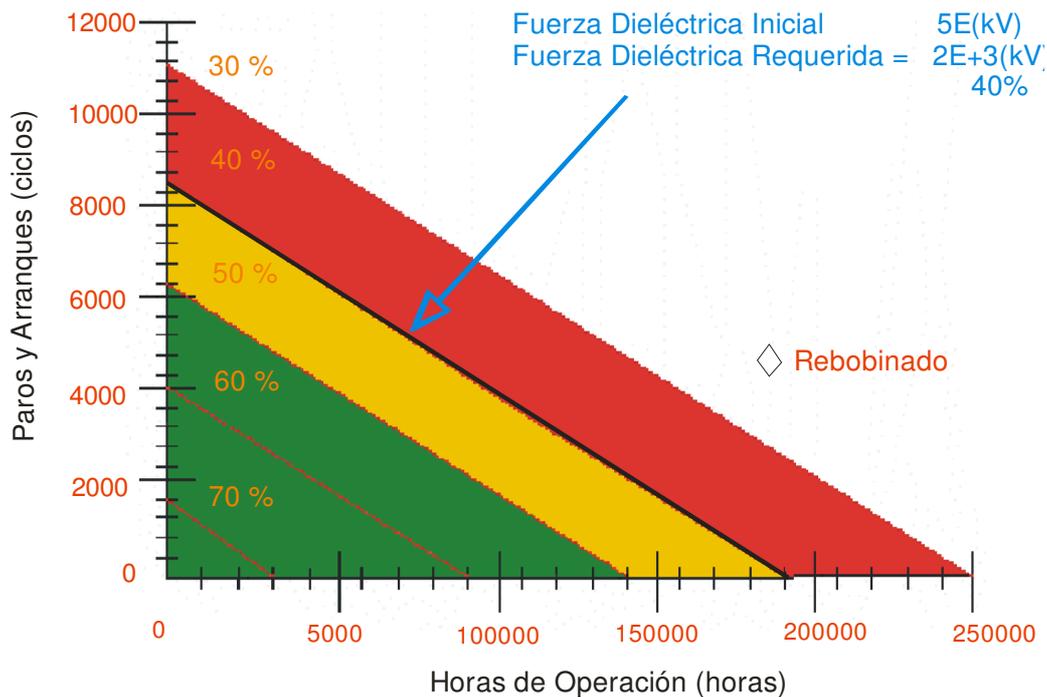
y (%)	Paros-Arranques (por 1000 ciclos) X₁	Horas de Operación X₂
55	0.207	11
41	4.216	10
35	5.565	10
46	3.05	10
52	0.213	13
43	3.376	11
46	0.36	16
45	0.909	15
32%	0.73	23

Valores a Dic 2007
Unidad 1:

X₁ = 730 Paros-Arranques
X₂ = 225205.88 Horas de Operación

Valores de ejemplo

La siguiente grafica muestra en porcentaje el desgaste que sufre el embobinado durante su vida útil, y nos da una referencia de cuando es recomendable rebobinar el estator de un generador de este tipo (40%, aunque también recomienda el fabricante, por seguridad de operación que sea a un 45%), valiéndonos de los *paros y arranques* con respecto a las *horas de operación*.



4.4 CONCLUSIONES

La prueba de descargas parciales fuera de línea ha demostrado tener una mayor sensibilidad a la degradación del aislamiento y a la contaminación del mismo que las de $\tan \delta$ y capacitancia. Sin embargo, con los resultados obtenidos a la fecha con estas tres pruebas no se han podido correlacionar de una manera concluyente. Con las investigaciones sobre descargas parciales en el aislamiento de generadores eléctricos, se cuenta con una herramienta más que aunada a las pruebas de resistencia de aislamiento, Tin-Up, capacitancia y factor de potencia nos ayudaran a el reconocimiento de los mecanismos de fallas que deterioran el aislamiento paulatinamente, teniendo así un aviso para prolongar la vida del aislante en la medida que se pueda.

Debemos capitalizar también la experiencia de otros países con sistemas de diagnostico en línea, puesto que en ellos ya han obtenido resultados satisfactorios con esté tipo de técnica y aun más, tener una tendencia hacía el monitoreo en línea ya que esto nos permitirá grandes ahorros y costos de mantenimiento y evitaremos también tiempos largos fuera de servicio de los generadores a causa de fallas.



5 INSTRUCCIONES POR ACTIVIDAD PARA EL REBOBINADO DEL GENERADOR DE 300 MW

5.1 DESENCINTADO DE CABEZALES DEL ESTATOR DEL GENERADOR

Antes de iniciar esta actividad el trabajador debe utilizar su equipo de seguridad (mascarilla, guantes, capucha, goggles y su ropa de trabajo) además tapar los ductos de ventilación de las bobinas con cinta masking tape.

Con el auxilio de una cuchilla, mazo de plástico y desarmador se procede a realizar lo siguiente:

- ❖ Se corta el aislamiento de la parte más delgada del cabezal, es decir, donde termina la bobina superior y la bobina inferior. El corte se hace de forma transversal.
- ❖ Después se hace un corte longitudinal entre ambos cortes transversales y enseguida se desprende el aislamiento con el auxilio del desarmador y el mazo de plástico.
- ❖ Enseguida se hace limpieza de los conectores utilizando una cuchilla y desarmador para desalojar el cemento que se encuentra entre ellos de tal manera que queden totalmente limpios.
- ❖ Se debe aspirar constantemente para evitar que el polvo de fibra de vidrio se meta al interior del generador y también para que no sea aspirado por el personal que está haciendo el trabajo.

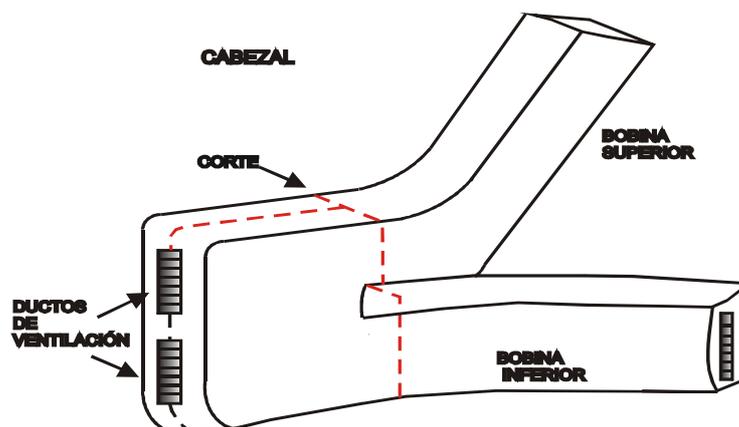


Figura 5.1 Se muestra con las líneas punteadas, la trayectoria del corte del aislamiento en las bobinas



Fotografía 5.1 Cabezal desencintado.

5.2 DESOLDADO DE CONECTORES DE LOS CABEZALES DE BOBINAS

Se debe hacer limpieza del cabezal y de los conectores para que el inductor pueda introducirse correctamente.

- ❖ Se coloca una charola abajo del cabezal para recolectar la soldadura o estaño que cae al derretirse con el calor, así como los tornillos y conectores.
- ❖ Se inicia a desoldar con el conector que se tiene enfrente colocando el inductor como lo muestra la fotografía.
- ❖ Se oprime el switch del control del inductor hasta que se calienta el conector y se derrite la soldadura. Esta operación se hace las veces que sea necesario hasta observar que se afloja el conector o se cae toda la soldadura.



Fotografía 5.2 Desoldado de conectores

- ❖ Se quitan los tornillos con una llave de 10 mm y se golpea el conector; éste cae en la charola.
- ❖ Para los conectores siguientes se coloca el inductor el cual es diferente ya que también es diferente el conector y se hace la misma operación para calentar y derretir la soldadura.
- ❖ Enseguida, con un desarmador grande o espátula y mazo de plástico se golpea el conector hacia un extremo para que el paquete de solera salga del conector (figura 5.2).

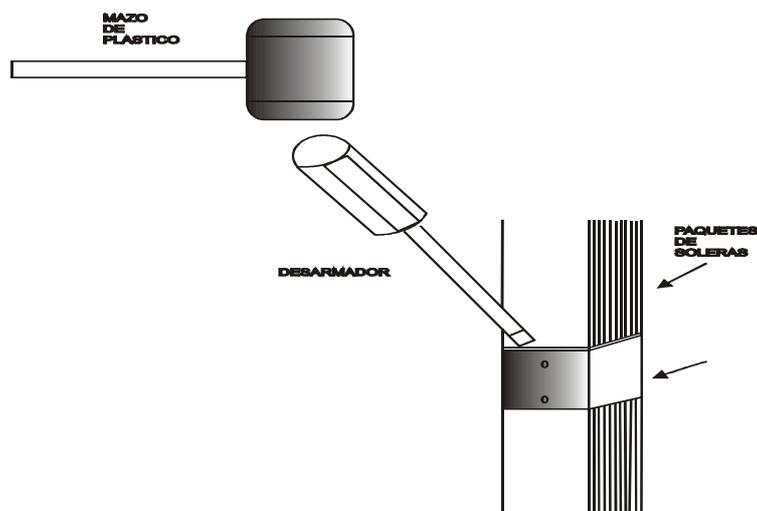


Figura 6.2 Desunión del paquete de soleras



- ❖ Una vez que queda libre un extremo del conector, es decir, que ya no hay conexión con el paquete de solera, este paquete se separa del ducto de enfriamiento, con el auxilio de una herramienta especial que sirve para introducir el paquete, para hacer palanca y separarlo del ducto de enfriamiento y así se pueda sacar el conector del otro paquete de solera (figura 5.3).

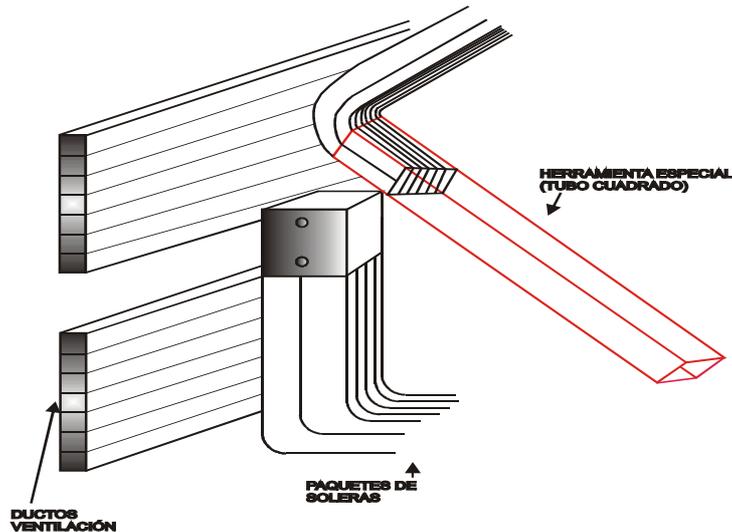


Figura 5.3 Herramienta especial para liberar solera

- ❖ Una vez que se separó el paquete de solera, se utiliza el desarmador y el mazo para sacar el conector del paquete de solera de la bobina superior.
- ❖ Se separa el paquete de soleras del ducto utilizando la herramienta especial para que no obstruya la maniobra de la extracción de los demás conectores.
- ❖ Para el conector final se hace la misma operación que se realizó para desoldar el primer conector.

El trabajo antes descrito lo pueden realizar dos personas debidamente protegidas con guantes de asbesto, goggles para soldar, ropa de trabajo, tapabocas y capucha.



5.3 RETIRO DE AMARRES Y SEPARADORES DE BOBINAS

- Herramientas a utilizar:
- Cuchilla
- Mazo de plástico
- Desarmador
- Pinzas
- Herramienta especial
- Cuñas de madera

- ❖ Se corta el amarre con la cuchilla y se extrae el hilo con unas pinzas.
- ❖ Se mete una cuña de madera en medio de las dos bobinas adelante del separador hacia el cabezal, para que separe las bobinas y se pueda desplazar el separador.
- ❖ Con la herramienta especial y el mazo de plástico se golpea el separador y éste se desliza hacia el cabezal.
- ❖ Se mete otra cuña de madera y se saca la primera continuando golpeando el separador hasta que sale.

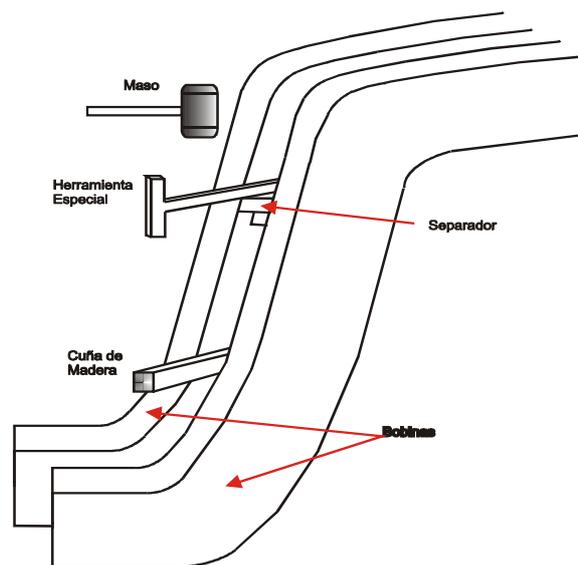


Figura 5.4 Separación de bobinas



Fotografía 5.3 Muestra separación de bobinas

5.4 EXTRACCIÓN DE BOBINAS DEL ESTATOR

Antes de realizar cualquier maniobra se recomienda que se haga limpieza con aire a presión y aspiradora en todas las ranuras del estator para evitar que se metan astillas o basura que impida que las bobinas salgan libremente, y después se coloca un cartón o hule en la parte inferior del estator para que se deslicen las bobinas.

Se deben preparar y acomodar adecuadamente en el área todas las herramientas y equipo que se va a utilizar en la extracción de bobinas, como son:

Mangueras de teflón	4	Piezas
Manguera de contra incendio	6	Piezas
Cabezal para conexión de mangueras	1	Pieza
Prensas para presurizar las mangueras	4	Piezas
Estrobo de seda para sujetar las bobinas	2	Piezas
Montacargas de 2 ton	2	Piezas
Mazos de plástico	2	Piezas

- ❖ Se instalan los estrobo de seda en los extremos de la bobina que se va a aflojar.
- ❖ Se colocan los montacargas de 2 ton. de tal manera que la tensión sea en un ángulo de 180° u opuesto a la bobina que se va a tensionar.



Fotografía 5.4 Extracción de bobinas

- ❖ Se tensan de manera uniforme ambos montacargas.
- ❖ Se coloca en los extremos un cartón con masking tape sobre la cara superior de la bobina donde inicia la curva.
- ❖ Se golpea con los mazos de plástico en la parte donde comienza la curva de la bobina cerca del laminado, es decir, sobre el cartón colocado. Los golpes deberán ser simultáneos para que la bobina se levante del centro.
- ❖ Ya que ha despegado la bobina se introduce una guía plana de 1/4" de ancho por en medio de las bobinas de la ranura en la cual se está trabajando.

Al salir la guía del lado excitador, se le amarra una manguera de teflón.



Fotografía 5.5 Guía plana



- ❖ Se comienza a jalar la guía hasta que salga la manguera en el lado turbina.
- ❖ Se coloca la abrazadera en la manguera lado turbina.
- ❖ Se presuriza la manguera con aire utilizando el conector y el cabezal aproximadamente a 4 Kg/cm².



Fotografía 5.6 Presurización de manguera

- ❖ Se observa si la bobina superior levantó.
- ❖ Se aflojan un poco los montacargas y se golpea en los extremos, entonces comienza a levantarse la bobina.
- ❖ Se tensionan nuevamente los montacargas y se despresuriza la manguera de teflón.
- ❖ Se quita la abrazadera de la manguera y se amarra la guía.
- ❖ Se jala la manguera de lado excitador y al salir la guía se amarran dos mangueras de teflón.
- ❖ Se jala la guía hasta que salgan ambas mangueras del lado turbina.
- ❖ Se coloca la abrazadera o prensa en ambas mangueras.
- ❖ Se presurizan y se observa que levanta la bobina.
- ❖ Se aflojan los montacargas.
- ❖ Se golpea en ambos extremos de la bobina y se observa que la bobina



continúa saliendo.

- ❖ Se tensan los diferenciales.
- ❖ Ahora se despresurizan las mangueras, se quitan las prensas y se amarra un lazo de polipropileno de 1/4" de diámetro en el extremo lado excitador.
- ❖ Se jalan ambas mangueras del lado excitador hasta que sale el lazo, se quitan las mangueras de teflón y ahora se amarra una manguera de contra incendio de 1" de diámetro.



Fotografía 5.7 Manguera contra incendio

- ❖ Se jala el lazo por el lado turbina hasta que sale la manguera.
- ❖ Si no pasa totalmente la manguera se presuriza ésta y se golpea en ambos extremos de la bobina.
- ❖ Se continúa jalando hasta que sale totalmente la manguera.
- ❖ La maniobra anterior se continúa haciendo hasta meter cinco mangueras de contra incendio.
- ❖ Cuando la parte curva de la bobina ha pegado con la anterior se deja en esa posición y entonces se comienza la maniobra de extracción con la bobina siguiente de tal manera que ésta pegue con la que se aflojó primeramente y así sucesivamente hasta que salga una de ellas.
- ❖ Normalmente se deberán de aflojar 4 o 5 bobinas para poder sacar una.
- ❖ Una vez que ha salido una bobina, las que siguen salen libremente.



- ❖ Para las bobinas superiores de la mitad del estator hacia arriba se tienen que detener contra las bobinas inferiores con un lazo de polipropileno para que al salir de la ranura no caigan de golpe; además se colocan maderas de 4 x 2" en la ranura inferior para detenerlas.
- ❖ Ya que han salido de la ranura se colocan dos diferenciales o montacargas colgados del centro del generador con tornillos sobre la carcaza para dejar las bobinas hasta que se apoyen en la parte inferior del estator.
- ❖ Para sacar las bobinas del interior del estator se coloca un estrobo de seda en el extremo de la bobina del lado excitador y se levanta con la grúa viajera. En el otro extremo se coloca un cartón o hule para que al arrastrar la bobina, ésta no se dañe y tampoco dañe el laminado.
- ❖ Ya colocado el estrobo se jala y se desplaza con la grúa.
- ❖ Una vez que esta totalmente fuera, se coloca otro estrobo y se levanta para luego colocarla en soportes de madera previamente instalados en el área designada para este fin.



Fotografía 5.8 Extracción de bobinas



5.5 LIMPIEZA DE RANURAS EN EL LAMINADO DEL ESTATOR

Primeramente se sopletea el estator con aire a presión para desalojar los residuos de impurezas que se desprendieron al extraer la cama inferior de bobinas.

- ❖ Se coloca un tapete de hule a lo largo del estator.
- ❖ Con una cuchilla o formón se procede a quitar la resina que quedó en las caras laterales de las ranuras. Esta limpieza se hace deslizando el formón paralelamente al laminado para no dañarlo.

NOTA: Se recomienda iniciar por las ranuras de la parte superior del estator para que la resina que se desprenda caiga sobre el hule colocado, en la parte inferior del estator.

Con la aspiradora se recolecta la resina desprendida por el formón para que no penetre a través de la separación de los paquetes laminares.



Fotografía 5.9 Ranura del estator

5.6 LIMPIEZA DE ÁREAS INTERIORES LADO TURBINA Y LADO EXCITADOR

- ❖ Primeramente se recogen los residuos de aislamientos y sólidos más grandes con escoba y recogedor.
- ❖ Enseguida se utiliza la aspiradora para extraer el polvo de las zonas más escondidas.
- ❖ Después se sopletea con aire a presión.



- ❖ Se utiliza una cubeta con agua y jabón para aplicar con una fibra a las partes mecánicas, soportes, ménsulas y carcaza del generador y se seca con franela.
- ❖ Para los aislamientos se utiliza acetona aplicada con brocha y trapo limpio.



Fotografía 6.9 Ranuras del estator limpias

NOTA: Al aplicar la acetona el personal se debe proteger con mascarilla y goggles, así como capucha porque resulta peligroso hacerlo sin el equipo adecuado.

5.7 LIMPIEZA DE TERMINALES DE PUENTES, SALIDA DE FASES Y NEUTRO DEL GENERADOR

EQUIPO Y MATERIAL UTILIZADO:

- Tanque de gas butano
- Soplete para gas
- Brocha de 2"
- Charola de 30 x 50 cm
- Pasta o fundente

Se coloca la charola de 30 x 50 cm debajo del conector y se aplica calor al mismo con el soplete de gas butano.



Ya caliente el conector, con la brocha se aplica pasta o fundente y se quita el estaño o soldadura, la cual cae a la charola previamente colocada. Lo anterior se hace las veces que sea necesario hasta limpiar totalmente el conector.



Fotografía 5.10 Limpieza de terminales de puentes, salida de fases y neutro del generador

5.8 PREPARACIÓN PARA EL ENCINTADO DE LOS CONECTORES DE PUENTES, SALIDAS DE FASE Y NEUTRO DEL GENERADOR

Se coloca una charola debajo del conector para recibir el aislamiento que se va a quitar.

Primeramente se quita el aislamiento requemado por la soldadura.

Después se utiliza una cuchilla muy filosa para desvanecer el aislamiento en forma de punta de lápiz para que al colocar el nuevo aislamiento éste traslape correctamente.

El personal debe utilizar mascarilla y goggles debido a que el material es fibra de vidrio y produce polvo.



5.9 REAPRIETE DE TORNILLOS PASANTES DEL LAMINADO DEL ESTATOR

Herramienta a utilizar:

- Torquímetro de 0 - 100 kg/m entrada 1"
 - Dado de 65 mm entrada de 1"
 - Extensión de 14" y 1" de entrada
-
- ❖ Primeramente se marca sobre la tuerca y la parte fija.
 - ❖ Con el torquímetro y el dado se inicia el apriete ajustando el torquímetro a 80 kg/m.
 - ❖ Cuando opera el trinquete del torquímetro indicando que está al apriete ajustado, se deja de apretar.
 - ❖ Se verifica el ángulo de giro de la tuerca y se apunta en un formato específico para este trabajo.
 - ❖ La tuerca tiene un seguro el cual se puntea con punto de golpe una vez que ha sido reapretado.



Fotografía 5.11 Reapriete de tornillos pasantes del laminado del estator



5.10 LIMPIEZA DE CONECTORES DE LOS CABEZALES DE LAS BOBINAS

- ❖ Se utiliza un recipiente con estaño y se aplica calor con soplete hasta que el estaño está completamente líquido, aproximadamente a 350 °C.
- ❖ Se sumerge el conector dentro del recipiente hasta que el conector tenga la misma temperatura del estaño líquido.
- ❖ Se saca el conector y se limpia con cepillo de alambre o escobillón de plástico duro hasta quitarle las impurezas y rebabas de cobre de tal manera que quede bien limpio y son:
- ❖ 48 x 6 = 288 conectores sencillos de serie de las siguientes características:

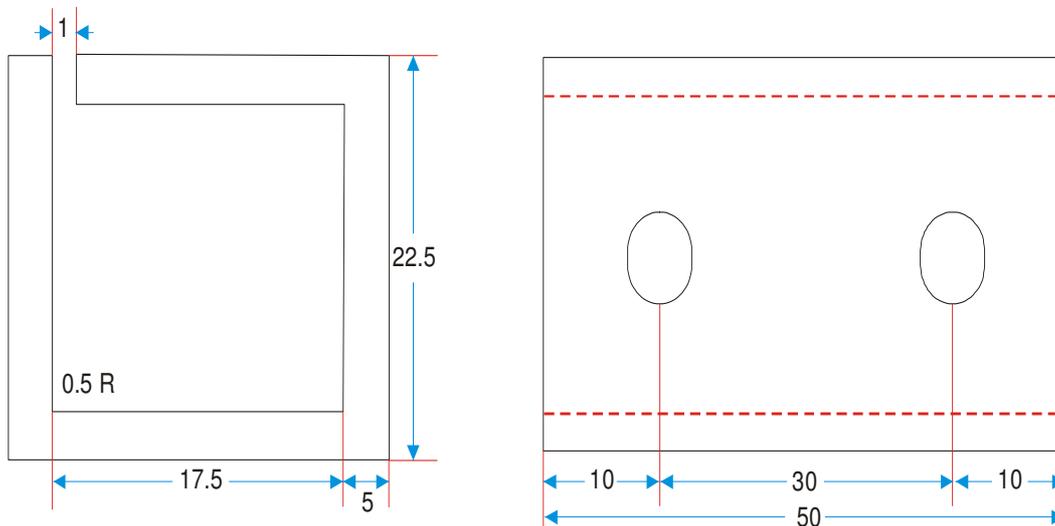


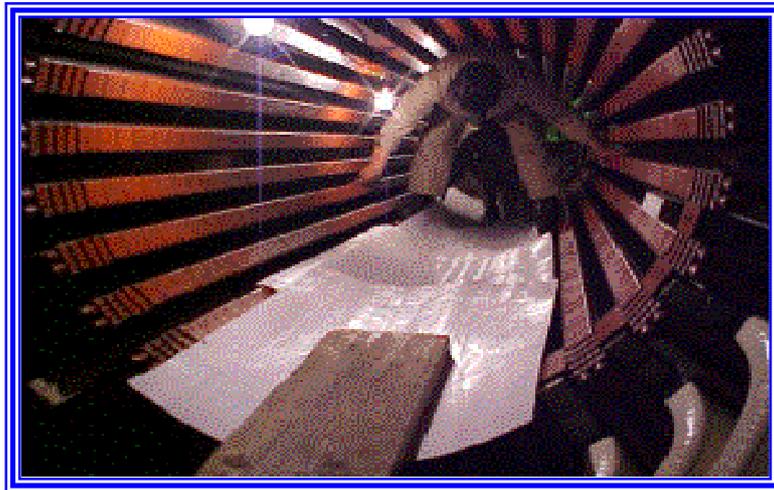
Figura 5.5 Características de conectores



5.11 INSERCIÓN DE BOBINAS AL ESTATOR

PARA REALIZAR ESTA MANIOBRA SE PROCEDE COMO SIGUE:

- ❖ Se coloca sobre el laminado una cama de material liso de teflón, cartón o hule para deslizar la bobina.



Fotografía 5.12 Inserción de bobinas al estator

- ❖ Se levanta el bastón o bobina con la grúa y dos eslingas de seda desde sus apoyos o burros hasta el estator lado excitador.



Fotografía 5.13 Inserción de bobina con ayuda de la grúa



- ❖ Se apoya la bobina sobre un tablón y se coloca en el extremo lado generador un cartón o material liso para que no dañe a la bobina al arrastrar sobre la madera.
- ❖ Se levanta el bastón o bobina con la grúa por el extremo contrario para iniciar la introducción.



Fotografía 5.14 Inserción de bobina

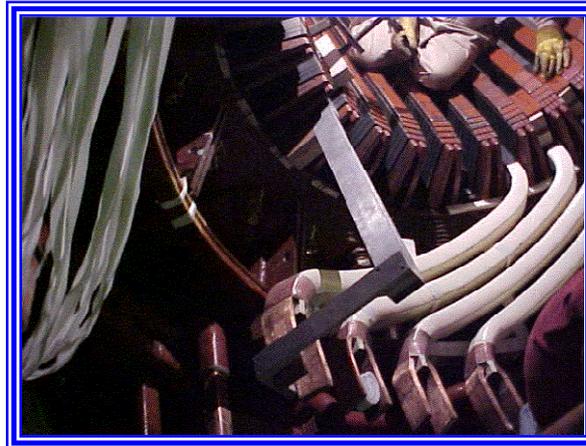
- ❖ Antes de meterla se aplica pintura semiconductor a las partes donde se observa que está deteriorada.
- ❖ Por el extremo contrario a la grúa se guía la bobina para que no pegue sobre el laminado.
- ❖ Cuando se ha introducido totalmente se quita la grúa y se detiene por ambos extremos con diferenciales y entonces se procede a meterla con cuidado en la ranura correspondiente.



Fotografía 5.15 Inserción de bobina



- ❖ Ya estando en la ranura, se procede a centrarla en ambos lados, verificando que esté a la misma medida en ambos lados.
- ❖ Cuando ya se han metido más de dos bastones se checa que exista la misma separación por ambos cabezales.



Fotografía 5.16 Inserción de bobina

Y así sucesivamente hasta meter la penúltima bobina.

5.12 INSERCIÓN DE LA ÚLTIMA BOBINA

PARA METER LA ÚLTIMA BOBINA (BOBINA No. 12) SE HACE LO SIGUIENTE:

- ❖ Se mete al interior del estator la bobina que se va a instalar.
- ❖ Se levanta por ambos extremos con diferenciales y se descansa sobre unos polines de 2 x 4" colocados sobre el laminado del estator.
- ❖ Se amarra la bobina por ambas curvas con lazo de polipropileno de 1/2" de Φ para que no se salga de su lugar.
- ❖ Se quitan ambos diferenciales para iniciar a sacar bobinas de las ranuras hasta que peguen o casi peguen en las curvas de ambos extremos con la bobina inmediata superior.
- ❖ Para esta ocasión se levantaron las bobinas en este orden: la No. 21 hasta pegar con la No. 22, y luego la No. 20 hasta pegar con la No. 21 y así sucesivamente hasta levantar la No. 13.
- ❖ Cuando se hace el levantamiento de las bobinas se van calzando por ambos extremos para ir cambiando la maniobra de los diferenciales y



estobos de seda.

- ❖ Una vez levantada la bobina No. 13 se inicia la maniobra de bajar la bobina No. 12.
- ❖ Se colocan los diferenciales por ambos extremos del bastón y se inicia a descender la bobina.
- ❖ Cuando va bajando hacia la ranura correspondiente se inclina la bobina de tal manera que primeramente bajen los cabezales y luego inicie a entrar la parte recta de la bobina.
- ❖ Cuando ha entrado totalmente la bobina 12 se procede a centrarla tomando como referencia la bobina No. 11 de tal manera que tenga el mismo claro entre cabezales.
- ❖ Después se procede a bajar las demás bobinas pero ahora en sentido contrario. Primeramente se baja la bobina No. 13 y luego la No. 14 y así sucesivamente hasta llegar a la primera que se levantó de la ranura para tal fin, en este caso fue la No. 21. Cuando las bobinas ya están centradas y ya se van a quedar fijas se les coloca cordón o felpa dacrón impregnado con resina epóxica debajo de la bobina y en los extremos del estator así como también se prensan con cuñas de madera encontradas usando las cuñas usadas de las ranuras como lo muestra la fotografía.



Fotografía 5.17 Cuñas de madera encontradas



5.13 ELABORACIÓN DE AMARRES ENTRE BOBINAS INFERIORES Y ARO DE MICARTA

- ❖ Primeramente se mete la felpa dacrón impregnada con resina epóxica 815 y B002 (2 x 1) entre bobinas y aro de micarta. En esta ocasión se utilizó un material especial tipo manguera rellena con fibra de vidrio de 35 mm de diámetro.
- ❖ Con hilo de fibra de vidrio de 3 mm de espesor se hacen 7 vueltas de amarre bien apretado utilizando aguja o guía de acero de cal. 18 de tal manera que sujete el cruce del aro de micarta con la bobina en la sección más corta.



Fotografía 5.18 Amarre entre bobinas inferiores y aro de micarta

- ❖ Debe verificarse que no se crucen las vueltas y que estén bien pegadas para que tenga mejor sujeción y se vea estético el amarre.

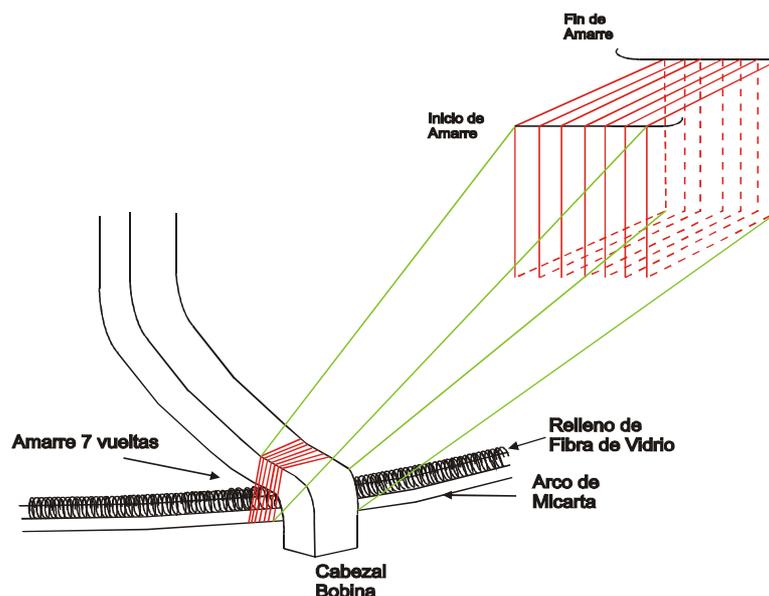


Figura 5.6 Amarre de 7 vueltas de la bobina inferior y aro micarta



- ❖ Para tensar el amarre de cada vuelta se utiliza un trozo de madera redondo de 1" de diámetro por 15 cm de largo de tal manera que sirva de apoyo para jalarlo con fuerza y no lastimarse la mano.
- ❖ Una vez realizados los amarres se aplica resina 815 con B002 (2 x 1) con brocha de 1" para que se peguen las vueltas de hilo entre sí y contra la bobina y el aro de micarta.

5.14 ELABORACIÓN DE AMARRES DE LAS BOBINAS INFERIORES CONTRA LOS YUGOS O SOPORTES

- ❖ Primeramente se coloca relleno entre bobinas y yugo, ya sea felpa impregnada con resina o relleno redondo de fibra de vidrio. En esta ocasión se colocaron 3 secciones de relleno tipo manguera o cilindros entre los yugos y bobinas como lo muestra la fotografía.



Fotografía 5.19 Amarres de bobinas inferiores contra los yugos o soportes

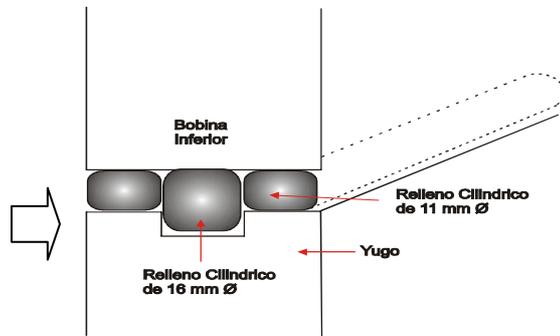


Figura 5.7 Relleno cilíndricos entre bobina inferior y yugo

En algunos casos se metían dos piezas del relleno de mayor diámetro según se requería.

- ❖ Después se hace el amarre utilizando hilo de fibra de vidrio de 3 mm de diámetro y 5 vueltas, verificando que no se crucen las vueltas y tampoco que se traslapen en el orificio del yugo o soporte. Lleva tres amarres por soporte.
- ❖ Ya realizados los amarres se aplica resina epóxica 815 y B002 en proporción 2 a 1.

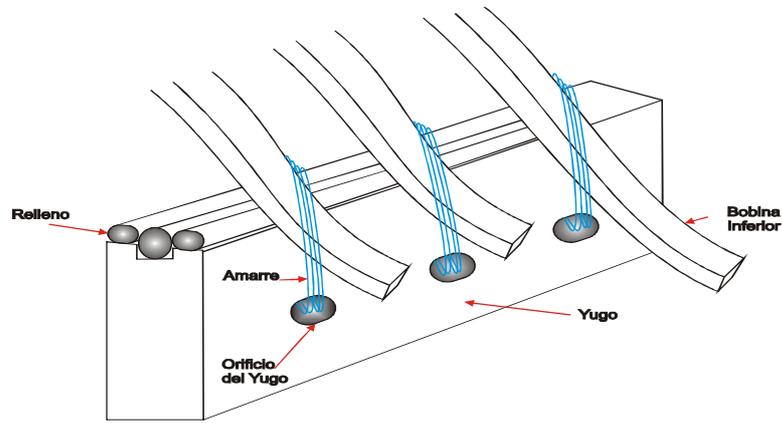


Figura 5.8 Amarre de las bobinas inferiores al yugo

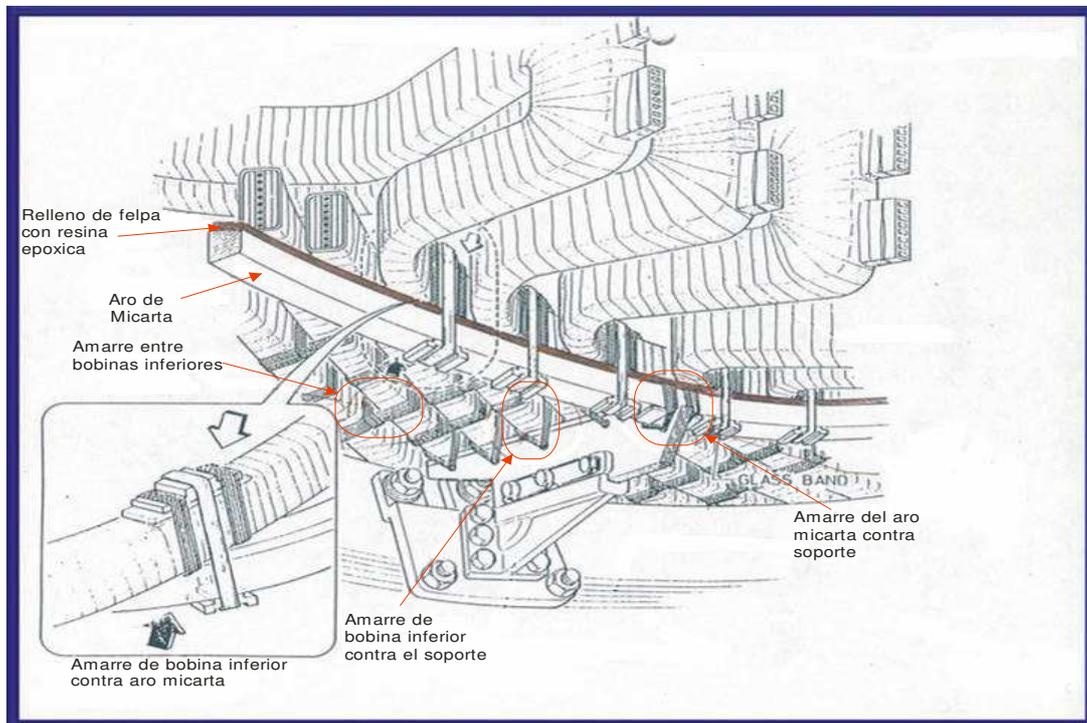


Figura 5.9 Amarre de las bobinas inferiores al yugo

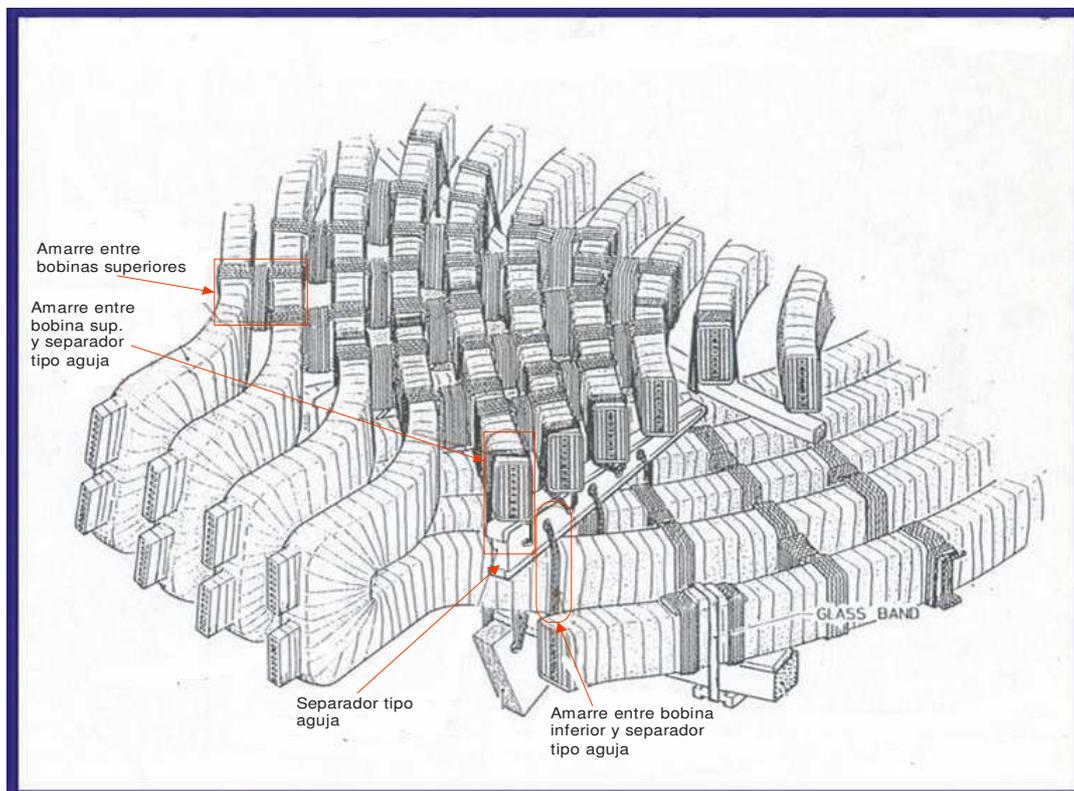


Figura 5.10 Amarre de las bobinas superiores e inferiores al separador tipo aguja

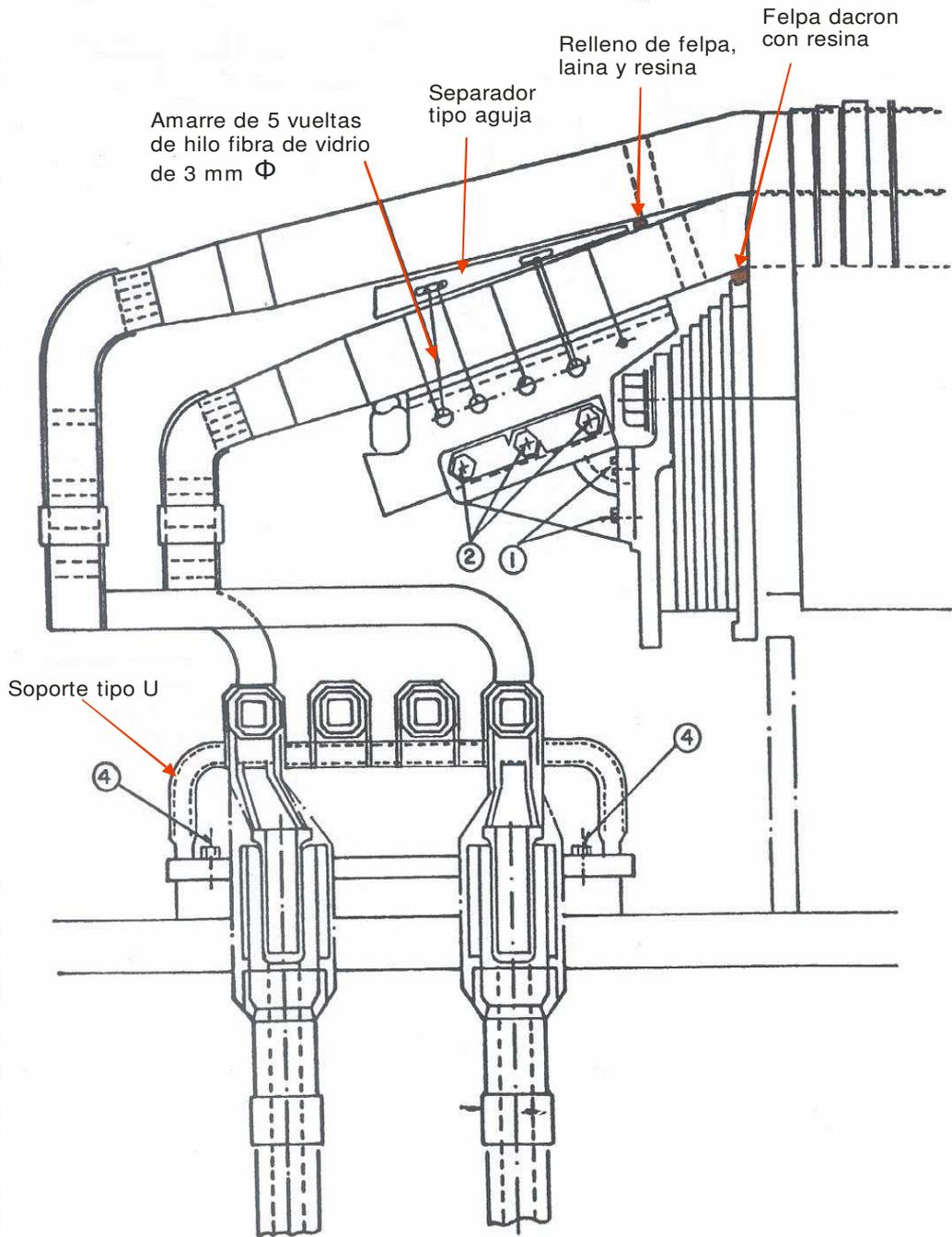


Figura 5.10 Amarre de las bobinas superiores e inferiores (estructura lado excitador)



5.15 ELABORACIÓN DE AMARRES ENTRE BOBINAS EN CABEZALES

- ❖ Primeramente se realiza un mapeo y se marcan en las bobinas los amarres que van a realizarse, de tal manera que existen 9 amarres en promedio entre soportes o yugos. Son tres hileras de tres amarres paralelos al yugo o soporte.
- ❖ Se hace una prueba para verificar y medir la cantidad de hilo que se va a utilizar en el amarre y así no falte o sobre hilo.
- ❖ Se prepara el material a utilizarse: hilo, felpa, resina, guantes de hule látex, guía o aguja, navaja, rellenos de fibra de vidrio de diferentes espesores.
- ❖ Se cortan tiras de 5 cm de ancho por lo que da la felpa de largo.
- ❖ Utilizando una bandeja de plástico mediana con resina epóxica 815 y B002 en proporción 2 a 1.
- ❖ Se mete la felpa dacrón y se impregna perfectamente de resina.
- ❖ Se verifica el espacio entre bobinas y se selecciona el relleno de fibra de vidrio adecuado.
- ❖ Entonces se envuelve el relleno con la felpa impregnada y se mete en medio de las bobinas donde ya se había señalado o marcado. El relleno debe entrar ajustado.
- ❖ Esta operación se realiza aproximadamente 8 a 10 veces de tal manera que dé tiempo de realizar el amarre antes de que seque la resina (tiempo de secado aproximado: 2 hrs.)
- ❖ Se procede a realizar el amarre, utilizando hilo de fibra de vidrio de 3 mm de diámetro.
- ❖ Iniciando con las vueltas que unen ambas bobinas, pasando por arriba y abajo del separador, cuidando que la felpa no salga de su lugar y quede bien sujeta por el hilo.
- ❖ Se hacen entre 8 y 10 vueltas.
- ❖ Después se realizan las vueltas entre bobinas, sujetando el relleno entre amarres. El número de vueltas varía de 5 a 10 según el espacio entre bobinas.



Fotografía 5.20 Amarres entre bobinas y cabezales

- ❖ Terminando el amarre se aplica resina epoxi 815 y B002 en proporción 2 a 1.

Dimensiones de los rellenos de fibra de vidrio sin la felpa:

- 40 x 10 x 17 mm
- 40 x 100 x 10 mm
- 40 x 100 x 8 mm
- 40 x 100 x 4 mm
- 40 x 100 x 22 mm

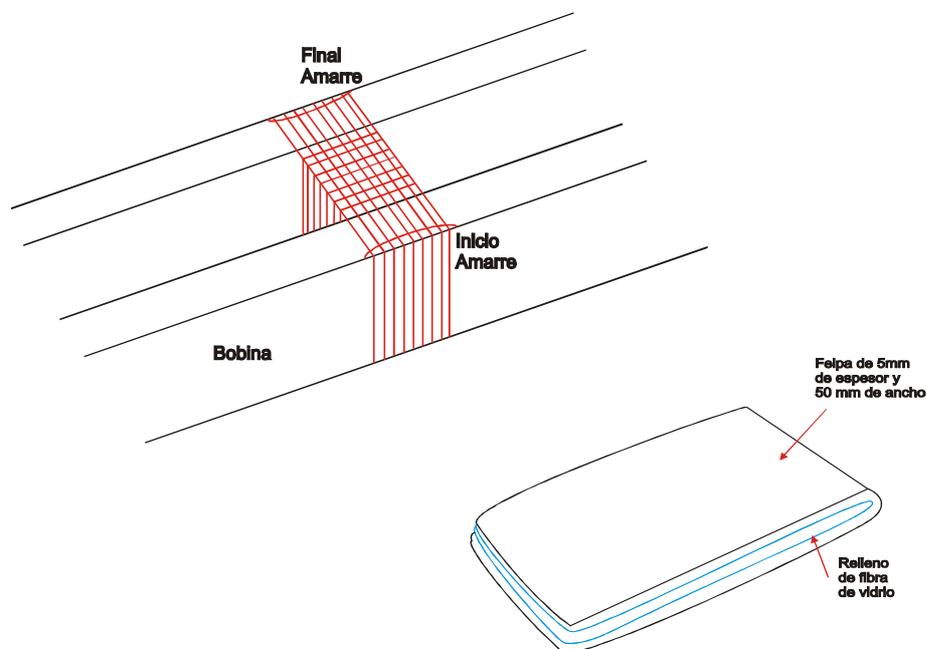


Figura 5.11 Amarre entre bobinas y relleno de felpa y fibra de vidrio

La siguiente tabla ejemplifica como quedaron los amarres de un rebobinado similar:



AMARRADO DE BOBINAS							
BOBINAS INFERIORES							
UBICACIÓN	LADO EXCITADOR				LADO TURBINA		
	No. Amarras	No. Soportes	No. Bobinas	No. Amarras	No. Soportes	No. Bobinas	TOTAL
Contra los soportes	5	14		5	14		140
Contra el aro de fibra de vidrio	1		27	1		27	54
Entre bobinas y cada 2 soportes	4	14		10	14		270
Entre separadores	5	14		5	14		140
Entre soportes y aro de fibra de vidrio	14						14
BOBINAS SUPERIORES							
UBICACIÓN	LADO EXCITADOR				LADO TURBINA		
	No. Amarras	No. Soportes	No. Bobinas	No. Amarras	No. Soportes	No. Bobinas	TOTAL
Entre separadores	5	14		5	14		140
Entre bobinas y cada 2 separadores	8	14		10	14		270

5.16 APLICACIÓN DE RESINA AL CORDÓN DE FIBRA DE VIDRIO

- ❖ Se prepara el equipo a utilizar, verificando que no existan fugas de aire. Para lo anterior se hace una prueba de hermeticidad.
- ❖ Se verifican y corrigen fugas.
- ❖ Se coloca la aguja indicada de acuerdo al diámetro del cordón de fibra de vidrio.
- ❖ Se prepara resina 815 y B002 (2 x 1) y se vacía en la cubeta.
- ❖ Se inicia a aplicar la resina introduciendo totalmente la aguja de tal manera que se le vaya aplicando de la punta hacia atrás.
- ❖ Debe verificarse que el cordón se empape totalmente. Si es necesario aplicar de manera diagonal.



Fotografía 5.21 Aplicación de resina al cordón de fibra de vidrio

- ❖ Para aplicar al cordón que está entre las bobinas y el aro de micarta se utiliza la aguja gruesa y se mete de manera tangencial
- ❖ Cuando se note que el equipo se calienta es el momento de dejar de inyectar la resina y proceder a lavar inmediatamente el equipo para que no se tape.
- ❖ Utilice acetona o alcohol para lavar el equipo.

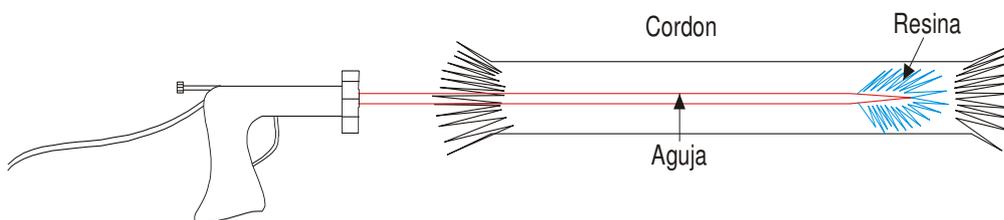


Figura 5.12 Aplicación de resina al cordón de fibra de vidrio



5.17 CORRECCIÓN DE VALORES DE RESISTENCIA ENTRE DUCTOS DE VENTILACIÓN DE LAS BOBINAS

- ❖ Con un multímetro digital se realiza la medición de resistencia de aislamiento entre los tubos de los ductos de ventilación. Debemos de obtener una lectura entre 200 y 20 000 Ω .
- ❖ Si alguna lectura da baja resistencia se procede a verificar si es de un extremo o del otro separando los tubos con una cuchilla muy fina.
- ❖ Cuando se ha detectado el lado de la falla se procede a colocar lana de 0.5 mm entre los ductos en corto y se corrige entrando a un valor aceptable.
- ❖ Si la lectura obtenida es alta se checan ambos extremos para especificar donde está la falla y una vez detectada se corrige metiendo entre los ductos cinta, lana o pintura semiconductora para bajar la resistencia.
- ❖ Cuando se han corregido las fallas se procede a encintar los extremos de los tubos con cinta de fibra de vidrio y resina epóxica y si es necesario se coloca una prensa para mantener los ductos en la posición correcta.

5.18 REPARACIÓN DE CABEZALES DE BOBINAS

La rehabilitación de las pinturas y capas de cinta de las bobinas va a depender de los siguientes aspectos:

- ❖ Del tiempo que el generador este en servicio.
- ❖ De la manera en que estén almacenadas las bobinas y del tiempo de almacenamiento.
- ❖ De los valores que resulten en las pruebas sintomáticas que realicen durante los mantenimientos menores y mayores específicamente de las pruebas de descargas parciales.
- ❖ De la inducción de agentes contaminantes dentro del generador eléctrico.
- ❖ De las fallas ocurridas las cuales provoquen que el generador se salga fuera de línea por el degradamiento del aislamiento y se cortocircuite contra tierra.



5.18.1 PREPARATIVOS QUE SE DEBEN REALIZAR ANTES DE INICIAR LOS TRABAJOS DE REHABILITACIÓN

a) Conseguir los materiales que se van a utilizar durante la rehabilitación los cuales son los siguientes:

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD POR BOBINA	PROVEEDOR
Cinta de mica de 3/4 ancho por 50 mts	8 Pzas	ALSTHOM
Cinta porosibal 3/4 " por 50 mts	4 Pzas	ALSTHOM
Cinta de teflón 1" por 50 mts	2 Pzas	ALSTHOM
Fabricación cintas de camara de automovil	10 Pzas	Cualquier proveedor
Resina epóxica	2Litros	ALSTHOM
Catalizador	1 Litro	ALSTHOM
Cinta de fibra de vidrio 3/4 ancho por 50 mts	4 Piezas	ALSTHOM
Barniz aislante para 25 KV	1 Litro	ALSTHOM
Pintura Semiconductora C8	2 Litros	ALSTHOM
Pintura Graduadora	1/2 Litro	ALSTHOM
Brochas 2"	3	Cualquier proveedor
Pasta fundente	1/4 kg	Cualquier proveedor
Tolueno	2Litros	
Guantes de hule		

b) La herramienta necesaria para llevar acabo la reparación.

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
Herramienta especial para levantar bobinas	1
Cuchilla de 1 pulgada	1
Tijeras medianas	1
Lámparas de cuarzo 1000 W, 220 V	20
Prensa de 6 "	20
Prensa de 4"	50
Aspiradora	1
Eslingas de seda 1" por 2 mts	4 Pzas



EQUIPO	CANTIDAD
Grúa viajera mínimo 1 ton	1 Pza
Bancos de trabajo	1 Pzas
Caseta para materiales y herramienta	1
Soportes para descanso de las bobinas de 1.50 ancho, por 1.60 alto, fabricados con polin de 4"	39 Pzas
Soplete para gas butano con tanque de 10 Kg	4 Pzas
Camión con grúa para 7 ton	1

d) Contar con el apoyo del equipo para realizar las pruebas desde el inicio, durante y al término de la rehabilitación.

e) Designar el área donde se van a desarrollar los trabajos de rehabilitación para colocar los soportes que servirán para sostener las bobinas durante su reparación.

5.18.2 PRECAUCIONES

- ❖ Pedir el apoyo al departamento de seguridad para acordonar el área y evitar el acceso al personal no autorizado a la zona de maniobras.
- ❖ Mantener el máximo de limpieza durante el desarrollo de los trabajos para evitar contaminación y daños a las bobinas.
- ❖ Asegurarse que siempre el personal use el equipo de protección par la ejecución de los trabajos.
- ❖ Verificar que las maniobras que se realicen para la ejecución de la reparación, se hagan con el máximo de precaución para evitar posibles accidentes.
- ❖ Durante el desarrollo de las pruebas que realizaran, pedir el apoyo al departamento de seguridad para intensificar las precauciones ya que se aplica voltaje de alta tensión y deberá existir señalamiento preventivo con luces.
- ❖ Hacer un chequeo minucioso de los equipos y herramientas que se utilizan para detectar posibles fallas en los mismos y así evitar accidentes que dañen al personal y/o bobinas de generador eléctrico.

A continuación se mencionan las actividades que se realizan para la rehabilitación de las pinturas y capas de cinta de las bobinas.



5.18.3 SELECCIÓN DE BOBINAS PARA DETERMINAR CUALES SON SUSCEPTIBLES DE REHABILITAR

Con base a la experiencia se ha detectado que las bobinas sufren daños durante su almacenamiento, traslado de una central a otra, y por supuesto cuando ocurre una falla en el generador por lo que es necesario que se realice pruebas preliminares a las bobinas para determinar si es conveniente rehabilitarlas.

Derivado de lo anterior se recomienda que la rehabilitación de las pinturas y capas de cinta a las bobinas se realice junto al Generador y se instalen inmediatamente después de que hayan pasado la prueba de alta tensión, para evitar daños en las bobinas durante su manejo.

Las pruebas que se llevan acabo para seleccionar las bobinas que se van a reparar son las siguientes:

- a) Alto potencial aplicado (35 KV).
- b) Verificación física de los ductos de ventilación. Ver foto 1.
- c) Boroscopia interna de los ductos de ventilación.
- d) Resistencia entre ductos de ventilación (con multimetro valor permitido 200-20000 Ω).
- e) Resistencia de aislamiento entre ductos y paquetes de cobre (250 VCD valor permitido 10 M Ω) o la prueba del foco aplicando 120 Volts CA a través de una lámpara de 6 watts, si prende no pasa, no prende si pasa la prueba. Ver foto 2.
- f) Resistencia de aislamiento entre paquetes de cobre (250 VCD valor permitido 10 M Ω) o la prueba del foco aplicando 120 Volts CA a través de una lámpara de 6 Watts, si prende no pasa, no prende si pasa la prueba.
- g) Verificación física del estado de las espiras o strans. Ver foto 1.
- h) Verificación física del estado de aislamiento de la parte recta de la bobina.
- i) Prueba de Flujo de los ductos de ventilación.

A continuación se ilustran algunas de las pruebas de selección de bobinas.

- Preparativos para prueba de alto potencial en al parte recta de la bobina.



Fotografía 5.22 Prueba alto potencial

- Verificación física de ductos de ventilación, soleras y paquetes de soleras.



Fotografía 5.23 Verificación física del estado de los ductos de ventilación



- Prueba de flujo de los ductos de ventilación.

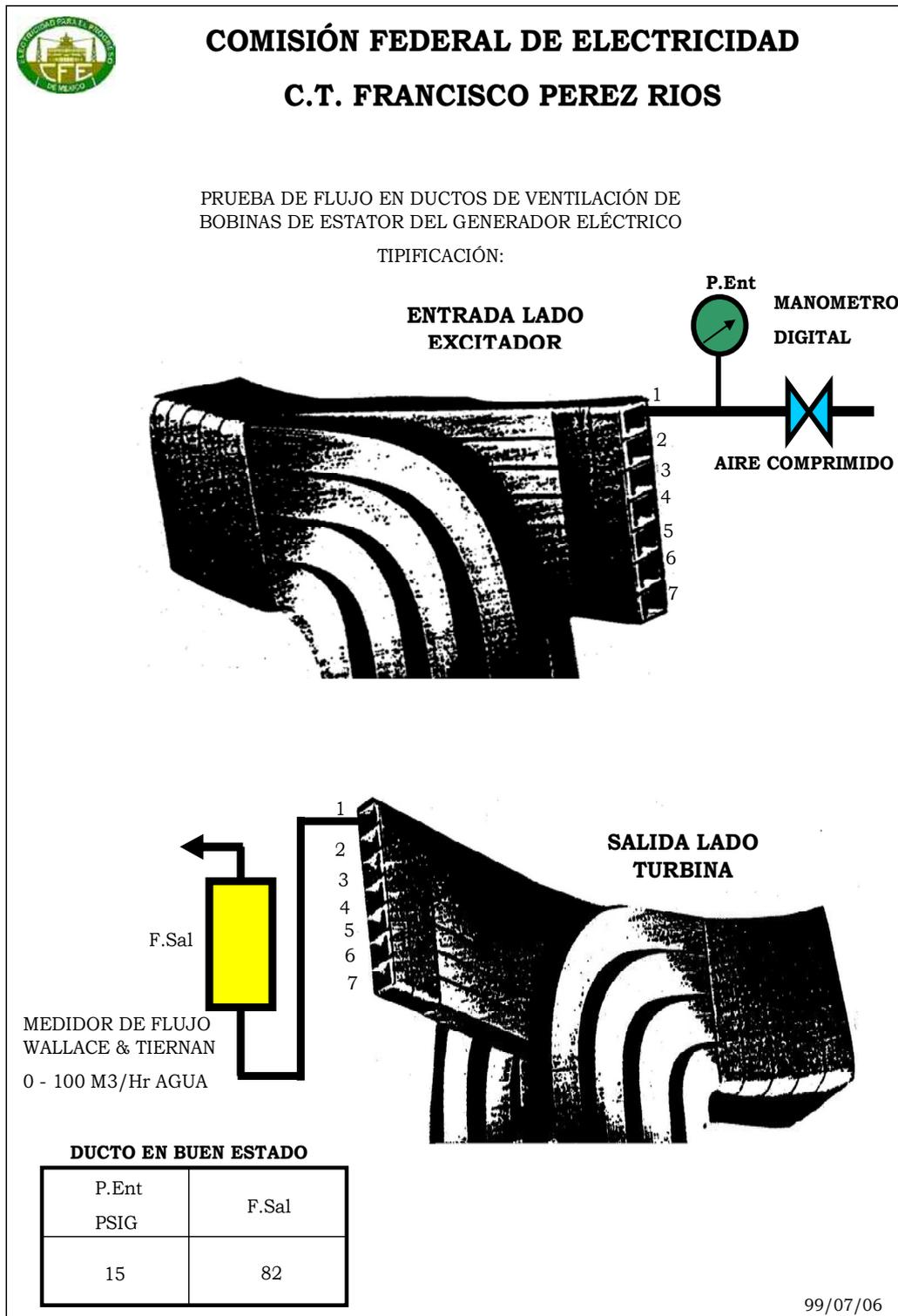


Figura 5.13 Prueba de flujo en ductos



Para llevar acabo el seguimiento de las pruebas antes mencionadas se utilizan los formatos que a continuación se muestran, tanto para las bobinas superiores como para inferiores.

FORMATO DE REPORTE DE PRUEBA PARA BOBINAS ENFRIADAS CON HIDROGENO									
BOBINA No. <u> 1 </u>		SUPERIOR ()			INFERIOR (X)				
INSPECCION VISUAL DE DUCTOS DE VENTILACION									
No DUCTO	OBSERVACIONES								
1	OK _____								
2	OK _____								
3	OK _____								
4	OK _____								
5	OK _____								
6	OK _____								
7	OK _____								
MEDICION DE FLUJO DE AIRE EN DUCTOS DE VENTILACION									
No DUCTO	PRESION DE ENTRADA	PRESION DE SALIDA			VALOR DE FLUJO				
1	15 PSIG	12.7			73				
2	15 PSIG	12			68				
3	15 PSIG	13.9			69				
4	15 PSIG	13.9			78				
5	15 PSIG	13.1			74				
6	15 PSIG	7.4			50				
7	15 PSIG	7			54				
MEDICION DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO ENTRE DUCTOS DE VENTILACION									
RELACION DE DUCTOS	1 - 2	2 - 3	3 - 4	4 - 5	5 - 6	6 - 7			
RESISTENCIA EN OHMS	520 MOHMS	1.12GOHMS	1.0GOHMS	1.35GOHMS	1.45GOHMS	1.30GOHMS			
MEDICION DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO ENTRE DUCTOS DE VENTILACION Y SUBCONDUCTORES EN GIGAOHMS									
No DUCTO	NUMERO DE PAQUETE CON 20 SUBCONDUCTORES								
	1	2	3	4	5	6	7	8	
1	0.2	1.01	1.03	1.02	1.13	1.21	1.04	1.15	
2	1.02	1.3	1.18	1.2	1.41	1.3	1.32	1.37	
3	1.25	1.19	1.16	1.25	1.31	1.22	1.24	1.38	
4	1.04	1.19	1.15	1.22	1.32	1.2	1.21	1.23	
5	1.44	1.18	1.15	1.21	1.26	1.16	1.14	1.23	
6	1.04	1.21	1.17	1.19	1.34	1.21	1.21	1.26	
7	1.29	1.05	1.44	1.26	1.34	1.05	1.23	1.28	
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE SUBCONDUCTORES POR PAQUETE EN GIGAOHMS									
LADO IZQ.	PAQUETE No				LADO DER.	PAQUETE No			
PAQ.	1	2	3	4	PAQ.	1	2	3	4
1	1.21	1.48	1.06		1	1.14	1.2	1.29	
2	1.4			1.62	2	1.47		1.72	
3	1.51				3	1.43			
4					4				
PROBO:		ING. URBANO			FECHA:		1999-08-02		
PRUEBA BOBINA - I									

Figura 5.14 Formato de reporte de prueba para bobinas enfriadas por hidrogeno



RELACION DE PRUEBAS REALIZADAS A LAS BOBINAS PARA INSTALAR EN EL GENERADOR ELECTRICO U-4

C.T. FRANCISCO PEREZ RIOS

BOBINA INFERIOR	ALTO POT. A 35 KV	DUCTOS DE VENTILACION	BOFOSCOPIA DUCTOS	RES. AISLM DUCTOS	RES. AISLM DUCT.-COBRE	RES. AISLM COBRE-COBRE	ESPIRAS STRANS	AISLAMIENTO PARTE RECTA	ACEPTADA
1SERIE	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	1
2SERIE	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	1
3PUENTE	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	1
4SERIE	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	1
5SERIE	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	1
6SERIE	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	1
7PUENTE	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	1
8SERIE	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	1
9SERIE	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	1
10SERIE	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	1
11SERIE	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	1
12PUENTE	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	1
13SERIE	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	1
14SERIE	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	1
15SERIE	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	1
16PUENTE	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	1
17SERIE	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	1
18SERIE	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	1
19SERIE	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	1
20SERIE	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	1
21PUENTE	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	1
22SERIE	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	1
23SERIE	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	1
24SERIE	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	1
25PUENTE	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	1
26SERIE	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	1
27SERIE	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	1
TOTAL									27

ACTUALIZADO 990730

* NOTA: LA BOBINAS 1 Y 4 ORIGINALES FUERON REHABILITADAS EN SU AISLAMIENTO PARTE DEL CABEZAL

Figura 5.15 Formato de relación de pruebas realizadas a las bobinas a instalar

Después de haber realizado la selección de las bobinas que son susceptibles de rehabilitarse se procede a iniciar los trabajos de reparación empezando con el reacomodo de las bobinas sobre los soportes que se destinaron para esta actividad.



5.18.4 LIMPIEZA DE SOLERAS O STRANS DE LOS CABEZALES DE LAS BOBINAS

EQUIPO Y MATERIAL UTILIZADO:

- Tanque de gas butano
 - Soplete para gas
 - Brocha de 2"

 - Charola de 30 x 50 cm
 - Pasta o fundente
- ❖ Se coloca la charola de 30 x 50 cm debajo del conector y se aplica calor al mismo con el soplete de gas butano.
 - ❖ Ya caliente el conector, con la brocha se aplica pasta o fundente y con fibra Scotch Brite se quita el estaño o soldadura, la cual cae a la charola previamente colocada.
 - ❖ Lo anterior se hace las veces que sea necesario hasta limpiar totalmente el conector.

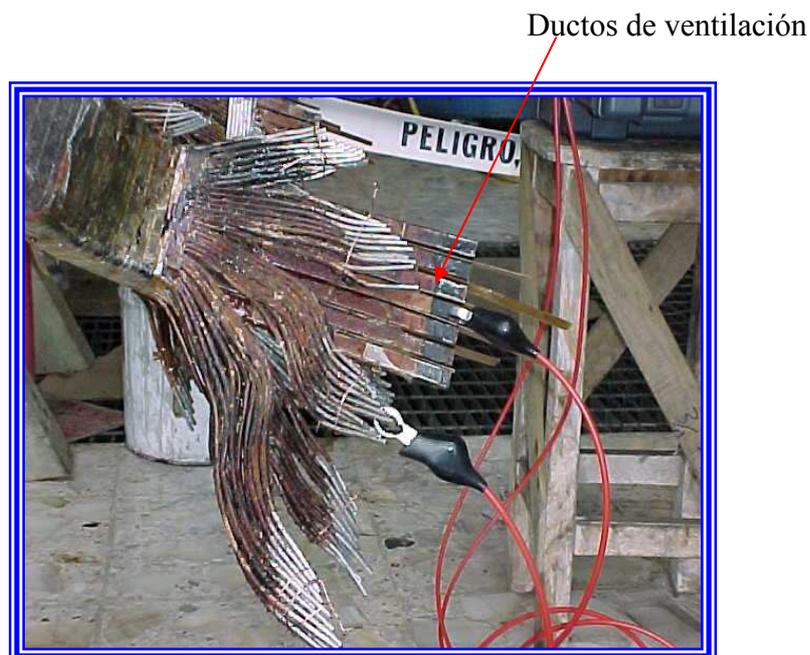


Figura 5.24 Limpieza de soleras de los cabezales de las bobinas



5.18.5 CORRECCIÓN DE VALORES DE RESISTENCIA ENTRE DUCTOS DE VENTILACIÓN Y COBRE

- ❖ Se checa con un multímetro digital la resistencia que existe entre los ductos con cada solera de los cabezales de las bobinas y debe dar abierto la lectura, o bien se aplica 250 volts DC entre el ducto y cada solera dando un valor mayor de 10 MOhms,
- ❖ Si existe corto o muy baja resistencia se procede a desencintar para poder despegar los paquetes de soleras o el paquete que esté en corto con el ducto. Para verificar de manera práctica si está o no en corto el paquete de solera con el ducto se checa aplicando 120 V. C. A. a través de un foco de 6 W entre el tubo y la solera. Si el foquito prende, está en corto; si no prende, está correcto el aislamiento.
- ❖ Se despega el paquete cuidando no dañar el ducto y se realiza limpieza del aislamiento entre la solera y el ducto.
- ❖ Se checa nuevamente la resistencia y si está en un valor mayor de 10 MΩ, está correcta.



Fotografía 5.25 Prueba de Megger entre ducto y paquete de soleras.



5.18.6 PASOS A SEGUIR PARA REHABILITAR LAS CINTAS Y PINTURAS DE LAS BOBINAS

A continuación se mencionan las actividades que se realizan para restablecer las pinturas y las cintas en las curvaturas de ambos extremos de las bobinas desde el final de la parte recta hasta donde se encuentran descubiertos los paquetes de solera

- a).- Una vez que se han limpiado las soleras y eliminado los cortos entre los ductos de ventilación con paquetes de soleras se procede a quitar el aislamiento viejo (cinta de fibra de vidrio impregnada en barniz rojo).
- b).- Retirar la capa de cinta impregnada con la pintura semiconductor y pintura graduadora.
- c).- Quitar la cinta de mica de vidrio dañada haciendo un corte inclinado para que empalme la nueva cinta.

Aislamiento original



Bobinas sin la capa de aislamiento y pinturas



Fotografías 5.26 y 5.27 Se muestra las bobinas con el aislamiento original y después sin el aislamiento

Previo a la renovación de los aislantes y pinturas se debe realizar limpieza exhaustiva con aspiradora y trapo limpio impregnado con alcohol etílico a las bobinas.



d).-Aplicar capa o capas de cinta de mica impregnadas con resina epóxica a la curvatura de ambos extremos de la bobina hasta emparejar el aislamiento quitado e inmediatamente aplicar una capa de cinta de fibra de vidrio (cinta porosival color rosa) impregnada con resina epóxica traslapada al 50 % a toda la curvatura de la bobina.

Después se aplica una capa de cinta de teflón para evitar que la resina se adhiera a la cámara y enseguida encintar tensando con cámara nueva de carro para que las cintas se adhieran correctamente a la bobina (ver fotografía).



Fotografía 5.28 Bobinas tensadas con cámara nueva para lograr que las cintas se adhieran correctamente a la bobina

e).-Aplicar la pintura semiconductor (C8) en toda la parte recta y una sección de la parte curva en ambos extremos de la bobina (ver fotografía) y de acuerdo a las medidas obtenidas previamente (Ver figura 6.16). La aplicación de esta pintura se realiza con brocha en un sólo sentido. Medir la resistencia de aislamiento con multímetro la cual debe dar entre 2 y 10K Ω . Aplicar las veces que sea necesario hasta alcanzar el valor mencionado. Se recomienda mover constantemente la pintura para que el grafito que contiene ésta, no se asiente en el recipiente y así tener una aplicación mucho más homogénea de dicha pintura sobre la parte recta a rehabilitar.

La aplicación de pintura semiconductor es con el objeto de igualar esfuerzos de voltaje en superficies de aislamiento eléctrico y para evitar o disminuir daño por efecto corona.

Para hacer la medición se colocan dos anillos de aluminio entre los límites del cuadro.

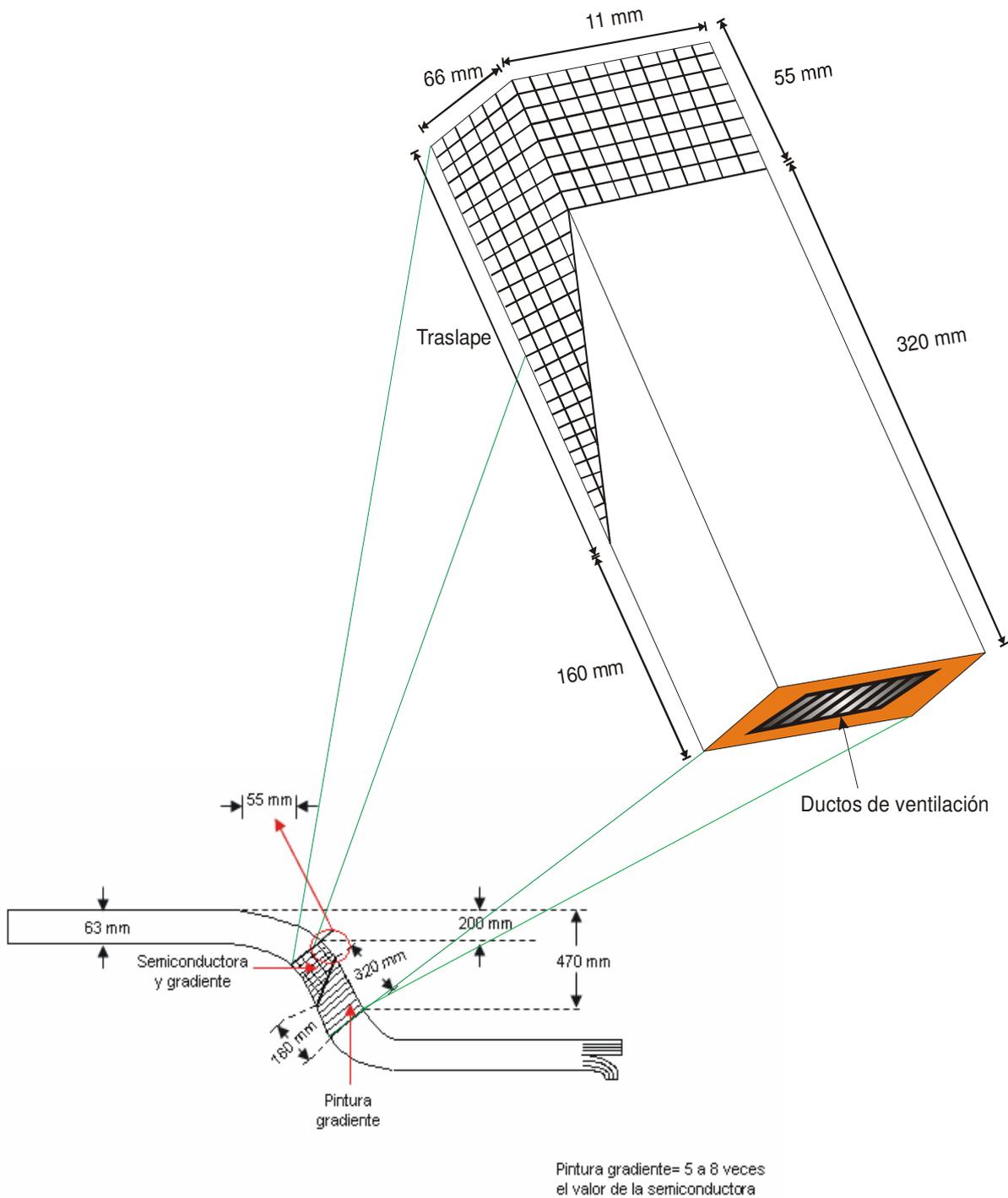
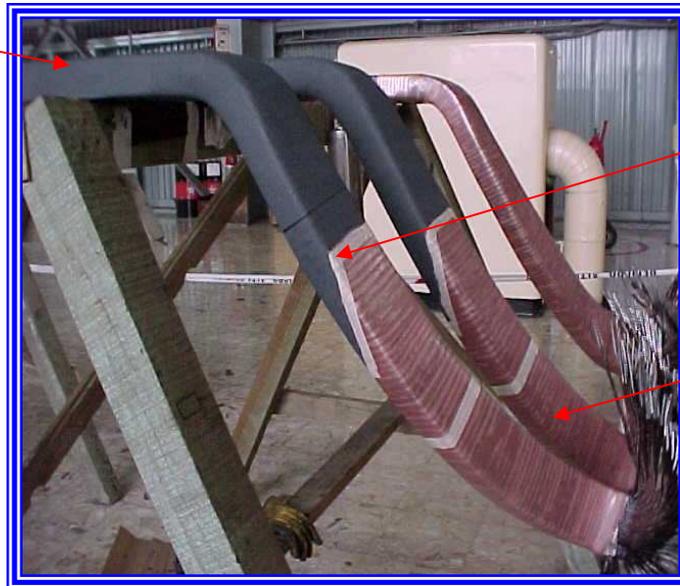


Figura 5.16 Medidas de para la aplicación de pintura semiconductora y gradiente en parte curva



Pintura
semiconductora
C8



Zona de traslape de
la pintura
graduadora con la
semiconductora

Capa de cinta
porosival color
rosa

Fotografía 6.29 Parte curva de bobinas

f).- Aplicar la pintura gradiente o graduadora (R4) como lo muestra la fotografía.



Pintura graduadora
R4

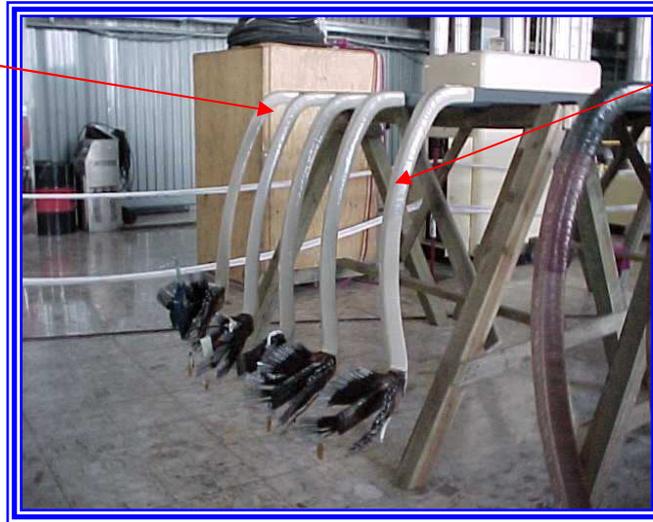
Fotografía 6.30 Parte curva de bobina con pintura R4

g).- Aplicar una capa de cinta de fibra de vidrio de $\frac{3}{4}$ " de ancho impregnada con resina epóxica para protección de las pinturas y dar mayor resistencia mecánica al aislamiento de la bobina.

h).- Aplicar barniz rojo u otro color aislante únicamente en la parte curva de la bobina, tal como lo muestra la fotografía.



Acabado final con barniz aislante de la parte curva de la bobina.



Bobina cubierta con una capa de cinta de fibra de vidrio con resina epóxica

Fotografía 5.31 Acabado final de la parte curva de la bobina

Para llevar acabo el seguimiento de la rehabilitación de las pinturas y capas de cinta de las partes curvas de las bobinas, nos apoyamos con el formato que a continuación se muestra, tanto para las bobinas superiores como para las inferiores.



ACTIVIDADES QUE SE LLEVAN A CABO EN LA REHABILITACIÓN DE BOBINAS DEL GENERADOR ELÉCTRICO

C. T. 'FRANCISCO PÉREZ RÍOS'

BOBINA INFERIOR	LIMPIEZA SOLERAS		REHABILITACIÓN DUCTOS		DESBASTE DE ONTA		ENCANTADO PARTE CURVA		APLICACIÓN TENZADO		PINT. SEMC P. REC Y CURV		PINT. GRADUA TRASLAFE		CONT. DE FIBRA DE V.		APL. BARNIZ	
	L/E	L/T	L/E	L/T	L/E	L/T	L/E	L/T	L/E	L/T		L/E	L/T	L/E	L/T	L/E	L/T	
1 SERIE																		
2 SERIE																		
3 PUENTE																		
4 SERIE																		
5 SERIE																		
6 SERIE																		
7 PUENTE																		
8 SERIE																		
9 SERIE																		
10 SERIE																		
11 SERIE																		
12 PUENTE																		
13 SERIE																		
14 SERIE																		
15 SERIE																		
16 PUENTE																		
17 SERIE																		
18 SERIE																		
19 SERIE																		
20 SERIE																		
21 PUENTE																		
22 SERIE																		
23 SERIE																		
24 SERIE																		
25 PUENTE																		
26 SERIE																		
27 SERIE																		

Figura 5.17 Formato de actividades en la rehabilitación de bobinas



5.18.7 PRUEBAS DE ACEPTACIÓN

Cuando se lleva a cabo la rehabilitación de las pinturas y capas de cinta en parte curva de ambos lados de la bobina. Las pruebas de aceptación más recomendables son:

Pruebas realizadas por bobina.

- ❖ Prueba de alta tensión por bobina, aplicando la tensión nominal del Generador Eléctrico más 40%.
- ❖ Pruebas de Descargas Parciales por bobina.
- ❖ Pruebas de Resistencias de Aislamiento por bobina.
- ❖ Pruebas de Respuesta a la Frecuencia en los cabezales.
- ❖ Prueba Resistencia Ohmica por cuadro y por bobina.
- ❖ Prueba de Tan Delta y Factor de Potencia por bobina.

Pruebas realizadas a las bobinas ya instaladas en el estator del Generador.

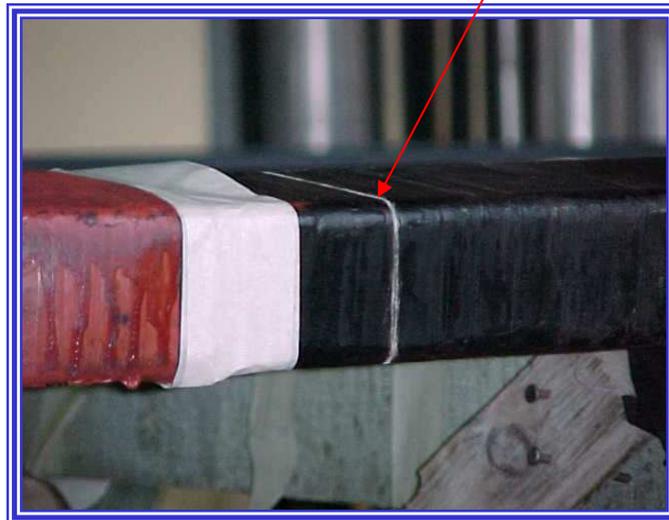
- ❖ Prueba de Alta Tensión por cama de bobinas, aplicando la tensión nominal del Generador Eléctrico más 40%.
- ❖ Pruebas de Descargas Parciales al devanado completo y por fase.
- ❖ Pruebas de Resistencias de Aislamiento al devanado completo y por fase.
- ❖ Pruebas de Respuesta a la Frecuencia en los cabezales (sólo para comprobar que se encuentren apretados adecuadamente).
- ❖ Prueba de Tan Delta y Factor de Potencia al devanado completo y por fase.
- ❖ Pruebas de Descargas a la ranura por fase.

Para llevar a cabo las pruebas de aceptación de las bobinas después de haber realizado su rehabilitación es necesario realizar la separación de la pintura semiconductora de la parte recta con la parte curva, esto se consigue haciendo un corte (GAP) al final de cada extremo de la parte recta. Lo anterior se realiza para poder discriminar fallas en las partes mencionadas y una vez concluidas



las pruebas se aplica nuevamente pintura semiconductora en los gaps. La siguiente fotografía ilustra lo anterior.

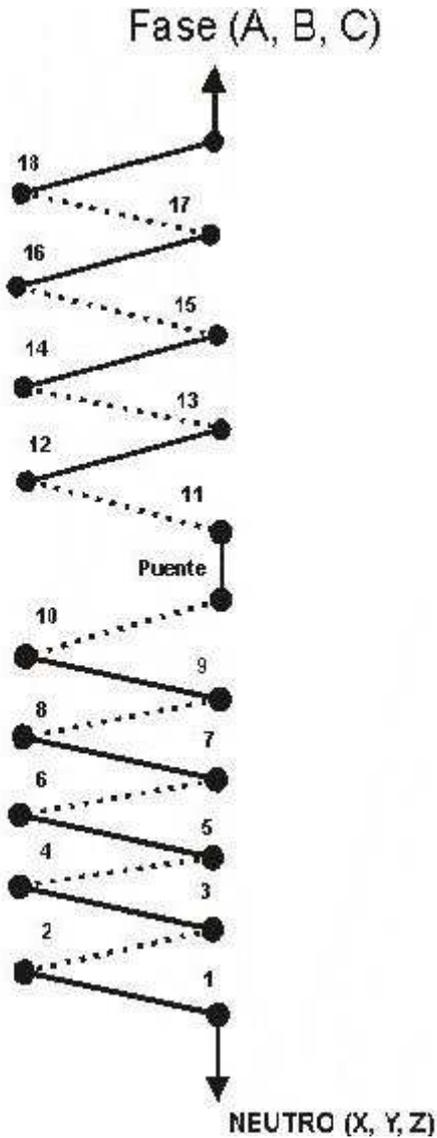
Corte pintura
semiconductora



Fotografía 5.32 Corte (GAP) en extremos de parte recta para realizar pruebas

Los resultados de las pruebas antes mencionadas de las bobinas rehabilitadas fuera del estator e instaladas dentro de el, serán anotados en los formatos que utiliza el equipo de pruebas, quien determina si son aceptables o no.

En la medida de lo posible, se recomienda seleccionar las bobinas que resulten mejores e instalarlas en la zona de mayor voltaje. Para llevar acabo lo anterior se realiza el cálculo como sigue y se instalan de acuerdo al diagrama de conexiones.



CALCULO DE LA TENSION A LA QUE ESTÁN SOMETIDAS LAS BOBINAS DEL GENERADOR ELÉCTRICO.

$$20KV \times 1/\sqrt{3} \times \text{No. Bob}/18 = _ _ KV$$

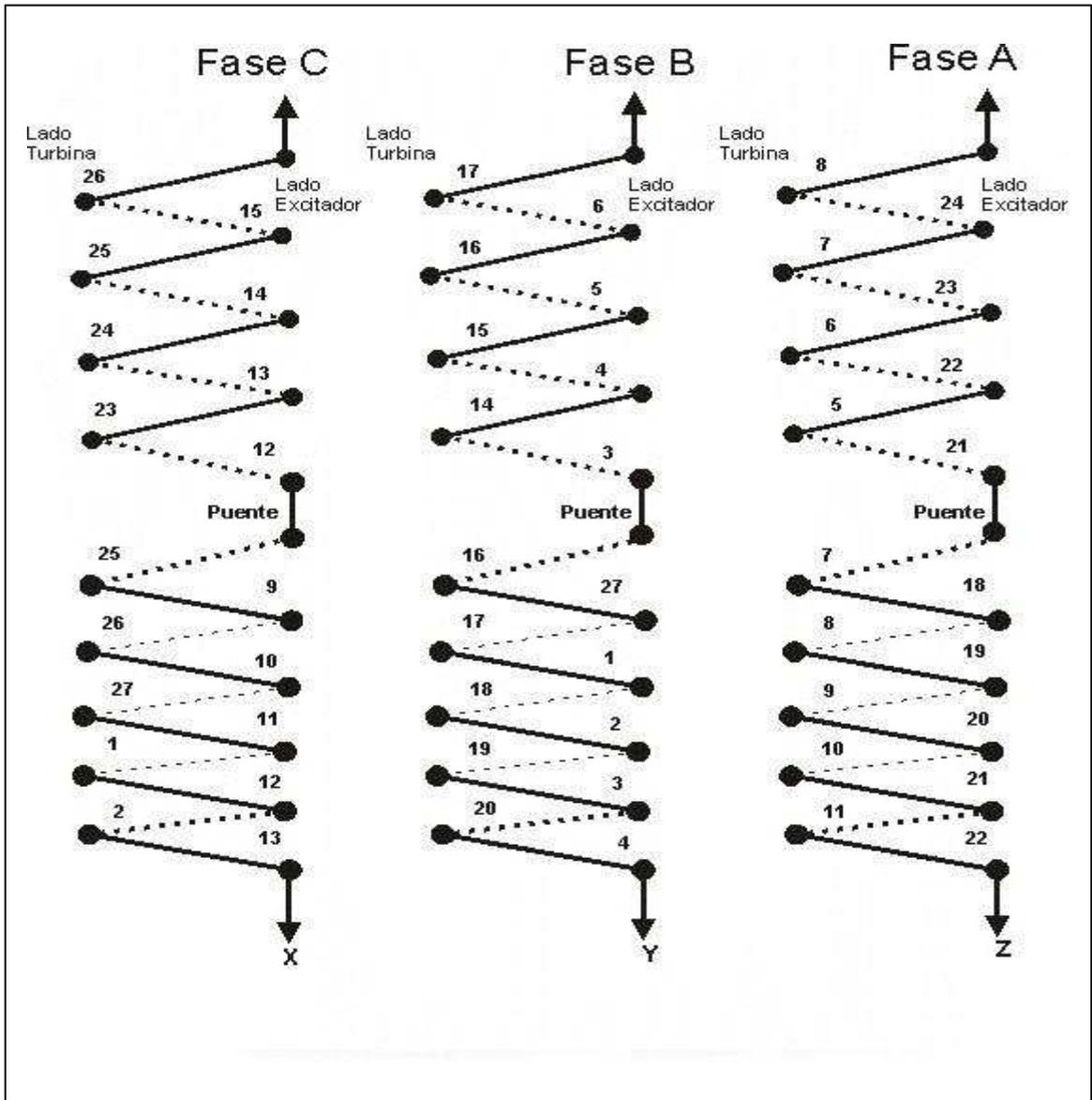
No. Bobina	Bobinas Correspondientes			Tensión de Trabajo (KV)
	F A	F B	F C	
18	26S	17S	8S	11.54
17	15I	6I	24I	10.90
16	25S	16S	7S	10.26
15	14I	5I	23I	9.62
14	24S	15S	6S	8.98
13	13I	4I	22I	8.34
12	23S	14S	5S	7.69
11	12I	3I	21I	7.05
10	25I	16I	17I	6.41
9	9S	27S	18S	5.77
8	26I	17I	8I	5.13
7	10S	1S	19S	4.49
6	27I	16I	9I	3.85
5	11S	2S	20S	3.20
4	1I	19I	10I	2.56
3	12S	3S	21S	1.92
2	2I	20I	11I	1.28
1	13S	4S	22S	0.64

Bobina superior
 Bobina inferior

Figura 5.18 Diagrama de conexión y cálculo de tensión a la que están sometidas las bobinas



5.18.8 DIAGRAMA DE CONEXIONES DEL GENERADOR ELÉCTRICO



Bobina superior 
 Bobina inferior 

Figura 5.19 Diagrama de conexiones de las bobinas del generador eléctrico



5.19 REPARACIÓN DE CONEXIONES PARA APLICAR SOLDADURA EN CABEZALES

Ya debidamente colocadas las bobinas en su ranura y colocados los rellenos laterales así como realizado el acuñado y amarrado de cabezales, se procede a lo siguiente:

- ❖ Se realiza limpieza y enderezado de soleras o espiras dejando el paquete interior e inferior para tomarlo como base para iniciar la presentación del conector interior (con tornillos).
- ❖ Se presenta el conector y se checa que las soleras queden bien acomodadas (14 soleras inferiores y 20 soleras superiores, empalmes de 7 y 10 respectivamente). Si existe un excedente en algún paquete o en ambos se marca y se procede a cortar. Las soleras se hacen llegar con la ayuda de una barra y una prensa.



Fotografía 5.33 Reparación de conexiones



Fotografía 5.34 Paquete con conector

- ❖ Para utilizar el cortador hidráulico, es necesario que se coloque cinta masking tape a la sección que se va a cortar para que no boten los pedazos de solera.
- ❖ Se acomoda debidamente el cortador y se aplica presión con la bomba hacia el gato para que la cuchilla corte las soleras.
- ❖ Después se vuelve a colocar el conector y se aprietan los tornillos.
- ❖ Para cerrar el conector se utiliza una prensa especial de 5 cm de carrera.



- ❖ Se aplica pasta para soldar estaño al conector antes de apretarlo totalmente.
- ❖ Para los conectores sencillos se hace exactamente lo mismo, es decir, se procede desde los puntos 1 a 7.

En caso de que los paquetes de solera no lleguen a su posición correcta ya estando el conector instalado, es decir, que exista claro entre ellos, se procede a lo siguiente:

- ❖ Con una barra y un mazo de plástico se le golpea en la curva del paquete que esté más desplazado para que llegue a topar con el otro paquete (figura 6.20).

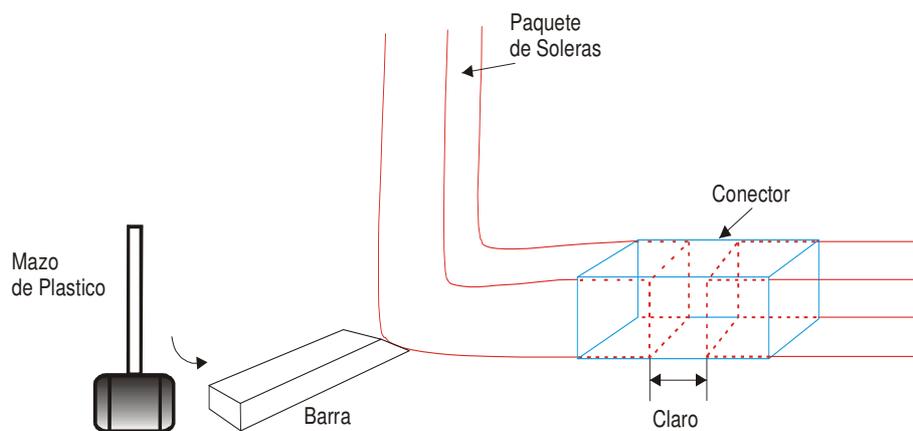


Figura 5.20 Se ilustra la forma para desplazar el paquete en el conector



5.20 APLICACIÓN DE SOLDADURA EN CONECTORES

Preparación de conectores para soldar.

- ❖ Se inicia con los conectores dobles interiores.
- ❖ Se hace molde de papel nomex con las siguientes medidas para conectores dobles:

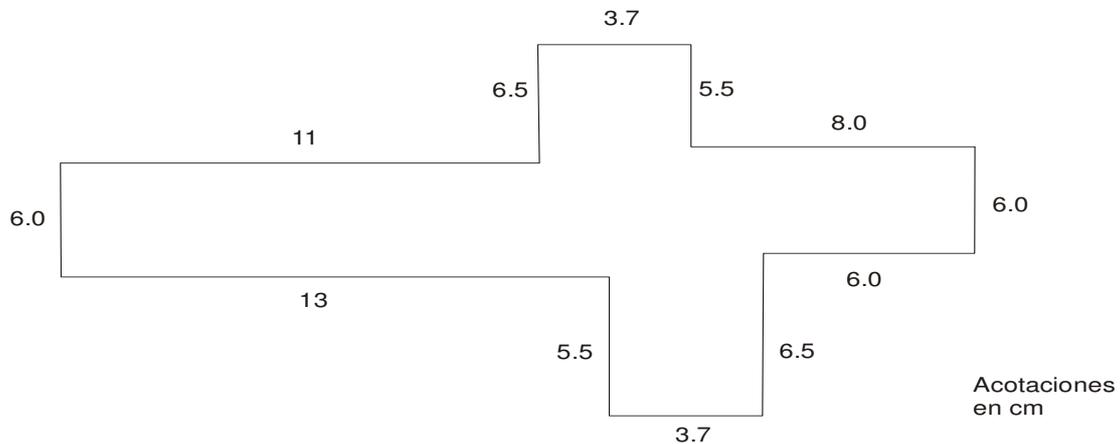


Figura 5.21 Medidas del molde para conectores dobles

- ❖ Se coloca el papel nomex en el conector y se pega con cinta 27 de fibra de vidrio con adhesivo.
- ❖ Se cubre el conector con cinta de fibra de vidrio para amoldar el papel y sujetar bien para que no salga la soldadura.



Fotografía 5.35 Conector cubierto con cinta fibra de vidrio



- ❖ Se le enreda cinta de trapo mojado en el paquete de soleras para que al llegar la soldadura ésta se enfríe y no salga por en medio de las soleras.
- ❖ Se coloca el inductor y se inicia a calentar el conector.



Fotografía 5.36 Calentamiento del conector

- ❖ Se aplica la soldadura de barra 40 - 60 estaño y zinc respectivamente mediante el orificio realizado en la parte superior del conector, aproximadamente 200 grs. de soldadura.
- ❖ Con guantes de piel se toca el conector y se debe sentir muy suave sobre todo en las áreas poco accesibles de tal manera que se verifique que la soldadura ya penetró totalmente.
- ❖ Se golpea el conector o cerca del conector con un mazo de hule para que vibre y penetre bien la soldadura.
- ❖ Se deja enfriar el conector y luego se desencinta verificando que la soldadura quedó bien aplicada.



Fotografía 5.37 Conector sin cinta verificando la aplicación de la soldadura



- ❖ Si no estuvo bien aplicada la soldadura o existen dudas, se repiten los pasos del 1 al 9 nuevamente.
- ❖ Debe aplicarse aproximadamente 300 – 350 °C y aproximadamente 200 grs. de soldadura por conector.

NOTA: Como la máquina es de inducción se recomienda que al aplicar la soldadura se hagan interrupciones frecuentes mediante el interruptor de control para que vibre el conector y penetre correctamente la soldadura y quede bien aplicada.

Para los conectores sencillos:

- ❖ Se hace el mismo procedimiento que el anterior, la diferencia es solamente el tipo de inductor el cual es más pequeño y el molde de papel nomex que se coloca antes de aplicar la soldadura.
- ❖ Es dos conectores dobles bipartidos y 6 conectores sencillos por cada cabezal de serie tanto lado turbina como lado excitador y se deben preparar y soldar como lo muestra la figura, de tal manera que se pueda aplicar correctamente la soldadura.

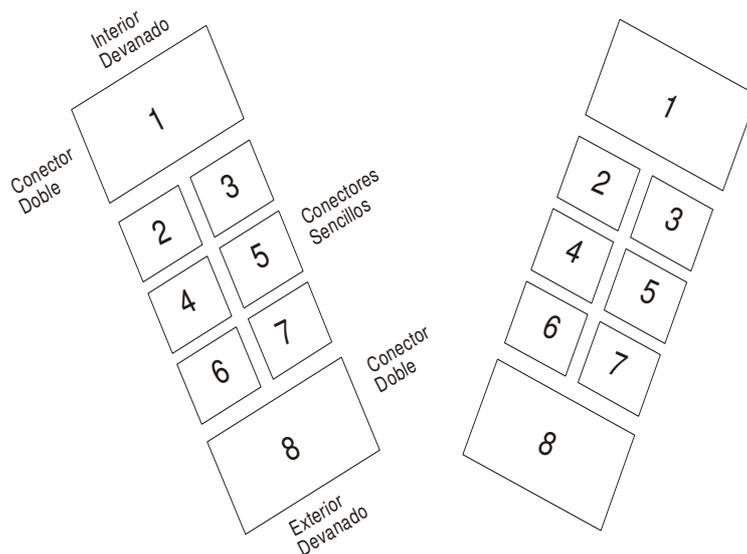


Figura 5.22 Secuencia de conectores a soldar

Como se observa debe considerarse la inclinación del conector antes de prepararlo para soldar, o sea, la preparación es alternada para permitir el acceso del inductor.

Para la aplicación de soldadura del último conector o conector No. 8 bipartido o doble se habilitó otro inductor debido a que el anterior no cabía lateralmente



como se soldaron los demás conectores, por lo que se efectuó acomodando el inductor de frente.

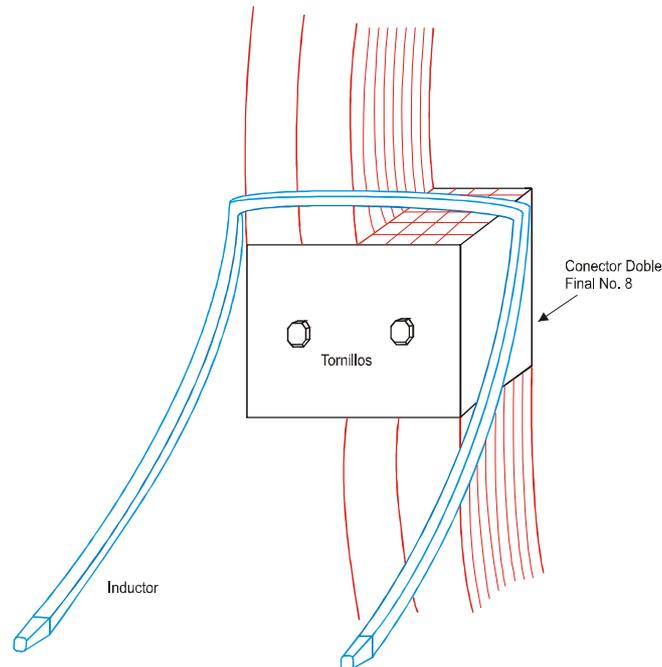


Figura 5.23 Conector doble final No. 8 con el inductor acomodado de frente

5.21 PRENSADO DE CABEZALES DE BOBINAS

Primeramente se hace limpieza del cabezal quitando la soldadura que se impregna entre ductos y los paquetes de soleras de cobre.

- ❖ Se prueba con el foco de 6 Watts, 127 V, que no halla corto circuito entre cobre y ducto de ventilación, es decir, el foco no debe prender.
- ❖ Se verifica la resistencia entre ductos de ventilación checando que el valor esté dentro del rango 200 a 20,000 Ω . En caso de que esté fuera de rango, corregir con pintura y lana semiconductor.
- ❖ Preparativos para el prensado:
- ❖ Cortar hojas de papel almida de 10 cm de ancho por 25 cm de largo aproximadamente.
- ❖ Preparar el relleno entre conectores el cual debe ser de lana de fibra de vidrio de 3 mm de espesor x 25 mm de ancho y 15 a 20 cm de largo, según sea el espacio entre conectores bipartidos y debe de ir envuelta con felpa y amarrada con hilo cáñamo de tal manera que al oprimirla de un espesor entre 5 a 8 mm.



- ❖ Colocar prensa habilitada con dos placas de acero al carbón de 3/4" x 11.5 cm de ancho por 45 cm de largo con tornillos de 3/4" por 6" de largo.
- ❖ Instalar papel almida impregnado de resina epóxica 15120 A (2 partes) y 15174 B (1 parte) entre el ducto y los paquetes de cobre, tanto en bobina superior como en bobina inferior de ambos lados del ducto.
- ❖ Colocar relleno entre conectores impregnado con resina antes mencionada.
- ❖ Prensar el cabezal apretando los tornillos.



Fotografía 5.38 Prensado de cabezales apretando los tornillos

- ❖ Colocar relleno aislante en huecos para prensar correctamente los paquetes de soleras, que corresponden al conector 8, contra el ducto de ventilación.
- ❖ Aplicar resina a todo el cabezal y dejar prensado durante 8 hrs. o más según sea el tiempo de secado de la resina.

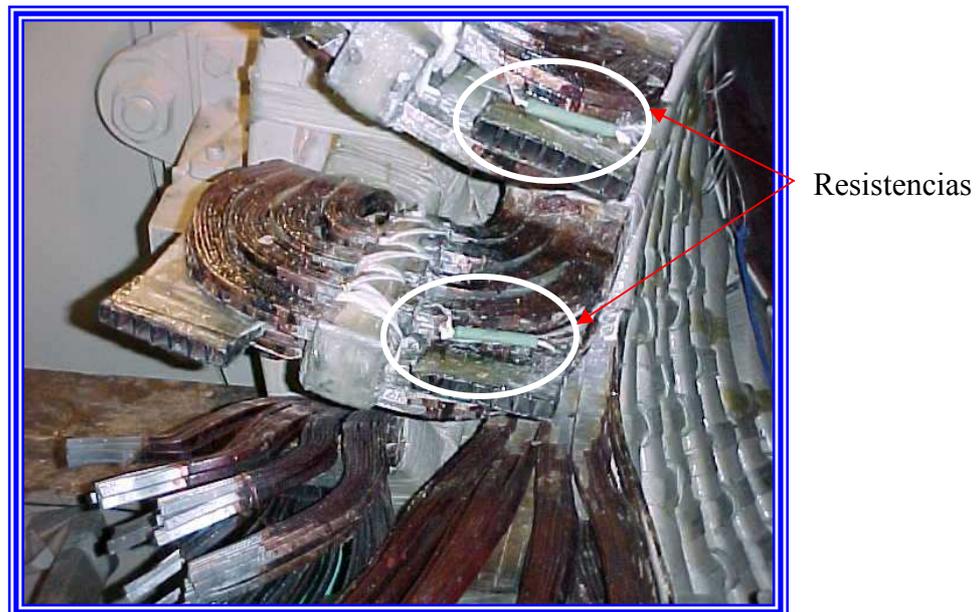


5.22 COLOCACIÓN DE RESISTENCIAS EN CABEZALES DE BOBINAS

Identificar la ubicación de las resistencias en el diagrama correspondiente.

Para este generador pueden ir de dos maneras:

1. Colocar todas las 54 resistencias de lado turbina de $5\text{ k}\Omega + 5\%$.
 2. Colocar 42 resistencias en el lado excitador y 12 en el lado turbina en bobinas de cabezales correspondientes a las fases del lado excitador.
- ❖ Se quita el aislamiento del ducto y se limpia con ácido.
 - ❖ Con un cautín de alta potencia (1000 Watts) se solda la resistencia en el conector No. 6 y 7 según corresponda la serie de bobinas y el extremo de la resistencia de soldar en el último ducto viendo del conector al ducto.
 - ❖ Ya instalada la resistencia se forra con felpa y se amarra con hilo cáñamo. Debe ir alojada en el espacio mayor entre el ducto y la solera.



Fotografía 5.39 Colocación de resistencias

La siguiente figura muestra la colocación de la resistencia de un lado del cabezal.

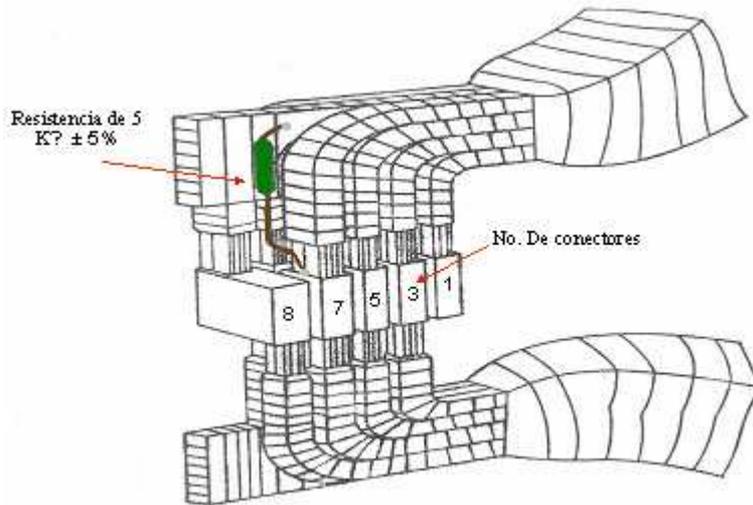


Figura 5.24 Cabezal sin el aislamiento y colocación de la resistencia

5.23 AMARRE DE CONECTORES DE LOS CABEZALES DE BOBINAS

Ya prensado el cabezal y colocadas las resistencias en los cabezales que lo llevan, se procede a lo siguiente:

En una vasija de plástico de 3 lts. se mezclan los siguientes componentes:

- Poliéster	100 %	1000 g
- Catalizador	2 %	20 g
- Acelerador	2 %	20 g
- Polvo	140 %	1400 g

- ❖ Se utiliza una báscula para pesar los componentes y hacer la mezcla con las proporciones correctas.

DATOS CARACTERÍSTICOS:

POLIÉSTER

ACELERADOR

Mca. Gec Alsthom

Mca. Gec Alsthom

Resine Poliéster iba

Accelérateur iba



14052 C	P17746
Catalizador	Mca. Gec Alsthom
Mca. Gec Alsthom	Polvo de fibra
Catalyseur iba	de vidrio con asbesto
P17715	no tenía características

- ❖ Se colocan en las manos guantes de cirujano (látex) y se amasa la mezcla hasta que esté totalmente homogénea.
- ❖ Teniendo la masa se aplica entre los conectores de tal manera que se llene completamente el espacio entre ellos.
- ❖ Enseguida se coloca felpa de dacrón impregnada con resina al frente y atrás del cabezal sobre los conectores bipartidos de modo que cubran la cara frontal y posterior del conector.
- ❖ Con cinta de mica se amarran los conectores, primero todos haciendo pasar la cinta sobre la felpa y luego entre ellos para apretar fuertemente los conectores.

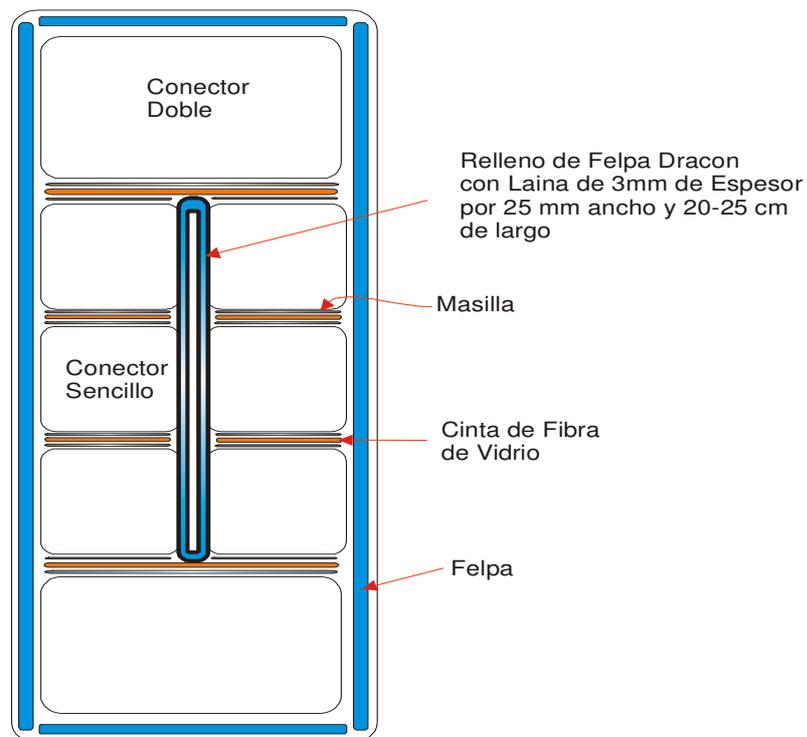
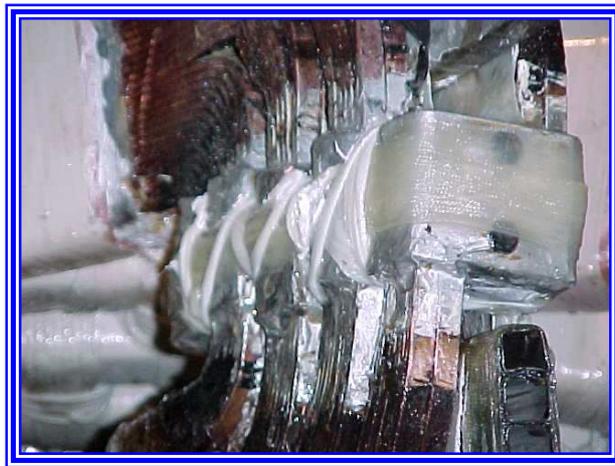


Figura 5.25 Diferentes rellenos en los conectores



- ❖ Ya realizado el amarrado, se aplica con brocha resina epóxica 15120 A (dos partes) y 15174 B (una parte).
- ❖ Se deja que seque la resina y al día siguiente se quitan prensas y se checa con foco de 6 W a 127 V entre conectores y cobre.



Fotografía 5.40 Amarre de los conectores de cabezales de bobina

5.24 PREPARACIÓN DE CABEZALES PARA ENCINTADO

Se prepara masilla para rellenar los huecos y conformar el cabezal.

Polvo - 1000 g

Resina 15120 A 500 g Masilla

Catalizador 1517 B 275 g

o también

Polvo - 140 %

Poliéster 100 % Masilla

Catalizador 2 %

Acelerador 2%

Se lleva aproximadamente 1.5 kg por cabezal.

Al aplicar la masilla se utiliza talco para que no se pegue.



Después de aplicado se hace pasar una cinta para verificar que ésta asiente correctamente sobre el contorno del cabezal. En caso de que no sea así, se quitará o añadirá más masilla para ajustar la superficie.



Fotografía 6.41 y 6.42 Relleno de los cabezales con masilla y recubrimiento de con cinta para que ajuste

5.25 ENCINTADO DE CABEZALES

De acuerdo a las normas, al voltaje de trabajo del generador y las recomendaciones de la se acordó en aplicar 15 capas de aislamiento a base de mica de vidrio a las terminales de fase, neutro y los cabezales de cada lado de estos en el lado excitador y de lado turbina a los cabezales correspondientes a la fase neutro y cabezal es de cada lado de los mismos y a los demás cabezales de serie tanto lado turbina como lado excitador se aplican 12 capas.

Las capas se aplican como sigue:

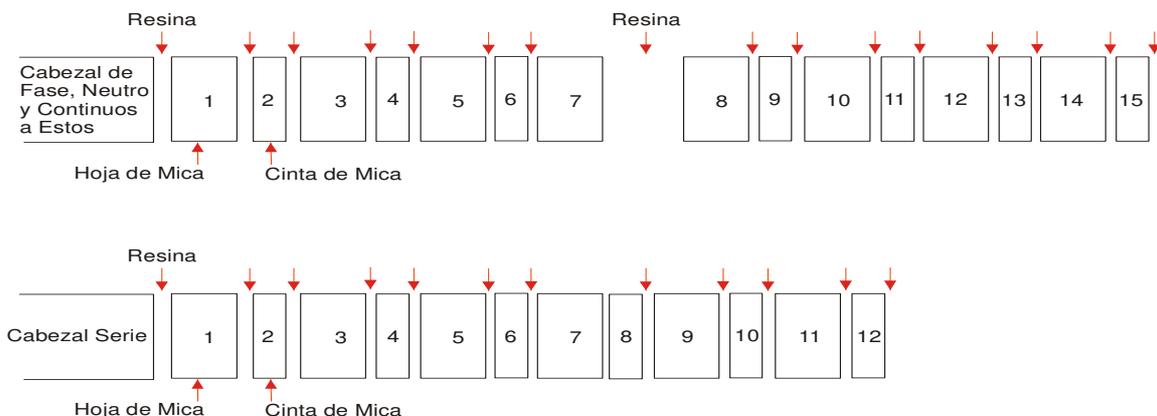


Figura 5.26 Secuencia en el encintado de los cabezales



Fotografía 5.42 y 5.43 Aplicación de cinta termocontractil a cabezal

Al final de cada cabezal se coloca una capa de cinta termocontractil T19/150 de Turalmex, la cual se calienta con pistola Mca. Raychem Thermogun Modelo 750 B 120 V, 60 Hz, 18 A, Max. Temperatura 1000 °C/538 °C.

5.26 MONTAJE DE RTD'S DE DESCARGA DE GAS LADO TURBINA (6 PIEZAS)

- ❖ Ya amarrados los conectores de los cabezales y rellenado con masilla en las partes donde no estorbe la colocación de las cajas de micarta, se colocan estas cajas cuidando que esté bien orientado el ducto de salida hacia el RTD.
- ❖ Se amarran las cajas con hilo de 3 mm de diámetro contra los conectores, aproximadamente 8 vueltas.
- ❖ Se aplica masilla para rellenar los huecos y conformar el cabezal para su encintado.
- ❖ Se coloca el tubo "J" y se sujeta o amarra con cinta de fibra de vidrio. Debe ir orientando hacia el centro del soporte del RTD.
- ❖ Se encinta el cabezal con cinta de mica y resina epóxica junto con tubo "J". Se hacen 12 capas.
- ❖ Para colocar el RTD previamente se hacen pruebas.
- ❖ Se mide la resistencia óhmica entre R - A y R - B. Debe dar 10 Ω a 25 °C.
- ❖ Se hace prueba de resistencia de aislamiento aplicado 1000 VCD con Megger valor 2000 M Ω o más.



- ❖ Se pinta el RTD con barniz rojo aislante dejando 10 mm de lado de la conexión sin aplicar barniz.
- ❖ Se instala el RTD dejando un claro entre el soporte y el tubo "J" de 40 mm.



Fotografías 5.44 y 5.45 Colocación RDT'S



5.27 APLICACIÓN DE BARNIZ AL ESTATOR



Fotografía 5.45 Acabado final del estator con barniz aislante

Se aplica una capa de barniz aislante de acabado a los cabezales, cuñas, conexiones, placas de prensado superior e inferior.

- ❖ El trabajador portara el equipo adecuado para realizar dicha actividad: zapatos con suela de goma, overol para aplicar pintura, goggles, guantes de latex, mascarilla para gases, tapones auditivos.
- ❖ Se limpiara el generador “sopleteando” el estator para eliminar posible polvo o basura que pudiera contener este al termino de todas las actividades antes mencionadas.
- ❖ Con una aspiradora se recolectaran los restos de contaminantes (polvo, cintas, etc) que no se pudieran eliminar al “sopletear” al estator.
- ❖ Se prepara el barniz aislante y se vierte en el vaso de la pistola de aplicación; al verterlo se filtra a través de de una fibra Scooch para eliminar posibles grumos.
- ❖ Se comienza la aplicación de barniz de una manera uniforme (la presión del aire de la pistola deberá ser de 2.8 kg/cm²). Se aplicara de dos a tres capas de barniz para cubrir homogéneamente todo el estator.



5.28 SECADO DEL ESTATOR



Fotografía 5.46 Secado del estator del generador eléctrico

El aire comprimido de instrumento (aire seco) será utilizado para estos métodos.

Para restablecer la resistencia de aislamiento a su valor original, se debe circular aire seco a través del interior del generador.

El secado se efectúa por cualquiera de los siguientes métodos, después que el generador ha sido completamente ensamblado y una vez que el interior del generador sellado:

1.- Método utilizando aire comprimido seco

La humedad en el generador se remueve por medio del encerramiento a través del sistema de suministro de hidrógeno, con aire comprimido seco y descargado hacia el exterior del edificio a través de la válvula de descarga de CO₂.

2.- Método de secado por medio del secador

La humedad interna se remueve por medio del encerramiento a través del sistema de suministro de hidrógeno, el aire que ha sido secado por el secador de hidrógeno, cerca del 20% de humedad relativa, es descargada hacia el exterior del edificio a través de la válvula de descarga de CO₂.



Para este método se sella el generador con aceite de sello, y el aire secado se envía a través de la tubería de carga (suministro de aire seco) y a la vez abre la tubería de descarga de gas CO₂ suavemente para remover la humedad en el interior del generador hacia el exterior.

Cualquiera de estos métodos de secado resultan adecuados, considerando que las bobinas son las que absorben la humedad únicamente sobre la superficie de la bobina.

Como complemento, se colocan lámparas incandescentes de halógeno a 220 V ac de dos por cada lado de estator (lado turbina y excitador). La colocación de estas es con el fin de mantener una temperatura adecuada en el interior del generador logrando con esto una resistencia de aislamiento alta.

Debe tenerse cuidado en la colocación de las lámparas con respecto a las bobinas, cuidando con esto que no queden ni muy cercanas para no dañar el aislamiento y ni muy alejadas como para que no se pueda transmitir el calor.

Las lámparas se mantendrán encendidas hasta que se introduzca el rotor en el estator y se selle el generador.

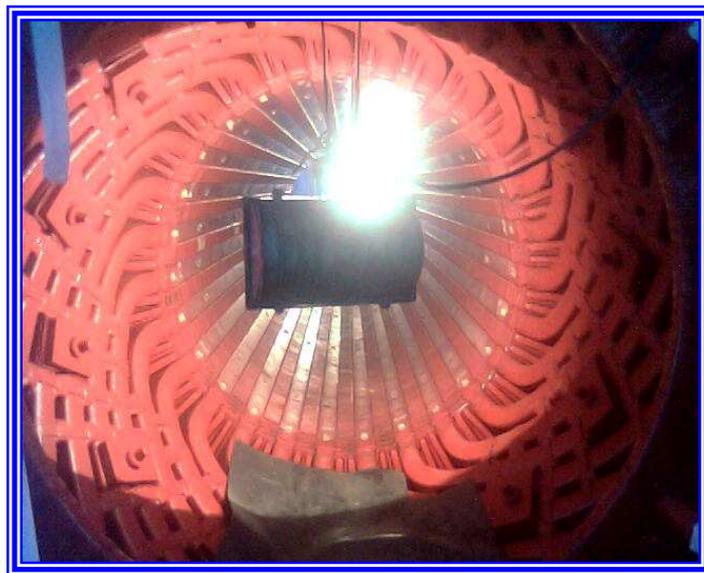


Figura 5.47 Lámparas de halógeno para mantener seco el estator



5.29 PRUEBAS FINALES

Estas pruebas se realizarán con el rotor fuera del estator.

Las pruebas finales de verificación para el devanado del estator, serán las mismas que utilizamos para determinar las condiciones iniciales del mismo, es decir:

- a) Inspección visual detallada
- b) Pruebas eléctricas:
 - Resistencia de aislamiento,
 - Tangente delta,
 - Factor de potencia,
 - Descargas parciales,
 - Descargas a la ranura,
 - Aplicación de alta tensión de CA ó CD,
 - Respuesta a la frecuencia en cabezales



CONCLUSIONES

- Respecto al objetivo general marcado al inicio de este trabajo, se concluye de manera satisfactoria ya que la información aquí presentada es clara y practica y sirve de inicio para el estudio de los generadores eléctricos de esta capacidad y sobre todo la importancia de una rehabilitación parcial o total del embobinado del estator del generador cuando las causas lo ameriten.
- En cuanto al tema de sistemas de aislamientos queda claro que el método de encintado continuo es el más adecuado para aislar las bobinas pues por sus características el encintado continuo no solo evita toda discontinuidad del aislamiento, sino que permite una mecanización muy desarrollada del procedimiento en todas las etapas fabricación.
- Las pruebas sintomáticas mencionadas en este trabajo para saber el estado del estator del generador, son las herramientas más importantes que tenemos para conocer la tendencia y vida útil del aislamiento. En este trabajo se mencionaron las metodologías usadas y el objetivo de cada una de ellas.
- El tema principal de esta tesis “procedimiento de rebobinado” es claro al ser expuesto, ya que muestra un procedimiento en forma de guía para poder llevar acabo dicha actividad. Además de ser ilustrativa para cada punto mencionado durante el trabajo.
- La aportación principal de este trabajo consistió en desarrollar un procedimiento detallado “paso a paso” de las actividades a realizar durante el proceso de rebobinado del estator de un generador eléctrico de 300 MW, mostrando las actividades de manera directa e ilustrativa y dejando un documento escrito como referencia para los operadores, ingenieros y demás personal interesado en el tema.



REFERENCIAS

- [1] Stephen J. Chapman "Máquinas Eléctricas" Mc Graw Hill Interamericana, 2004.
- [2] John J. Grainger, William D. Stevenson Jr. "Análisis de Sistemas de Potencia" Mc Graw Hill, 2004.
- [3] Tippens "Física; Conceptos y Aplicaciones" Mc Graw Hill.
- [4] Ing. María de los Ángeles Hernández Martínez, Ing. Manuel Ignacio Irene Arenas, Ing Gabriel Castillo Aviles, Ing. Alfredo López Tagle "Estudio de la Subestación de la Central Termoeléctrica "Francisco Pérez Ríos" de la Comisión Federal de Electricidad" 1980.
- [5] Personal Técnico C.T. Manzanillo "Instructivo de Operación y Mantenimiento del Generador Eléctrico (Traducción del manual de intrusiones del Turbogenerador Vol. III)" Mitsubishi.
- [6] "Sistema Eléctrico" Centro de Operadores de Ixtapantongo, CFE.
- [7] "Operación y Mantenimiento del Generador Eléctrico Tomo I" Centro de Capacitación Celaya, 1993
- [8] Operación y Mantenimiento del Generador Eléctrico Tomo II" Centro de Capacitación Celaya, 1993
- [9] José Ernesto López Azamar "Pruebas de Diagnostico en Campo (Presentación PDF)".
- [10] Ing. Juan Urbano García, "Guías de Mantenimiento del Generador Eléctrico 300 MW" CFE
- [11] Ing. Juan Urbano García, "Guía de Mantenimiento Para pruebas de Campo: Resistencia de Aislamiento, Factor de Potencia, Aplicación de alta Tensión en AC y DC" CFE.
- [12] Ing. Juan Urbano García "Revisión General del Generador" Presentación PowerPoint, CFE.
- [13] Ing. Juan Urbano García "Informe de Falla en el Generador de la Central Termoeléctrica Manzanillo", CFE.
- [14] Departamento de Operación "Introducción a Centrales Termoeléctricas" CFE.
- [15] Ing. Juan Urbano García "Informe Reparación Unidad 4 C.T. Francisco Pérez Ríos" CFE.



[16] Departamento Eléctrico “Historial de actividades de los generadores unidad 1,2,3,4,5, de la central termoeléctrica Francisco Pérez Ríos” CFE.

[17] Ing. Marcos Esparza Saucedo, Ing. Eugenio Ponce de León Viedas “Diagnostico Integral del Devano del Estator de Generadores Eléctricos (Presentación PDF)” CIGRE Comité Mexicano, CFE, 2001.

[18] Reporte de Pruebas de Diagnostico LAPEM U-3 C.T. Francisco Pérez Ríos, 2008

[19] Andrés Taberner García “Mantenimiento Predictivo de Máquinas Rotativas de Potencia. Ensayos de Campo (Presentación PDF)



ANEXO A

DATOS DE PLACA GENERADOR ELÉCTRICO

GENERADOR ELÉCTRICO U-1	
Marca:	MITSUBISHI.
Tipo:	MB-J.
Potencia:	346 [MVA].
Tensión:	20 [kV].
Corriente:	9,988 [A].
f. p.:	0.9
Fases:	3.
Frecuencia:	60 [Hz].
Velocidad:	3,600 [RPM].
No. Polos:	2
Presión de H ₂ :	3 [Kg/cm ²].
Conexión del estator:	Y.
Clase de Aislamiento:	B.
Tensión de Excitación:	375 [V].
Corriente de Campo:	2,940 [A].
Régimen:	Continuo.
No. Serie: 21 270 3.	
Peso en [kg] de:	
Peso total con enfriador de gas y excitación -----	332,400
Estator completo con interruptor y bushing -----	258,800
Rotor completo -----	40,000
Excitador sin escobillas -----	19,000
Gas enfriador -----	5,700
Hecho y tornillos de anclaje -----	5,000
Otros -----	4,700

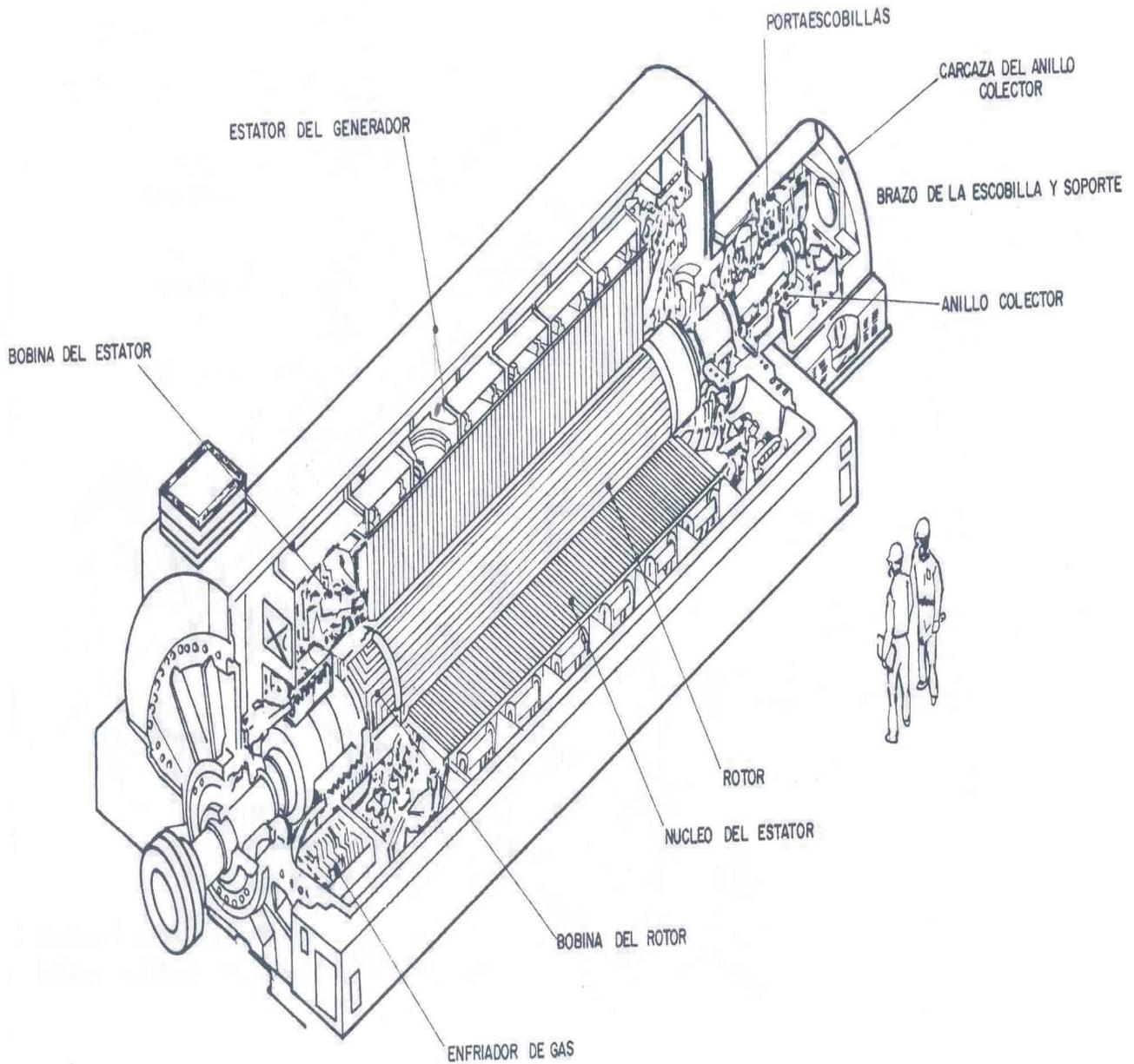


Figura A. Corte lateral del generador eléctrico

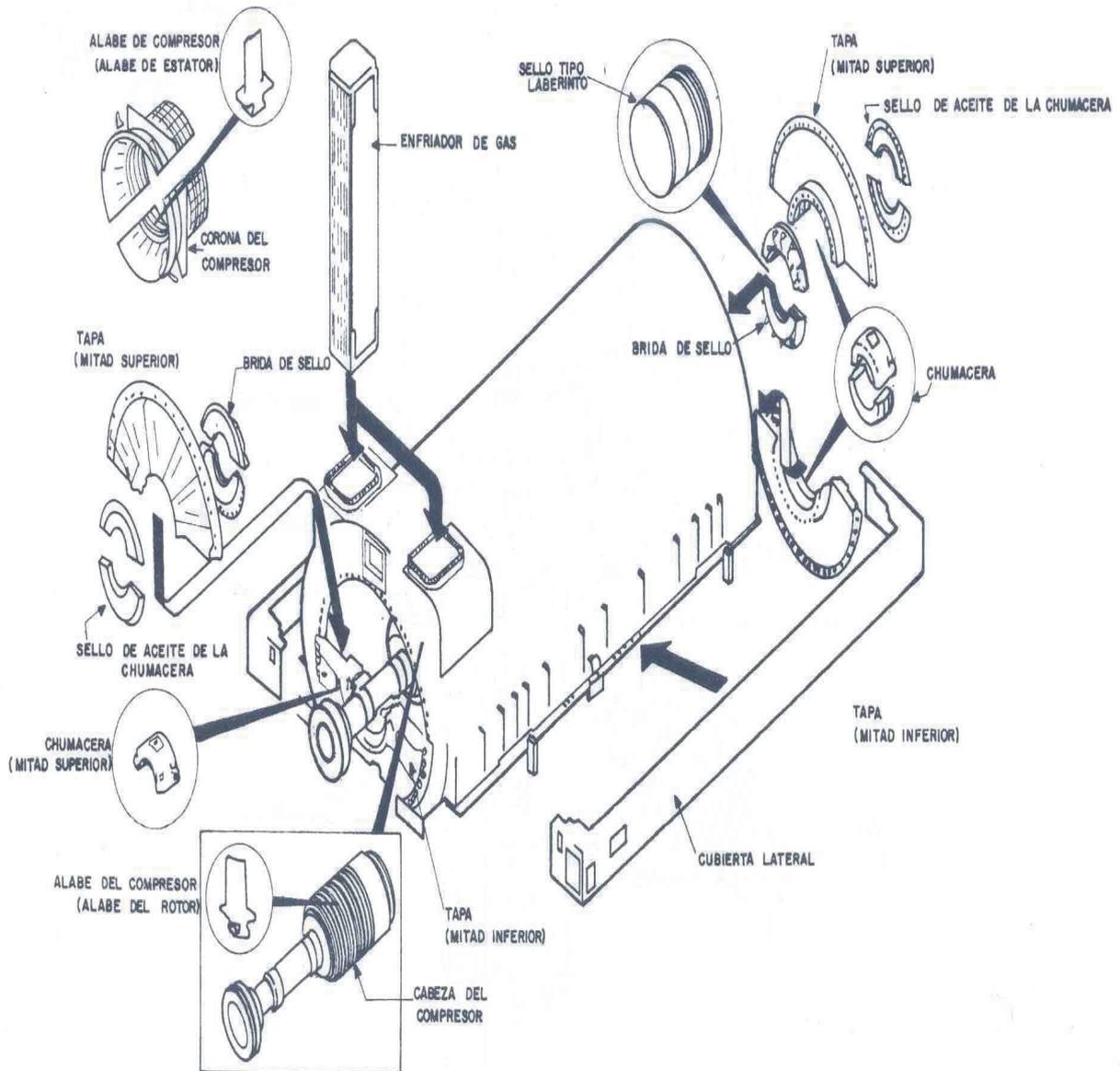


Figura A.1. Partes desmontables del generador eléctrico

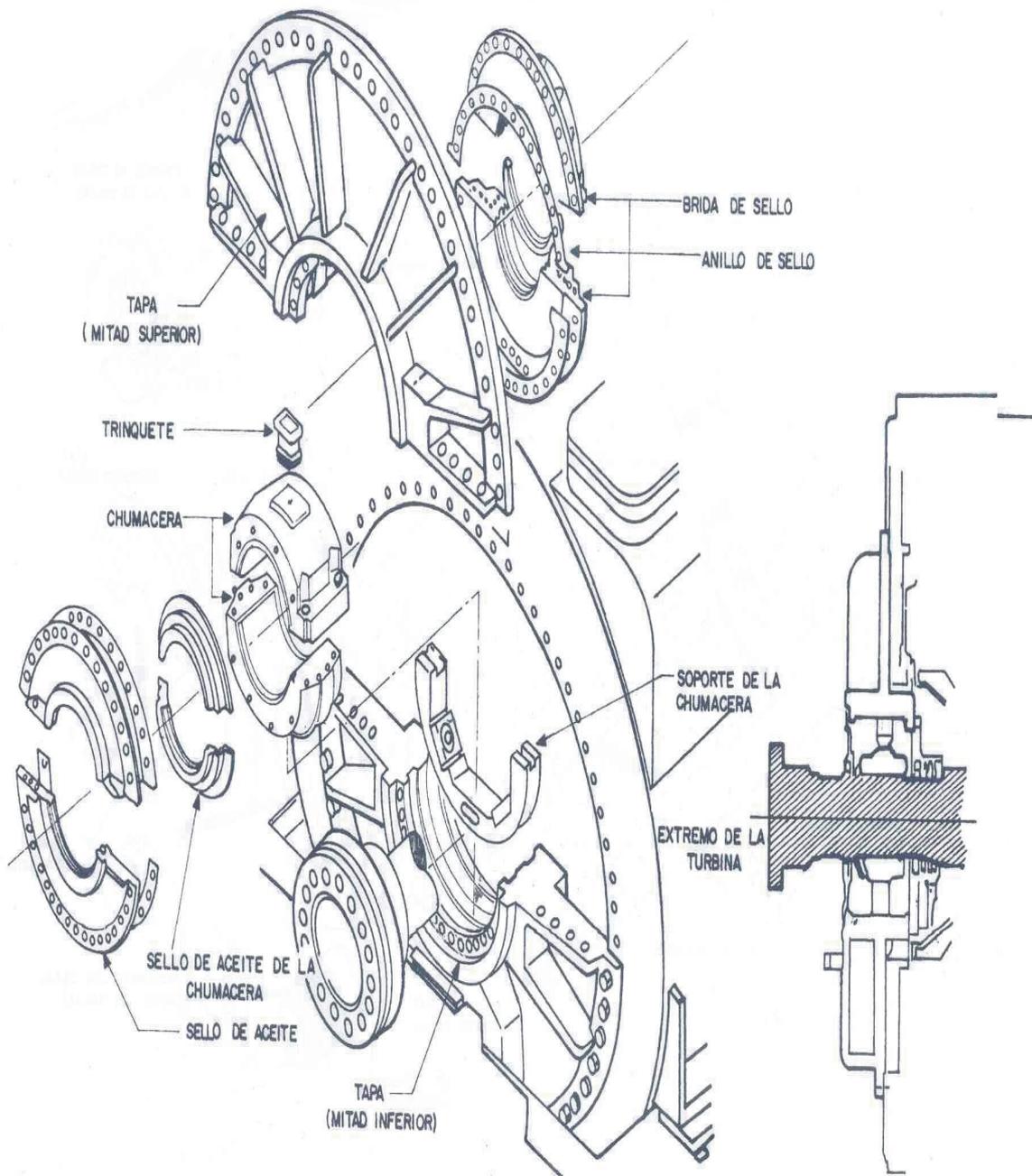


Figura A.2. Parte frontal del generador eléctrico lado turbina.

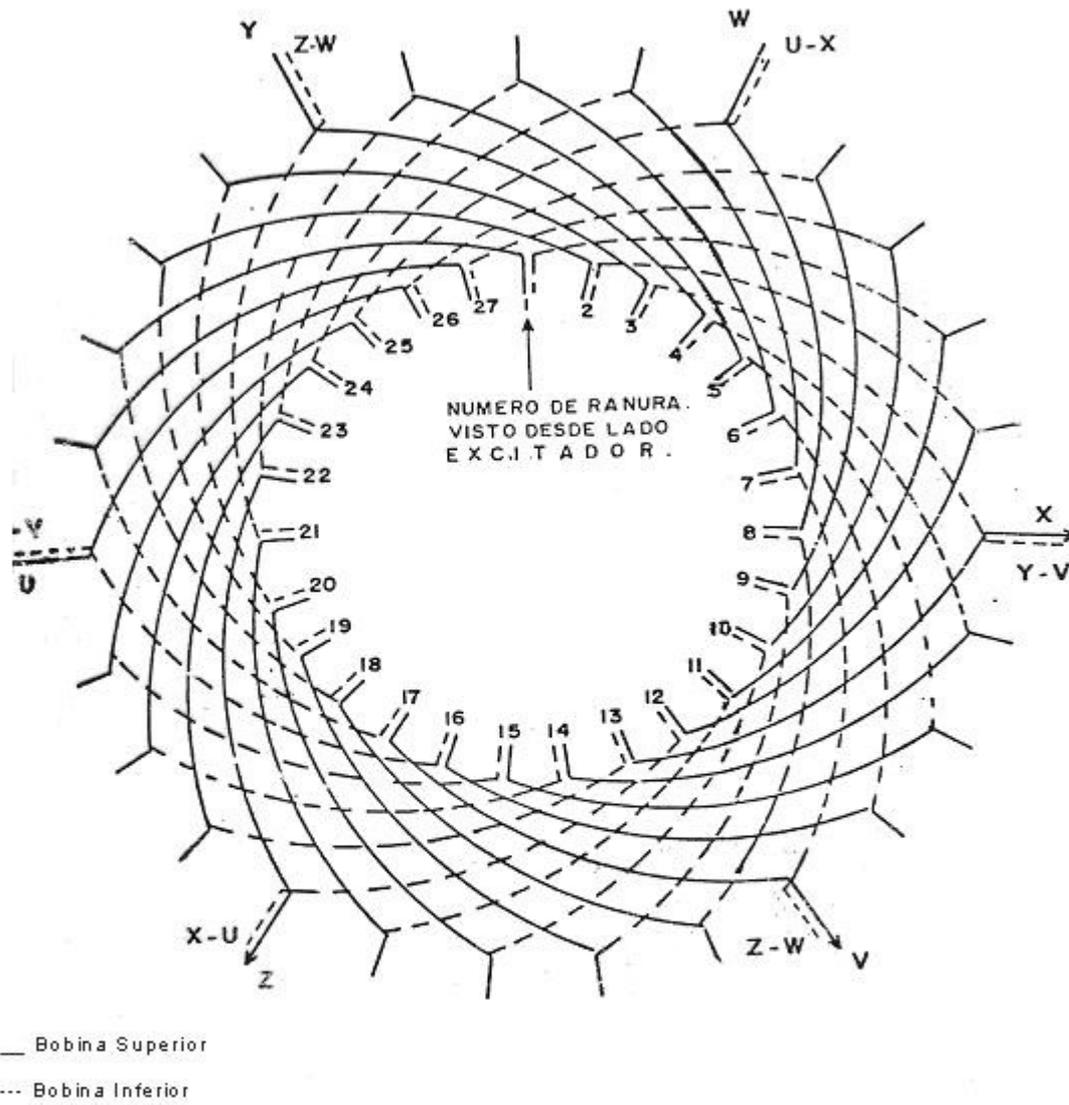


Diagrama lado excitador

Figura A.3 Diagrama de conexión lado excitador

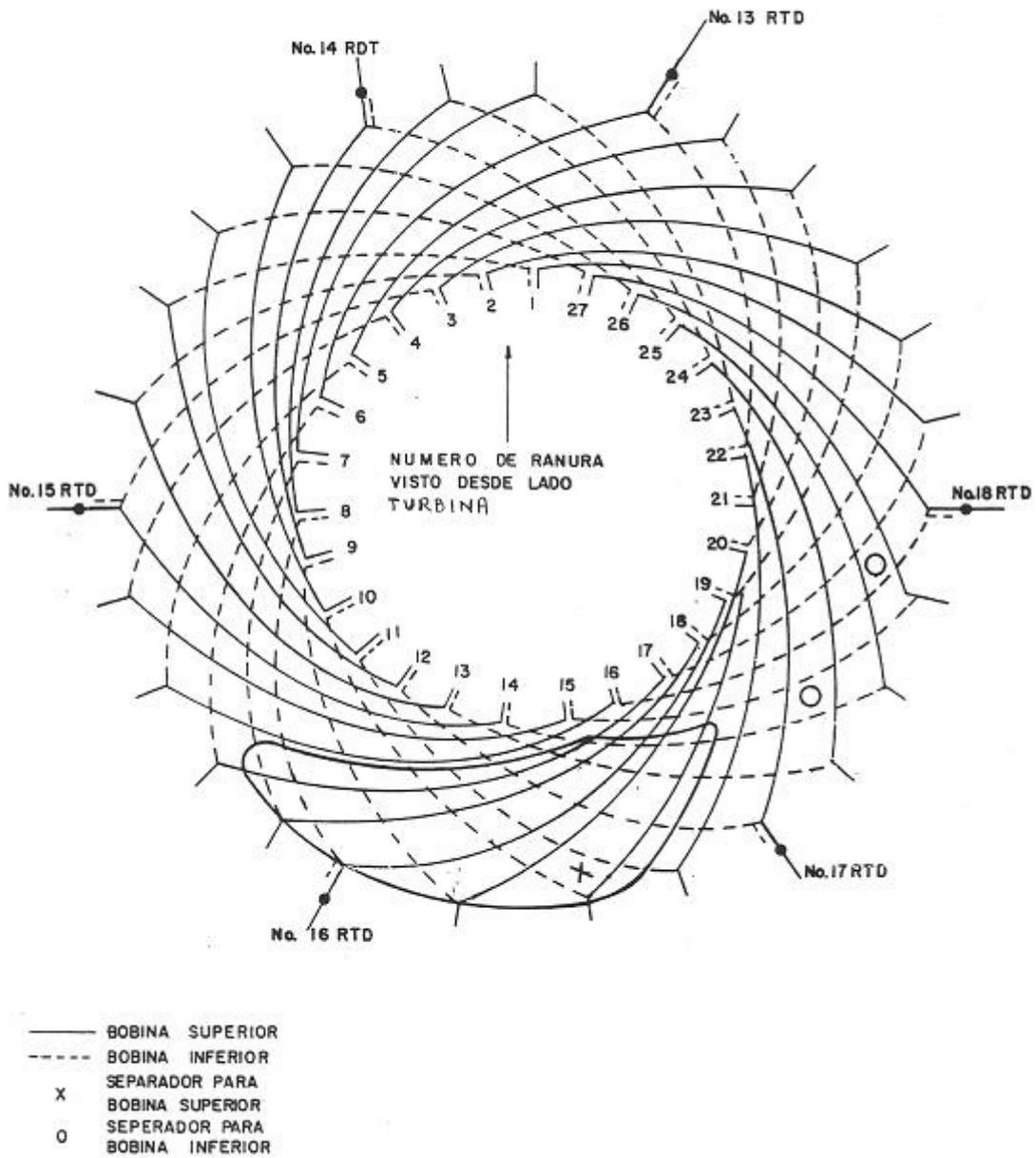


Diagrama lado turbina

Figura A.4 Diagrama conexión lado turbina



ANEXO B

LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA "FRANCISCO PÉREZ RÍOS"



La Central Termoeléctrica Francisco Pérez Ríos Pertenece a la Comisión Federal de Electricidad y forma parte de la Gerencia Regional de Producción Central.

Esta Central Termoeléctrica está integrada por cinco Unidades generadoras de 300 MW, lo que hace un total de 1500 MW de capacidad instalada, por esta característica es la tercer Central Termoeléctrica más grande del país y que



integrada con la Central de Ciclo Combinado Tula forman un Complejo Termoeléctrico de 1989 MW de capacidad.

Cada unidad tiene como equipo principal un generador de vapor y un turbogenerador, los cuales se complementan con una serie de equipos y sistemas auxiliares requeridos para la realización del proceso de generación de energía eléctrica.

Para su operación, la Central requiere de dos tipos de combustible, como son el combustóleo y el gas natural. Ambos pueden ser utilizados indistintamente y son suministrados en forma directa mediante oleoducto por la Refinería Miguel Hidalgo y por medio de gasoducto desde la estación de venta de Carpio, de Petróleos Mexicanos.

CARACTERISTICAS PARTICULARES DEL SITIO

La Central Termoeléctrica Francisco Pérez Ríos de Tula, Hidalgo, se encuentra ubicada en el Valle del Mezquital a 83 Km. al noreste de la Cd. de México, sobre la carretera Federal Jorobas-Tula, y a 8 Km. al sur de la Cd. de Tula, Hgo., sobre una superficie de 70.7 hectáreas a una altura de 2100 m sobre el nivel del mar.

La Central forma parte de la Gerencia Regional de Producción Central y es una de las principales fuentes de generación de energía eléctrica del país y forma parte del Sistema Interconectado Nacional, integrándose a este con las líneas de transmisión de 230 KV, que suministra al área metropolitana y otras zonas, mediante las líneas Tula-Apaxco, Tula-Nochistongo, Tula-Jasso y Tula-Héroes de Carranza.

Además cuenta con una sección de 400 KV, con las líneas de transmisión Tula-Querétaro, Tula-Poza Rica, Tula-Texcoco I y II y Tula-Victoria I y II.



Plano de Localización de la Central



Parámetros Climatológicos

C. T. Francisco Pérez Ríos Datos Geográficos:

Altitud sobre el nivel del mar : 2100 m

Coordenadas Geográficas:

Longitud Oeste: Entre 99° 17' 00" y 99° 16' 00"
 Latitud Norte: Entre 20° 03' 00" y 20° 00' 30"

Temperatura máxima anual:	35.0 °C
Temperatura media anual:	17.2 °C
Temperatura mínima anual:	00.0 °C
Humedad relativa media anual:	65.6 %
Precipitación pluvial anual:	394.35 mm
Precipitación pluvial media anual:	35.850 mm
Evaporación media anual:	32.841 mm/mes
Presión atmosférica media anual:	595.6 mm Hg.
Velocidad del viento media anual:	2.1 m/s
Velocidad del viento máxima anual:	19 m/s
Radiación solar media anual:	217.1 Watts/m2
Zona climática:	Semidesértica
Tipo de suelo:	Tipo I (g) = 0.14
Zona sísmica:	"B" intensidad media

ESTACIÓN CLIMATOLÓGICA TULA (Datos del 2000)



DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO PRINCIPAL SISTEMA ELÉCTRICO INSTALADO EN LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA “FRANCISCO PÉREZ RÍOS”

El equipo principal que constituye este sistema es el siguiente:

- ❖ Subestación de 230 KV, en la cual se encuentran como equipos principales buses de 230 KV, cuchillas de 230 KV del tipo pantógrafo y horizontal, interruptores de 230 KV de pequeño volumen de aceite.
- ❖ Sección de 4.16KV, se cuenta con 4 buses de 4.16KV, 2 de respaldo y dos de alimentación normal.
- ❖ Sección 480 V, se cuenta con 3 buses de 480 V que satisfacen la demanda de la central.
- ❖ Transformadores, el sistema esta integrado por: un transformador de arranque, tres transformadores monofásicos que constituyen el transformador principal, un transformador de auxiliares y 4 transformadores reductores de 4160/480 Volts.
- ❖ Interruptores, después de la subestación se cuenta con interruptores de 4.16KV, 480V accionados por resortes e interruptores termomagnéticos de 480 Volts.
- ❖ Centros de control de motores, CCM’S; se cuenta con 8 CCM’s normales y 2 críticos de donde se alimenta el equipo normal y el equipo denominado como critico de la central.
- ❖ Generador diesel de emergencia, alimenta al equipo a los buses críticos a un potencial de 480 Volts.

El sistema eléctrico de la central y sus componentes se pueden apreciar en las figuras 1.1 y 1.2

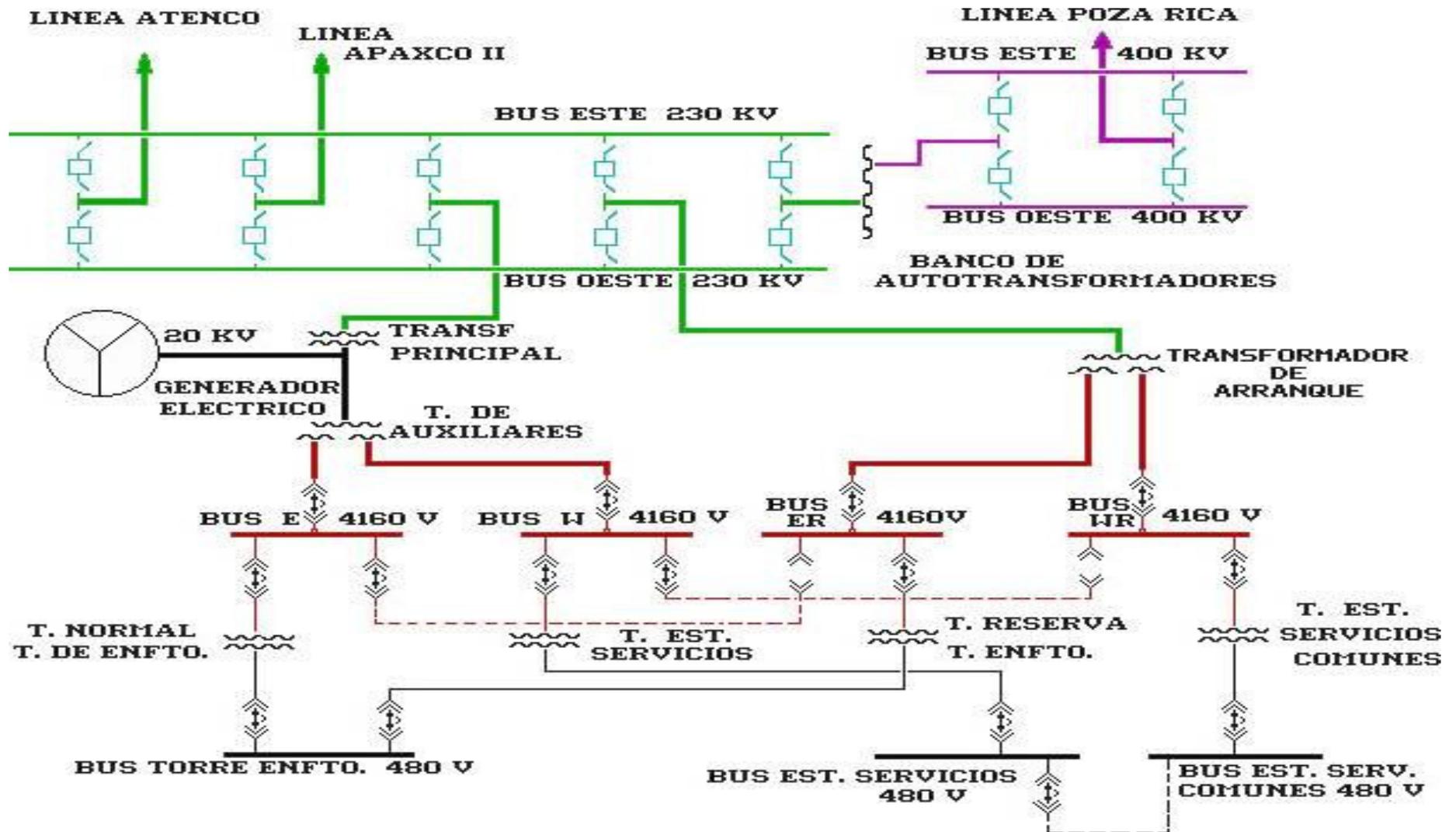


Figura. B.1 Diagrama simplificado del sistema eléctrico

Rebobinado de un Generador Eléctrico de 300 MW

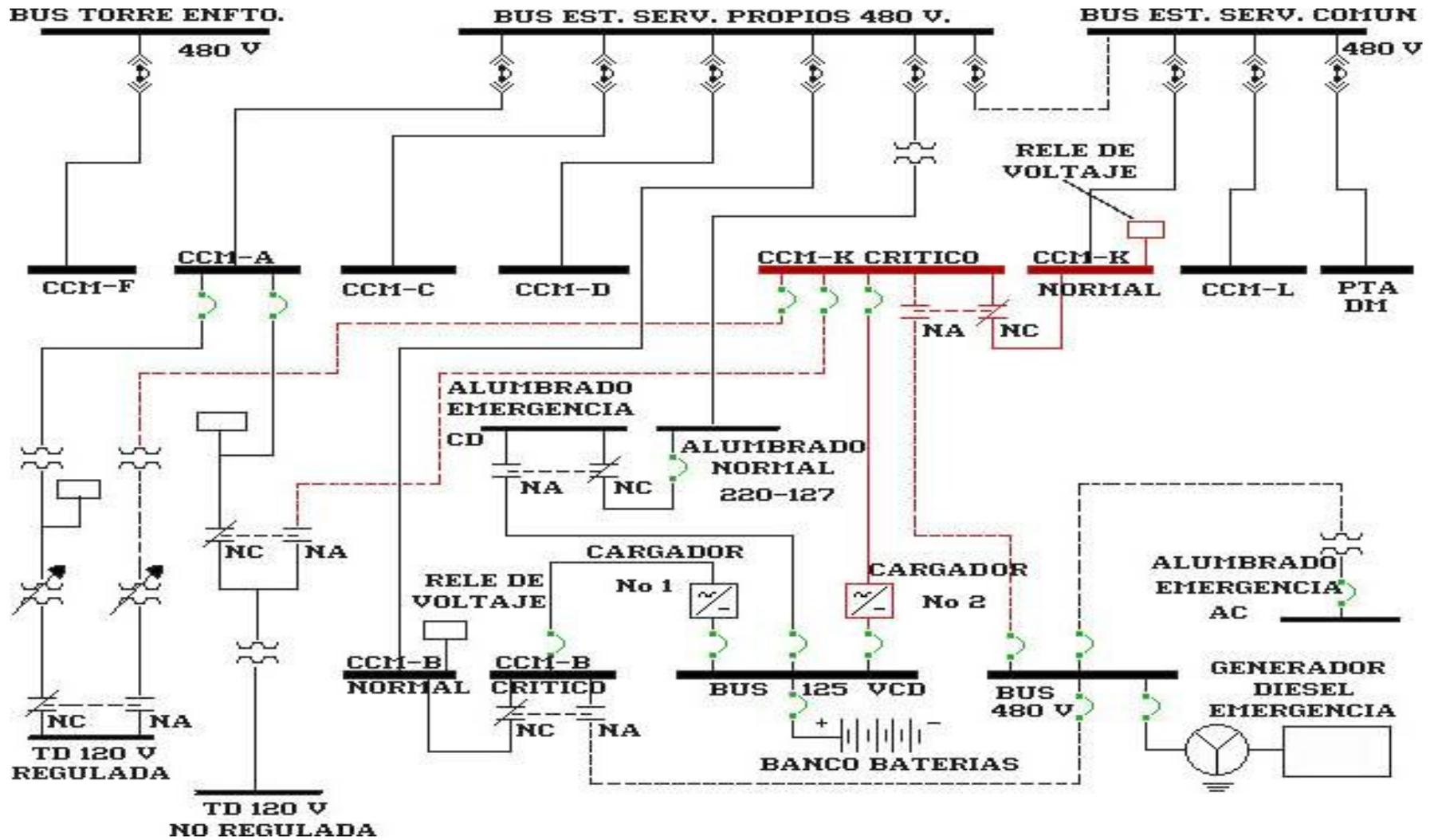


Figura B.2 Diagrama simplificado del sistema el6ctrico

