

**TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ**

INGENIERÍA ELÉCTRICA

REPORTE TÉCNICO DE RESIDENCIA PROFESIONAL

NOMBRE DEL PROYECTO:

**“DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS SEGREGADAS EN GRANDES
MÁQUINAS POR EL MÉTODO CALORIMÉTRICO”**

LUGAR DONDE SE REALIZÓ EL PROYECTO:

GENERADORES MEXICANOS, S.A. DE C.V.

PRESENTA:

BENAVIDES ALVARADO FERNANDA GABRIELA

ASESOR INTERNO:

M.C KARLOS VELÁZQUEZ MORENO

ASESOR EXTERNO:

M.C EDGAR ALEJANDRO PÉREZ OLIVO

Tuxtla Gutiérrez, Chiapas, Agosto-Diciembre 2018

Agradecimientos

Agradezco a Dios y a la Virgen por permitirme llegar a esta etapa de mi vida, por guiar mis pasos, por darme salud, y amor para poder realizar un logro importante como este, por siempre mantenerme con esperanzas y motivaciones; doy gracias infinitas por darme la mejor familia; la cual nunca me ha dejado sola y me dieron las fuerzas, el apoyo y el coraje necesario para aferrarme a las cosas buenas, para aferrarme a lograr esta meta.

Dedicatoria

Al señor Austreberto Benavides Sánchez y a la señora Aurora Alvarado Alvarado por ser los papás más amorosos, por todo su apoyo, por ser ejemplares, por sus consejos, por siempre orientarme a ser humilde y responsable, por darme una versión propia de amor y felicidad y por las limitaciones que se hacían tratándose de ellos para darnos siempre un poco más a nosotros, estoy orgullosa de ser su hija, este logro es por ustedes.

A mi hermana Griselda y hermanos Rigoberto David, Roberto Carlos, y Christian, por ser parte importante de mi vida, por el apoyo que me brindaron en el transcurso de esta meta, por alegrarse siempre de mis logros y por estar ahí para festejarlos conmigo, por sus consejos, sus ejemplos, llamadas de atención y por todo el amor que me tienen, sé que están orgullosos de mí como yo de ellos. A mis sobrinos y sobrinas que me enseñan a tenerle un amor muy grande a alguien tan pequeño.

A mis papis Galación Alvarado Solano, Florentino Benavides Ramírez y a mi mami Quintila Sánchez Mejía porque sé que desde el cielo siempre estuvieron conmigo en cada paso de la carrera, y estoy segura que la felicidad de lograr esto, sería sin duda felicidad de ellos. A mi tío el señor Bardoniano Medina por todos sus consejos, por el gran cariño que nos tuvo y porque este logro se lo quedé debiendo, me hubiese gustado que estuviese celebrándolo conmigo.

A mi mami Bernarda Alvarado Reséndiz porque estoy segura que este logro es parte también de sus oraciones y de todo el cariño que me tiene, porque las bendiciones que me daba cada semana sirvieron de mucho.

A los ingenieros Federico Elizondo, Jorge A. Vázquez y Edgar Alejandro Pérez por darme la oportunidad de realizar mi residencia en la empresa de Genermex; por su apoyo y conocimientos brindados. Al ingeniero Karlos Velázquez Moreno porque a pesar de tener tantos trabajos y compromisos me dio la oportunidad de ser él mi asesor y aportar a mis conocimientos.

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. Introducción.....	1
1.1 Antecedentes	1
1.2 Estado del arte	3
1.3 Justificación.....	4
1.4 Objetivo.....	4
1.5 Metodología	5
2. Fundamento teórico.....	6
2.1 Generador síncrono	6
2.1.1 El estator.....	8
2.1.2 El rotor	10
2.1.3 Tipos de enfriamiento de generadores eléctricos.	13
2.1.4 Excitatriz	16
2.2 Especificaciones del generador	17
2.3 La construcción de los generadores síncronos	17
2.4 Aislamientos.....	19
2.5 Pruebas que han de realizarse en el generador para hallar su rendimiento	21
2.6 Pérdidas y eficiencia.....	22
2.7 Introducción al método calorimétrico	24
3. Desarrollo.....	25
3.1 El método calorimétrico como determinante de pérdidas en máquinas síncronas.	25
3.1.1 Medición del calor generado en la máquina rodando en vacío a la velocidad nominal para determinar las pérdidas por ventilación y fricción.	26
3.1.2 Medición del calor generado en la máquina en vacío a velocidad nominal y excitada a voltaje nominal.....	30
3.1.3 Medición del calor generado en la máquina en corto circuito a baja excitación (corto circuito controlado).	34
3.1.4 Medición del calor generado en la máquina con carga a condiciones nominales.	38
3.2 Calorimetría.....	42
3.3 Aplicación del método calorimétrico.	44
RESULTADOS	46
CONCLUSIÓN	49
ANEXOS.....	50
BIBLIOGRAFÍA.....	55

Determinación de las pérdidas segregadas en grandes máquinas por el método calorimétrico

1. Introducción

1.1 Antecedentes

Las máquinas síncronas como su nombre lo indica, son máquinas capaces de operar solo a la velocidad de sincronismo, esto es, a la velocidad mecánica equivalente a la velocidad de rotación producida por las corrientes del estator. Estas máquinas operando como generador, son usadas en las centrales (hidráulicas, térmicas, o nucleares, etc) para generación de energía eléctrica en un sistema interconectado. En tales aplicaciones se les denomina generadores síncronos o alternadores y normalmente se operan con otras unidades en las distintas centrales interconectadas entre sí.

El espacio comprendido entre el rotor y estator, es conocido como entrehierro. Esta máquina tiene la particularidad de poder operar ya se como generador o como motor. Su operación como alternador se realiza cuando se aplica un voltaje DC en el campo de excitación del rotor y a su vez este es movido por una fuente mecánica externa, que da lugar a tener un campo magnético giratorio que atraviesa o corta los conductores del estator, induciéndose con esto un voltaje entre terminales del generador.

Los generadores síncronos son máquinas síncronas que se usan para convertir potencia mecánica en potencia eléctrica de corriente alterna. Normalmente son trifásicos y consiste en un electroimán girando (rotor), al lado bobinas, que generalmente se encuentran conectadas en estrella por efecto de la rotación del rotor va a inducir tensión trifásica en el estator.

La corriente inducida se produce en este caso en los devanados con núcleo de hierro, que están en reposo y se encuentran distribuidos en la parte interior del estator, dispuestos de tal forma que queden desplazados 120 grados. Durante una vuelta del rotor, los polos norte y sur pasan frente a los tres devanados del estator, por ello se habla de campo magnético giratorio (CMG).

Durante este proceso, en cada uno de los devanados se genera una tensión alterna monofásica. Las tres tensiones, alternas monofásicas tienen el mismo ciclo en el tiempo pero desplazadas entre sí en la tercera parte de una vuelta (120 grados), por lo que se dice que tienen la misma fase de oscilación. Por coincidir siempre el desfaseamiento del campo magnético giratorio con el desplazamiento del rotor (rueda polar) es por lo que se denominan generadores síncronos.

Un generador de potencia, puede ser generador de c.c o de c.a. En los inicios de la industria eléctrica se utilizó el generador de c.c cuando Thomas Alva Edison, por primera vez manejó grandes cantidades de energía eléctrica con fines de iluminación, sin embargo el invento del transformador y los circuitos trifásicos hicieron posible la transmisión de la energía eléctrica a grandes distancias, de esa manera el generador de c.a se generalizó para el suministro de energía eléctrica a las redes, que en su evolución hoy conocemos como Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP).

En México existe una empresa con el nombre de GENERMEX ubicada en Santa Catarina, Nuevo León, que durante más de treinta y cinco años ha suministrado bobinas de alto voltaje, tanto Barra Roebel como bobina multi-vuelta, para devanados de estatores de generadores instalados en centrales hidroeléctricas y termoeléctricas.

Así como cuñas, rellenos, separadores y bloques de material aislante empleados para sujetar bobinas y devanados, tanto de estatores como de rotores de polos lisos o salientes, por el servicio que brindan está reconocida por parte de la industria eléctrica en México y Latinoamérica, ya que no existe empresa nacional que se compare; de esta manera realizan un gran desempeño y brindan el servicio necesario a los generadores síncronos.

En caso de daños mayores en núcleos de estator, GENERMEX ofrece el suministro e instalación de paquetes de laminación o de núcleos completos, para sustituir paquetes o núcleos dañados por fallas eléctricas o mecánicas. Esto incluye laminaciones internas, laminaciones externas con barras “I” soldadas, dedos opresores, placas de presión y cualquier otro componente que sea necesario para recuperar o mejorar las condiciones de sujeción, apriete y características magnéticas originales del núcleo.

El principio básico de usar el método calorimétrico es la consideración de que el calor disipado en los enfriadores a través de la cubierta y base del generador; es equivalente a las pérdidas de éste, y que midiendo ese calor disipado podemos conocer el valor de las pérdidas y su eficiencia.

En rotores de polos lisos, ofrece el retiro y colocación de anillos de retención (campanas), la limpieza y rehabilitación superficial de cabezales de bobinas, el cambio de separadores, y en caso de que los anillos de retención, ventiladores y coples o piezas especiales del rotor. En rotores de polos salientes, ofrece el reaislamiento de polos y la fabricación y en caso necesario, el suministro de bloques “V” separadores de bobinas polares.

En ambos tipos de rotores, ofrece la ejecución de pruebas eléctricas, mecánicas, no destructivas a las partes expuestas del rotor, así como la ejecución de trabajos menores tales como pulido de anillos rozantes y muñones, rectificación de laberintos de lubricación o sello, y la reposición de componentes como anillos rozantes, diodos, líneas de alimentación al campo y balanceo dinámico a baja velocidad.

¿Qué tipo de pérdidas se presentan con mayor constancia afectando la eficiencia nominal de los generadores síncronos?

1.2 Estado del arte

[1] Cuando en un principio se construyeron las máquinas eléctricas, presentaban diferentes problemas como baja eficiencia, inestabilidad en el funcionamiento, etc. De esta manera, en 1870 el francés Zénobe Théophile Gramme alcanzó voltajes muy altos en un generador eléctrico. En 1881, por medio de una ingeniosa combinación, Charles Brush logró que el voltaje del generador tuviese siempre un valor constante, sin importar cuánta corriente proporcionara el aparato.

[2] Christian Lehrmann, Frank Lienesch y Ulrich Engel “Oberschwingungsverluste und Erwärmungen umrichter gespeister Induktionsmaschinen” Bulletin SEV/VSE 15/02. En este artículo se presenta la influencia de los parámetros del convertidor sobre el incremento térmico en diferentes puntos de la máquina. Las pérdidas armónicas en el hierro las obtiene por comparación entre los casos de alimentar la máquina con generador sinusoidal de frecuencia variable y con a la alimentación de 50Hz. Aunque la tensión generada de la fuente alcanzaba sólo 20V, se podían lograr frecuencias elevadas del orden de kHz y evaluar la influencia de la frecuencia en las pérdidas en el hierro.

[3] Vijit Kinnares. “Measurement, Analysis and prediction of harmonic power losses in PWM fed induction motors” Thesis, University of Nottingham 1997. En su tesis se desarrolla un circuito equivalente que tiene en cuenta los armónicos. Se dan fórmulas para el cálculo del aumento de la resistencia rotórica por efecto del desplazamiento de la corriente. Habla de pérdidas armónicas como la suma de pérdidas en el hierro y en el cobre dependientes de la carga y diferencia entre las pérdidas medidas y las calculadas.

[4] Christian Lehrmann, Ulrich Engel y Frank Lienesch “Verluste umrichter gespeister Induktionsmaschinen in Funktion der Betriebsparameter” Bulletin SEV/VSE 7/03. Presenta el cálculo de las pérdidas armónicas conociendo el espectro de la tensión, el factor de potencia y la impedancia en función de la frecuencia. El cálculo se realiza con la máquina bloqueada, aplicando una tensión reducida.

El método permite obtener analíticamente el valor de las pérdidas de los armónicos pero no donde se distribuyen. Tampoco presenta la posible dependencia del valor de la impedancia y del factor de potencia con la temperatura. Aporta una valoración del incremento térmico en función del espectro de los armónicos de tensión entregados por el convertidor a analizar. Utiliza una fuente de tensión reducida (20 V y de frecuencia variable hasta 10 kHz).

[5] El trabajo que aquí se presenta, tiene como finalidad dar a conocer el método calorimétrico, su aplicación y sus beneficios de implementarlo en grandes máquinas eléctricas.

1.3 Justificación

El comportamiento del generador síncrono es muy importante para el sistema eléctrico de potencia, ya que aporta la energía eléctrica, estabilidad de frecuencia, regulación de tensión y eficiencia operativa requeridos para su adecuada operación. Debido a su importancia, tiene una normativa asociada muy extensa que cubre requerimientos de capacidades y comportamiento, métodos de prueba, guías de aplicación y recomendaciones para su operación, entre otros.

Los generadores síncronos son operados para satisfacer los requerimientos de energía eléctrica de nuestro entorno, por lo cual están sometidos a condiciones severas de operación. Es necesario saber reconocer la importancia de las máquinas síncronas en la vida cotidiana; y tener en cuenta que el uso y servicio de una de ellas viene acompañado también de una serie de cuidados, actividades de mantenimiento y revisiones para evitar que con el tiempo y las condiciones de operación se produzca un deterioro en sus componentes, y no se incrementen las “pérdidas” ya que de ser así se reduciría la eficiencia de la máquina y su vida útil.

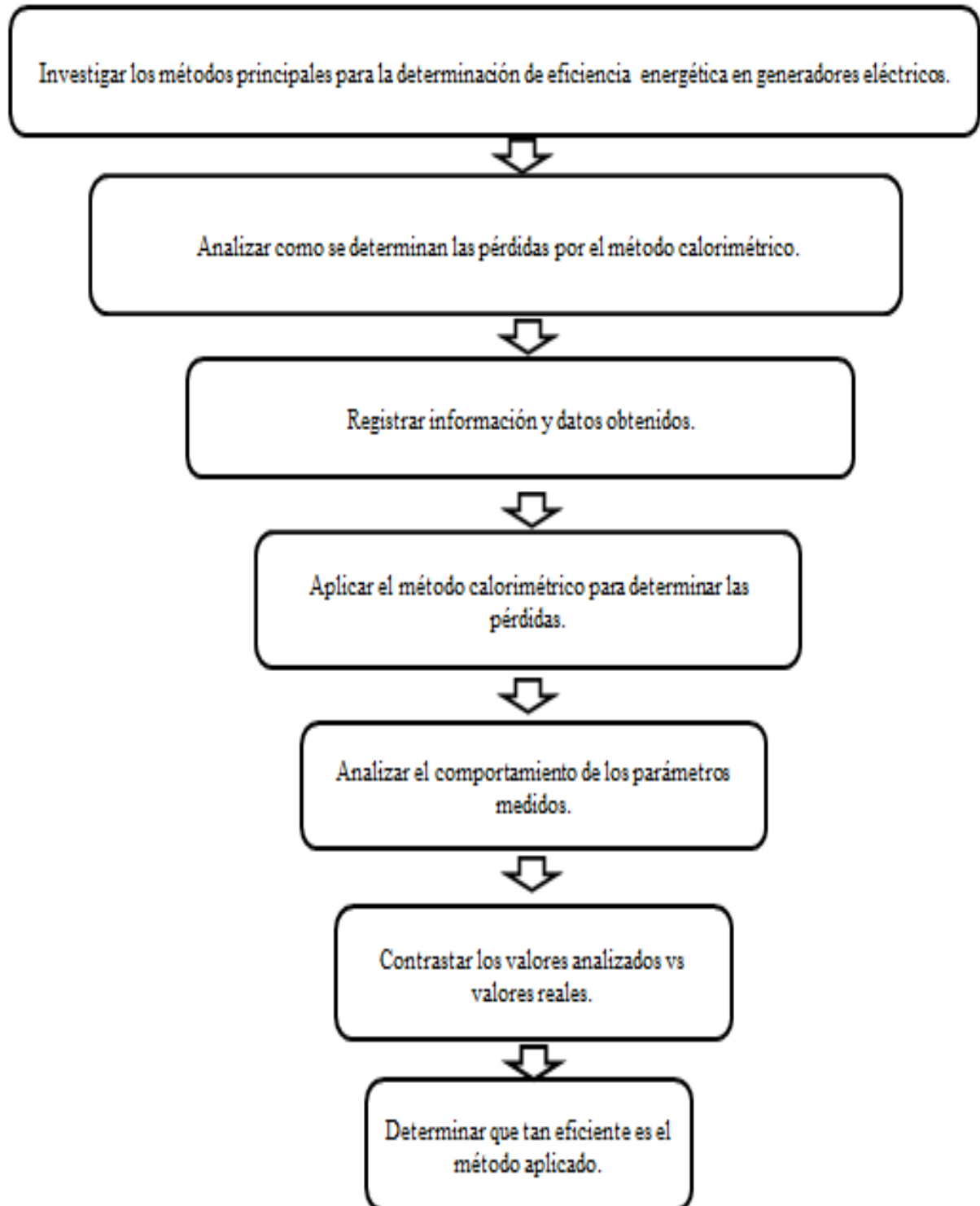
Por lo tanto, un generador que se encuentre suspendido temporalmente debido a diferentes tipos de problemas que éste presente, ocasiona para la empresa generadora innumerable pérdida económica de producción, impidiéndose que con ayuda de otros medios la energía eléctrica sea transmitida y distribuida hasta diferentes puntos y actividades para satisfacer necesidades diarias que se nos presentan día a día para una mayor comodidad.

Basándose en distintas investigaciones se determinó que el monitoreo de las pérdidas, y por lo tanto de la eficiencia de los generadores eléctricos de potencia, puede ser una herramienta muy útil para decidir no solo un régimen de operación diario, sino también el momento de renovar sus ensambles principales, tales como núcleo, devanado de estator, devanado de rotor y sistema de ventilación. Para éste propósito se puede usar el método calorimétrico, descrito en la norma IEC 60034-2-2.

1.4 Objetivo

Determinar las pérdidas segregadas que se presenten en grandes máquinas por el método calorimétrico establecido en la norma IEC 60034-2-2.

1.5 Metodología



2. Fundamento teórico

2.1 Generador síncrono

La máquina síncrona o generador síncrono está compuesto básicamente de una parte activa fija que se conoce como estator (inducido) y de una parte giratoria coaxial que se conoce como rotor (inductor). (Ver figura 1).

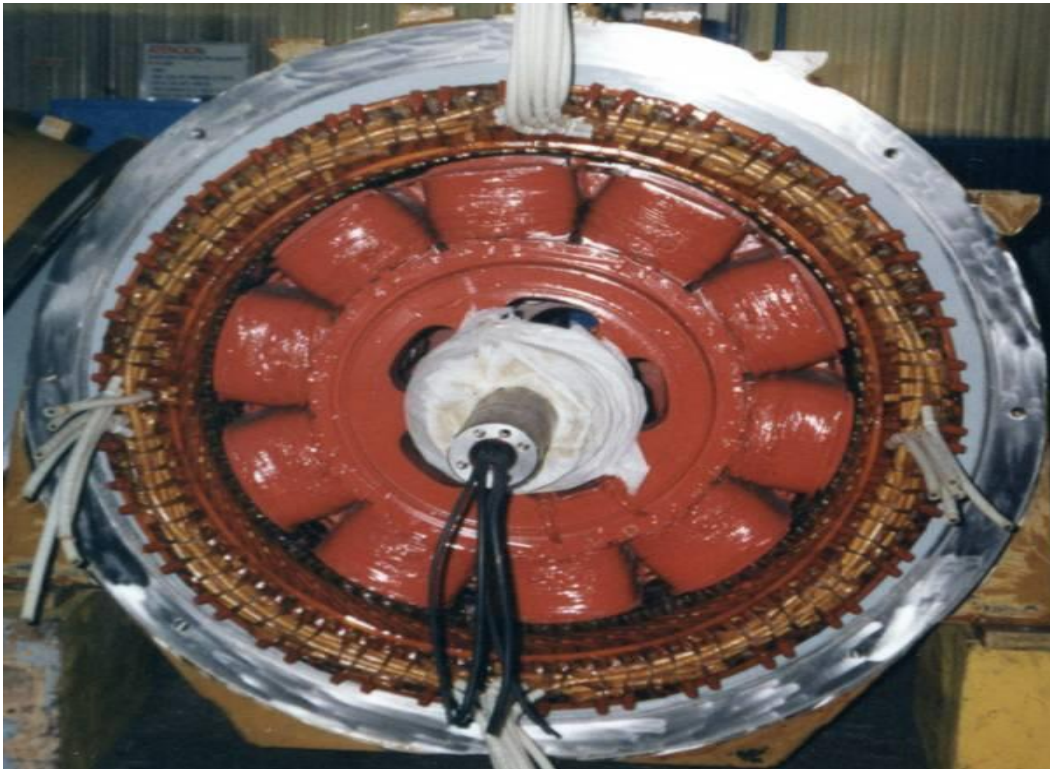


Figura 1. Rotor de polos salientes dentro del estator de una máquina síncrona.

Los generadores síncronos trifásicos se usan prácticamente para generar bloques importantes de potencia, los niveles de voltaje a que esta potencia se genera se encuentran en forma típica en el rango de 13.8 kV a 28 Kv, este voltaje está prácticamente limitado por consideraciones de aislamiento y adicionalmente el número de conductores que se pueden colocar dentro de las ranuras del estator, ya que estos conductores deben tener una adecuada sección transversal para conducir corriente y mantener las pérdidas óhmicas a un mínimo práctico.

A los niveles de voltaje mencionados sería posible transmitir la potencia generada en forma directa, pero esto podría tener también un nivel de pérdidas inaceptable, así como una excesiva caída de voltaje, aún a distancias razonablemente cortas, por lo tanto, es absolutamente esencial transmitir potencia a niveles de voltaje altos que pueden ser en forma rutinaria 115, 161, 230, 400, 765 y 800 Kv.

Dicha elevación de voltaje se logra por medio de los transformadores en las subestaciones eléctricas elevadoras para ser transmitidos a varios cientos de kilómetros, en donde en los llamados extremos receptores los voltajes son reducidos a distintos valores para subdistribución y utilización. (Ver figura 2).

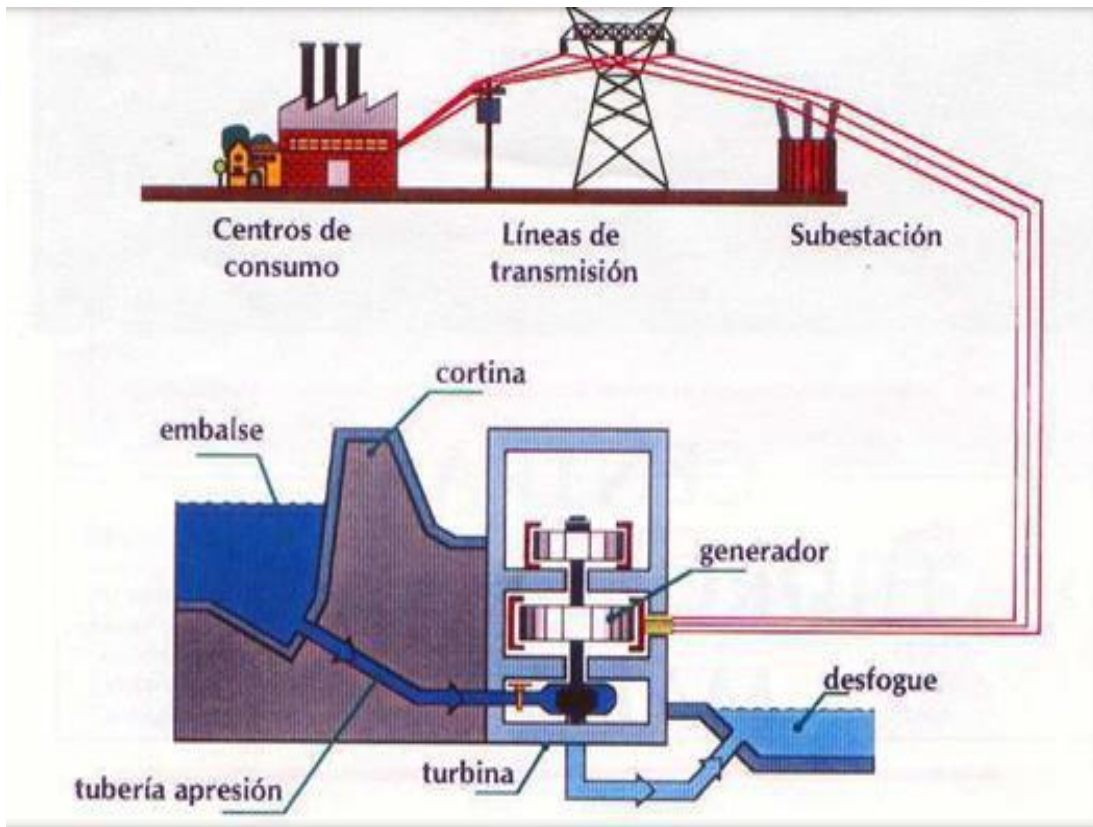


Figura 2. Esquema básico de la generación y distribución de la energía eléctrica.

La armadura se acciona por un primomotor, que en los casos de máquinas pequeñas puede ser un motor a gasolina o diesel; los generadores síncronos de campo rotatorio tienen una armadura estacionaria denominada ESTATOR, el devanado trifásico del estator está directamente conectado a la carga sin necesidad de usar anillos rozantes y escobillas, el estator estacionario facilita el aislamiento de los devanados ya que éstos no están, como en el caso del campo estacionario, sujetos a fuerzas centrífugas. A este tipo de generador se le conoce también como alternador.

Los generadores síncronos se deben accionar a una velocidad constante, la razón es que la frecuencia del voltaje generado, que es la de la red eléctrica que alimenta, está directamente relacionada con la velocidad, por lo tanto, la velocidad mecánica del generador se debe sincronizar con la frecuencia eléctrica, de aquí el nombre de máquina síncrona.

Los generadores síncronos de polos salientes son máquinas de gran diámetro; así cabe un número elevado de polos- y, comparativamente, de pequeña longitud axial. Como el rotor está sometido a un campo magnético constante se puede fabricar de hierro macizo; aunque lo habitual es que, si bien el resto del rotor es de hierro macizo, los polos se construyan apilando chapas magnéticas.

En las máquinas con polos salientes el entrehierro es variable para conseguir que el campo magnético se distribuya sinusoidalmente a lo largo del entrehierro. Estas máquinas pueden ser de eje horizontal o vertical.

2.1.1 El estator

Como es típico en todas las máquinas eléctricas, el estator de un generador síncrono consiste de acero de buena calidad eléctrica, en forma laminada para minimizar las pérdidas por corrientes circulantes. (*Ver figura 3*). El concepto de buen acero eléctrico quiere decir que tanto la permeabilidad como la resistividad del material sean altas, generalmente el acero al silicio satisface este requisito. El número de ranuras es generalmente tal que se puede usar un devanado trifásico simétrico, esto es posible cuando el número de ranuras dividido por el número de polos y multiplicando este cociente por el número de fases en un entero, esto es:

$$\frac{\text{Ranuras} \times \text{fases}}{\text{Polos}} = \text{Entero}$$



Figura 3. Laminación del núcleo del estator de una máquina síncrona.

En las máquinas de baja velocidad y gran diámetro, tales como los generadores usados en las centrales hidroeléctricas, que tienen un elevado número de polos, la longitud del estator es relativamente corta, en cambio en las máquinas de alta velocidad, como aquellas accionadas por turbinas de vapor, se usan sólo 2 ó 4 polos y la longitud axial es varias veces el diámetro. (*Ver figura 4*).

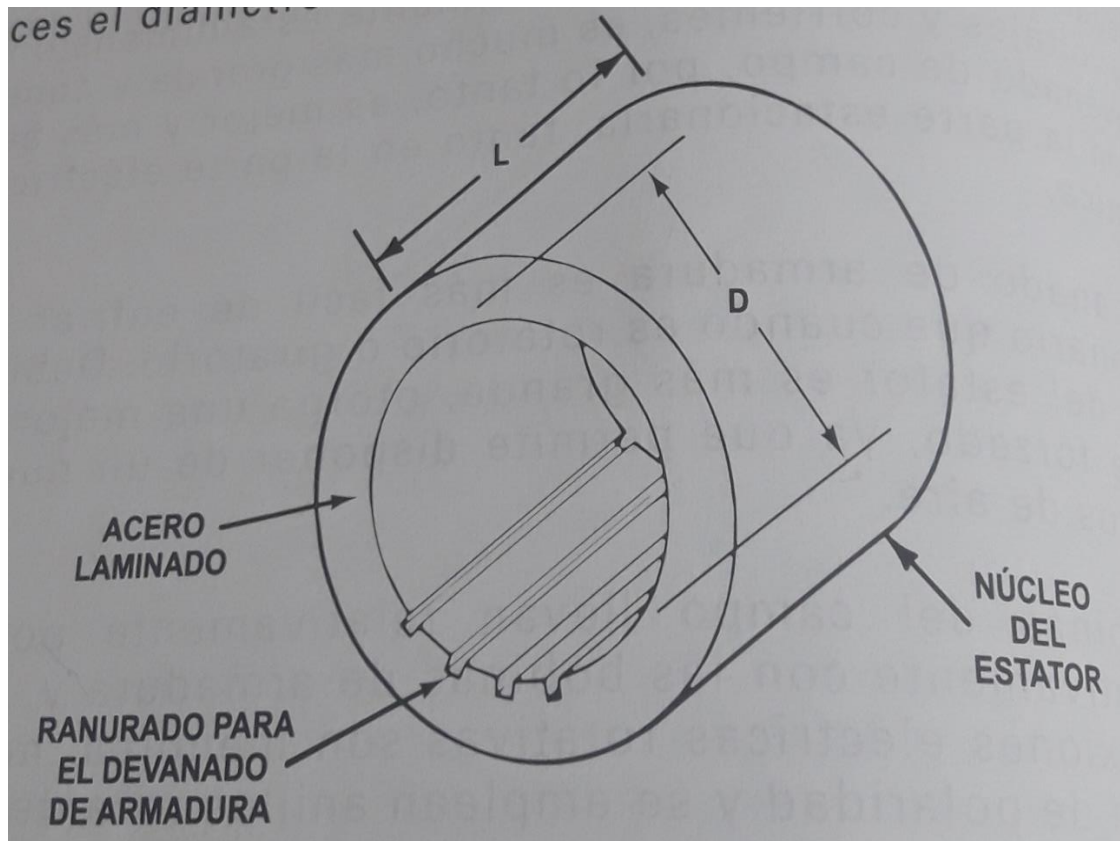


Figura 4. Ranurado y laminado del núcleo del estator.

En la medida de que la máquina sea más grande, se requiere de más cobre en la armadura y para acomodar conductores de gran tamaño se requieren ranuras de mayor profundidad, entonces el estator debe ser más ancho y fuerte en la base. Alrededor del 55% de la circunferencia del estator se debe dejar para los dientes, para permitir transportar el flujo magnético necesario en forma segura y sin exceder la máxima densidad del flujo.

Esto deja aproximadamente el 45% de la circunferencia para ranuras que se deben llenar con los conductores y el aislamiento. Más bobinas, significa un número mayor de ranuras y, por otro lado, menos ranuras, pero más anchas significa menos espiras de conductores más robustos. (*Ver figura 5*). La capacidad de una máquina se puede dar en KVA (kilovolt-ampre), cuando se excede esta capacidad, la máquina opera a alta temperatura y el aislamiento tiende a deteriorarse más rápido. La capacidad determina el tamaño global, el cual se relaciona con las dimensiones de la máquina, el tipo de diseño, el sistema de enfriamiento, etc.

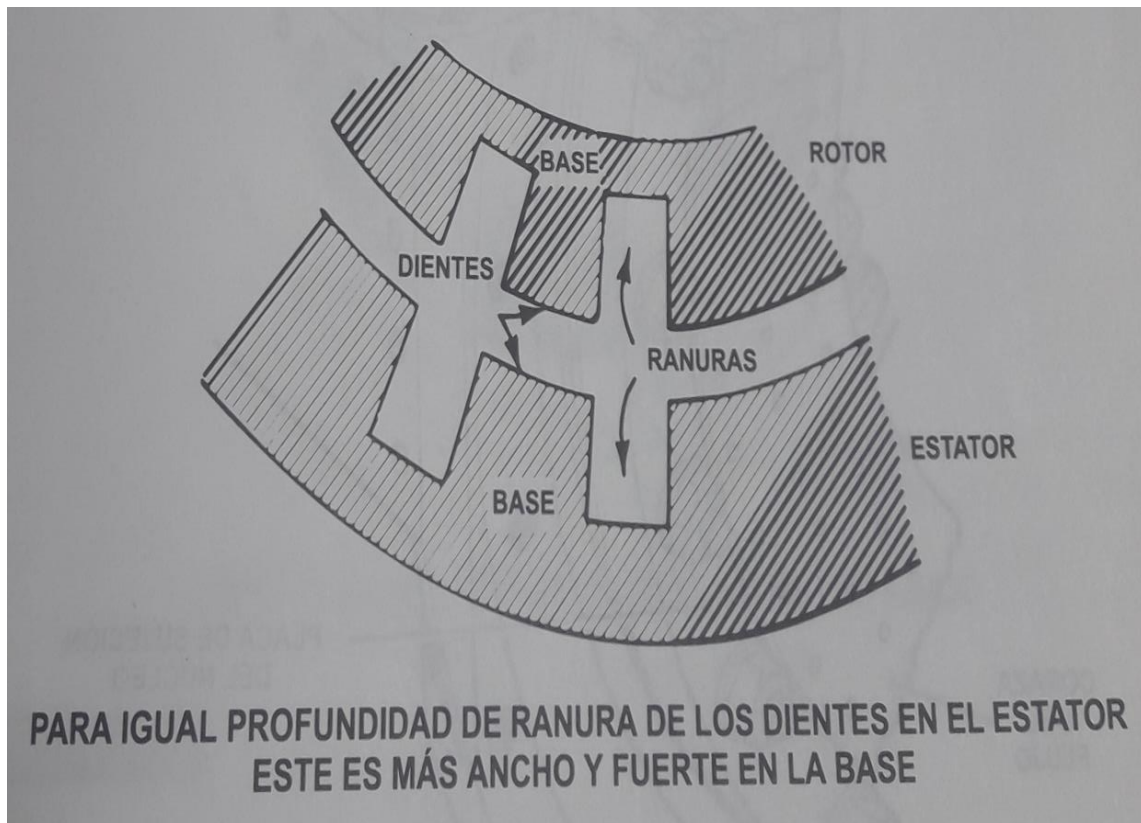


Figura 5. Identificación de ranuras y dientes.

2.1.2 El rotor

La parte rotatoria de un generador síncrono está normalmente construida en una o dos formas: 1. Con polos salientes (*Ver figura 6 y 7*), 2. Con rotor cilíndrico (*Ver figura 8 y 9*), también conocido como rotor de polos lisos. La máquina con rotor de polos salientes tiene alimentación de C.D en el devanado de campo del rotor, para producir el campo magnético; a la zapata polar se le da una forma que permita que la densidad de flujo en el entrehierro tenga una forma senoidal.



Figura 6. Rotor de 4 polos salientes de un alternador.

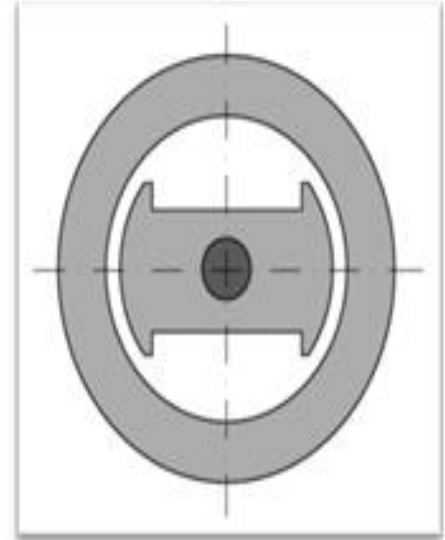


Figura 7. Forma constructiva de una máquina síncrona de polos salientes.



Figura 8. Rotor tipo cilíndrico de 2 polos lisos.

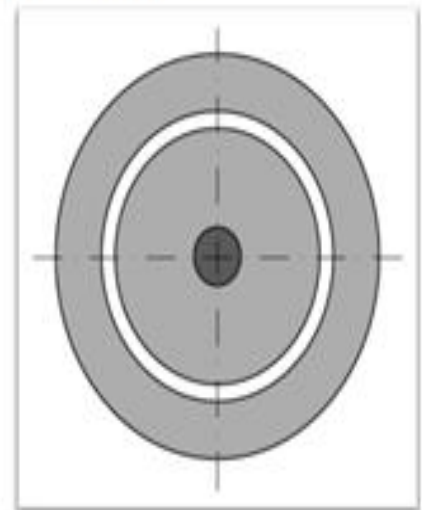


Figura 9. Forma constructiva de una máquina síncrona tipo cilíndrico de polos lisos.

En los generadores de rotor cilíndrico o de polos lisos, el devanado de C.D está colocado en las ranuras del rotor, como en el entrehierro es uniforme se obtiene una mejor distribución del flujo, comparativamente con las máquinas de rotor con polos salientes. Las máquinas de rotor con polos salientes se usan en las centrales hidroeléctricas en donde operan a muy baja velocidad y entonces requieren de un elevado número de polos (*Ver tabla 1*). Esta relación se puede observar de acuerdo a la siguiente expresión:

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

Dónde:

P= Número de polos.

N= Velocidad en RPM.

NUMERO DE POLOS	R.P.M 60Hz
2	3600
4	1800
6	1200
8	900
10	720
12	600
56	128.57

Tabla 1. Representativa de número de polos y revoluciones por minuto.

2.1.3 Tipos de enfriamiento de generadores eléctricos.

Usualmente se emplean 3 elementos para el sistema de enfriamiento; agua, hidrógeno y aire. La eficacia de ellos es significativa puesto que por sus propiedades uno es mejor que el otro consecutivamente. En primer lugar se coloca el enfriamiento con agua; pueden lograrse diseños de generadores aún más compactos mediante el uso de enfriamiento con agua del devanado del estator y de parte del devanado del rotor, el aumento de refrigeración permite una elevación de la capa de corriente del rotor, lo que conduce a un mejor rendimiento del generador. Al estar directamente en contacto con las paredes de las bobinas se enfrían más rápido y mejor.

El segundo más efectivo es el enfriamiento utilizando hidrógeno, pues presenta grandes ventajas en su uso, por decir; posee poca densidad y por lo tanto se reducen las pérdidas aerodinámicas. Como el gas hidrógeno tiene una alta conductividad térmica y un alto coeficiente de transferencia térmica por su superficie, el aumento de la potencia por volumen de unidad del material activo se ve asegurada, con el hidrógeno se pueden fabricar turbogeneradores de mayor potencia. Se reducen los gastos de mantenimiento ya que el sistema cerrado del gas de recirculación no permite la entrada de polvo y humedad.

Otras ventajas del uso del hidrógeno son que la vida útil del aislamiento del devanado del estator se prolonga debido a que la ausencia de oxígeno y de humedad disminuyen el efecto corona que pudiera presentarse durante condiciones normales. El ruido aerodinámico se reduce por la menor densidad del gas y por el sistema cerrado de ventilación. Y los generadores enfriados por hidrógeno son muy aptos para usarse en exteriores.

Es posible aumentar la potencia asignada incrementando la presión del gas, aunque en los generadores enfriados por hidrogeno en forma convencional no obstante que se utilizan presiones mayores de 2 kg/cm^2 se dificulta aumentar la potencia debido al grueso espesor de la pared de aislamiento de la bobina de excitación.

Barras Roebel
ó
bobinas diamante

- ✓ Enfriamiento directo con aire en circuito abierto.
- ✓ Enfriamiento indirecto con aire en circuito cerrado.
- ✓ Enfriamiento indirecto con hidrógeno (en este caso debe ser circuito cerrado obligatoriamente).

Los generadores de tipo OV fueron los primeros construidos, el aire en este tipo de generadores pasa sólo una vez por el sistema y considerable cantidad de materias extrañas que pueden acumularse en las bobinas, interfiriendo la transferencia de calor y afectando adversamente al aislamiento. *(Ver figura 10).*



Figura 10. Trozo de barra de embobinado con enfriamiento por aire.

Los generadores tipo TEWC, son un sistema de enfriamiento cerrado, donde el aire recircula constantemente y se enfría pasando a través del tubo del enfriador, dentro de los cuales se hace pasar agua de circulación. La suciedad y materias extrañas no existen en el sistema, y puesto que se tiene agua de enfriamiento disponible, la temperatura del aire puede mantenerse tan baja como se desee.

Barras Roebel con tubos de acero inoxidable.

✓ Enfriamiento directo con aire.

✓ Enfriamiento directo con hidrógeno.

Los generadores de mayor capacidad, peso, tamaño y los más modernos, usan hidrógeno para enfriamiento en vez de aire en circuito de enfriamiento cerrado. El enfriamiento convencional con hidrógeno puede usarse en generadores con capacidad nominal aproximada de 300 MVA. (*Ver figura 11*).



Figura 11. Trozo de barra con tubos de acero inoxidable para el enfriamiento por hidrogeno.

Barras con cobres huecos.

✓ Enfriamiento directo con agua.

Pueden lograrse diseños de generadores aún más compactos mediante el uso de enfriamiento con agua directo al devanado de la armadura del generador. Estos diseños emplean torones de cobre a través de los cuales fluye agua des ionizada. El agua de enfriamiento se suministra vía un circuito cerrado. (*Ver figura 12*).



Figura 12. Trozo de barra de cobre hueco para generador con enfriamiento por agua.

2.1.4 Excitatriz

Proporciona corriente continua al devanado de campo de la máquina síncrona, y constituye la etapa de potencia del sistema de control. Se llama excitatriz a la fuente de alimentación que controla el campo de un generador de corriente alterna. Básicamente al aumentar la tensión continua del campo aumenta la tensión alterna de salida del generador.

Excitación. Es la encargada de controlar las variaciones o perturbaciones temporales que se presentan en la tensión una máquina síncrona, modificando la corriente que circula por su devanado de campo. La excitación proporciona la tensión continua al devanado de campo de la máquina síncrona y puede tener diferentes principios de operación.

2.2 Especificaciones del generador

El voltaje interno generado de esta máquina depende de la tasa de rotación del eje y de la magnitud del flujo en el campo. El voltaje de fase de la máquina difiere del voltaje interno generado por los efectos de la reacción en el inducido en el generador y también por la resistencia y reactancia interna de los devanados del inducido. El voltaje en las terminales del generador será igual al voltaje de fase o estará relacionado con este por $\sqrt{3}$, lo cual depende de que la máquina esté conectada en Y o en Δ .

La manera en que opera un generador síncrono en un sistema de potencia real depende de sus restricciones. Cuando un generador opera solo, las potencias real y reactiva por suministrar deben estar determinadas por la carga impuesta y los puntos de ajuste del mecanismo regulador y la corriente de campo controlan la frecuencia y voltaje en las terminales, respectivamente.

Cuando se conecta un generador a un bus infinito, su frecuencia y voltaje son constantes, por lo que los puntos de ajuste del mecanismo regulador y la corriente de campo controlan el flujo de potencia real y reactiva del generador. En los sistemas reales que constan de generadores de tamaño aproximadamente igual, los puntos de ajuste del mecanismo regulador afectan tanto la frecuencia como el flujo de potencia y la corriente de campo incide tanto sobre el voltaje terminal como sobre el flujo de potencia reactiva.

La capacidad de un generador síncrono para producir potencia eléctrica está limitada principalmente por el calentamiento interno de la máquina. Cuando se sobrecalientan los devanados del generador, la vida de la máquina puede acortarse de manera drástica. Debido a que hay dos tipos diferentes de devanados (de inducido y de campo), hay dos restricciones diferentes sobre el generador.

El calentamiento máximo que permiten los devanados del inducido establece los kVA máximos que permite la máquina, mientras que el calentamiento máximo que aceptan los devanados de campo establece el tamaño máximo de EA . El tamaño máximo de EA más el tamaño máximo de IA determina el factor de potencia nominal del generador.

2.3 La construcción de los generadores síncronos

A diferencia de los generadores de C.D. los generadores síncronos se deben accionar a una velocidad constante, la razón es que la frecuencia del voltaje generado, que es la de la red eléctrica que alimenta, está directamente relacionada con la velocidad, por lo tanto, la velocidad mecánica del generador se debe sincronizar con la frecuencia eléctrica, de aquí el nombre de máquina síncrona.

El principio involucrado es simplemente este: la acción del generador depende totalmente del movimiento relativo del conductor con respecto a las líneas de campo, esto sugiere que es posible construir un generador de C.A. en el cual el papel de los miembros estacionario y rotatorio esté intercambiado, como se ha comparado antes con la máquina de C.D., esto es lo que se ha hecho en los generadores prácticos, el devanado en el cual los voltajes son inducidos, es decir, el devanado de armadura, están colocados en el estator, el circuito del campo está sobre el rotor.

En el generador de tipo práctico, es preferible el arreglo de campo giratorio (bobina en el rotor) y armadura estacionaria (estator) por varias razones, como son: El devanado de armadura generalmente está dimensionado para altos voltajes y corrientes, es mucho más grande y complejo que el devanado de campo, por lo tanto, es mejor y más seguro que esté en la parte estacionaria, tanto en la parte eléctrica como la mecánica. El devanado de armadura es más fácil de enfriar cuando es estacionario que cuando es rotatorio o giratorio. Debido a que el núcleo del estator es más grande, otorga una mejor circulación del aire forzado, ya que permite disponer de un número mayor de ductos de aire.

Las bobinas del campo llevan relativamente poca corriente comparativamente con las bobinas de armadura y, por lo tanto, las conexiones eléctricas rotativas son menores, no se requiere inversión de polaridad y se emplean anillos rozantes. No se requiere acción del conmutador, haciendo que las conexiones de la armadura de alta potencia sean más fáciles de hacer sobre algún miembro estacionario.

En un generador síncrono se produce un campo magnético en el rotor ya sea mediante el diseño de éste como un imán permanente o mediante la aplicación de una corriente de C.D. a su devanado para crear un electroimán. En seguida, 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 por lo general se utilizan para describir los devanados de una máquina son *devanados de campo* y *devanados del inducido*. En general, el primer término se aplica a los devanados que producen el campo magnético principal en la máquina, mientras que el segundo 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 términos *devanados del rotor* y *devanados de campo* se utilizan indistintamente. De manera similar, los términos *devanados del estator* y *devanados del inducido* se utilizan de manera indistinta.

El rotor de un generador síncrono es en esencia un electroimán grande. Los polos magnéticos del rotor pueden ser tanto salientes como no salientes. El término *saliente* significa proyectado hacia “afuera” o “prominente” y un *polo saliente* es un polo magnético proyectado hacia afuera del eje del rotor. Por otro lado, un *polo no saliente* es un polo magnético construido al mismo nivel de la superficie del rotor.

Observe que los devanados del electroimán están incrustados en muescas sobre la superficie del rotor. Note que los devanados del electroimán están cubiertos alrededor del polo mismo, en lugar de estar incrustados en muescas sobre la superficie del rotor. Por lo regular, los rotores de polos no salientes se utilizan para rotores de dos o cuatro polos, mientras que los rotores de polos salientes normalmente se usan para rotores con cuatro o más polos.

2.4 Aislamientos

El aislamiento es una parte fundamental de la electricidad y por lo cual nos ayuda a mantener aislado un punto de otro por ejemplo una parte energizada para que no se manifieste un corto circuito o falla a tierra se tiene que aislar ya sea con aislamientos de materiales internos o externos y dependiendo de la tensión. El vacío es el único aislante perfecto y tiene conductancia nula, por el no circulan corrientes de fuga. Los demás materiales aislantes son dieléctricos imperfectos, con conductancia no nula pero tan pequeña que sus corrientes de fuga son despreciables.

Los aislantes se utilizan en las maquinas eléctricas para asegurar el aislamiento eléctrico entre los conductores y entre estos las piezas metálicas. Estos materiales suelen ser la parte más delicada de una maquina eléctrica debido a su sensibilidad a las sollicitaciones térmicas, mecánicas y dieléctricas.

Clasificación de los Aislamientos

El aislamiento es una de las partes principales de un circuito eléctrico ya que el aislamiento eléctrico es la parte más vulnerable de un sistema eléctrico por lo cual hay clasificaciones de los aislamientos internos.

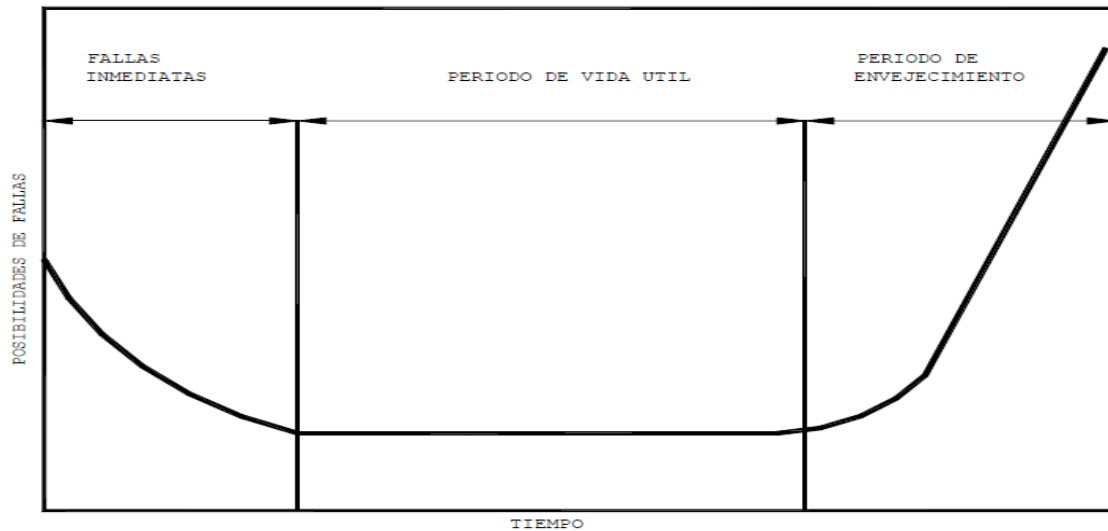
Clase “A” (105 °C) Material Aislante O materiales tales como: Algodón, Papel Impregnado, Seda.

Clase “B” (130 °C) Material Aislante o combinación tal como: Mica, Fibra de Vidrio, Asbesto, y/o otros materiales adecuados para recubrimiento.

Clase “F” (155 °C) Materiales o combinación de materiales tales como: mica, fibra de vidrio, Asbesto, materiales orgánicos, o inorgánicos que soportan altas temperaturas.

Clase “H” (180 °C) Materiales o combinación de materiales tales como: silicones, Elastómeros, mica, Fibra de Vidrio, Asbestos, y otros materiales combinados con resina.

Cada material tiene un ciclo de vida como en la naturaleza, pero en el aislamiento interno ese ciclo de vida puede ser que se prolongue o que se acorte eso dependiendo del uso y de las condiciones donde se encuentre. Un cable o barra conductora puede llegar a 20 años de operación de forma corrida, eso dependiendo del tipo de aislamiento y el cuidado con que se trate. *(Ver gráfica 1).*



Gráfica 1. Curva de vida útil del aislamiento.

Los aislamientos de los devanados completos, tanto del estator como del rotor, incluyendo puenteo a otras bobinas, anillos de retención, cuñas y demás materiales deben ser clase F o mayores. El aislamiento principal a tierra del devanado del estator, debe ser construido a base de cintas especiales de mica y de fibra de vidrio impregnadas con resina epóxica y/o cintas de micas en resina epoxica por el método de vacío y presión.

El acabado final de las barras (1/2 bobina) debe estar provisto de barnices especiales en la sección de ranura (baja resistencia) y en la sección de cabezal (alta resistencia) con el objeto de evitar las descargas parciales y efectos corona. Independientemente de la tensión de servicio, el sistema de aislamiento utilizado por los fabricantes, debe corresponder como mínimo a la segunda generación de aislamientos, con el objeto de soportar tensiones mayores a 20 kV.

Las elevaciones de temperatura deben estar dentro de los límites establecidos por los sistemas de clase B con el objeto de tener en operación un factor extra de seguridad. Además, con objeto de que la barra se adapte perfectamente en la ranura, inmediatamente antes de montar la barra en la ranura, se debe aplicar una capa de cinta especial semiconductor.

Para el montaje de las barras en las ranuras con objeto de evitar al máximo la vibración y los daños mecánicos que originan el peligro de descargas parciales además de la aplicación de la cinta especial semiconductor, se deben utilizar rellenos semiconductores, resorte semiconductor y cuñas compresibles fabricadas a base de fibra de vidrio y resina epoxica.

No solo existe aislantes de forma sólida también los hay líquidos pero también están los gases un ejemplo es el aire. Cada material tiene un límite de aislación es llamada en

ingeniería como la rigidez dieléctrica que se conoce como el máximo voltaje aplicado a un material sin que llegue a su ruptura.

2.5 Pruebas que han de realizarse en el generador para hallar su rendimiento

Para garantizar la adecuada operación de un generador eléctrico, éste debe ser sometido a una serie de pruebas estáticas y dinámicas antes de su puesta en servicio. Los datos de la máquina y que figuran en la placa de características son: a) Potencia nominal. b) Tensión nominal. c) Corriente nominal. d) Frecuencia. Para hallar el rendimiento es necesario determinar las pérdidas que se producen durante el funcionamiento del generador. Estas pérdidas son:

- e) Frotamientos y ventilación.
- f) Pérdidas en el hierro.
- g) Pérdida óhmica en el cobre del inducido a 75° C.
- h) Pérdida adicional a 75° C.
- i) Pérdida en el inductor a 75° C.
- j) Pérdidas mecánica, eléctrica y magnética en la excitatriz y accesorios.

La suma de estos seis últimos conceptos da un total, en kilovatios, que representa la pérdida total.

a). La potencia nominal es la potencia máxima que demanda una máquina o aparato en condiciones de uso normales; esto quiere decir que el aparato está diseñado para soportar esa cantidad de potencia, sin embargo debido a fluctuaciones en la corriente, al uso excesivo o continuo, o en situaciones de uso distintas a las del diseño, la potencia real puede diferir de la nominal, siendo más alta o más baja.

Para las máquinas rotantes se establecen dos regímenes de funcionamiento, en vacío y a plena carga.

-Funcionamiento en vacío es la condición de funcionamiento de una máquina con carga nula (el resto de condiciones de operación son las nominales).

-Funcionamiento a plena carga es cuando se tiene el mayor valor de carga indicada para una máquina funcionando a la potencia nominal.

b). La tensión nominal es la tensión que no debe superar en funcionamiento normal.

c) Corriente nominal

d) La Frecuencia de la corriente alterna constituye un fenómeno físico que se repite cíclicamente un número determinado de veces durante un segundo de tiempo y puede abarcar desde uno hasta millones de ciclos por segundo o Hertz (Hz). La frecuencia se representa con la letra (f) y su unidad de medida es el ciclo por segundo o hertz (Hz).

2.6 Pérdidas y eficiencia

Para calcular la eficiencia de un generador síncrono, es necesario recordar que se deben establecer las pérdidas totales cuando operan bajo carga. Para los generadores esto incluye:

1. Pérdidas rotacionales por fricción y ventilación.
2. Pérdidas circulantes y por histéresis en el circuito magnético.
3. Pérdidas en el cobre, en los devanados de armadura y en las bobinas de campo.
4. Pérdidas en la carga debidas al flujo disperso, produciendo corrientes circulantes y por histéresis en la armadura circulante al fierro o núcleo.

1.- Las pérdidas rotacionales, que incluyen las pérdidas por fricción y ventilación son constantes, debido a que la velocidad del generador síncrono es constante. Estas pérdidas se pueden determinar de la prueba de vacío. En una máquina a.c., son aquellas asociadas a los efectos mecánicos. Existen dos tipos básicos de pérdidas mecánicas: el rozamiento mecánico propiamente dicho y el rozamiento con el aire.

Las pérdidas por rozamiento son causadas por fricción en los cojinetes de las máquinas, en tanto que las pérdidas por rozamiento con el aire se deben a la fricción entre las partes móviles de la máquina y el aire encerrado en la carcasa del motor. Estas pérdidas varían con el cubo de la velocidad de rotación de la máquina (n)³. Las pérdidas mecánicas y las pérdidas en el hierro de la máquina se agrupan con frecuencia bajo el nombre de pérdidas rotacionales de vacío (sin carga) de la máquina. En vacío toda la potencia de entrada debe utilizarse para superar estas pérdidas.

2.- Las pérdidas en el núcleo incluyen las pérdidas por histéresis y por corrientes circulantes como un resultado de los cambios en la densidad de flujo, se pueden determinar midiendo la potencia de entrada a un motor auxiliar, que se usa para accionar al generador en vacío, con o sin la excitación del campo. La diferencia en la potencia medida constituye estas pérdidas. Las pérdidas por histéresis y pérdidas por corrientes parásitas ocurren en la parte metálica del motor.

3.- Las pérdidas en el cobre del campo y la armadura se obtienen como $R_A I_A^2$ y $V_f I_f$, debido a que se refieren como cantidades por fase. Las pérdidas en el cobre de la armadura para el generador se deben multiplicar por el número de fases. Las pérdidas en el devanado de campo son un resultado de la corriente de excitación que circulan a través de la resistencia del devanado de campo.

4.- Las pérdidas de carga o pérdidas dispersas resultantes de las corrientes circulantes en los conductores de armadura incrementan las pérdidas en el núcleo debido al campo magnético distorsionado. Aun cuando es posible separar estas pérdidas por pruebas, en el cálculo de la eficiencia, se pueden tener en cuenta tomando el valor efectivo de la resistencia de

armadura, en el lugar de la resistencia de C.D después de que todas las pérdidas se hayan determinado, la eficiencia se calcula como:

$$\eta = \frac{KVA \cos\theta}{KVA \cos\theta + (\text{pérdidas totales})} \times 100$$

Dónde: η = eficiencia en por ciento.

KVA= Carga del generador.

$\cos\theta$ = Factor de potencia de la carga.

La cantidad KVA por $\cos\theta$ = potencia real entregada a la carga (KW) por el generador.

La ecuación anterior se puede escribir como:

$$\eta = \frac{P \text{ salida}}{P \text{ entrada}} \times 100 = \frac{P \text{ salida}}{P \text{ salida} + \text{pérdidas}} \times 100$$

La potencia de entrada: $P_{\text{entrada}} = P_{\text{salida}} + \text{pérdidas}$ es la potencia requerida por el primomotor para accionar al generador con carga. Estas no pueden situarse dentro de las categorías anteriores. Sin importar con qué cuidado se consideran pérdidas, algunas siempre se escapan de las categorías anteriores y por eso se agrupan como pérdidas dispersas. En la mayoría de las máquinas, estas pérdidas se toman convencionalmente como el 1 % de la potencia de plena carga.

El concepto de eficiencia energética tiene que ver con la cantidad de energía útil que se puede obtener de un sistema o de una máquina. Actualmente, la eficiencia energética del generador es un parámetro utilizado para los análisis relacionados a la gestión de las centrales generadoras y se utiliza para dar soporte técnico a la toma de decisiones relativas a las actividades de mantenimiento, rehabilitación, sustitución y operación eficiente de estos equipos.

La evaluación de la eficiencia energética de los generadores eléctricos utilizados en centrales de generación forma parte de proyectos de eficiencia energética por el lado de la oferta, esto es, el conjunto de medidas adoptadas para garantizar la eficiencia a lo largo de la cadena de suministro de energía mediante la mejora de la operación, mantenimiento y rehabilitación.

La eficiencia de un generador eléctrico es la relación que existe entre su potencia eléctrica de salida y su potencia de entrada, bajo condiciones específicas de operación. En máquinas pequeñas, dichas potencias pueden ser obtenidas de manera directa con medidores de par mecánico y medidores de potencia eléctrica. Sin embargo, en equipos más grandes, donde la potencia mecánica no puede ser medida directamente, se requiere de métodos de prueba

distintos para obtener la llamada eficiencia convencional, basada en la cantidad de pérdidas que presenta el generador.

2.7 Introducción al método calorimétrico

Para la evaluación de la eficiencia de generadores, la GEE utiliza este método que se basa en el hecho de que las pérdidas en el generador son iguales al calor disipado a través del medio de enfriamiento, más el calor perdido por radiación y convección en la superficie de referencia del equipo. (Ver figura 13).

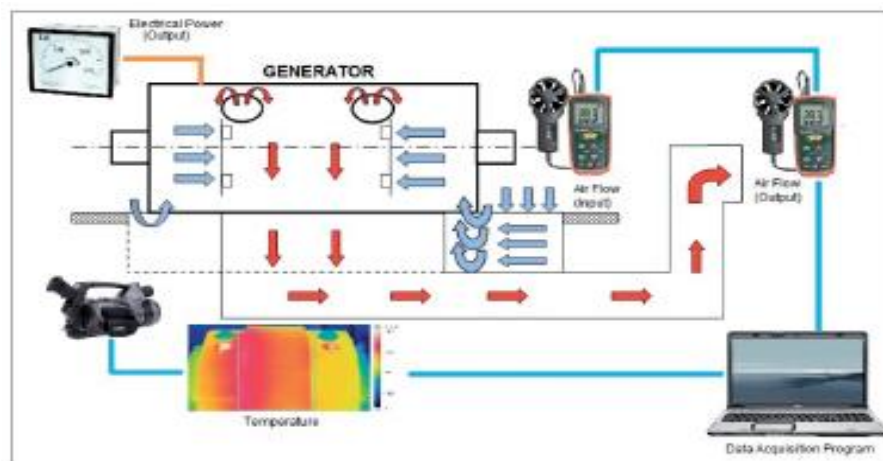


Figura 13. Método calorimétrico implementado por la GEE del IEE

En las normas internacionales se describen cuatro métodos principales para el cálculo de la eficiencia energética en máquinas rotatorias de gran capacidad: a) Método del motor impulsor separado, b) Método de suministro de potencia eléctrica, c) Método de retardación, **d) Método calorimétrico.** En la práctica el método calorimétrico cuenta con mayores ventajas de aplicación en generadores hidroeléctricos de gran capacidad, en comparación con los otros tres métodos, debido principalmente a que es un método de prueba no intrusivo.

3. Desarrollo

3.1 El método calorimétrico como determinante de pérdidas en máquinas síncronas.

Este método es usado en máquinas con enfriadores de agua, en los cuales el medio refrigerante circula a través de un sistema cerrado. Se basa en el hecho de que las pérdidas en el generador son iguales al calor disipado a través del agua, más el calor perdido por radiación y convección.

El sistema desarrollado por el IIE fue diseñado para realizar el cálculo de eficiencia energética en generadores hidroeléctricos con enfriamiento de agua, es modular y cuenta con los siguientes componentes principales: computadora portátil, sensores portátiles para: medición de flujo de agua y espesor de tuberías.

Todas las pérdidas en la máquina aparecen en forma de calor. La mayor parte del calor generado en condiciones de carga es removido del generador por el medio refrigerante, lo cual significa que las pérdidas pueden ser determinadas principalmente con base en la diferencia de temperatura a la entrada y a la salida del sistema de enfriamiento, más el calor perdido por radiación y convección en las superficies de generación.

En consideración de que el calor disipado en los enfriadores más el calor disipado a través de la cubierta y base del generador, es equivalente a las pérdidas del generador, y que midiendo ese calor disipado podemos conocer el valor de las pérdidas y la eficiencia del generador. La mayor parte del calor producido por las pérdidas del generador, es evacuado por intercambiadores de calor en los sistemas de ventilación y enfriamiento. Esas pérdidas pueden ser calculadas mediante la ecuación: **$P_e = C_p Q \rho \Delta t$, donde:**

P_e = Pérdidas en kw

C_p = Calor específico del medio refrigerante en KJ

Q = Flujo volumétrico del medio refrigerante en m³/s

ρ = Densidad del medio refrigerante en Kg/ m³

Δt = Elevación de temperatura del medio refrigerante en °C

El calor que no es evacuado por los intercambiadores de calor, sino es transferido al ambiente por conducción, convección y radiación, a través de la superficie que encierra al generador, llamada superficie de referencia y formada básicamente por su cubierta y su base, se calcula mediante la ecuación:

$Q = h A \Delta T$, donde

Q = Calor transferido por unidad de tiempo (W)

A = Área de la superficie que transfiere el calor (m^2)

h = Coeficiente de transferencia de calor ($W/m^2\text{°C}$)

ΔT = Diferencia de temperaturas entre la superficie y el fluido (°C)

Teniendo en cuenta que el método calorimétrico es un método de prueba no intrusivo se considera con ventajas de aplicación en generadores hidroeléctricos, se considera que todas las pérdidas de la máquina aparecen en forma de calor. La mayor parte del calor generado en condiciones de carga es removido del generador por medio del aire de enfriamiento, lo cual significa que las pérdidas pueden ser determinadas principalmente con base en la diferencia de temperatura a la entrada y a la salida del sistema de enfriamiento, más el calor perdido por radiación y convección en las superficies del generador.

Para segregar las pérdidas, el cálculo anterior se realiza cuando el rotor gira a velocidad nominal y el generador opera en cuatro diferentes condiciones, tales condiciones son:

- Unidad rodando en vacío a la velocidad nominal para determinar las pérdidas por su ventilación y fricción.
- Máquina en vacío a velocidad nominal y excitada a voltaje nominal.
- Máquina en corto circuito a baja excitación (corto circuito controlado).
- Máquina con carga a condiciones nominales.

3.1.1 Medición del calor generado en la máquina rodando en vacío a la velocidad nominal para determinar las pérdidas por ventilación y fricción.

En este caso se determinan las siguientes indicaciones:

El generador debe encontrarse en rotación con velocidad nominal, sin excitación; la velocidad de la máquina deberá ser regulada por el regulador de turbina; el sistema de refrigeración del generador y los cojinetes deberán ser ajustados por el ingeniero en modo manual; debe encontrarse bloqueada la protección diferencial del generador y transformador. *(Ver tabla 2 y 3).*

Se podrán determinar las siguientes pérdidas:

- Pérdidas de cojinete combinado.
- Pérdidas en el cojinete guía superior (calculado).
- Pérdidas en el cojinete combinado total (generador + turbina).
- Pérdidas en el cojinete empuje generador.
- Pérdidas en el cojinete combinado del generador.

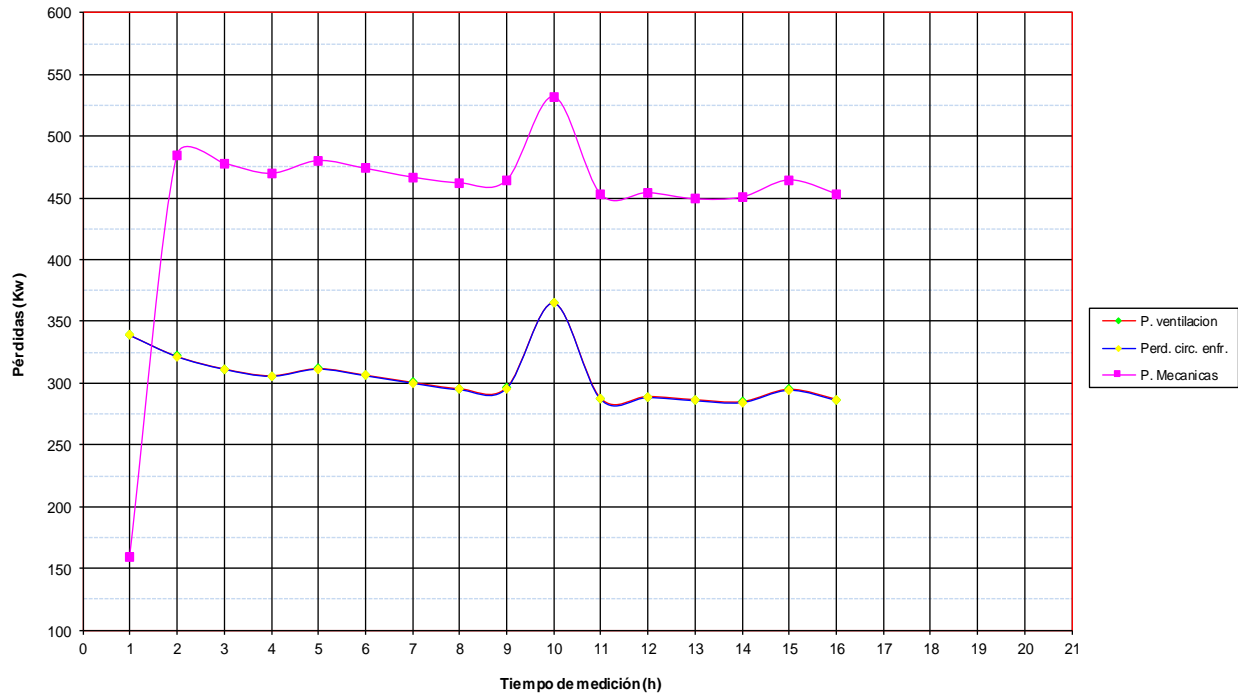
Lect. N°	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Fecha	28/5/18	29/5/18	29/5/18	29/5/18	29/5/18	29/5/18	29/5/18	29/5/18	29/5/18	29/5/18	29/5/18	29/5/18	29/5/18	29/5/18	29/5/18	29/5/18
Hora	23:59:00	00:59:00	01:59:00	02:59:00	03:59:00	04:59:00	05:59:00	06:59:00	07:59:00	09:28:00	10:00:00	11:00:00	12:00:00	13:00:00	14:00:00	15:00:00
Tapa superior excitatriz																
$\Delta T_{1.1}$ (mV)	0.019	0.023	0.022	0.075	0.073	0.073	0.103	0.099	0.084	0.082	0.07	0.072	0.075	0.068	0.083	0.097
Tapa superior generador																
$\Delta T_{1.2}$ (mV)	0.042	0.04	0.031	0.032	0.033	0.032	0.036	0.036	0.023	0.025	0.059	0.047	0.029	0.022	0.029	0.043
$\Delta T_{1.3}$ (mV)	No															
$\Delta T_{1.4}$ (mV)	No															
$\Delta T_{1.5}$ (mV)	No															
$\Delta T_{1.p}$ (mV)	0.042	0.040	0.031	0.032	0.033	0.032	0.036	0.036	0.023	0.025	0.059	0.047	0.029	0.022	0.029	0.043
Superficie lateral gener.																
$\Delta T_{2.1}$ (mV)	No															
$\Delta T_{2.2}$ (mV)	No															
$\Delta T_{2.3}$ (mV)	No															
$\Delta T_{2.4}$ (mV)	No															
$\Delta T_{2.p}$ (mV)	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####
Tapa inferior gener.																
$\Delta T_{3.1}$ (mV)	0.05	0.066	0.084	0.068	0.07	0.084	0.155	0.304	0.324	0.31	0.317	0.286	0.276	0.28	0.286	0.275
$\Delta T_{3.2}$ (mV)	No															
$\Delta T_{3.3}$ (mV)	No															
$\Delta T_{3.p}$ (mV)	0.050	0.066	0.084	0.068	0.070	0.084	0.155	0.304	0.324	0.310	0.317	0.286	0.276	0.280	0.286	0.275
Enfriadores																
Q_1 (L/min)	2745.8	2725.3	2726	2728.1	2740.4	2752.6	2718.8	2710.6	2700.9	2766.6	2732.6	2751.2	2752.3	2739.8	2725.4	2728.2
T_1 (°C)	26.592	26.358	26.278	26.211	26.086	25.914	25.695	25.533	25.46	25.607	25.766	25.722	25.759	25.782	25.70	25.689
T_2 (°C)	28.37	28.059	27.924	27.825	27.724	27.516	27.285	27.1	27.037	27.506	27.279	27.233	27.255	27.277	27.259	27.2

Tabla 2. Datos de las pérdidas ocasionadas por fricción y ventilación

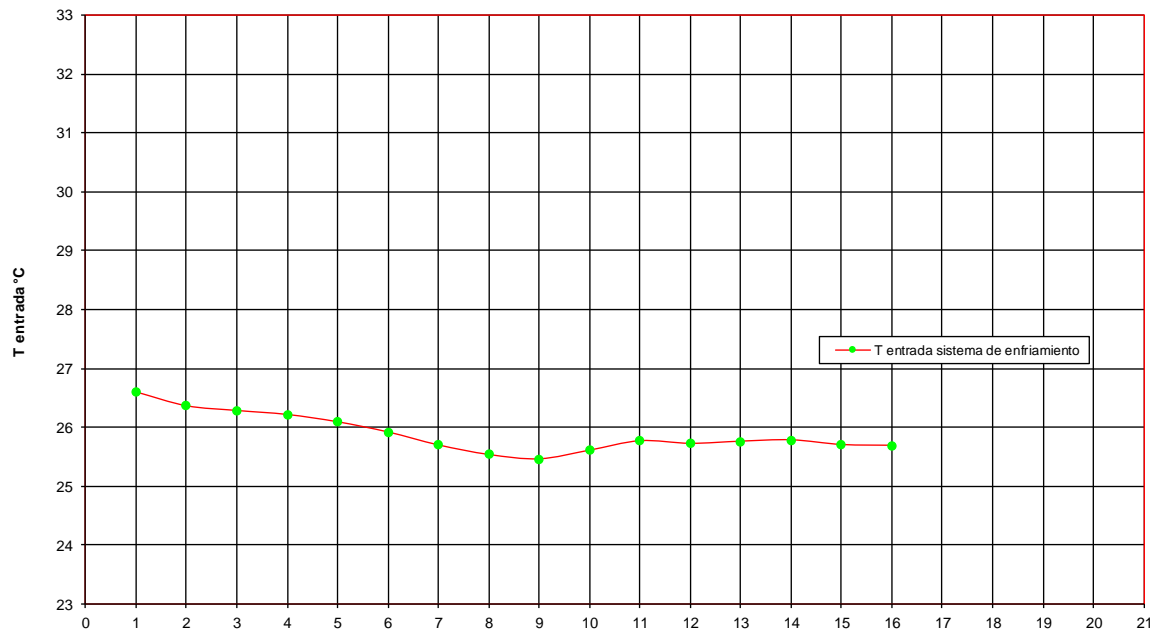
Cojinete Combinado Superior																	
Q ₂ (L/min)	778.7	775.16	777.05	776.97	776.39	777.7	776.45	776.4	776.27	776.61	777.26	776.16	776.31	777.29	775.52	776.05	
T ₁ (°C)	26.592	26.358	26.278	26.211	26.086	25.914	25.695	25.533	25.46	25.607	25.766	25.722	25.759	25.782	25.70	25.689	
T ₃ (°C)	29.216	29.03	29.012	28.902	28.856	28.666	28.419	28.276	28.219	28.348	28.495	28.438	28.432	28.51	28.50	28.436	
Cojinete Guía Inferior																	
Q ₃ (L/min)	125.5	125.5	125.47	125.27	125.55	125.57	125.53	125.45	125.28	125.42	125.34	125.69	125.36	125.27	125.55	125.38	
T ₁ (°C)	26.592	26.358	26.278	26.211	26.086	25.914	25.695	25.533	25.46	25.607	25.766	25.722	25.759	25.782	25.702	25.689	
T ₄ (°C)	28.549	28.488	28.458	28.378	28.299	28.09	27.928	27.716	27.691	27.798	27.858	27.887	27.907	27.931	27.875	27.82	
Temp. Aire frío																	
T _{7,1} AG1															32	31.7	31.6
T _{7,2} AG2															33.00	32.7	32.6
															28.00	27.5	27.4
															28.00	27.7	27.6
															31.00	30.6	30.6
															32.00	32.1	32.1
T _{7,p} (°C)	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####
T _{7,p} (°C)	32.050																
RH																	
Temp. Aire Caliente																	
T _{8,1} AG3															46.187	46.188	46.052
T _{8,2} AG4																	
T _{8,3} AG5																	
T _{8,p} (°C)	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####
T _{8,p} (°C)	46.187																
Temperaturas devanados																	
T ₉ (°C)																	
T ₁₀ (°C)																	
T ₁₁ (°C)																	
T ₁₂ (°C)																	
T ₁₃ (°C)																	
T ₁₄ (°C)																	
T _a (°C)	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####	#####

Tabla 3. Datos de las pérdidas ocasionadas por fricción y ventilación.

En estas tablas se da un muestreo de las pérdidas encontradas en el generador debido a la fricción y ventilación, sabemos pues que al existir fricción o rozamientos se produce calor, y por lo tanto va a existir pérdidas (*ver gráfica 2 y 3*). Para obtener dichos resultados la máquina se encontraba en la condición rodando a vacío a velocidad nominal y sin excitación.



Gráfica 2. En esta gráfica se muestran los resultados de las pérdidas generadas por ventilación y fricción.



Gráfica 3. Comportamiento de la temperatura de entrada en el sistema de enfriamiento.

3.1.2 Medición del calor generado en la máquina en vacío a velocidad nominal y excitada a voltaje nominal.

Teniendo como indicaciones para cierta condición:

El generador debe encontrarse en rotación a una velocidad nominal, y con excitación a voltaje nominal. La excitación del generador debe estar conectada en un sistema de alimentación independiente y ser regulado en modo manual. La velocidad de la máquina deberá ser regulada por el regulador de turbina. El sistema de refrigeración del generador y los cojinetes serán ajustados por el ingeniero de modo manual. La protección diferencial del generador y transformador permanecen bloqueadas. Protección de sobre voltaje y sobre flujo. *(Ver tabla 4, 5 y 6).*

Se podrán determinar las siguientes pérdidas:

-Pérdidas del núcleo.

Lect. N°	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Fecha	29/5/18	29/5/18	29/5/18	29/5/18	29/5/18	30/5/18	30/5/18	30/5/18	30/5/18	30/5/18	30/5/18	30/5/18	30/5/18	30/5/18	30/5/18	30/5/18	30/5/18	30/5/18	30/5/18
Hora	19:03:00	20:03:00	21:03:00	22:03:00	23:03:00	00:03:00	01:03:00	02:03:00	03:03:00	04:03:00	05:03:00	06:03:00	07:03:00	08:03:00	09:03:00	10:03:00	11:03:00	12:03:00	13:03:00
Tapa superior excitatriz																			
$\Delta T_{1,1}$ (mV)	0.021	0.02	0.017	0.024	0.040	0.031	0.037	0.036	0.036	0.034	0.027	0.028	0.036	0.032	0.300	0.035	0.022	0.012	0.041
Tapa superior generador																			
$\Delta T_{1,2}$ (mV)	0.032	0.045	0.043	0.044	0.046	0.046	0.045	0.049	0.037	0.037	0.045	0.048	0.057	0.050	0.036	0.045	0.032	0.030	0.031
$\Delta T_{1,3}$ (mV)																			
$\Delta T_{1,4}$ (mV)																			
$\Delta T_{1,5}$ (mV)																			
$\Delta T_{1,p}$ (mV)	0.032	0.045	0.043	0.044	0.046	0.046	0.045	0.049	0.037	0.037	0.045	0.048	0.057	0.050	0.036	0.045	0.032	0.030	0.031
Superficie lateral gener.																			
$\Delta T_{2,1}$ (mV)	NO																		
$\Delta T_{2,2}$ (mV)	NO																		
$\Delta T_{2,3}$ (mV)	NO																		
$\Delta T_{2,4}$ (mV)	NO																		
$\Delta T_{2,p}$ (mV)	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
Tapa inferior gener.																			
$\Delta T_{3,1}$ (mV)	0.038	0.456	0.501	0.56	0.594	0.607	0.612	0.629	0.63	0.633	0.632	0.631	0.632	0.644	0.633	0.645	0.612	0.623	0.632
$\Delta T_{3,2}$ (mV)																			
$\Delta T_{3,3}$ (mV)																			
$\Delta T_{3,p}$ (mV)	0.038	0.456	0.501	0.560	0.594	0.607	0.612	0.629	0.630	0.633	0.632	0.631	0.632	0.644	0.633	0.645	0.612	0.623	0.632

Tabla 4. Pérdidas en el núcleo (circuito abierto).

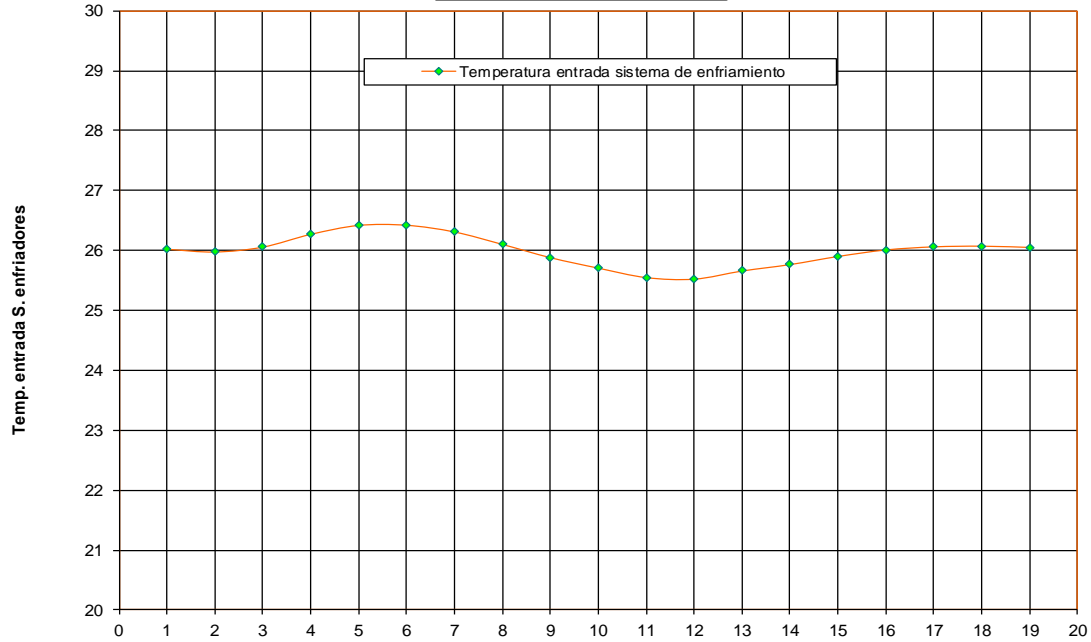
Enfriadores																			
Q ₁ (L/min)	2732.48	2751.36	2717.2	2741.83	2731.37	2749.44	2712.55	2734	2747.39	2717.44	2728.49	2748.65	2734.52	2734.34	2737.96	2730.95	2734.83	2729.92	2728.88
T ₁ (°C)	26.0254	25.9794	26.0604	26.27	26.42	26.43	26.31	26.11	25.89	25.71	25.55	25.53	25.66	25.77	25.91	26.01	26.07	26.08	26.06
T ₂ (°C)	28.0655	28.1860	28.4238	28.73	28.93	29.00	28.89	28.70	28.50	28.33	28.20	28.15	28.29	28.41	28.54	28.62	28.66	28.68	28.72
Cojinete Combinado Superior																			
Q ₂ (L/min)	777.849	775.836	775.827	777.093	777.346	778.133	777.586	777.288	775.989	776.965	776.001	777.021	776.197	776.285	776.461	777.123	776.938	776.991	775.647
T ₁ (°C)	26.0254	25.9794	26.0604	26.27	26.42	26.43	26.31	26.11	25.89	25.71	25.55	25.53	25.66	25.77	25.91	26.01	26.07	26.08	26.06
T ₃ (°C)	28.78	27.65	27.58	28.995	29.20	29.19	29.08	28.86	28.70	28.51	28.35	28.33	28.42	28.60	28.70	28.80	28.83	28.82	28.87
Cojinete Guía Inferior																			
Q ₃ (L/min)	126.034	126.007	125.60	126.181	126.286	125.818	126.312	126.145	126.015	125.907	126.016	126.424	125.932	126.183	126.006	126.252	126.146	125.816	125.817
T ₁ (°C)	26.0254	25.9794	26.0604	26.27	26.42	26.43	26.31	26.11	25.89	25.71	25.55	25.53	25.66	25.77	25.91	26.01	26.07	26.08	26.06
T ₄ (°C)	28.1585	28.1244	28.245	28.5074	28.62	28.65	28.50	28.31	28.15	27.97	27.83	27.83	27.87	28.03	28.15	28.24	28.26	28.40	28.29
Temp. Aire frío																			
T _{7,1} AG1	35.99	36.30	37.3	37.8	38.10	38.30	38.30	38.30	38.20	38.10	38.00	38.10	38.10	38.10	38.30	38.50	38.50	38.50	38.50
T _{7,2} AG2	36.40	37.3	38.3	38.90	39.20	39.40	39.50	39.40	39.30	39.20	39.20	30.20	39.30	39.40	39.50	39.60	39.60	39.70	39.70
	28.60	28.8	29.1	29.40	29.70	29.70	29.60	29.50	29.30	29.10	29.00	29.10	29.10	29.30	29.40	29.50	29.50	29.50	29.50
	28.80	28.9	29.3	29.60	29.80	29.80	29.70	29.50	29.40	29.20	29.10	29.20	29.20	29.40	29.50	29.50	29.60	29.60	29.60
	33.00	33.5	34.2	34.60	34.90	35.00	35.00	34.90	34.80	34.60	34.60	34.70	34.70	34.70	35.00	35.00	35.10	35.10	35.10
	35.80	36.7	37.6	38.20	38.50	38.70	38.70	38.70	38.60	38.50	38.40	38.50	38.50	38.70	38.80	38.90	38.50	38.50	38.50
T _{7,p} (°C)	33.098	33.583	34.300	34.750	35.033	35.150	35.133	35.050	34.933	34.783	34.717	33.300	34.817	34.933	35.083	35.167	35.133	35.150	35.150
T _{7,p} (°C)	35.142																		
RH (%)																			
Temp. Aire Caliente																			
T _{8,1} AG3	55.6293	59.7735	62.2409	63.7776	64.84	65.61	66.22	66.55	66.78	66.68	66.75	66.79	66.85	67.01	67.15	67.35	67.45	67.61	67.72
T _{8,2} AG4																			
T _{8,3} AG5																			
T _{8,p} (°C)	55.629	59.774	62.241	63.778	64.844	65.615	66.215	66.547	66.781	66.683	66.751	66.789	66.846	67.012	67.150	67.351	67.451	67.614	67.719
T _{8,p} (°C)	67.533																		

Tabla 5. Pérdidas en el núcleo (circuito abierto).

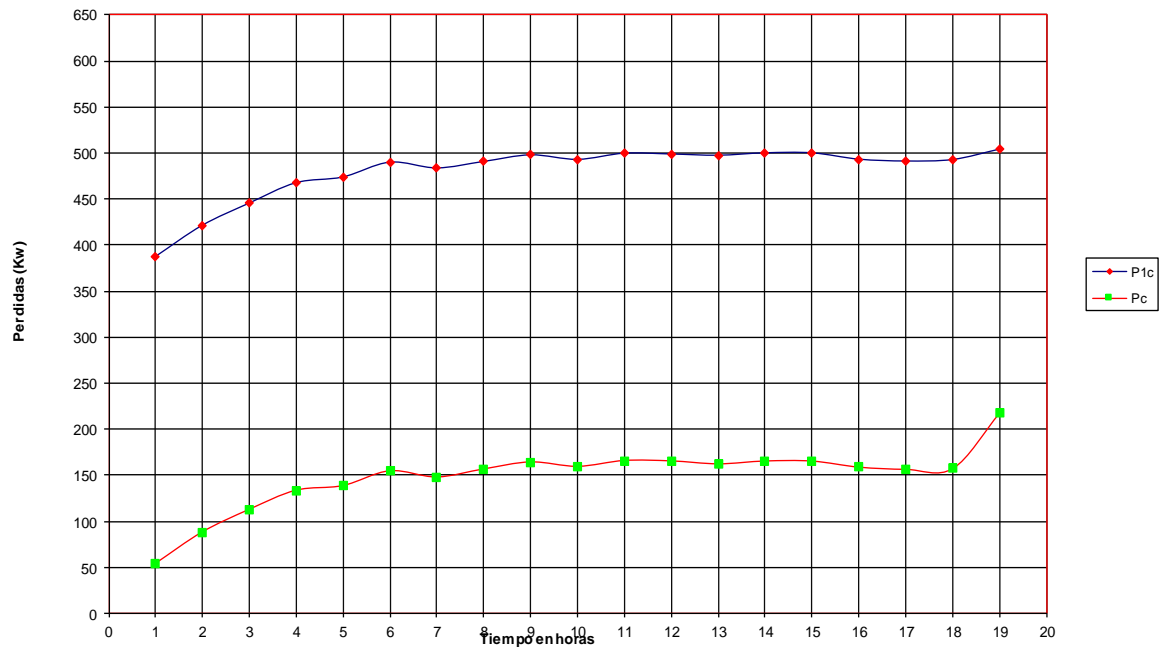
Datos del Rotor																			
Vf (V)	58.79	58.98	58.6	60.9	62.70	62.89	63.48	61.33	60.74	60.55	61.13	60.55	63.09	62.50	63.28	62.11	62.50	63.48	
If (A)	738.28	743.55	745.55	743.55	743.6	743.6	743.6	743.6	743.6	743.6	743.6	743.6	743.6	743.6	743.6	743.6	743.6	743.6	
Vesc (V)	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	
Voltaje del Generador																			
R																			
S																			
T																			
Vprom. (V)	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	
Vgener (V)	13810.0	13810.0	13790.0	13790.0	13810.0	13810.0	13810.0	13800.0	13810.0	13800.0	13800.0	13790.0	13810.0	13810.0	13800.0	13800.0	13810.0	13810.0	
Temperaturas devanados																			
T ₉ (°C)	59.60	62.30	64.8	66.30	67.20	67.90	68.50	68.80	69.00	69.20	69.30	69.40	69.40	69.60	69.80	69.90	70.10	70.20	
T ₁₀ (°C)	59.10	61.90	64.3	65.60	66.60	67.30	67.90	68.20	68.50	68.70	68.70	68.80	68.80	69.00	69.30	69.30	69.40	69.60	
T ₁₁ (°C)	60.40	63.30	65.8	67.3	68.20	68.90	60.50	69.80	70.00	70.20	70.30	70.40	70.40	70.70	70.80	70.90	71.10	71.20	
T ₁₂ (°C)	59.40	62.10	64.6	66.00	66.90	67.70	68.30	68.60	68.80	69.00	69.10	69.20	69.20	69.40	69.60	69.80	69.90	70.00	
T ₁₃ (°C)	59.30	62.00	64.5	65.9	66.80	67.50	68.20	68.50	68.70	68.80	68.90	69.00	69.00	69.30	69.50	69.60	69.70	69.80	
T ₁₄ (°C)	59.00	61.70	64.2	65.70	66.50	67.30	67.90	68.30	68.40	68.60	68.70	68.80	68.80	69.00	69.30	69.40	69.40	69.50	
T ₁₅ (°C)	59.10	61.90	64.40	65.80	66.80	67.50	68.10	68.40	68.60	68.70	68.80	68.90	69.00	69.20	69.40	69.40	69.60	69.70	
T ₁₆ (°C)	59.80	62.70	65.2	66.70	67.60	68.30	68.80	69.20	69.50	69.60	69.70	69.80	69.80	70.00	70.20	70.30	70.40	70.50	
T ₁₇ (°C)	59.40	62.20	64.7	66.10	67.10	67.80	68.40	68.70	68.90	69.10	69.20	69.30	69.30	69.50	69.70	69.80	70.00	70.10	
T _a (°C)	59.456	62.233	64.722	66.156	67.078	67.800	67.400	68.722	68.933	69.100	69.189	69.289	69.300	69.522	69.733	69.822	69.956	70.067	

Tabla 6. Hoja de datos 2. Pérdidas en el núcleo (circuito abierto).

En estas tablas se muestran los valores y resultados obtenidos de la medición del calor que se genera en la máquina cuando ésta se encuentra en vacío girando a una velocidad nominal y excitada a voltaje nominal (*Ver gráficas 4 y 5*). Para llevar a cabo dicha medición, la excitación del generador debe estar conectada en un sistema de alimentación independiente y regularse de forma manual. El calor generado produce pérdidas



Gráfica 4 Prueba de pérdidas en el cobre circuito abierto (vacío).



Gráfica 5 Prueba pérdidas en el cobre, circuito abierto.

3.1.3 Medición del calor generado en la máquina en corto circuito a baja excitación (corto circuito controlado).

Las indicaciones para cierta condición:

Las terminales del generador deben estar conectadas en cortocircuito con barras de corriente nominal suficiente. El generador debe estar en rotación con velocidad nominal, y con excitación. La excitación del generador conectado en un sistema de alimentación independiente y regulada en modo manual. La velocidad de la máquina debe regularse por medio del regulador de turbina. El Sistema de refrigeración del generador y los cojinetes los ajustara el ingeniero en modo manual. La protección diferencial del generador y transformador deben estar bloqueadas. Protección de sobre carga térmica. Debido a la magnetización del transformador se abrió el filtro de armónicos. (Ver tablas 7, 8 y 9).

Se podrán determinar las siguientes pérdidas:

-Pérdidas (I^2R) del estator.

-Pérdidas por corriente parásitas.

Lect. N°	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Fecha	30/5/18	30/5/18	30/5/18	30/5/18	30/5/18	30/5/18	30/5/18	31/5/18	31/5/18	31/5/18	31/5/18	31/5/18	31/5/18	31/5/18	31/5/18	31/5/18	31/5/18	31/5/18	31/5/18	31/5/18	31/5/18	31/5/18	31/5/18	31/5/18
Hora	17:04	18:04	19:04	20:04	21:04	22:04	23:04	00:04	01:04	02:04	03:04	04:04	05:04	06:04	07:04	08:04	09:04	10:04	11:04	12:04	13:04	14:04	15:04	16:04
Tapa superior excitatriz																								
$\Delta T_{1,1}$ (mV)	0.035	0.038	0.043	0.041	0.042	0.04	0.038	0.059	0.040	0.045	0.047	0.038	0.040	0.048	0.040	0.047	0.036	0.039	0.042	0.030	0.050	0.043	0.035	0.037
Tapa superior generador																								
$\Delta T_{1,2}$ (mV)	0.034	0.037	0.05	0.048	0.045	0.045	0.055	0.049	0.048	0.055	0.047	0.056	0.047	0.054	0.051	0.051	0.044	0.040	0.046	0.520	0.490	0.040	0.043	0.031
$\Delta T_{1,3}$ (mV)																								
$\Delta T_{1,4}$ (mV)																								
$\Delta T_{1,5}$ (mV)																								
$\Delta T_{1,p}$ (mV)	0.034	0.037	0.050	0.048	0.045	0.045	0.055	0.049	0.048	0.055	0.047	0.056	0.047	0.054	0.051	0.051	0.044	0.040	0.046	0.520	0.490	0.040	0.043	0.031
Superficie lateral gener.																								
$\Delta T_{2,1}$ (mV)	No																							
$\Delta T_{2,2}$ (mV)	No																							
$\Delta T_{2,3}$ (mV)	No																							
$\Delta T_{2,4}$ (mV)	No																							
$\Delta T_{2,p}$ (mV)	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!
Tapa inferior gener.																								
$\Delta T_{3,1}$ (mV)	0.559	0.610	0.643	0.684	0.690	0.712	0.741	0.76	0.751	0.763	0.753	0.742	0.756	0.776	0.772	0.777	0.78	0.772	0.775	0.782	0.779	0.780	0.762	0.771
$\Delta T_{3,2}$ (mV)																								
$\Delta T_{3,3}$ (mV)																								
$\Delta T_{3,p}$ (mV)	0.559	0.610	0.643	0.684	0.690	0.712	0.741	0.760	0.751	0.763	0.753	0.742	0.756	0.776	0.772	0.777	0.780	0.772	0.775	0.782	0.779	0.780	0.762	0.771
Enfriadores																								
Q_1 (L/min)	2709.39	2722.33	2716.1	2709.58	2723.83	2731.25	2733.15	2723.66	2737.72	2723.8	2728.53	2739.65	2729.86	2740.1	2754.01	2733.4	2721.9	2768.96	2738.22	2722.73	2725.12	2725.25	2715.26	2755.29
T_1 (°C)	26.0636	26.1384	26.1619	26.2014	26.3461	26.4187	26.4527	26.3638	26.2947	26.2272	26.0585	25.9574	26.0482	26.1997	26.3557	26.5053	26.6011	26.6733	26.7001	26.6739	26.6839	26.6320	26.5840	26.5254
T_2 (°C)	28.4877	28.7003	28.8436	28.9536	29.1172	29.2177	29.2175	29.2199	29.1511	29.0116	28.9286	28.8832	28.9074	29.0771	29.2569	29.4223	29.4489	29.5235	29.5987	29.5576	29.5284	29.5052	29.4526	29.3999

Tabla 7. Pérdidas en corto circuito.

Cojinete Combinado superior

Q ₂ (L/min)	774.806	774.343	774.116	773.254	774.832	773.495	773.207	775.824	774.439	774.392	774.115	777.01	777.024	775.887	778.036	777.297	777.068	776.81	777.276	777.497	776.582	777.921	776.695	777.039
T ₁ (°C)	26.0636	26.1384	26.1619	26.2014	26.3461	26.4187	26.4527	26.3638	26.2947	26.2272	26.0585	25.9574	26.0482	26.1997	26.3557	26.5053	26.6011	26.6733	26.7001	26.6739	26.6839	26.632	26.584	26.5254
T ₃ (°C)	28.8557	28.9073	28.9361	28.9919	29.0519	29.1713	29.1711	29.1762	29.0388	28.9412	28.8005	28.751	28.8349	28.9664	29.1187	29.229	29.3554	29.4452	29.4215	29.3968	29.3871	29.3512	29.2928	29.2374

Cojinete Guía Inferior

Q ₃ (L/min)	126.056	125.717	126.065	125.879	125.876	125.748	125.604	126.174	125.911	125.998	125.812	126.347	126.353	126.496	126.642	126.279	126.46	126.188	126.156	126.107	126.155	126.332	126.211	126.378
T ₁ (°C)	26.0636	26.1384	26.1619	26.2014	26.3461	26.4187	26.4527	26.3638	26.2947	26.2272	26.0585	25.9574	26.0482	26.1997	26.3557	26.5053	26.6011	26.6733	26.7001	26.6739	26.6839	26.632	26.584	26.5254
T ₄ (°C)	28.2719	28.3519	28.4151	28.4911	28.5677	28.6745	28.7339	28.6428	28.5321	28.436	28.3147	28.2411	28.3025	28.4805	28.6219	28.7356	28.8323	28.909	28.9387	28.8972	28.8899	28.8609	28.8308	28.8016

Temp. Aire frío

T _{7,1} AG1	37.50	38.3	38.9	39.20	39.5	39.70	39.80	39.8	39.80	39.70	39.70	39.70	39.70	39.90	40.00	40.10	40.20	40.30	40.30	40.30	40.30	40.30	40.30	40.30
T _{7,2} AG2	38.60	39.4	40.00	40.4	40.7	40.9	41.00	41	41	41	40.9	40.9	40.9	41.1	41.2	41.3	41.4	41.5	41.5	41.5	41.5	41.5	41.5	41.4
	29.20	29.4	29.60	29.7	29.9	30	30.10	31	29.9	29.9	29.8	29.8	29.8	30.1	30.1	30.3	30.4	30.4	30.4	30.4	30.4	30.4	30.4	30.3
	29.40	29.6	29.80	29.9	30.1	30.2	30.20	30.2	30.1	30	29.9	29.2	29.9	30.2	30.3	30.4	30.5	30.5	30.5	30.5	30.5	30.5	30.4	30.4
	34.60	35.1	35.50	35.7	36.0	36.1	36.20	36.2	36.1	36	36	36	36	36.3	36.3	36.5	36.5	36.6	36.6	36.6	36.6	36.6	36.5	36.5
	37.80	38.6	39.10	39.5	39.8	40	40.10	40.1	40.1	40.1	40	40	40	40.3	40.3	40.5	40.5	40.7	40.8	40.7	40.7	40.7	40.7	40.7
T _{7,p} (°C)	34.517	35.067	35.483	35.733	36.000	36.150	36.233	36.383	36.167	36.117	36.050	35.933	36.050	36.317	36.367	36.517	36.583	36.667	36.683	36.667	36.667	36.667	36.633	36.600
T _{7,p} (°C)	36.656																							
RH																								

Temp. Aire Caliente

T _{8,1} AG3	63.7043	67.4564	69.3574	70.462	71.1313	71.664	71.8639	72.2003	72.3644	72.5663	72.6682	72.7011	72.669	72.7979	72.9339	73.0689	73.201	73.337	73.467	73.5324	73.505	73.6338	73.6694	73.6662	
T _{8,2} AG4																									
T _{8,3} AG5																									
T _{8,p} (°C)	63.704	67.456	69.357	70.462	71.131	71.664	71.864	72.200	72.364	72.566	72.668	72.701	72.669	72.798	72.934	73.069	73.201	73.337	73.467	73.532	73.505	73.634	73.669	73.666	
T _{8,p} (°C)	73.603																								

Datos del Rotor

I _f (A)	558.98	558.98	553.71	553.71	553.71	553.71	553.71	553.71	553.71	553.71	553.71	553.71	553.71	553.71	553.71	553.71	553.71	553.71	553.71	553.71	553.71	553.71	553.71	553.71
V _f (V)	46.48	46.48	47.27	47.66	47.85	47.85	48.63	48.83	48.05	48.63	48.44	48.44	48.63	48.05	47.66	47.66	47.66	48.44	48.05	47.85	48.63	48.24	48.63	48.44
V _{esc} (V)	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2

Corriente del Generador

I _a R(A)	2825.14	2825	2830.52	2822.24	2826.38	2820.6	2825	2823.62	2825	2826.38	2820.86	2819.48	2822.24	2816.72	2820.86	2816.72	2818.1	2828.1	2823.62	2826.38	2823.62	2818.1	2823.62	2823.62	
I _a S(A)																									
I _a T(A)																									
I _{aprom} (A)	2825.14	2825.00	2830.52	2822.24	2826.38	2820.60	2825.00	2823.62	2825.00	2826.38	2820.86	2819.48	2822.24	2816.72	2820.86	2816.72	2818.10	2828.10	2823.62	2826.38	2823.62	2818.10	2823.62	2823.62	

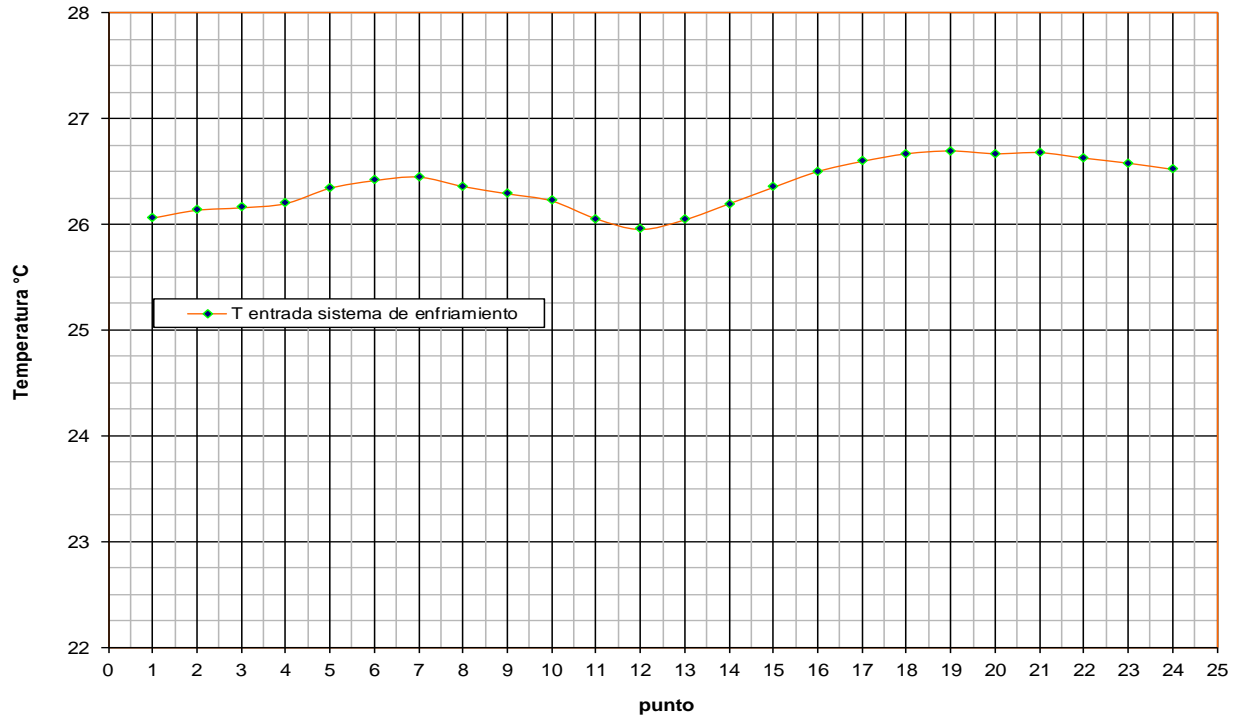
Tabla 8. Hoja de datos 2, pérdidas en corto circuito.

Temperaturas de varios

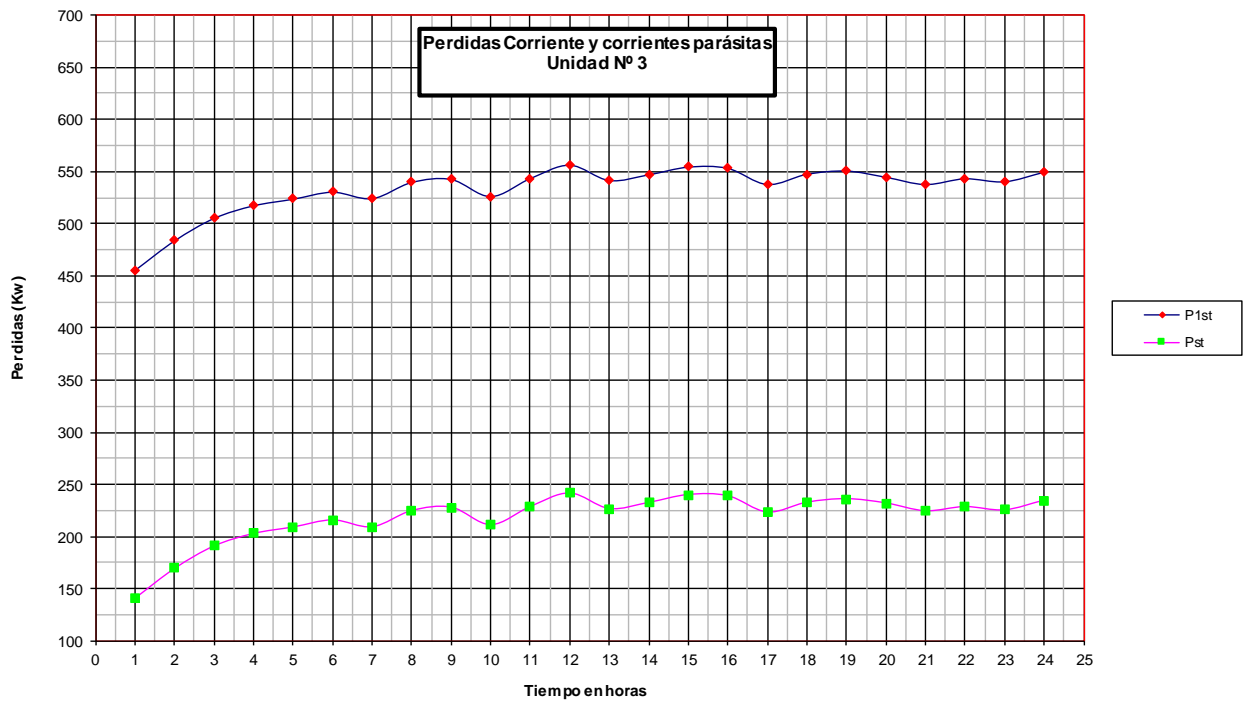
T_6 (°C)	83.1	86.2	87.1	88.3	89.1	89.40	90.20	90.3	91.4	90	90.6	90.8	91.1	91.5	91.5	91.5	91.4	91.7	91.3	92	91.9	92.1	91.9	92.1
T_{10} (°C)	82.0	83.9	85.7	86.2	87.4	89.7	88.10	88	88.90	88.80	89.00	89.00	89.00	89.30	89.30	89.70	89.50	89.90	89.40	90.00	90.10	90.00	90.20	90.30
T_{11} (°C)	85.0	87.5	88.8	89.6	90.6	91.20	91.50	92	92.4	92.6	92.2	92.3	92.5	92.9	92.7	92.7	92.8	93.5	93.3	93.5	93.4	93.3	93.4	93.5
T_{12} (°C)	83.0	85.3	87.0	88.1	88.8	89.6	89.90	89.8	90	90.2	90.8	90.8	90.7	90.5	90.7	90.9	90.8	91	91.3	91.3	91.6	91.4	91.5	91.6
T_{13} (°C)	82.9	85.3	86.90	87.90	88.7	89.3	89.60	89.9	90.2	90.4	90.1	90.2	90.4	90.6	90.7	90.8	90.9	91.2	91.3	91.6	91.6	91.4	91.7	91.2
T_{14} (°C)	83.0	86.0	87.1	88.5	89.5	90	90.2	90.4	90.3	90.5	91.2	91	90.6	91.2	91.2	91.3	91	91.3	91.9	91.7	91.7	91.7	91.6	91.7
T_{15} (°C)	83.1	85.5	87.3	87.6	88.8	89.9	89.70	90.50	90.7	90.8	91.2	90.4	90.6	90.7	90.8	90.6	91.5	91.5	91.8	91.5	91.2	91.7	91.9	91.9
T_{16} (°C)	84.2	86.5	87.6	88.8	90.0	90.7	90.70	90.9	91.7	91.2	90.3	91.2	91.2	92	92	92.3	92.1	92.5	92.6	93	92.6	92.5	92.1	92.5
T_{17} (°C)	83.2	85.6	87.9	88.1	89.8	89.6	90.00	90.2	90.5	90.6	91.2	90.6	90.7	90.9	91	91.1	91.3	91.4	91.4	91.6	91.7	91.7	91.7	91.7
T_a (°C)	83.278	85.756	87.267	88.122	89.189	89.933	89.989	90.222	90.678	90.567	90.600	90.700	90.756	91.067	91.100	91.211	91.256	91.556	91.589	91.800	91.756	91.756	91.778	91.833

Tabla 9. Hoja de datos 3 pérdidas en corto circuito.

En estas tablas se muestran los resultados del calor generado que presentó la máquina en corto circuito a baja excitación; para realizarse ésta medición las terminales del generador debían estar conectadas en corto circuito con barras de corriente nominal suficiente. Se localizó la estabilización de la temperatura y las pérdidas causadas por corrientes parásitas (Ver gráficas 6 y 7).



Gráfica 6. Estabilización de temperatura.



Gráfica 7. Pérdidas por corrientes parásitas.

3.1.4 Medición del calor generado en la máquina con carga a condiciones nominales.

Indicación para tal condición: El generador trabaja normalizado bajo las condiciones de operación. (*Ver tablas 10,11 y 12*).

Se podrán determinar las siguientes pérdidas:

-Pérdidas de excitación bajo carga.

Lect. N°	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Fecha	1/6/18	1/6/18	1/6/18	1/6/18	1/6/18	1/6/18	2/6/18	3/6/18	4/6/18
Hora	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Tapa superior generador									
$\Delta T_{1.1}$ (mV)	0.021	0.062	0.096	0.096	0.104	0.096	0.093	0.102	0.103
Tapa superior excitatriz									
$\Delta T_{1.2}$ (mV)	0.032	0.01	0.049	0.04	0.038	0.038	0.025	0.038	0.038
$\Delta T_{1.3}$ (mV)									
$\Delta T_{1.4}$ (mV)									
$\Delta T_{1.5}$ (mV)									
$\Delta T_{1.p}$ (mV)	0.032	0.010	0.049	0.040	0.038	0.038	0.025	0.038	0.038
Superficie lateral gener.									
$\Delta T_{2.1}$ (mV)									
$\Delta T_{2.2}$ (mV)									
$\Delta T_{2.3}$ (mV)									
$\Delta T_{2.4}$ (mV)									
$\Delta T_{2.p}$ (mV)	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!	#iDIV/0!
Tapa inferior gener.									
$\Delta T_{3.1}$ (mV)	0.84	0.833	0.906	0.92	0.951	0.977	0.966	0.999	1.006
$\Delta T_{3.2}$ (mV)									
$\Delta T_{3.3}$ (mV)									
$\Delta T_{3.p}$ (mV)	0.840	0.833	0.906	0.920	0.951	0.977	0.966	0.999	1.006
Enfriadores									
Q_1 (L/min)	2727.89	2746.04	2736.38	2730.88	2739.43	2747.35	2717.81	2741.78	2761.95
$T_{4.1}$ (°C)	26.2776	26.2507	26.2894	26.2967	26.2966	26.3459	26.3450	26.3763	26.3889
$T_{4.2}$ (°C)	29.7109	29.8084	29.9349	30.0072	30.0447	30.1259	30.1624	30.2175	30.2648

Tabla 10. Pérdidas con carga.

Cojinete Combinado Superior

Q ₂ (L/min)	776.991	777.629	777.944	777.04	777.651	776.621	777.534	777.053	777.107
T _{5.1} (°C)	26.278	26.251	26.289	26.297	26.297	26.346	26.345	26.376	26.389
T _{5.2} (°C)	29.0691	29.0478	29.1024	29.0645	29.123	29.1634	29.1554	29.1677	29.1553

Cojinete Guía Inferior

Q ₃ (L/min)	126.311	126.565	126.306	126.368	126.45	126.375	126.49	126.214	126.434
T _{6.1} (°C)	26.2776	26.2507	26.2894	26.2967	26.2966	26.3459	26.3450	26.3763	26.3889
T _{6.2} (°C)	28.5317	28.5506	28.5145	28.519	28.5801	28.6536	28.658	28.649	28.7075

Temp. Aire frío

T _{7.1} AG1	43.20	43.9	44.3	44.6	44.7	45	45.1	45.2	45.3
T _{7.2} AG2	44.50	45.2	45.6	46.0	46.1	46.4	46.5	46.6	46.8
	30.80	30.9	31.1	31.1	31.2	31.3	31.4	31.4	31.5
	30.80	31	31.1	31.2	31.3	31.3	31.4	31.4	31.5
	38.40	38.8	39.1	39.2	39.4	39.5	39.6	39.7	39.8
	43.70	44.2	44.6	44.9	45.1	45.3	45.4	45.6	45.7
T _{7,p} (°C)	43.850	44.550	44.950	45.300	45.400	45.700	45.800	45.900	46.050
T _{7,p} (°C)	45.750								
RH									

Temp. Aire Caliente

T _{8.1} AG3	82.3612	84.9997	86.5085	87.748	88.7482	89.3172	89.7848	90.1898	90.5532
T _{8.2} AG4									
T _{8.3} AG5									
T _{8,p} (°C)	82.361	85.000	86.509	87.748	88.748	89.3172	89.7848	90.1898	90.5532
T _{8,p} (°C)	89.551								

Tabla 11. Pérdidas con carga.

Datos del Rotor

If (mV)									
If (A)	917.58	901.76	917.58	912.3	901.76	885.94	896.48	912.3	928.13
Vf (V)	74.61	81.45	79.69	80.66	77.73	77.54	78.13	79.3	84.18
Vesc (V)	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2

Voltaje del Generador

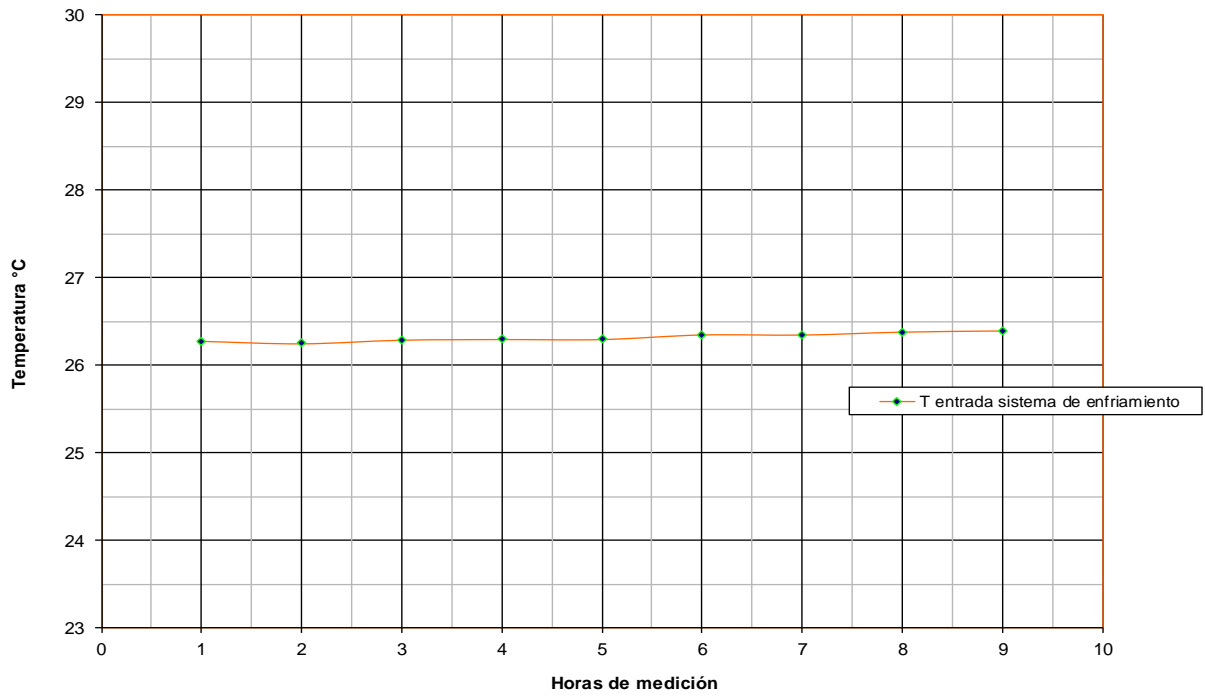
la R(A)									
la T(A)	2564	2511	2539	2525	2507	2487	2511	2496	2507
V R(V)									
V T(V)	13420	13430	13440	13440	13440	13420	13490	13480	13490
laprom (A)	2564.00	2511.00	2539.00	2525.00	2507.00	2487.00	2511.00	2496.00	2507.00
Vaprom (V)	13420.00	13430.00	13440.00	13440.00	13440.00	13420.00	13490.00	13480.00	13490.00
Poencia (Mw)	60.32	59.05	59.49	58.37	58.60	58.10	58.44	57.45	58.63

Temperaturas devanados

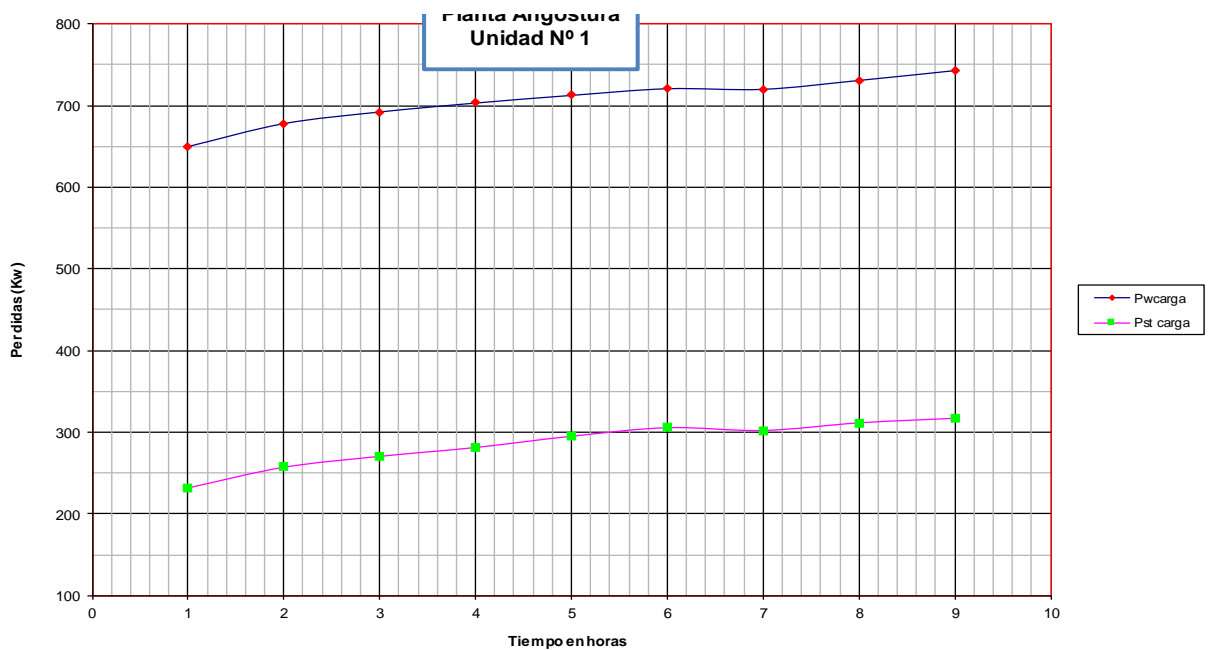
T ₉ R (°C)	101.9	104.8	106.5	107.6	108.1	108.4	109.3	109.8	110.5
T ₁₀ S (°C)	101.1	103.3	104.2	106.0	106.6	106.9	107.3	107.4	109
T ₁₁ T (°C)	104.3	106.7	108.4	109.7	110.5	111.2	111.9	111.8	112.6
T ₁₂ R (°C)	101.2	103.7	105.7	106.6	107.4	107.9	108.5	108.8	109.6
T ₁₃ S (°C)	101.5	104	105.30	107.0	107.8	108.1	108.5	108.9	109.5
T ₁₄ T (°C)	102.00	104.1	105.2	107.1	107.5	108.7	108.8	109.3	109.9
	101.80	104.4	105.9	107.1	108.1	108.4	109.3	109.8	109.9
	103.80	106	107.5	108.9	109.8	110.1	111	111.6	111.8
	102.30	104.5	106.2	107.6	108.3	108.8	109.5	109.8	110.4
Ta (°C)	102.211	104.433	105.883	107.333	107.983	108.533	109.05	109.3333	110.183

Tabla 12. Pérdidas con carga.

En estas tablas se muestran los resultados que presentó la máquina con carga a condiciones nominales al hacerle la medición del calor que se genera bajo dicha condición. El generador en este caso trabajó normalizado bajo las condiciones de operación. (Ver gráficas 8 y 9).



Gráfica 8 Pérdidas con carga, estabilización de temperatura.



Gráfica 9. Pérdidas con carga.

3.2 Calorimetría.

El método calorimétrico se realizará de acuerdo con el Estándar Internacional IEC 60034-2-2 vigente, con instrumentación propia del generador y en cuatro rodados de equilibrio térmico del generador. Para medir la transferencia de calor producida en el generador se establece un volumen de control que permite visualizar las áreas de transferencia y los puntos de control de temperatura.

Cálculo de áreas.

De acuerdo a la figura anterior se han definido las siguientes áreas para la evaluación de la transferencia de calor, las dimensiones del volumen del generador son:

- Campana de anillos deslizantes.
- Diámetro de la tapa superior.
- Diámetro de la tapa inferior.

Las superficies de transferencia de calor a considerar son:

- Tapa de la campana de los anillos.
- Pared de la campana de los anillos.
- Tapa superior del generador.
- Tapa inferior del generador.
- Pared lateral del generador.

El calor removido por el enfriamiento principal del generador es determinado por:

$$P_{eg} = C_p \cdot \rho \cdot Q_1 (T_{as} - T_{ae}).$$

Dónde:

C_p : Calor específico del agua.

ρ : Densidad del agua de enfriamiento.

Q_1 : Gasto de agua en m^3/s .

T_{as} : Temperatura en la salida de agua de los enfriadores.

T_{ae} : Temperatura en la entrada de agua de los enfriadores.

Determinación calorimétrica de las pérdidas en los cojinetes combinado y agua.

El calor removido por el enfriamiento del cojinete combinado se determina mediante la fórmula: $P_{cc} = C_p \cdot \rho \cdot Q_1 (T_{as} - T_{ae})$. El calor removido por el enfriamiento del cojinete guía se determina por: $P_{cg} = C_p \cdot \rho \cdot Q_1 (T_{as} - T_{ae})$.

Dónde:

C_p : Calor específico del agua.

ρ : Densidad del agua de enfriamiento.

Q_1 : Gasto de agua en m^3/s .

T_{as} : Temperatura en la salida del agua.

T_{es} : temperatura en la entrada de agua.

Determinación calorimétrica de las pérdidas en las superficies de referencia del generador. $P_{sup} = h \cdot \text{Área} \cdot \Delta T$

Dónde:

h : coeficiente de transferencia de calor.

Área: Área de la superficie de referencia

ΔT : Diferencia entre la temperatura de la superficie y la del ambiente.

Determinación del calor removido por la superficie de referencia mediante:

$$P_{sr} = P_{sc} + P_{pc} + P_{pl} + P_{pi}$$

Dónde:

P_{sc} : Calor removido por la campana.

P_{pc} : Calor removido por la pared de la campana.

P_{ps} : Calor removido por la tapa superior del generador.

P_{pl} : Calor removido por la pared lateral del generador.

P_{pi} : Calor removido por la pared inferior del generador.

Determinando el calor total extraído del generador: $P_k = P_{eg} + P_{eccg} + P_{cg} + P_{sr}$

Si la potencia entregada por el excitador es: $P_{ex} = V_f \cdot I_f$

Las pérdidas netas obtenidas por la calorimetría sería: $P_I = P_k - P_{ex}$

3.3 Aplicación del método calorimétrico.

El monitoreo periódico de las pérdidas, y por lo tanto de la eficiencia de generadores eléctricos de potencia, puede ser una herramienta muy útil para decidir no solo su régimen de operación diario, sino también el momento para renovar sus ensamblajes principales, tales como núcleo, devanado de estator-rotor y sistema de ventilación. De acuerdo al método calorimétrico la eficiencia del generador eléctrico se calcula con base en las pérdidas medidas durante las pruebas realizadas:

$$\eta = \frac{P_g}{(P_g + P_i)} \times 100$$

$$P_i = P_1 + P_2$$

Dónde:

η Eficiencia energética (%).

P_g Potencia generada (kW).

P_i Pérdidas dentro de la superficie de referencia del generador (kW).

P_1 Pérdidas transmitidas al medio refrigerante en forma de calor y que puede ser medida calorimétricamente (kW).

P_2 Pérdidas no transmitidas al medio refrigerante, pero que son disipadas a través de la superficie de referencia por conducción, convección, radiación, fugas, etc. (kW).

Para evaluar las pérdidas y la eficiencia del generador se utiliza:

- Medidor de flujo de aire (termo anemómetro con manómetro diferencial), con sistema de adquisición automatizada de mediciones.
- Cámara termográfica
- Higrómetro- termómetro para medición de temperatura y humedad ambiente.
- Barómetro analógico para medición de presión barométrica local.
- Sistema para medición de temperaturas del aire de enfriamiento basado en RTD.
- Medidor ultrasónico para medición de flujo de aceite de enfriamiento en chumaceras.
- Programa de computadora para el cálculo de eficiencia (EFIGEN).
- Analizador de potencia para medición de parámetros de generación.

Se realizaron mediciones de flujo y la temperatura de aire en la entrada y salida del sistema de enfriamiento del generador. Para una mayor precisión en las mediciones se realizó una división geométrica de los conductos de aire, en secciones aproximadamente 0,1 m x 0,1 m. la medición de la entrada (Q_i) y salida de flujo volumétrico de aire (Q_o) y su temperatura promedio se realizó cada hora, hasta lograr el equilibrio térmico de acuerdo a los criterios de la norma IEC 60034-2A.

Se midieron y calcularon las áreas totales de la superficie de referencia, incluyendo carcasa del generador, así como la superficie de las chumaceras y excitador. La medición de la temperatura de la superficie de la referencia se llevó a cabo utilizando una cámara termográfica. Esta temperatura se utilizó para determinar las pérdidas por radiación y convección (P_2).

Se registró la temperatura ambiente (T_a), humedad (h), y la presión barométrica local. La potencia eléctrica generada se midió directamente en la instrumentación del generador, situada en el cuarto de control de la central (P_g).

Mediante el uso del software desarrollado por el IIE, se realizó el cálculo de las pérdidas y la eficiencia al 100% de carga nominal o carga máxima. También se realizó la medición y los cálculos anteriores para el generador operando al 75% y 50% de la carga nominal.

Los resultados de las pruebas de eficiencia energética, permiten dar soporte técnico a las decisiones de la rehabilitación y modernización de los generadores con varios años de operación. El método calorimétrico aplicado para la determinación de la eficiencia energética de los generadores se encuentra normalizado, sin embargo, su correcta aplicación en sitio depende de las características de cada central generadora y en gran medida de la precisión de la instrumentación durante la realización de las pruebas, así como de la correcta interpretación de los resultados obtenidos, los cuales muestran que las pérdidas del generador eléctrico y por lo tanto la determinación de su eficiencia energética, se pueden obtener con una precisión razonable mediante este método, por lo que se considera que técnicamente su aplicación es viable a diversos tipos de generadores en estos rangos de capacidad de generación.

La evaluación de la eficiencia energética del generador eléctrico permite al usuario contar con valores actualizados, considerando el estado y las condiciones de operación actual, esto para dar soporte técnico a los aspectos relacionados con la gestión de los generadores que incluye:

- Soporte técnico a la toma de decisiones relativas a las actividades de mantenimiento, rehabilitación, sustitución y operación de los generadores.
- Referencia técnica para futuros trabajos de modernización enfocados a mejorar la eficiencia de las unidades generadoras.
- Valores actualizados para la determinación de la eficiencia global de los grupos turbina-generador.
- Cumplimiento de programas de eficiencia energética establecidos por el gobierno federal.

RESULTADOS

Después de realizar todas las mediciones establecidas para la determinación del calor, se obtuvo que la eficiencia resultó muy buena con el mantenimiento y los cambios de bobinas que se le realizó a tal generador. se obtuvieron las pérdidas totales y se realizó la determinación de la eficiencia. Un 98.52% de eficiencia es muy satisfactoria. (*Ver tablas 13, 14, 15 y 16*).

PERDIDAS EN LOS COJINETES DEL GENERADOR			
Cojinete combinado (Kw)			
Prueba			
1	2	3	Promedio
145.21	148.46	146.15	146.61
WR =	155000.0	Kg	
WT =	20030.0	Kg	
WH =	27200.0	Kg	
Pcgs=	18.9	Kw	
Cáculo de perdidas de cojinete combinado			
Pérdidas cojinete combinado			146.61 Kw
Pérdidas en el cojinete guia sup. generador(calculado)			18.9 Kw
Pérdidas en el cojinete combinado total(generator + turbina)			127.71 Kw
Pérdidas en el cojinete empuje generador			97.88 Kw
Pérdidas en el cojinete combinado generador			116.78 Kw
Cojinete guia inferior (Kw)			
Prueba			
1	2	3	Promedio
18.79	19.70	19.51	19.34
Pérdidas totales en cojinetes			136.12 Kw

Tabla 13. Pérdidas en los cojinetes del generador.

RESISTENCIA OHMICA DE LOS DEVANADOS DEL GENERADOR						
	Medición	Temperatura ambiente	Temperatura medicion	Resistencia medida (Ra)	Temperatura referencia	R. Armadura Corregida 75
		°C	°C	mOhm	°C	mOhm
	Fase R	31.00	26.30	6.300	115	8.443
r	Fase S	31.00	26.30	6.300	115	8.443
	Fase T	31.00	26.30	6.300	115	8.443
					Promedio	8.443
	Rotor	31.00	26.30	64.50	115	86.44

Tabla 14. Cálculo de resistencia.

			50%	60%	70%	80%	90%	100%	115%
Carga en porcentos de carga nominal									
Carga en MW		MW	28748.49	34498.19	40247.89	45997.59	51747.29	57496.99	66121.53
Voltaje del generador		V	13800	13800	13800	13800	13800	13800	13800
Corriente del generador		A	1415.0	1698.0	1981.0	2264.0	2547.0	2830.0	3254.5
Potencia en MVA		MVA	33821.76	40586.11	47350.46	54114.81	60879.16	67643.51	77790.04
Corriente de excitación		A	778.85	835.47	892.10	948.72	1 005.34	1 061.96	1 146.90
Identificación de las perdidas									
Perdidas de ventilacion		kW	275.68	275.68	275.68	275.68	275.68	275.68	275.68
Perdidas en el cojinete guia inferior		kW	19.34	19.34	19.34	19.34	19.34	19.34	19.34
Perdidas en el cojinete guia superior (valor calc.)		kW	18.90	18.90	18.90	18.90	18.90	18.90	18.90
Perdidas en el cojinete de empuje:	27200 Kg.	kW	97.88	97.88	97.88	97.88	97.88	97.88	97.88
Perdidas en nucleo		kW	156.55	156.55	156.55	156.55	156.55	156.55	156.55
Perdidas (I ² *R) en el rotor por T = 115 °C	R(mOhm) = 86.44	kW	52.43	60.33	68.79	77.80	87.36	97.48	113.70
Perdidas (3I ² *R) en el estator por T = 115 °C	R(mOhm) = 8.443	kW	50.712	73.026	99.396	129.824	164.308	202.850	268.269
Perdidas por corrientas parasitas (T = 115 °C)		kW	8.91	12.82	17.46	22.80	28.85	35.62	47.11
Pérdidas del Sistema de Excitación		kW							
Perdidas totales		kW	680.4	714.5	754.0	798.8	848.9	904.3	997.4

%	97.69	97.97	98.16	98.29	98.39	98.45	98.51
---	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Tabla 15. Resultados de medición de eficiencia por el método calorimétrico IE C 34-2-2.

The following losses and efficiencies are guaranteed.

Load		Copper losses	Losses in excit. circ.	Stray load losses	Mechanic. losses	Total losses incl. core losses	Efficiency
MW	% de Pnom	kW	kW	kW	kW	kW	%
28.70		123.0	13.2	18.3	196	590.5	97.98
43.00		217.8	14.3	41.0	196	709.1	98.38
51.66		292.2	15.1	59.2	196	802.5	98.47
57.40		348.8	15.8	73.0	196	873.6	98.50
60.00		376.4	16.0	79.9	196	908.3	98.51
67.00		456.6	16.8	99.6	196	1009.0	98.52

Tabla 16. Porcentaje de eficiencia obtenido en el generador medido.

CONCLUSIÓN

La eficiencia energética también constituye un parámetro difícil de calcular con precisión en campo, debido al tamaño que tiene un generador hidroeléctrico, por lo cual, se utilizan métodos alternos como el de retardación o el método calorimétrico como lo es este caso.

El método calorimétrico aplicado para la determinación de la eficiencia de los generadores debe encontrarse normalizado, sin embargo, su correcta aplicación en sitio depende de las características de cada central generadora y en gran medida de la precisión de la instrumentación y la correcta implementación de ella durante la realización de las pruebas, así como de la correcta interpretación de los resultados obtenidos, los cuales muestran que las pérdidas del generador eléctrico y por lo tanto la determinación de su eficiencia energética, se pueden obtener con una precisión razonable mediante este método, por lo que se considera que técnicamente su aplicación es viable a otros tipos de generadores en estos rangos de capacidad de generación.

La evaluación de la eficiencia energética del generador eléctrico permite al usuario contar con valores actualizados, considerando el estado y las condiciones de operación actuales, esto para dar soporte técnico a los aspectos relacionados con la gestión de los generadores que incluye:

- ❖ Soporte técnico a la toma de decisiones relativas a las actividades de mantenimiento, rehabilitación, sustitución y operación de los generadores.
- ❖ Referencia técnica para futuros trabajos de modernización enfocados a mejorar la eficiencia de las unidades generadoras
- ❖ Valores actualizados para la determinación de la eficiencia global de los grupos turbina-generador.
- ❖ Cumplimiento de programas de eficiencia energética establecidos por el gobierno federal.

ANEXOS

En el desarrollo de este proyecto, se realizaron diferentes pruebas que se deben hacer en el proceso de fabricación, limpieza y cambios de bobinas para estatores y rotores eléctricos.

En el laboratorio se realizan 4 pruebas principales para poder aprobar las barras bastón o bobinas diamante, la aprobación de ellas constan de ciertas condiciones.

1.- Prueba de factor de potencia y capacitancia: todo el lote de bobinas debe ser probado como se menciona a continuación: debe colocarse la barra o bobina a prueba en un dispositivo de la misma longitud que la ranura en que se va a alojar haciendo contacto a todo lo largo de los costados de la bobina y con los cabezales al aire a temperatura ambiente (*ver figura 14*). Para bobinas con cintas graduadoras, la bobina debe prepararse permitiendo colocar anillos de guarda y conforme a la norma IEEE-286. Se mide la tangente de pérdidas de la sección recta a 4 y 8 kV. Posteriormente se calculan las diferencias entre los valores obtenidos de tangente.



Figura 14. Conexión de dispositivos de medición de factor de potencia a la barra bastón para realizarle la prueba.

2.- Prueba de descargas parciales: la medición de descargas parciales debe ser obtenida en pico coulombs en aire y la presión atmosférica, utilizando un detector de descargas parciales con un ancho de banda del orden de 30 a 400 kHz (*ver figura 15*). Se debe registrar el voltaje de inicio de descargas, posteriormente el voltaje de prueba se debe incrementar, hasta el voltaje de línea a tierra. Asimismo se debe registrar el voltaje de extinción de las descargas.

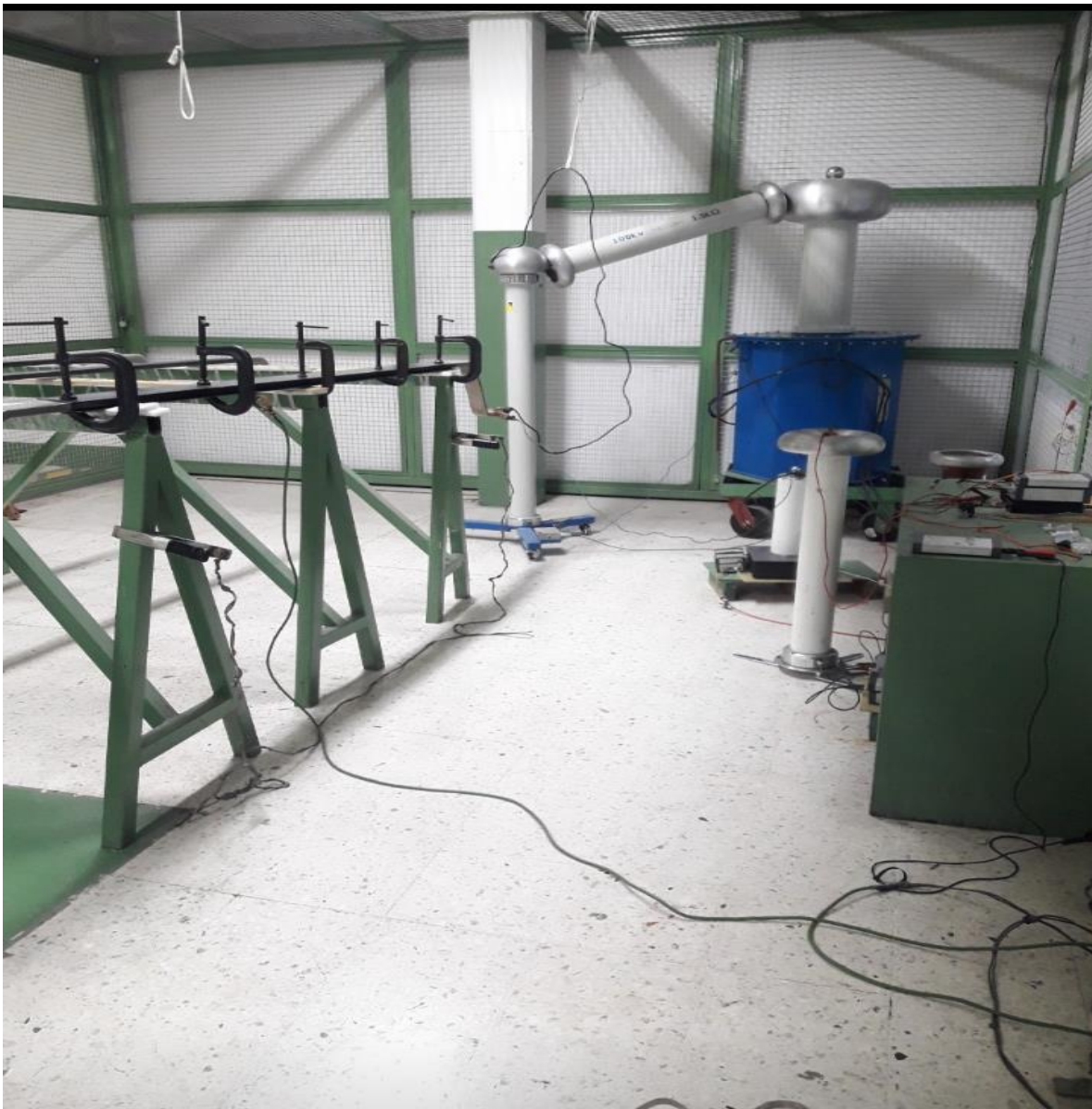


Figura 15. Prueba de descargas parciales.

3.- Prueba de Hipot: se basa en incrementar 3 veces su valor nominal de voltaje (13.8) durante 1 minuto, si no truena entonces pasa la prueba. Buscan probar la rigidez dieléctrica de los materiales aislantes. Es decir, se busca el gradiente del potencial máximo que soporta el material aislante antes de producir ruptura (*ver figura 16*). Si la aislación soporta el valor de la corriente de fuga se encuentra dentro de los límites admisibles y pasa la prueba, de lo contrario no.



Figura 16. Prueba de Hipot.

4.- Prueba de Ohm por cuadro: Su objetivo es Medir la resistencia superficial de aislamiento. Se colocan tiras de papel aluminio, 2 tiras en el lado turbina (lado donde está el número de golpe), 2 tiras en el lado centro y 2 en el lado excitador; estas cintas separadas entre ellas de cada lado por una cinta con distancia equivalente al grosor de la barra. Se utiliza el multímetro, su rango de aceptación debe estar dentro de 2-10 k Ω .

PRUEBA DE RESISTIVIDAD

Una barra bastón es sumergida en aceite para realizarle la prueba de resistividad o de ruptura; (*ver figura 17*). Esta prueba se basa en inyectar voltaje hasta que truene, es por ello que esta es una prueba destructiva; el fin de realizarla es conocer el voltaje máximo que puede soportar la barra fabricada; para que la barra sea aceptada respecto a la resistividad de aislamiento debe soportar aproximadamente 4 veces su valor nominal que viene siendo entre 55 y 60 Kv.

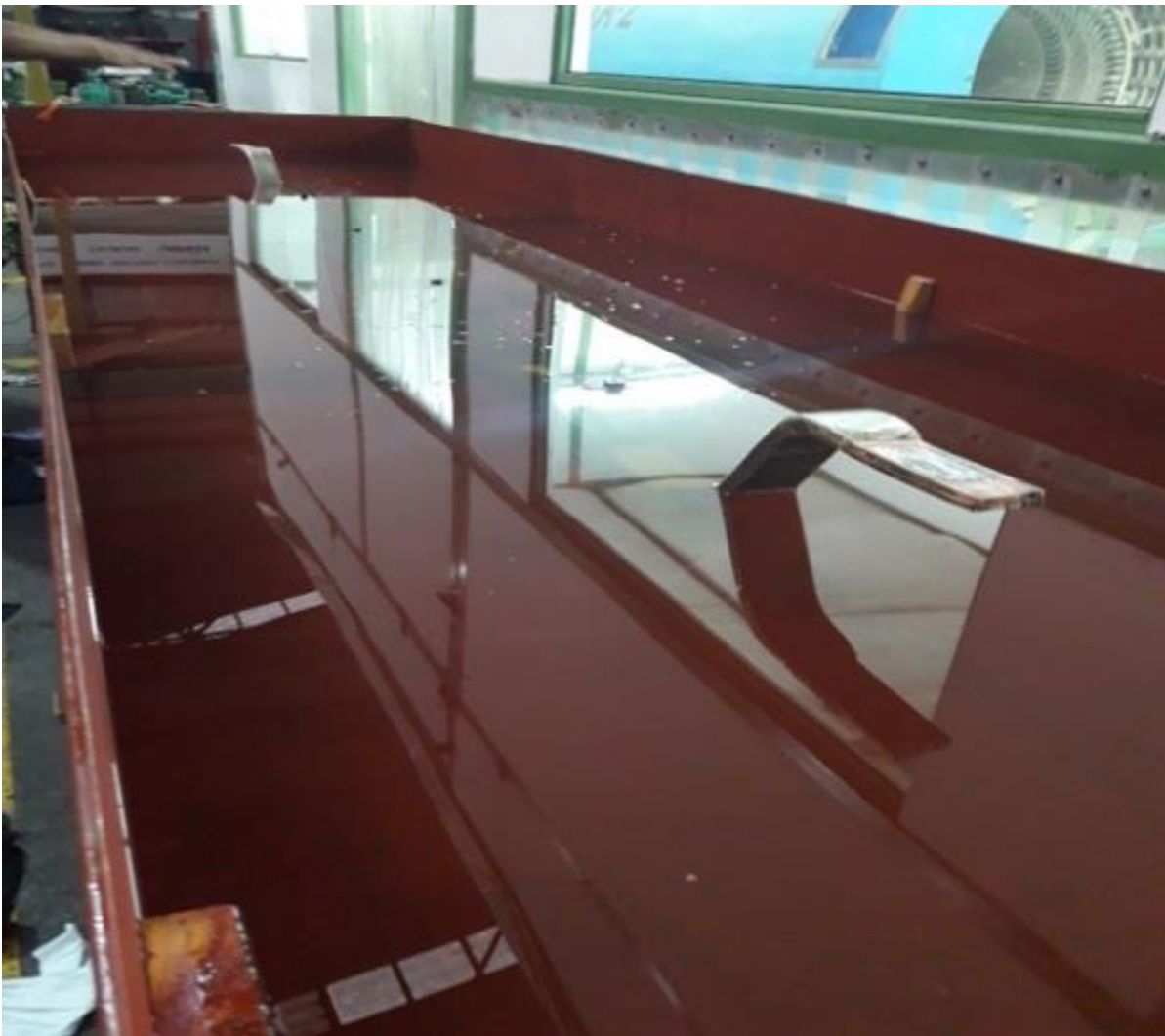


Figura 17. Prueba de resistividad

PRUEBA DEL CID

El equipo del CID funciona usando un toroide de baja potencia conectado por medio de un transformador variable de 3KVA a cualquier fuente de c.a., este excita al núcleo, dando como resultado que pequeñas fugas de corriente circulen a través de áreas dañadas. Estas pequeñas fugas de corrientes son captadas electrónicamente usando una bobina de recolección especial llamada “Chattock”.

El Chattock mide la diferencia de potencial magnético entre las esquinas más alejadas de paquetes adyacentes (*ver figura 18*). Esta señal de salida del Chattock es enviada a la unidad de procesador de señal (UPS) la cual amplifica y convierte en 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 bobina encapsulada con base magnética que se coloca dentro del núcleo y que monitorea la corriente de excitación. 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.

Sobre la base de la experiencia se ha establecido un umbral práctico de fugas de corrientes de 100mA con el 4% del flujo nominal. Una medición superior indicará que se requiere una reparación; la experiencia ha indicado que 100mA a este flujo de prueba provoca un incremento de temperatura en el orden del 5°C a 10°C en la prueba de toroide. La razón de esta prueba es inspeccionar y poner a prueba el laminado estatorico para conocer las condiciones en las que se encuentra el aislamiento interlaminar del núcleo del generador.



Figura 18. Realización de la prueba del CID.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Norma IEEE std 43-200 Recomendaciones prácticas para pruebas de resistencia de aislamiento a maquinas rotatorias.
- [2] Norma IEEE std 56-1997 Guía para mantenimiento del aislamiento de grandes maquinas rotatorias.
- [3] Enríquez Harper Máquinas eléctricas
- [4] Boletín IEE, vol 36, núm. 2, Sistema para el cálculo de parámetros eléctricos y eficiencia energética para generadores hidroeléctricos de gran capacidad. Abril Junio 2012
- [5] SERVER, 2012 “Product animations | ATB SEVER DOO,”
- [6] IEC 60034-2-1, specific methods for determining separate losses of large machines from tests. (2010)
- [7] M. C. Cherta, 1995 Máquinas síncronas y motores C.A. de colector.
- [8] San Martin, C., Estupiñán, E., D., A methodology for the detection and diagnostic of localized faults in gears and rolling bearing systems, ingeniare. Revista chilena de ingeniería, 18 (1), 44-52 (2010).
- [9] Schmitt, E, Idowu, P., Morales A., Applications of wavelets in induction machine fault detection, ingeniare. Revista chilena de ingeniería, 18 (2), 158-164 (2010).
- [10] Fitzgerald, A.E., Kingsley, C. Jr., Umans, S.D., Máquinas eléctricas, sexta edición., McGraw-Hill, México (2004).
- [11] Albino, P. I., Impacto de la excentricidad estática en la estabilidad transitoria de un generador de polos salientes, tesis de maestría, programa de maestría en ciencias de ingeniería eléctrica, SEPI-ESIME-IPN,D.F., México (2014).
- [12] Norma IEC Guía de procedimientos de prueba para la medición de pérdidas de tangente sobre bobinas y barras para devanados de máquinas.
- [13] Norma IEC Medición de descargas parciales fuera de línea de aislamientos de devanados eléctricos de maquina rotatoria.