

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**DIAGNOSTICO DEL DEVANADO ESTATOR DE
GENERADORES HIDROELECTRICOS**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELÉCTRICISTA

PRESENTADO POR:

CESAR VICTORIANO RIVERA TENA

PROMOCIÓN

2008 - II

LIMA – PERÚ

2013

**DIAGNOSTICO DEL DEVANADO ESTATOR DE
GENERADORES HIDROELECTRICOS**

Agradezco primeramente a mis padres por todo el apoyo brindado para mi formación profesional, así como también a mi esposa e hijos, hermanos y a todas aquellas personas e Instituciones que me apoyaron para la culminación del presente trabajo.

SUMARIO

En el presente informe de suficiencia trata sobre el Diagnóstico del Devanado Estator de Generadores Hidroeléctricos utilizando técnicas proactivas, mostrando las pruebas de diagnóstico realizadas principalmente en las Centrales Hidroeléctricas Santiago Antúnez de Mayolo y Restitución de la Empresa Electricidad del Perú S.A, se expone los criterios de evaluación, criterios de aceptación aplicables y la experiencia que se tiene con estas pruebas respecto a su efectividad para indicar la condición del aislamiento. Se considera las Recomendaciones Prácticas y Estándares de la IEEE y se complementa con la metodología del Mantenimiento Centrado a la Confiabilidad (RCM) aplicada a Generadores Eléctricos.

La elección de las pruebas de diagnóstico se realizó mediante el análisis de la información recopilada, tales como aspectos de diseño y constructivos del generador, especificaciones técnicas de los equipos de prueba vigentes tecnológicamente y la estadística de pruebas que se realizan en las diferentes centrales eléctricas que vienen operando en la actualidad, así mismo de la experiencia de ingenieros y técnicos que laboran en el área de mantenimiento de generadores eléctricos.

Uno de los aspectos en que incido bastante es la capacitación y entrenamiento del personal ejecutor de las pruebas e inspecciones, ningún proyecto de mejora tendrá éxito si no se dispone de personal capacitado, entrenado y motivado.

Actualmente, las estrategias del mantenimiento están encaminadas a garantizar la Disponibilidad y Confiabilidad de los equipos e instalaciones, asegurando la duración de su vida útil, minimizando los costos de mantenimiento, y que las interrupciones en la producción de energía debido a fallas inesperadas sean reducidas al mínimo, dentro del marco de la Gestión de Calidad, Seguridad, Salud ocupacional y el Medio Ambiente.

INDICE

PROLOGO	1
CAPITULO I	
PLANTEAMIENTO DEL DIAGNOSTICO DE LOS AISLAMIENTOS	
1.1 Introducción	3
1.2 Objetivo	3
1.3 Alcances	4
1.4 RCM aplicado a generadores eléctricos	4
1.4.1 Jerarquía de activos en una central hidroeléctrica	5
1.4.2 Análisis de modos de falla y sus efectos	5
1.4.3 Consecuencias de las fallas	6
1.4.4 Beneficios del RCM	7
1.5 Tipos de mantenimiento	7
1.6 Selección del tipo de mantenimiento adecuado	8
1.7 Situación actual y tipos de mantenimiento implementados	8
CAPITULO II	
ANTECEDENTES Y BASES TEÓRICAS	
2.1 Antecedentes	10
2.2 Conceptos teóricos	11
2.2.1 Conductores y aislantes	11
2.2.2 Maquinas eléctricas rotativas	12
2.2.3 Aislamientos en el devanado estator	13
2.2.4 Protecciones eléctricas del devanado estator	14
2.3 Deterioro o degradación del aislamiento	15
2.4 Detección del deterioro o condición del aislamiento	16
2.5 Recomendaciones practicas y estándares de la IEEE	17
CAPITULO III	
PRUEBAS DE DIAGNOSTICO	
3.1 Diagnostico del devanado estator	19

3.2	Pruebas fuera de línea	20
3.2.1	Inspección visual	20
3.2.2	Resistencia de aislamiento, índice de polarización e índice de absorción	21
3.2.3	Tangente Delta y “Tip Up”	26
3.2.4	Capacitancia	32
3.2.5	Pruebas de tensión aplicada (Alto potencial)	33
3.2.6	Prueba de “EL CID”	37
3.3	Pruebas en línea	41
3.3.1	Descargas parciales	41
3.4	Pruebas AC vs DC	46

CAPITULO IV

ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

4.1	Características técnicas y datos históricos de los generadores	47
4.2	Criterio de diagnostico realizando pruebas no destructivas y destructivas	49
4.3	Presentación de resultados	49
4.3.1	Central hidroeléctrica Restitución (C.H. 2)	49
4.3.2	Central hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo (C.H. 1)	55
4.4	Mapa global del proceso de mantenimiento	57
4.5	Estadísticas e índices de operación y mantenimiento	58
4.6	Reducción de costos de mantenimiento y minimización de pérdidas por energía no vendida	60
4.7	Costos del equipamiento para el diagnostico del devanado estator	61
4.8	Protecciones eléctricas para minimizar el efecto de las fallas en el aislamiento del devanado estator	61
4.9	Vida residual del aislamiento del devanado estator	62

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

64

ANEXOS

BIBLIOGRAFÍA

PROLOGO

El tema del presente informe es parte de la Ingeniería de Mantenimiento, en la cual se expone técnicas y procedimientos de evaluación de parámetros significativos de los aislamientos y consecuentemente el diagnostico del devanado estator, el cual permite definir los planes y programas de mantenimiento proactivo. El propósito de este informe es contribuir a la mejora de los procedimientos de evaluación y diagnostico de la condición de los aislamientos del devanado estator de generadores hidroeléctricos, así mismo mostrar que los resultados de las pruebas de diagnostico consideradas en el presente informe tienen efectividad para indicar la condición de los aislamientos.

El diagnostico oportuno de los aislamientos permite asegurar la disponibilidad y confiabilidad del generador, es decir poder detectar indicios o síntomas que permitan identificar fallas potenciales, así mismo realizar acciones de mantenimiento que retrasen la pérdida de la capacidad del aislamiento, de forma tal que las interrupciones en la generación de energía debido a fallas inesperadas sean reducidas al mínimo, lo cual permite la reducción de costos de mantenimiento y minimización de perdidas por energía no vendida.

El presente informe consta de cuatro capítulos. En el primer capítulo se describe el planeamiento del diagnostico de los aislamientos, usando principalmente la metodología RCM (Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad). Así mismo se indica los tipos de mantenimientos, la selección del tipo de mantenimiento adecuado y los beneficios del RCM en su aplicación a generadores eléctricos.

En el segundo capítulo se describen los antecedentes y bases teóricas tales como estadísticas de fallas en maquinas eléctricas rotativas, definición de los aislamientos del devanado estator, mecanismos de degradación de los aislamientos, la detección de la condición del aislamiento; recomendaciones practicas, estándares y métodos de prueba de la IEEE para evaluar el estado o condición del aislamiento. En el capítulo 3 se describe las pruebas para el diagnostico del aislamiento, tales como las pruebas fuera de línea y en línea; siendo el objetivo estimar la condición del aislamiento, tales como el grado de deterioro, su localización específica y el mecanismo que lo produce.

En el capítulo 4 se describe el análisis y presentación de resultados de las pruebas de diagnóstico, las pruebas mostradas en este capítulo corresponde a las realizadas en los generadores de las Centrales Hidroeléctricas Santiago Antúnez de Mayolo y Restitución de la Empresa Electricidad del Perú S.A. Así mismo en este capítulo se describe el mapa global del proceso de mantenimiento, los índices de operación y mantenimiento, y por último la influencia del diagnóstico oportuno de los aislamientos del estator en la mejora de los índices de operación y mantenimiento tales como la disponibilidad y confiabilidad. La mejora en los índices de confiabilidad, disponibilidad y la disminución de los costos de mantenimiento, así como la minimización de pérdidas por energía no vendida suponen el aumento de la rentabilidad de la empresa de generación eléctrica, la cual finalmente le permite ser competitivo.

CAPITULO I

PLANTEAMIENTO DEL DIAGNOSTICO DE LOS AISLAMIENTOS

1.1 Introducción

La degradación de los aislamientos del devanado del estator depende en gran medida del número de horas de operación, la temperatura de operación, el número de arranques y paros de la unidad, el número e intensidad de eventos transitorios a que se somete el generador, y el ataque de agentes químicos y ambientales. El impacto de cada mecanismo de degradación difiere dependiendo del diseño del generador eléctrico en cuanto al tipo de aislamiento y tipo de enfriamiento utilizado, así como de la magnitud y repetición o duración de los mecanismos de degradación.

En la última década las empresas de generación eléctrica con el soporte de los fabricantes de generadores y fabricantes de equipos de prueba han tratado de diagnosticar la condición de los aislamientos del devanado estator buscando pruebas de diagnóstico que sean lo más efectivas posible para indicar el grado de deterioro, su localización específica y el mecanismo que produce la degradación. Tradicionalmente, las pruebas de diagnóstico se han realizado fuera de línea, aprovechando las salidas de las unidades de generación por mantenimiento Preventivo, es decir el diagnóstico tenía un enfoque preventivo, es decir se realizaba de manera periódica bajo una frecuencia definida.

En los últimos años se ha buscado el enfoque proactivo y predictivo, el cual se basa principalmente en el diagnóstico en línea y fuera de línea bajo condición, el diagnóstico en línea tiene la ventaja de analizar el generador bajo todas las condiciones de operación.

1.2 Objetivo

El Diagnóstico del devanado del estator de generadores hidroeléctricos utilizando técnicas proactivas y predictivas, para cumplir las recomendaciones prácticas y estándares de la IEEE y a la vez emplear la metodología RCM aplicado a generadores eléctricos, tiene por objetivos:

- a) Mostrar las pruebas de diagnóstico del devanado estator de generadores Hidroeléctricos utilizadas actualmente en las empresas de generación eléctrica.

- b) Definir y/o exponer los criterios de evaluación, criterios de aceptación aplicables a cada uno de las pruebas e inspecciones.
- c) Mostrar las experiencias que se tiene con las pruebas de diagnóstico respecto a su efectividad para indicar la condición de los aislamientos del estator.
- c) Planificar, ejecutar, evaluar, controlar y mejorar las actividades de mantenimiento que involucra el diagnóstico integral de devano estator.
- d) Definir los criterios básicos para establecer la frecuencia de mantenimiento del estator de los generadores.
- e) Asegurar la duración de la vida útil de los aislamientos del estator y minimizar las interrupciones de producción de energía debido a fallas inesperadas en el aislamiento.
- e) Documentar los registros de las pruebas y los programas de mantenimiento.

El diagnóstico permite asegurar la confiabilidad y disponibilidad del generador, es decir poder detectar indicios o síntomas que permitan identificar una falla antes de que ocurra, así mismo realizar acciones de mantenimiento que retrasen la pérdida de la capacidad de aislamiento, de forma tal que las interrupciones en la producción de energía debido a fallas inesperadas sean reducidas al mínimo.

1.3 Alcances

El presente diagnóstico y presentación de resultados será específicamente de generadores hidroeléctricos con tensión nominal mayor o igual a **13.8kV**, y potencias nominales entre **82.5MVA y 120MVA**.

La experiencia, el análisis a cada actividad que involucra las pruebas de diagnóstico y el trabajo en equipo; me permitieron desarrollar el presente informe; al prestarle mis servicios a Electricidad del Perú S.A. en el área de Mantenimiento del Centro de Producción Mantaro.

Los resultados del presente diagnóstico permitirán establecer acciones de mantenimiento, planificar mantenimientos mayores o de ser necesario una rehabilitación u OVERHAUL al estator, con el objetivo de asegurar la duración y/o ampliar el ciclo de vida útil de los generadores.

1.4 RCM aplicado a generadores eléctricos

El mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM: " Reliability Centred Maintenance) empezó a desarrollarse para aplicaciones industrial en los años 80 y uno de los pioneros fue el Ingeniero Mecánico John Moubray. El RCM por es un proceso utilizado para determinar que se debe hacer para asegurar que cualquier activo físico continúe haciendo

lo que sus usuarios quieren que haga en su contexto operacional actual. El contexto operacional depende de dónde y cómo se utilice el activo.

La norma SAE JA1011 especifica los requerimientos que debe cumplir un proceso para poder ser denominado un proceso RCM. Según esta norma, las 7 preguntas básicas del proceso RCM son:

a) **Funciones y parámetros de funcionamiento**

¿Cuáles son las funciones y parámetros de funcionamiento asociadas al activo en su actual contexto operacional?.

b) **Fallas funcionales** o estados de falla asociados con estas funciones.

¿De qué manera falla en satisfacer sus funciones?.

c) **Modos de falla**

¿Cuáles son las posibles causas de cada falla funcional?.

d) **Efectos de la falla**

¿Que sucede cuando ocurre cada falla?

e) **Consecuencias de la falla**

¿Cuál es la consecuencia de cada falla?

f) **Mantenimiento proactivo**

¿Qué puede hacerse para predecir o prevenir cada falla?

Tareas proactivas tales como el mantenimiento **preventivo** y mantenimiento **predictivo (mantenimiento a condición)**.

g) **Mantenimiento detectivo, rediseños y mantenimiento a la falla**

¿Qué debe hacerse si no se encuentra una tarea Proactiva adecuada?

En primer paso en el RCM es separar las funciones ocultas de las evidentes por que las ocultas necesitan un manejo especial.

Antes de que podamos aplicar el RCM, se debe saber que activos físicos son y donde están ubicados.

1.4.1 Jerarquía de activos en una central hidroeléctrica

En la Fig. 1.1 se muestra mediante un diagrama de bloques la jerarquía de los activos físicos de una Central Hidráulica, en la cual podemos ubicar el bobinado (devanado) y núcleo del estator del generador de uno de los Grupos de Generación Hidroeléctrica.

1.4.2 Análisis de modos de falla y sus efectos (AMFE)

El AMFE permite identificar aquellos modos de falla que sean posibles causantes de cada falla funcional, y determinar los efectos de falla asociados con cada modo de falla. Un

modo de falla es cualquier evento que causa una falla funcional y pueden ser clasificados según categorías, así mismo deben ser definidos con el detalle suficiente como para posibilitar la selección de una adecuada política de manejo de fallas.

Los efectos de la falla describen que pasa cuando ocurre un modo de falla y también deben indicar que hacerse para reparar la falla.

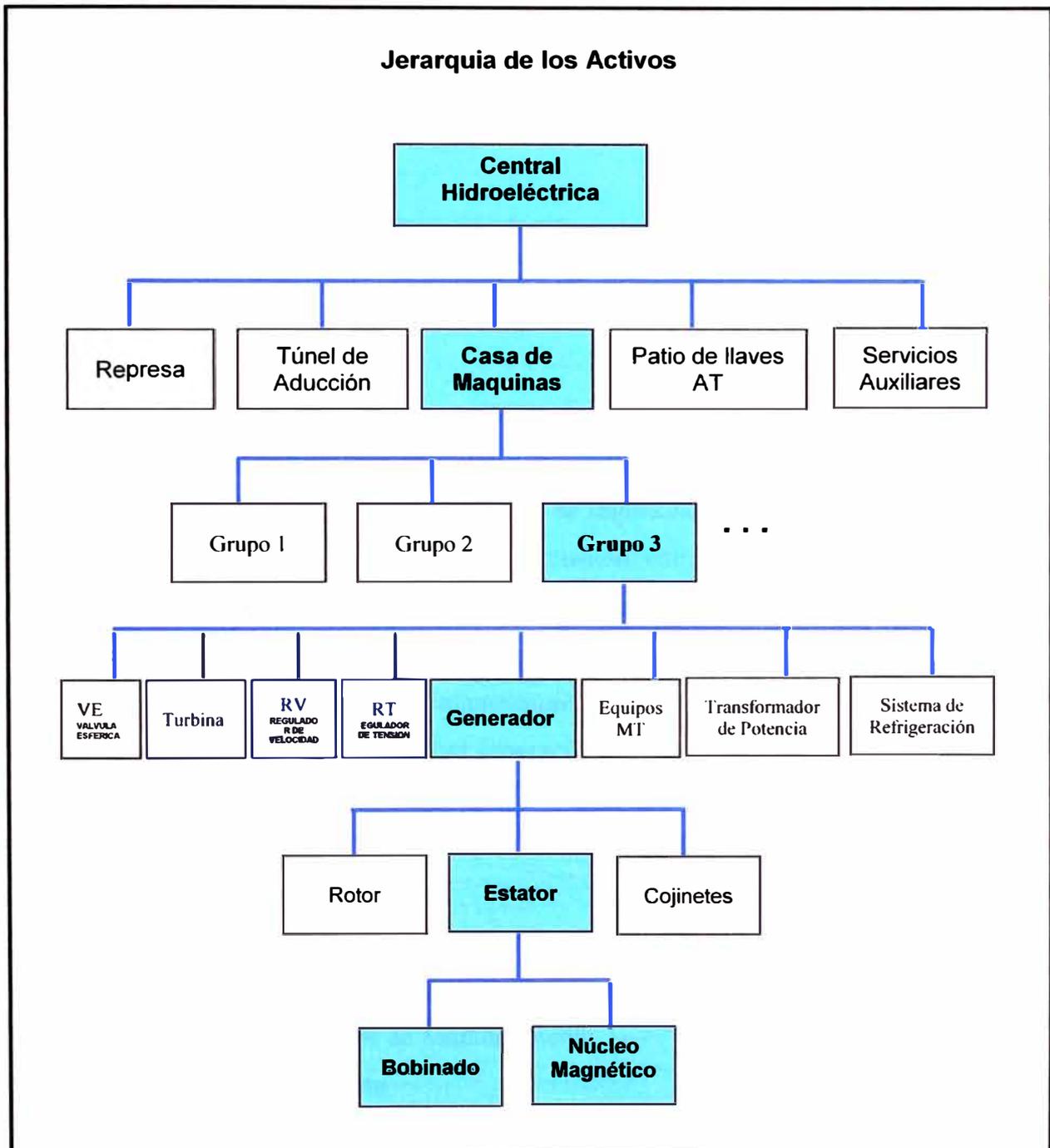


Fig. 1.1 Jerarquía de los Activos

1.4.3 Consecuencias de las fallas

En el RCM, las consecuencias de la falla tienen una categoría, así mismo tiene un número de prioridad de riesgo, la cual está definida por tres índices de evaluación los cuales son:

- Índice de Gravedad
- Índice de Ocurrencia
- Índice de Detección

Las consecuencias de las fallas evidentes se dividen en tres categorías, existiendo una categoría adicional para las fallas ocultas y estas son:

a) Consecuencias para la seguridad y medio ambiente.

b) Consecuencias operacionales

Afecta la producción, la calidad de producto y afectan el servicio al cliente.

c) Consecuencias no operacionales

Solo implican en el costo directo de la reparación.

d) Para fallas ocultas

Consecuencia: falla múltiple.

1.4.4 Beneficios del RCM

La implementación del RCM debe contribuir a una mayor disponibilidad y confiabilidad de los activos físicos, reducciones de costos (directos e indirectos), mejora en la calidad del producto, y mayor cumplimiento de las normas de seguridad y medio ambiente.

El RCM también permite la mejora en la relación entre distintas áreas de la planta, fundamentalmente un mejor entendimiento entre las áreas de mantenimiento y operaciones.

En los últimos 50 años la función de mantenimiento fueron evolucionando, el RCM ayuda a satisfacer las expectativas de la tercera generación de mantenimiento, y contribuyen a:

- a) Mayor Seguridad y protección Ambiental.
- b) Mayor Disponibilidad de la Planta.
- c) Mayor Confiabilidad de la Planta.
- c) Mejor Calidad del Producto.
- d) Mayor Eficiencia del Mantenimiento.
- e) Establecer una Base de Datos de Mantenimiento.

1.5 Tipos de mantenimiento

Tradicionalmente, se consideraba que existían tres tipos de mantenimiento distintos: predictivo, preventivo, y correctivo. Sin embargo en la actualidad, se consideran más de tres tipos de mantenimiento distintos y estos son:

a) Mantenimiento predictivo

También llamado mantenimiento a condición.

b) Mantenimiento preventivo

Puede ser de dos tipos: sustitución o reacondicionamiento cíclico.

c) Mantenimiento correctivo

Puede ser de dos tipos: mantenimiento a la falla o mantenimiento ante la identificación de una falla potencial.

d) Mantenimiento detectivo

Denomina también como búsqueda de fallas.

e) Rediseño

Cambios de una sola vez a las capacidades iniciales de un sistema

1.6 Selección de los tipos de mantenimiento adecuados

En el RCM, la selección de políticas de mantenimiento está definida por la categoría de consecuencias a la que pertenece la falla:

a) Para fallas con consecuencias de Seguridad o medio Ambiente

La tarea óptima es aquella que consigue reducir la probabilidad de la falla hasta un nivel tolerable.

b) Para fallas con consecuencias Operacionales

Afecta la producción, la calidad de producto y afectan el servicio al cliente, la tarea optima es realizar una tarea proactiva si a lo largo de un periodo de tiempo, cuesta menos que el costo de las consecuencias operacionales mas el costo de reparar la falla.

c) Para fallas con consecuencias No Operacionales

Solo implican en el costo directo de la reparación, merece la pena realizar tareas proactivas si, en un periodo de tiempo, cuesta menos que el costo de reparar la falla.

d) Para fallas ocultas

Consecuencia: falla múltiple, la tarea óptima es aquella que consigue la disponibilidad requerida del dispositivo de seguridad o protección, para reducir la probabilidad de falla múltiple a un nivel tolerable.

1.7 Situación actual y tipos de mantenimiento implementados

En el presente informe se presentan los resultados de las pruebas de diagnostico de los aislamientos de generadores de las Centrales Hidráulicas Santiago Antúnez de Mayolo y Restitución que conforman el centro de Producción Mantaro de la Empresa Electricidad del Perú S.A.

Por tanto es necesario indicar los tipos de mantenimiento que se realizan a la fecha en el Centro de Producción, los cuales se muestran en la Tabla N° 1.1.

Tabla N° 1.1 Tipos de Mantenimiento Implementado

Tipo	Descripción
Controles Sistemáticos (CS)	Controles Predictivos de MyE, en operación o fuera de servicio; que son ejecutados con una frecuencia determinada o cuando se presenten cambios importantes en los parámetros de operación. Es realizado por personal de Mantenimiento Eléctrico, Electrónico y Mecánico, o personal especializado.
Mantenimiento Preventivo (MP)	Limpieza, Inspecciones, Cambios y/o Reparaciones de MyE con frecuencia determinada, a fin de mantener o recuperar su eficiencia y confiabilidad. Es realizado por personal de Mantenimiento Eléctrico, Electrónico y Mecánico.
Mantenimiento Mayor (MM)	Actividades de mantenimiento preventivo con indisponibilidad de MyE con duración mayor de 24 horas. Es realizado por personal de Mantenimiento Eléctrico, Electrónico y Mecánico. Definición utilizada solo para control estadístico de operación
OVERHAUL (OH)	Mantenimiento de tipo integral, que implica la intervención de una o varias Unidades Funcionales de un Grupo Generador, para ampliar su ciclo de vida útil. Es realizado por personal de Mantenimiento Eléctrico, Electrónico y Mecánico.
Mantenimiento de Rodetes Pelton (MR)	Mantenimiento Preventivo que implica la recuperación de los perfiles hidráulicos de los álabes. Es realizado por personal de Mantenimiento Mecánico y/o por servicios de terceros en casos pertinentes.
Mantenimiento Correctivo (MC)	Cambio de componentes y/o reparación ante una falla potencial o luego de producida la falla, para recuperar las condiciones normales de operación. Es realizado por personal de Mantenimiento Eléctrico, Electrónico y Mecánico.

CAPITULO II

ANTECEDENTES Y BASES TEÓRICAS

2.1 Antecedentes

Un estudio desarrollado por IEEE en 1985 encontró que en el estator se dan cerca del 40% de las fallas en motores eléctricos tal como se muestra en la Fig. 2.1, no se tienen datos para generadores, pero por la similitud con el motor, se pueden asumir datos similares.

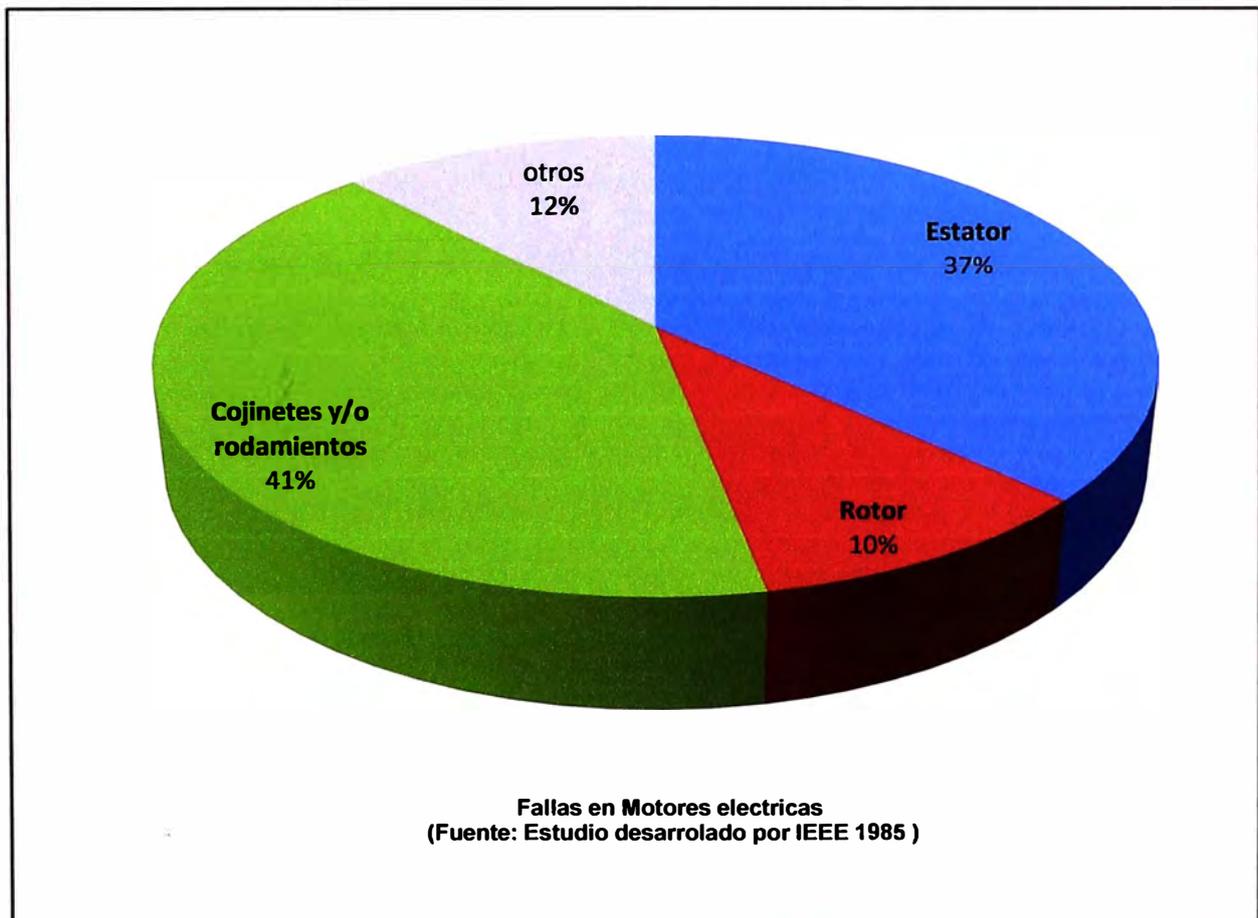


Fig. 2.1 Estadística de fallas en Motores Eléctricos

La información recopilada del Centro de Producción Mantaro permite mostrar la estadística de fallas en los Generadores de las Centrales Hidroeléctricas Santiago Antúnez de Mayolo y Restitución en el periodo 2005 a 2011 tal como se indica en la Fig. 2.2. Cada una de estas fallas dieron como consecuencia la desconexión forzada de los grupos generadores mediante la actuación de la protección asociados a cada falla.

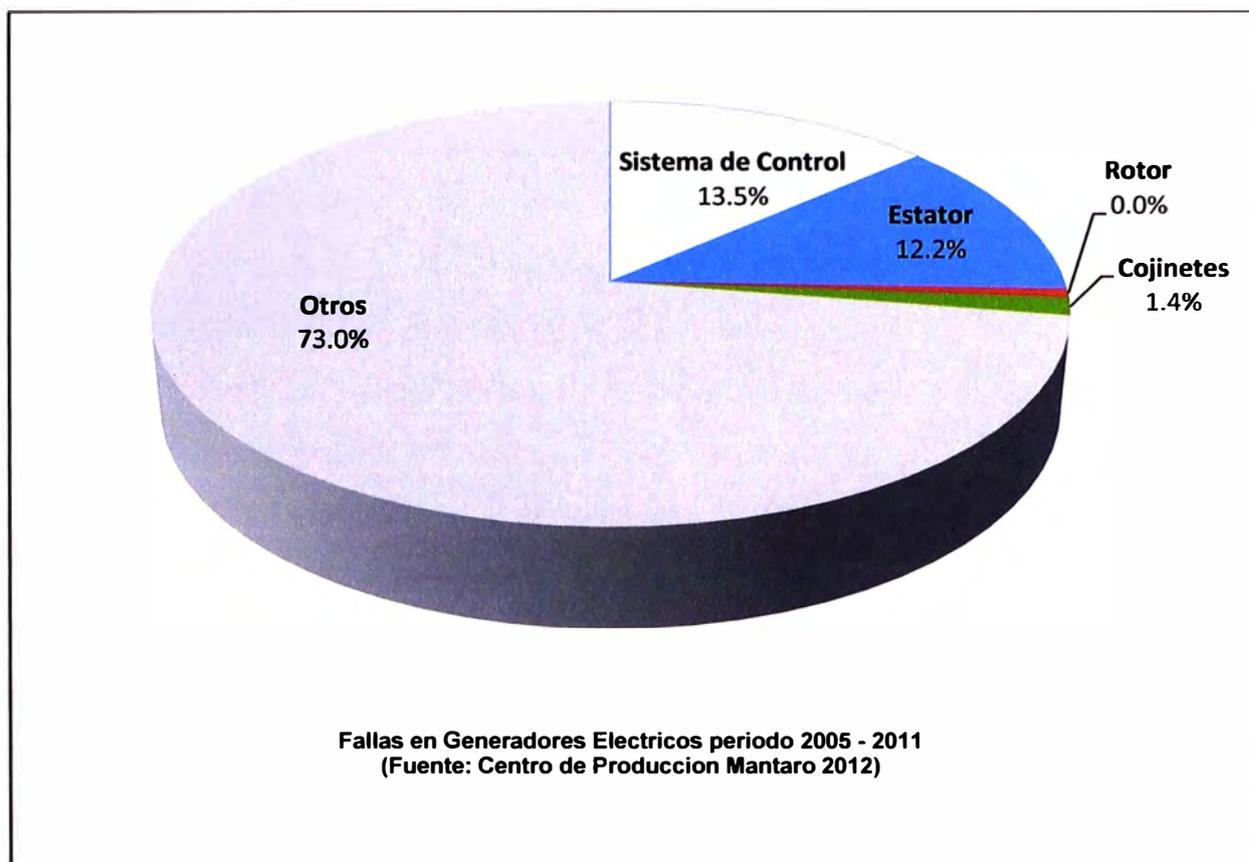


Fig. 2.2 Estadística de fallas en Generadores Eléctricos

La estadística de desconexiones forzadas de los generadores eléctricos mostrados en la Fig.2.2, permite calcular el índice de confiabilidad del Centro de Producción Mantaro. Por tanto los responsables de la operación y mantenimiento de máquinas rotativas, deben prestar especial atención a los aislamientos del Generador, por medio de acciones y/o técnicas que anticipen su falla.

2.2 Conceptos teóricos

2.2.1 Conductores y aislantes

a) Conductor

Cuerpo, sustancia ó material que conducen electricidad, calor ó sonido.

b) Aislamiento

Material ó combinación de materiales no conductores que generalmente provee aislamiento eléctrico entre dos puntos con diferencia de potencial.

c) Características dieléctricas del aislamiento

Implica que el medio ó material usado como aislamiento, tiene propiedades específicas medibles, tales como:

- Rigidez Dieléctrica
- Índice de Polarización

- Absorción Dieléctrica
- Constante Dieléctrica
- Pérdidas Dieléctricas y Factor de Potencia.

2.2.2 Máquinas eléctricas rotativas

Dispositivo Electromecánico que transforman energía mecánica en eléctrica, o viceversa. Constan básicamente de dos devanados (bobinados), uno montado sobre un ensamble giratorio llamado Rotor y otro montado sobre un ensamble estático llamado Estator.

a) Tipos de máquinas eléctricas rotativas

Según el tipo de energía que recibe y entrega puede ser:

- Moto
- Generador

Según las corrientes eléctricas que emplean pueden ser máquinas AC o DC. En relación a las maquinas AC, según la relación constante o no, entre la frecuencia de la corriente eléctrica alterna la velocidad física del rotor pueden ser maquinas Síncronas o Asíncronas.

En el presente informe se abordara maquinas síncronas

b) Sistemas de ventilación y enfriamiento en un generador

Los principales tipos de ventilación y enfriamiento de un generador pueden ser:

- Enfriado por agua, con intercambiador de calor
- Enfriado por aire, con intercambiador de calor
- Enfriado por aire, con ductos de ventilación
- Enfriado por aire, con libre ventilación

c) Materiales empleados en una máquina eléctrica rotativa

- **Conductores:** Mantienen a la corriente eléctrica circulando por los devanados
- **Aislantes:** Impiden la circulación de corriente eléctrica fuera de los devanados de estator y rotor.

Es necesario indicar que el núcleo del estator está formado por laminaciones aisladas.

- **Magnéticos:** Mantiene al flujo magnético enlazando eficientemente los devanados de estator y rotor
- **Refrigerantes:** Toman el calor generado por las perdidas eléctricas y magnéticas, y lo conducen fuera de la Máquina Eléctrica Rotativa.
- **Semiconductores:** Impiden que los aislamientos se vean sometidos a gradientes de campo eléctrico superiores a los que puede soportar.

- **Estructurales:** Mantienen a los materiales y ensambles de la Máquina Eléctrica Rotativa en su sitio.

2.2.3 Aislamientos en el devanado estator

a) Clase y temperatura asociada a materiales aislantes

Las principales clases de aislamiento y características técnicas asociadas se muestran en la Tabla N° 2.1.

Tabla N° 2.1 Clase y Característica de los Materiales Aislantes

Clase	Temperatura (°C)	Composición
A	105	Fibras naturales y artificiales impregnadas (no tiene mica), su transferencia de calor y su capacidad para evitar el ingreso de humedad y aceite es deficiente.
E	120	Materiales orgánicos sintéticos tales como fibras, resinas y barnices.
B	130	Cinta de mica con soporte orgánico, tales como asbesto o resina poliéster.
F	155	Cinta de mica con soporte de resina epóxica. Esta resina tiene características de cohesión mecánica y estabilidad a altas temperaturas, superiores a la resina poliéster. El aislamiento es menos susceptible de delaminación y formación de huecos.
H	180	Hule siliconado, se deposita sobre fibra de vidrio para fabricar cintas. Su uso como aislamiento principal se limita a tensiones de hasta 4kV por la ausencia de mica. Este material es vulnerable a daños mecánicos.
C	>180	Mica, cerámica, vidrio, cuarzo, solos o con aglutinantes inorgánicos.

b) Proceso de aislamientos de bobinas del devanado estator

- **VPI:** proceso de aislamiento mediante vacío y presión
- **Resin Rich:** Proceso de aislamiento mediante la aplicación de resina en exceso

c) Aislamientos de Ranura

Después de instaladas las bobinas en ranuras, los espacios se llenan con material aislante plano y ondulado.

Para el caso de un estator de doble bobinado se tiene rellenos de fondo, intermedio, lateral y relleno bajo cuña.

d) **Pantalla conductora**

Las ranuras del estator están formados por laminaciones, por lo que su superficie no es uniforme, así mismo la superficie exterior de las bobinas tampoco es uniforme. Por tanto es prácticamente imposible tener contacto perfecto entre ambas superficies.

Para evitar gradientes de voltaje en estos huecos, mayores a los permisibles, la parte recta de las bobinas se recubre con cinta o pintura semiconductora. Este recubrimiento forma una pantalla de tierra y asegura una distribución uniforme de la tensión, dentro del aislamiento principal, entre el conductor y ese plano de tierra.

e) **Aislamiento en cabezales:** En estos aislamientos se presentan condiciones diferentes a los aislamientos de ranura, tal es así que la sujeción mecánica es menor, la transferencia de calor es mayor, el esfuerzo dieléctrico a través del aislamiento es menor y por último el esfuerzo dieléctrico en la superficie del aislamiento es mayor.

Por tanto en cabezales, las bobinas se recubren con cinta o pintura graduadora de voltaje, para evitar descargas superficiales a la salida del núcleo.

2.2.4 **Protecciones eléctricas del devanado estator**

El generador es uno de los activo más costosos del sistema considerando tanto el costo de adquisición, cómo el costo que demanda cualquier salida de servicio por fallas inesperadas, por ello, en general, se tiene que proteger ampliamente, sobre todo los devanados del estator y rotor. En la Tabla N° 2.2 se muestra las condiciones anormales que afectan el generador.

Tabla N° 2.2 Condiciones Anormales que Afectan el Generador

Condiciones Anormales Internas	Fallas en el Estator	Entre fases
		Entre fases y tierra
		Entre Espiras
	Fallas en el Rotor	Perdida de Campo, $I_f=0$
		Cortocircuito en el campo
Condiciones Anormales Externas	Motorización	
	Cargas desbalanceadas	
	Sobrecarga	
	Sobre voltaje	
	Pedidas de Sincronismo	

a) **Falla entre fases**

Se presenta debido al daño del aislamiento entre dos fases, conlleva a corrientes muy altas que pueden producir graves daños al bobinado, y de persistir, es muy probable que la falla llegue a incluir tierra, causando así un daño más significativo. La forma más funcional de detectar fallas entre fases en el bobinado se hace por medio de la protección diferencial

longitudinal 87G. La sensibilidad de este método dependerá, principalmente, de la precisión de los transformadores de corriente y el grado al cual se ajusten los relés.

Al detectar una falla entre fases, es imperativo que la unidad se dispare sin retardo, usando un disparo simultáneo (Turbina, interruptor de campo, interruptor de potencia).

b) Falla entre fases y tierra

Las fallas a tierra en el estator son las más comunes, las protecciones tradicionalmente utilizadas para fallas a tierra del estator, solo protegen entre un 90% y un 95% del bobinado del estator. El 5% o 10% restante del estator queda desprotegido ante las fallas a tierra, debido a que típicamente se usan protecciones instantáneas de sobre voltaje a tierra que no detectan ninguna falla cuando esta se produce muy cerca del neutro.

La protección al 100% del estator 64S de un generador síncrono ante fallos fase a tierra, se fundamenta en el método de medición del tercer armónico. Para limitar la corriente de tierra se acostumbra conectar una impedancia al neutro que debe limitar la corriente a menos de 25 amperios.

c) Falla entre espiras

Este tipo de fallas no se detecta con la protección diferencial longitudinal, puesto que la corriente de entrada es igual a la de salida, por ello su protección debe ser especial.

Si se tienen dos devanados por fase se aplica la protección diferencial transversal contra cortocircuito entre espiras 87GN, en ella se comparan las corrientes de los devanados tal como se muestra en la la Fig. 2.3, que en condiciones normales deberían ser iguales.

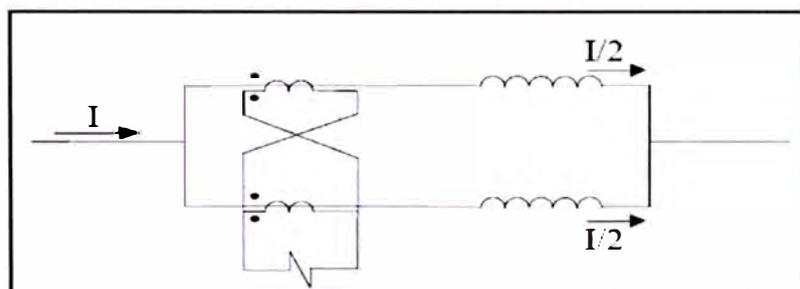


Fig. 2.3 Protección contra cortocircuito entre espiras, cuando existen dos devanados por fase.

2.3 Deterioro o degradación del aislamiento

El deterioro del aislamiento se da básicamente cuando se detecta cambios en sus características eléctricas, mecánicas o químicas originales, los cuales se ven reflejados en:

- Cambio en Rigidez Dieléctrica,
- Cambio en Constante Dieléctrica,

- Cambio en Pérdidas Dieléctricas,
- Cambio en Capacitancia,
- Cambio en Factor de Potencia.

El deterioro o falla del sistema aislante generalmente ocurre por una combinación de factores, tales como la contaminación, temperatura, tiempo y tipo de operación, fallas y fenómenos transitorios, efectividad del mantenimiento preventivo y calidad de fabricación de los aislamientos, se debe de determinar los factores de mayor impacto, a fin de tomar las acciones correspondientes. En la Fig. 2.4 se muestra el diagrama causa - efecto, en la cual se indica las posibles causas de falla o deterioro del aislamiento de Generadores Eléctricos.

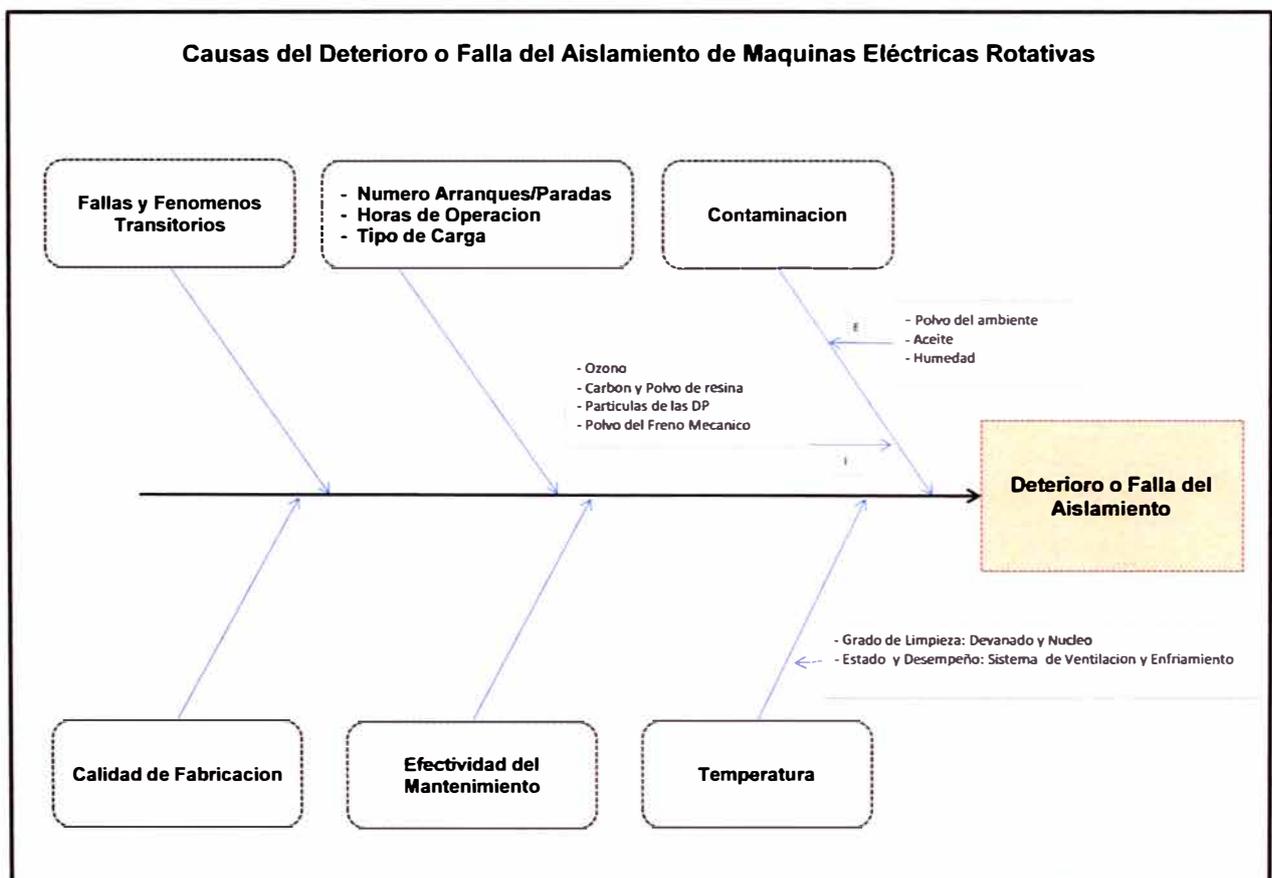


Fig. 2.4 Causas del Deterioro o Falla del Aislamiento

2.4 Detección del deterioro o condición del aislamiento

En la última décadas las empresas de generación eléctrica con el soporte de los fabricantes de generadores y fabricantes de equipos de prueba han tratado de diagnosticar la condición de los aislamientos del devanado estator buscando pruebas de diagnostico que sean lo más efectivas posible para indicar el grado de deterioro, su localización específica y el mecanismo que produce la degradación.

a) Pruebas fuera de Línea

Tradicionalmente, las pruebas de diagnóstico se han realizado fuera de línea, aprovechando las salidas de las unidades de generación por mantenimiento Preventivo, es decir el diagnóstico tenía un enfoque preventivo, es decir se realizaba de manera periódica bajo una frecuencia definida.

b) Pruebas en Línea

En los últimos años se ha buscado el enfoque proactivo y predictivo, el cual se basa principalmente en el diagnóstico en línea y fuera de línea bajo condición, el diagnóstico en línea tiene la ventaja de analizar el generador bajo todas las condiciones de operación.

c) Pruebas destructivas

Prueba en la cual se requiere la destrucción del aislamiento para encontrar sus límites de rendimiento.

d) Pruebas no destructivas

- **De alto esfuerzo:** Prueba en la que se requiere someter el aislamiento a voltajes iguales o mayores a los nominales.
- **De bajo esfuerzo:** Prueba en la que el espécimen se somete a voltajes menores a los nominales.
- **Cero esfuerzo:** Prueba en la que el aislamiento no se expone a esfuerzo alguno, tales como el análisis térmico.

2.5 Recomendaciones prácticas y estándares de la IEEE

Varias pruebas se han normalizado para evaluar la condición o estado de los aislamientos de máquinas eléctricas rotativas durante su operación.

Las recomendaciones prácticas, normas y métodos de prueba del Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) son utilizados extensamente, en todo el mundo, por los fabricantes de máquinas nuevas y por usuarios de motores y generadores para evaluar el estado o condición de los aislamientos a lo largo de su vida útil.

El presente informe se considera el cumplimiento de las recomendaciones prácticas y estándares de la IEEE que son usadas para el diagnóstico del estator, siendo estas:

- a) IEEE Std 43-2000(R2006):** Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Rotating Machinery.
- b) IEEE Std 286-2000:** Recommended Practice for Measurement of Power Factor Tip-Up of Electric Machinery Stator Coil Insulation.
- c) IEEE Std 95-2002™:** Recommended Practice for Insulation Testing of AC Electric Machinery (2300 V and Above) With High Direct Voltage

- d) IEEE Std 1434™-2000 (R2005):** Guide to the Measurement of Partial Discharges in Rotating Machinery.
- e) IEEE Std 762™-2006(R2012):** Standard Definitions for Use in Reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability, and Productivity.

CAPITULO III

PRUEBAS DE DIAGNOSTICO

3.1 Diagnostico del devanado estator

Para diagnosticar el estado de partes y ensambles de un generador síncrono, es necesario complementar las inspecciones visuales y las experiencias de operación, con resultados de las pruebas eléctricas y mecánicas.

En caso del devanado estator, par el diagnostico de la condición de los aislamientos tales como el grado de deterioro, su localización especifica y el mecanismo que produce la degradación, se consideran Pruebas Fuera de Línea y Pruebas en Línea.

A continuación se mencionan las principales pruebas:

a) Pruebas fuera de Línea

- Inspección Visual
- Resistencia de Aislamiento
- Índice de polarización e Índice de Absorción
- Factor de potencia del Aislamiento
- "Tip-Up" del Aislamiento
- Capacitancia
- Pruebas de Tensión Aplicada (Alto Potencial)
- Pruebas de EL CID
- Apriete de cuñas en el estator
- Apriete de tuercas en pernos de sujeción (dedos prensa chapas)

b) Monitoreo y pruebas En Línea

- Descargas Parciales a devanados
- Monitoreo de Temperaturas de devanados
- Análisis de Gases (Para detectar puntos calientes en el asilamiento del devanado y núcleo del estator).
- Medición de Vibraciones (vibración de cabezales).

3.2 Pruebas fuera de Línea

3.2.1 Inspección visual

La condición en la que se puede realizar la inspección visual más extensiva y detallada es con el rotor extraído del generador. La inspección visual es una de las herramientas de diagnóstico más importantes y efectivas si se realiza adecuadamente. Las zonas principales que se deben inspeccionar son los siguientes;

- Zonas con polvo amarillento sobre las cuñas en las ranuras. Esto es indicativo de desgaste del material de las cuñas o aislamiento por aflojamiento de cuñas.
- Zonas con polvo blanco en cuñas del estator, sobre amarres, separadores y barras en el cabezal tal como se muestra Fig. 3.1, esto es indicativo de actividad de descargas parciales.
- Verificar si la separación entre barras en el cabezal es uniforme. Que no haya signos de aflojamiento de las barras en el cabezal, ni amarres flojos.
- Verificar que no haya grietas ni erosión en el aislamiento. Se pone especial atención en la zona de salida de las bobinas de las ranuras y en los amarres.
- Verificar si hay signos de sobrecalentamiento en el aislamiento del devanado o en el núcleo magnético.
- Verificar estado general de limpieza, presencia de humedad, polvo o aceite sobre el aislamiento.
- Verificar si hay caminos de falla (tracking) entre bobinas en el cabezal. Se pone atención especial en separadores de bobinas contiguas que operan con alta diferencia de potencial entre ellas (fases diferentes).
- Verificar que no estén obstruidos con suciedad o materiales extraños los ductos de enfriamiento del núcleo del estator.

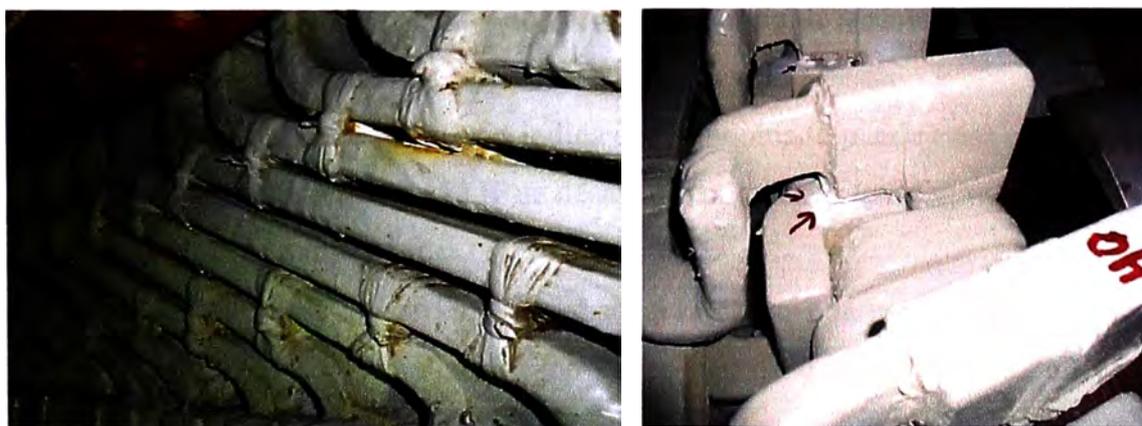


Fig. 3.1 Presencia de Polvillo blanco en Amarres y en unión entre Semibobinas Externa y de Fondo parte superior.

Las inspecciones visual se realiza de manera preventiva bajo un frecuencia determinada, según la metodología RCM se debe realizar de manera proactiva que puede ser preventiva o a condición, es decir cuando uno de los parámetros del aislamiento medido con las pruebas que se indican en los numerales siguientes sufre un cambio significativo. El mantenimiento proactivo permite evaluar y/o redefinir la frecuencia de la inspección visual, esto será adecuado si se tiene establecido una base de datos de los diferentes parámetros de los aislamientos del estator. En la empresa Electricidad del Perú S.A. las inspecciones visuales del devanado estator con rotor extraído es realizado generalmente a condición.

3.2.2 Resistencia de aislamiento, índice de polarización e índice de absorción

En el presente informe, se toma como referencia el método de prueba planteado en el estándar de IEEE 43-2000 (R2006). Este estándar atravesó una revisión en mayo del 2000, fue actualizado porque los sistemas de aislamiento en 1970 atravesaron una serie de cambios en su constitución química. Los nuevos sistemas del aislamiento son muy diferentes de los sistemas antiguos, incluyendo cómo reaccionan ante las distintas metodologías de prueba.

a) Base teórica y objetivo

La prueba de **resistencia de aislamiento** mide la resistencia de la aislación eléctrica entre los conductores de cobre y el núcleo del estator. La medida del **índice de polarización** (IP) es una variante del ensayo de resistencia de aislamiento; es la relación entre las medidas de resistencia de aislamiento a los 10 minutos (R_{10}) y a 1 minuto (R_1) de aplicada la tensión de prueba. Es decir: $IP = R_{10}/R_1$. La medida del **índice de Absorción** (IA) es la relación entre las medidas de resistencia de aislamiento a 1 minuto (R_1) y a 30 segundos ($R_{0.5}$) de aplicada la tensión de prueba. Es decir: $IA = R_1/R_{0.5}$.

- Generalmente, cuanto menor es el valor de la **resistencia de aislamiento**, mayor es la probabilidad de que exista un problema.
- Un **índice de polarización** (IP) bajo indica que el bobinado puede estar contaminado con aceite, suciedad o húmedo. El IP se desarrolló para hacer la interpretación más independiente de la temperatura.
- El IP nos permite usar la corriente de **absorción** como una medida para ver si las corrientes de fuga y de conducción son excesivas. Si estas corrientes son mucho mayores que la de absorción, el índice será cercano a uno. La experiencia muestra que si esto sucede hay posibilidades de descargas superficiales (tracking).

b) Norma de referencia

IEEE Std 43-2000(R2006): Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Rotating Machinery.

c) Equipos o instrumentos de medición

Los instrumentos de medición que se usan en estas pruebas dependen del grado exactitud de la lectura del índice de polarización que se requiera conocer. En la presentación de resultados del presente informe los valores medidos se realizaron con los Instrumentos siguientes MEGABRAS MD-5075x y MEGGER METRISO 5000V.

Los modernos instrumentos pueden aplicar tensiones de hasta 10kV y medir resistencias de aislación de 100GΩ.

d) Tensiones de ensayo

Un megóhmetro tiene una fuente de continua regulada y un amperímetro calibrado para brindar el resultado en MΩ o GΩ. Los resultados de estos ensayos dependerán de la humedad, la norma IEEE Std 43-2000(R2006) propone:

- Tensiones de prueba superiores a las anteriormente sugeridas (versión anterior de la norma) dado que a mayores tensiones es más probable encontrar defectos en el aislamiento. La tensión de ensayo aún está por debajo del valor de pico de la tensión nominal de fase. Es por esto que no se considera la prueba de resistencia de aislación como de alta tensión.
- Realizar la prueba o ensayo a una temperatura del devanado superior al punto de rocío.
- Tensiones de prueba según la Tabla N° 3.1.

Tabla N° 3.1 Tensión Continua de Prueba

Tensión nominal del Generador (V)	Tensión continua de prueba de resistencia de aislación (V)
<100	500
1000-2500	500-1000
2501-5000	1000-2500
5001-12000	2500-5000
>12000	5000-10000

e) Criterios de evaluación e interpretación

Hasta el año 2000, los valores mínimos de resistencia de aislamiento y los rangos de IP eran prácticamente los mismos para todo tipo de aislamiento. Sin embargo, en aislamientos modernos y en buen estado, prácticamente no existe corriente de conducción.

Es posible encontrar valores de R1 mayores que 100 Gohm. Por lo tanto, el técnico de mantenimiento deberá conocer el material aislante antes de hacer una interpretación de resultados. La norma IEEE Std 43-2000(R2006) recomienda criterios de evaluación para interpretar los valores de resistencia de aislamiento según la Tabla N° 3.2. Así mismo:

- Si R1 es inferior al mínimo, no se debe someter al bobinado a ningún ensayo de alta tensión (tensión aplicada) o restablecerlo al servicio porque la probabilidad de falla es alta. El mínimo para R1 es corrigiendo a 40°C, no es válida una corrección mayor que +10°C y - 20°C. El mínimo aceptable para R1 es mucho menor para estatores antiguos que para los nuevos y depende de la clase de tensión.
- Si la resistencia de aislación o el IP están por debajo del mínimo en un estator moderno, esto indica que existe contaminación o humedad excesiva.
- Si se obtiene un alto IP en un estator antiguo existe la posibilidad que la aislación haya sufrido un deterioro térmico. Esto sucede porque el deterioro térmico cambia fundamentalmente la naturaleza del aislamiento y por consiguiente su corriente de absorción.

Tabla N° 3.2 Valores mínimos recomendados para la Resistencia de Aislamiento a 40°C e Índice de Polarización

Resistencia de aislación mínima (Mohm)	Máquina bajo ensayo
R1 min = kV+1	La mayoría de bobinados fabricados antes de 1970, bobinados de campo y otros no descriptos más abajo
R1 min = 100	Para bobinados fabricados posteriormente a 1970
R1 min = 5	Para bobinados con tensión nominal inferior a 1 kV

Tipo de aislamiento	IP mínimo
Clase A	1.5
Clase B	2.0
Clase F	2.0
Clase H	2.0

En general, los ensayos de resistencia de aislamiento e IP son medios excelentes para determinar la existencia de contaminación o humedad. Por supuesto que también son útiles para la detección de fallas importantes donde se han producido fisuras o cortes en el aislamiento.

f) Recomendaciones prácticas de campo

- Generalmente en la práctica el valor de la resistencia de aislamiento y el índice de polarización se usan para determinar la condición del aislamiento en cuanto a suciedad y humedad del mismo y decidir si el devanado es apto para operar ó realizarle pruebas con tensiones del devanado mayores al nominal.
- Es la prueba de rigor para determinar si existe falla a tierra o entre fases en el devanado después de ocurrir un disparo de la protección del generador.
- En la práctica cuando se van realizar pruebas dieléctricas con tensiones equivalentes a la nominal del devanado o mayores, se mide previamente la resistencia de aislamiento e Índice de polarización, para asegurar que el devanado se encuentra en buenas condiciones de limpieza y seco para prevenir un posible daño del aislamiento por el esfuerzo de la tensión. Así mismo, después de realizar las pruebas dieléctricas, se mide de nuevo la resistencia de aislamiento e índice de polarización para comprobar que no hubo ningún efecto adverso al aislamiento por las pruebas dieléctricas. En la Fig. 3.2 se muestra una foto de las conexiones del equipo de medición de resistencia de aislamiento.



Fig. 3.2 Conexión del equipo de medición de Resistencia de Aislamiento e IP

g) Formato de control

A continuación en la Fig. 3.3 se muestra un formato de control con el reporte de pruebas de aislamiento e índice de polarización correspondiente a un generador de 120MVA y 13,8kV, en ella se indica los criterios de evaluación.

CONTROL AISLAMIENTO E INDICE DE POLARIZACION DEL DEVANADO ESTATOR

N° Orden de Trabajo :	
Instalación:	
Grupo Generador:	

Código Actividad:	
--------------------------	--

Equipo Utilizado :	
---------------------------	--

Tensión de Prueba :	5000, 10000 VCC
----------------------------	-----------------

Fases	Temperatura bobinado (°c)	Resistencia de Aislamiento después de 1' R1 (Mohm)	Resistencia de Aislamiento después de 10' R10 (Mohm)	Índice Polarización IP = R10' / R1'	Resistencia de Aislamiento corregido a 40 °c después de 1' R1 (Mohm)	Resistencia de Aislamiento corregido a 40 °c después de 10' R10 (Mohm)
Fase Tierra U						
Fase Tierra V						
Fase Tierra W						
Entre Fases U -- -- V						
Fase Tierra V --- W						
Fase Tierra W --- U						

Criterio de Evaluación	
Resistencia de aislamiento mínimo recomendado a 40°C :	100 MΩ
Índice Polarización Mínimo Recomendado (< 40°C) :	2,5

* Norma de referencia : IEEE 43 - 2000

* Las correcciones por temperatura en este formato son validas para valores entre 20 y 50 °C. Para temperaturas fuera de este rango revisar la norma de referencia

* A altas temperaturas el sistema de aislamiento puede indicar una reducción del índice de polarización. En este caso es recomendado realizar pruebas a temperaturas inferiores a 40°C

Observaciones :

Responsable :	Analista Mantenimiento :	Fecha :
----------------------	---------------------------------	----------------

Fig. 3.3 Formato de Control "Aislamiento e Índice de Polarización"

3.2.3 Tangente Delta y “Tip Up”

Para las pruebas de Tangente delta y "Tip Up" del aislamiento, se considera las recomendaciones del Estándar IEEE 286-2000. Esta prueba de aislamiento, también denominada Factor de Disipación o su equivalente Factor de Potencia, es una medida de las pérdidas dieléctricas del aislamiento. Además de usarse como ensayo de mantenimiento, es también usado por fabricantes como control de calidad para asegurar una correcta impregnación de la resina epoxi o poliéster.

a) Base teórica y objetivo

Todos los materiales aislantes tienen pérdidas dieléctricas y pueden medirse con la prueba de tangente delta o ensayo de factor de disipación o su equivalente factor de potencia.

Su magnitud depende del tipo de aislamiento y de las condiciones del mismo y es independiente de su volumen. La equivalencia entre el valor de tangente delta y el factor de potencia del aislamiento se muestra en la Fig. 3.5.

- En la teoría de Corriente Alterna, un sistema de aislamiento sin importar su complejidad, puede ser representado como un elemento capacitivo y resistivo. Para interpretar la prueba de tangente delta, el aislamiento se modela tal como se muestra en la Fig. 3.4.
- El valor de tangente delta aumenta con las descargas parciales en el aislamiento. Por esta razón, se recomienda realizar la prueba como mínimo a dos valores de tensión tal como se muestra en la Fig. 3.6; uno inicial, suficientemente bajo para prevenir que haya descargas parciales y el otro a la tensión nominal de fase a tierra. Esta forma de medición se conoce como “Tip-Up” y es una medición indirecta de las descargas parciales producidas en el devanado estator.
- La prueba de tangente delta sólo determina la condición promedio del aislamiento, es decir, no detecta el punto de peor condición

b) Norma de referencia

IEEE Std 286-2000: Recommended Practice for Measurement of Power Factor Tip-Up of Electric Machinery Stator Coil Insulation.

En los últimos años la IEEE 286-2000 no cambió la interpretación, pero se alineó con su equivalente IEC 60894.

c) Equipos o instrumentos de medición

Los instrumentos de medición que se usan en estas pruebas dependen del grado exactitud de la lectura del factor de potencia que se requiera conocer.

Un suministro de voltaje AC se requiere. La calificación kVA debe ser adecuada para el tamaño de la muestra que se está probado y puede incluir un circuito resonante en serie o en paralelo resonante. La forma de onda de la tensión y de la frecuencia de alimentación se ajustarán a la buena práctica industrial, de conformidad con IEEE Std 4-1995.

En la presentación de resultados del presente informe los valores medidos se realizaron con el equipamiento de la Marca DOBLE, compuesto por:

- PC M4200C
- Equipo M4100
- Resonador con cable de Alta tensión (Jumper)
- Cable de tierra (uso solo en el caso de caso de generador)
- Juego de cables de conexión
- Dispositivos de seguridad para suspender la prueba en cualquier instante

d) Tensiones de ensayo

Se recomienda realizar la prueba como mínimo a dos valores de tensión, uno inicial, suficientemente bajo para prevenir que haya descargas parciales y el otro a la tensión nominal de fase a tierra, que permita medir las pérdidas ocasionadas por las descargas parciales.

La norma IEEE Std 286-2000 recomienda:

- El voltaje más bajo del ensayo debe ser sustancialmente inferior a la de funcionamiento de fase a tierra de tensión ($U_n / \sqrt{3}$), del bobinado y es normalmente 1,0 o 2,0 kV rms. La tensión de prueba más alta se puede seleccionar para ser igual a o a ser mayor que la del voltaje nominal fase a tierra ($U_n / \sqrt{3}$) del devanado.
- El Tip-Up del factor de potencia se calcula restando el factor de potencia medido a 2,0 kV rms al medido al valor de voltaje nominal fase-tierra ($U_n / \sqrt{3}$) del devanado.
- El factor de potencia frente a la característica de tensión se ve afectada en cierta medida por la temperatura del devanado.

La norma recomienda que las pruebas se realizaron a temperatura ambiente (25 ° C), así mismo deben ser registrados la temperatura del devanado, temperatura ambiente y humedad relativa.

e) Criterios de evaluación e interpretación

- El factor de potencia medido a un voltaje bajo, por ejemplo, 2 kV rms, es, en su mayor parte, no afectada por la descargas parciales y es una indicación de:
 - Las pérdidas dieléctricas inherentes del aislamiento y de su estado general.

- La calidad del contacto de la superficie semi-conductora con el núcleo.
- El contenido de humedad y grado de limpieza
- El grado de endurecimiento de materiales
- Las descargas parciales producen calor, luz y sonido que consumen energía; esta energía debe ser proporcionada por la fuente de ensayo. Por consiguiente, en un devanado con aislación delaminada, al aumentar la tensión, aparecen descargas parciales.

El factor de disipación y el factor de potencia aumentarán debido a las pérdidas dieléctricas adicionales.

- En devanados con recubrimiento de cinta o pintura graduadora de tensión a base de carburo de silicio, a tensiones superiores a 6 kV puede afectar la medida.

Al aumentar la tensión, la resistencia de la capa disminuye y comienzan a circular corrientes, siendo imposible discriminar cuanto de las pérdidas se deben a descargas parciales y cuanto a la conducción de los recubrimientos graduadores.

Por las razones indicadas, con esta prueba no es posible determinar incrementos pequeños de descargas parciales con el tiempo.

- Esta prueba de tangente delta sólo determina la condición promedio del aislamiento, es decir, no detecta el punto de peor condición.

Su valor puede verse afectado por la humedad y suciedad en la superficie del aislamiento que permite una circulación de corriente a tierra a través de la superficie del mismo aumentando las pérdidas.

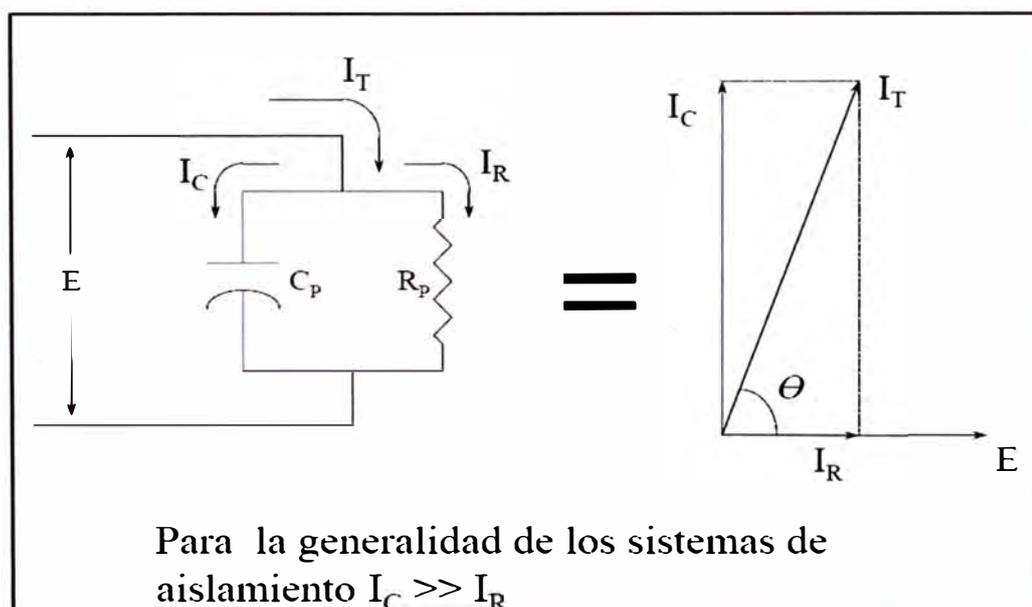
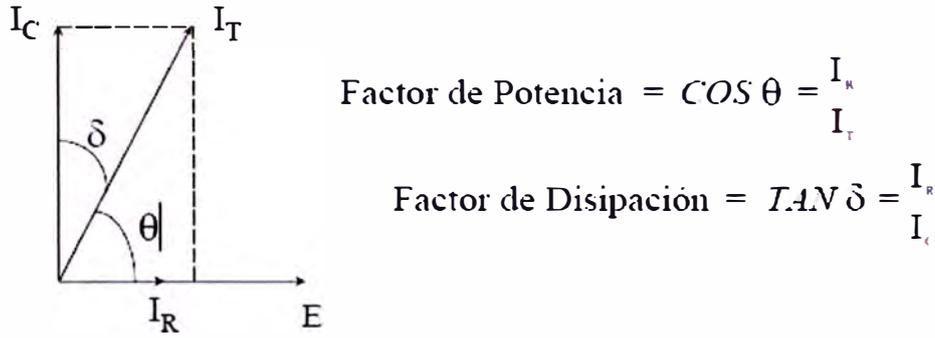


Fig. 3.4 Moldeamiento del Aislamiento



θ°	% PF (% COS θ)	δ°	% DF (% TAN δ)
90	0	0	0
89.71	0.500	0.29	0.500
84.26	10.00	5.74	10.05
0	100.00	90	∞

Fig. 3.5 Equivalencias entre Factor de Potencia y Tangente Delta

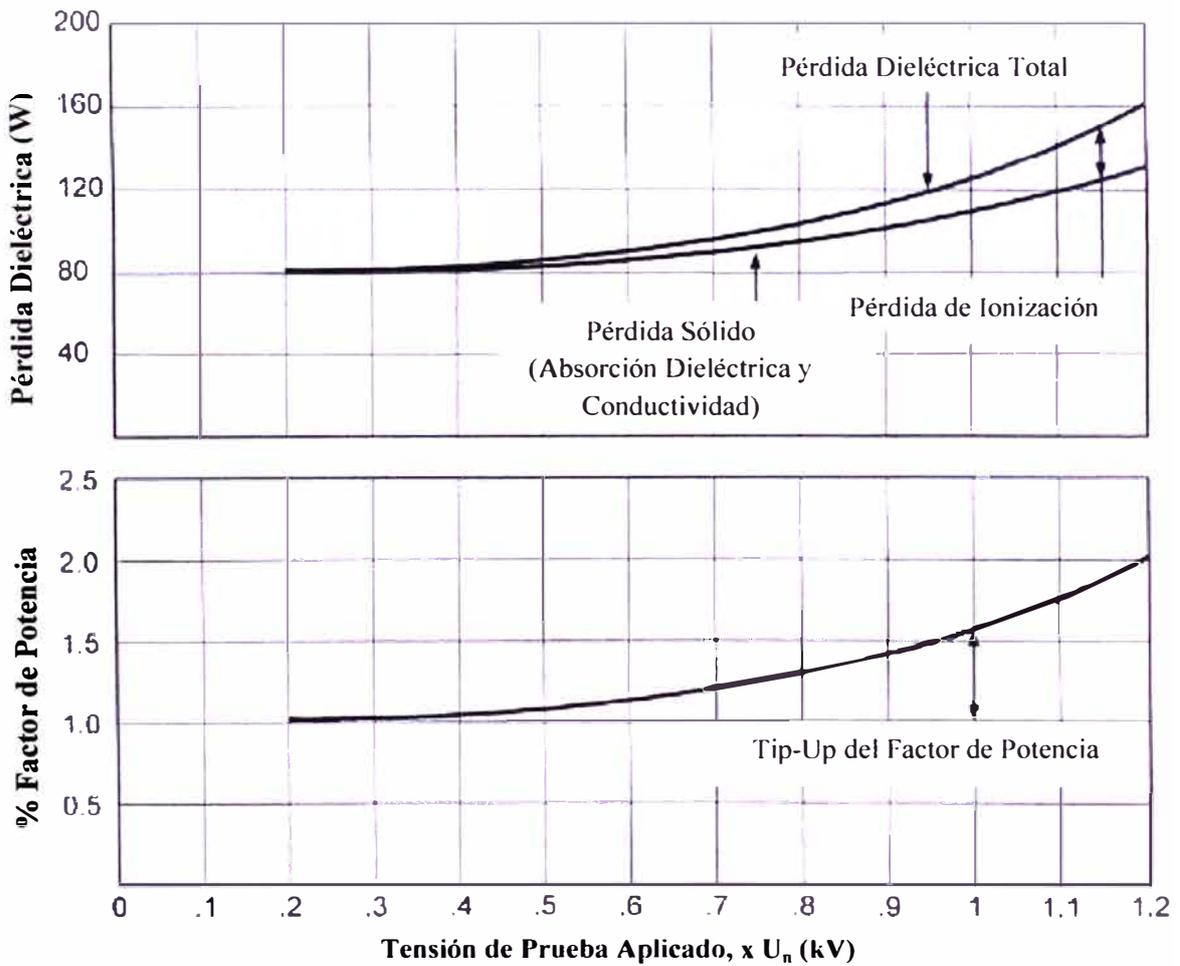


Fig. 3.6 %Factor de Potencia en función del Voltaje de prueba

f) Recomendaciones prácticas de campo

- Los niveles de tensión reales seleccionados para la prueba se determinarán generalmente por acuerdo entre el fabricante y el usuario.
- Para medir el factor de potencia en generadores de alta capacitancia, se usa un modulo adicional (inductor resonante), el cual permite ampliar el rango de corriente del equipo de medición, minimizando el requerimiento de corriente en la entrada.

El resonador previo a la medición del factor de disipación debe ser ajustado mediante la variación del entre hierro.

- El equipo de medición, incluyendo los cables de conexión al devanado estator, deben estar adecuadamente protegidos y tener el nivel de aislamiento correspondiente de forma que la medición se limita a medir el aislamiento del devanado estator.

En la Figura N° 3.7 se muestra una foto de las conexiones del equipamiento para la prueba de tangente delta del devanado estator de un generador eléctrico.



Fig. 3.7 Conexión del equipamiento para la prueba de Tangente Delta

g) Formato de control

En la Fig. 3.8 se muestra el formato de control con los campos necesarios para el reporte de la prueba Tangente Delta o factor de disipación o su equivalente Factor de Potencia, asimismo se indican los campos para registrar la capacitancia y el "Tip Up" del aislamiento del devanado estator, correspondiente a un generador de 120MVA y 13,8kV, en ella se indica los criterios de evaluación.

FACTOR DE POTENCIA Y CAPACITANCIA DEL AISLAMIENTO DEVANADO ESTATOR

Nº Orden de Trabajo : Instalación :

Grupo Generador : Código Actividad :

Equipo utilizado :	<input type="text"/>		
Tensiones de Prueba:	2, 4, 6 y 8kV		
Temperatura ambiente (c°) :	<input type="text"/>		
Humedad relativa :	<input type="text"/>		
Temperatura Bobinado (c°) :	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Nº de Serie Grupo Generador	Fases	% PF	Capacitancia (pF)	Tip - Up
	Fase Tierra U			
	Fase Tierra V			
	Fase Tierra W			
	Entre Fases U - V			
	Entre Fases V - W			
	Entre Fases W - U			

Criterios de Evaluación de Capacitancia

Incremento	Presencia de contaminación y/o capas corto-circuitadas
Disminución	Delaminación del aislamiento o Circuitos Abiertos

Criterios de Evaluación Factor de Potencia

FP < 5%	Aceptable	Factor de Potencia
FP > 5%	Deteriorado	

Tip Up < 2%	Aceptable	Tip - Up
Tip Up > 2%	Deteriorado	

Criterios de Evaluación de Perdidas

Incremento	Contaminación del Aislamiento
Disminución	Vías Resistivas a Tierra

* Norma de Referencia : IEEE 286-2000

* Recomendaciones: DOBLE Engineering

Observaciones:

Responsable O/T : Analista Mantenimiento: Fecha:

Fig. 3.8 Formato de Control "Factor de Potencia, Capacitancia y Tip-Up"

3.2.4 Capacitancia

a) Base teórica y objetivo

El devanado del estator puede considerarse como un capacitor cuyos electrodos están formados por los conductores del devanado y el núcleo del estator, y su dieléctrico por el sistema de aislamiento. La presencia de vacíos dentro del sistema de aislamiento se puede definir por medio de la prueba de capacitancia, ya que estos vacíos se llenan de aire, cambiando la constante dieléctrica del sistema de aislamiento.

La medición periódica de capacitancia puede ser útil para determinar delaminación del aislamiento por sobrecalentamiento o el incremento de humedad en el devanado.

b) Norma de referencia

IEEE Std 286-2000: Recommended Practice for Measurement of Power Factor Tip-Up of Electric Machinery Stator Coil Insulation.

c) Equipos o instrumentos de medición

Para poder detectar cambios significativos en la capacitancia se necesita medirla con equipos de prueba con resolución de tres decimales o más.

Generalmente los equipos de medición de tangente delta incluyen la medición de la capacitancia con una buena resolución y se pueden realizar ambas mediciones al mismo tiempo.

En la presentación de resultados del presente informe los valores medidos se realizaron con el equipamiento de la Marca DOBLE indicado en el numeral anterior.

d) Criterio de evaluación e interpretación

La capacitancia del devanado se reduce con la formación de huecos en el aislamiento y aumenta si este se satura con agua.

El siguiente criterio es útil para el análisis:

- De laminación: Capacitancia cae (Cambios de 1%).
- Contaminación: Capacitancia aumenta (Cambios de 5%)

En bobinados nuevos esta prueba es poco útil, sin embargo en máquinas antiguas la prueba puede ser útil para la detección de alta contaminación y deterioro avanzado (Conocido como de laminación el sistema de aislamiento).

e) Formato de control

En la Figura N° 3.8 se muestra el formato de control con los campos necesarios para el reporte de medición de la capacitancia del aislamiento correspondiente a un generador de 120MVA y 13,8kV, en ella se indica los criterios de evaluación.

3.2.5 Pruebas de tensión aplicada (Alto potencial)

La prueba de tensión aplicada no es aceptada como una prueba de rutina para evaluar la condición del aislamiento del devanado estator. Sin embargo, se puede realizar a niveles de tensión menos severos que en fabrica o en puesta en servicio.

a) Base teórica y objetivo

Esta prueba se puede realizar con corriente directa o con corriente alterna. Se recomienda esta ultima por que somete al aislamiento a un esfuerzo más real respecto a la operación del generador y es más sensible que la corriente directa a defectos serios del aislamiento. El inconveniente con la prueba con corriente alterna es que se requieren equipos de prueba de alta capacidad, especialmente en máquinas grandes. Por esta razón, generalmente en la práctica esta prueba se realiza con Corriente Directa.

El objetivo es determinar si el bobinado resiste el alto estrés causado por el voltaje de prueba y con ello se tiene un buen nivel de confianza en que este no va a fallar en operación cuando ocurra un transitorio de tensión.

b) Norma de referencia

IEEE Std 95-2002™: Recommended Practice for Insulation Testing of AC Electric Machinery (2300 V and Above) With High Direct Voltage.

c) Equipos o instrumentos de medición

Los equipos de prueba de Tensión Aplicada tienen un dispositivo de protección para limitar la corriente de descarga, el cual es regulable. Así mismo disponen de un indicador en caso de disparo durante las pruebas.

En la presentación de resultados del presente informe los valores medidos se realizaron con el equipo de la Marca Phenix Technologies, Modelo 475-20 (HIPOT).

d) Tensiones de ensayo

Después que el devanado ha pasado las pruebas de resistencia de aislamiento se pueden realizar pruebas de alto potencial en corriente directa a tierra.

La prueba de tensión aplicada (alto potencial) para fines de mantenimiento es realizada a niveles de tensión menos severos que en fabrica ó en puesta en servicio.

Los valores de tensión de corriente alterna recomendados por la norma **IEEE Std 95-2002™** para esta prueba son los siguientes:

En fabrica: $(2E_n + 1)$ kV 1 minuto

Puesta en servicio: $0.85(2E_n + 1)$ kV 1 minuto

Pruebas de Mantenimiento: 0.65 a $0.75(2E_n + 1)$ kV 1 minuto

Si se quiere probar con corriente directa, se deben multiplicar los valores anteriores por 1.7.

La aplicación de la tensión de la prueba debe ser gradual, se debe evitar que se sobrepase la corriente máxima de prueba. La duración de cada prueba es típicamente 1 minuto, el tiempo inicia cuando se ha alcanzado el valor del voltaje de prueba.

e) Criterios de evaluación e interpretación

El tiempo fuera de servicio, la temperatura y la humedad son factores importantes cuando se hacen mediciones utilizando Alto Voltaje de corriente directa (DC), estos factores influyen en la condensación de la humedad en la superficie de absorción del aislamiento.

La prueba de aceptación y de manteniendo se da cuando la prueba se llevo a cabo de manera no disruptiva. Si no hay evidencia de peligro o falla del aislamiento al final del tiempo total de la aplicación de voltaje de prueba, en este caso se considera que el devanado ha pasado la prueba.

f) Recomendaciones practicas de campo

En la práctica la prueba de tensión aplicada (alto potencial) es usado en los siguientes casos:

- Identificación de la zona especifica de fallas: falla a tierra en ranuras o falla entre fases en los cabezales, detectadas previamente por el sistema de protección solo cuando el generador se encuentra en servicio y generando energía a su potencia máxima.
- Para determinar el estado de las semibobinas de repuesto, se toma una de ellas y se aplica la prueba.
- En mantenimientos correctivos del devanado estator; por ejemplo cuando se cambia una o mas semibobinas por falla de su aislamiento, una de las pruebas finales es la de tensión aplicada.
- Prueba final en reaislamientos de barras de salida (unión entre la conexión doble ramal y terminales flexibles) del devanado estator. En la Fig. 3.9 se muestra una foto de las conexiones del equipo de tensión aplicada.

g) Formato de control

En la Fig. 3.10 se muestra el formato de control con los campos necesarios para el reporte de la prueba de Tensión Aplicada (Alto potencial) del estator correspondiente a un generador de 82.5MVA y 13,8kV, en ella se indica los criterios de evaluación. El formato de control deben registrar las condiciones en que se realizaron las pruebas, tales como las

condiciones del ambiente (temperatura y humedad relativa de la fosa del generador), así como la temperatura del devanado estator. Así mismo es importante realizar la medición de resistencia de aislamiento del devanado estator como actividad previa a las pruebas de tensión aplicada, estos valores deben registrarse en el presente formato, esto permitirá tomar la decisión de realizar la prueba de tensión aplicada.

Culminado la prueba de tensión aplicada, se debe medir la resistencia de aislamiento de cada una de las fases del devanado y deben ser registrados en el presente formato; la última medición permite definir si el estator está en condiciones de ser energizado para su operación comercial del grupo generador.

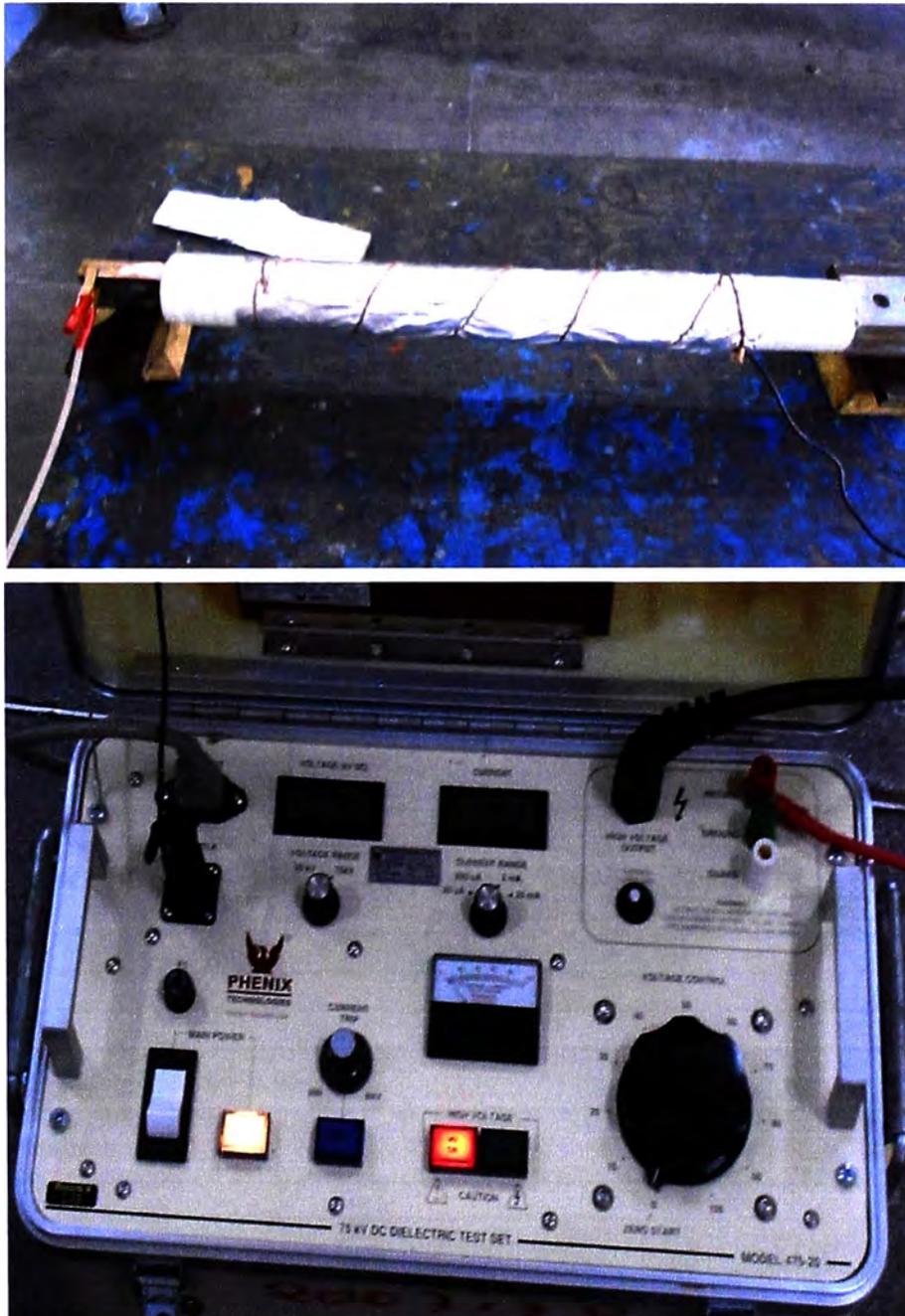


Fig. 3.9 Conexiones para la Prueba de "Tensión Aplicada" a una barra reaislada

PRUEBA DE TENSION APLICADA DEVANADO ESTATOR

N° Orden de Trabajo :	
Instalación :	
Grupo Generador:	

Código Actividad :	
---------------------------	--

Prueba de rutina para evaluar la condición del aislamiento	x
Prueba realizada antes del proceso de soldadura de semibobinas	
Prueba realizada después del proceso de soldadura de semibobinas	

Equipo Utilizado :	
Temperatura Bobinado (C°) :	
Temperatura Ambiente :	
Humedad Relativa (%) :	

Tensión de Prueba (kV)	Tiempo	Corriente de Fuga (uA)					
		Fase U - x		Fase V - y		Fase W - z	
7	2'						
9	1'						
11	1'						
13.0	1'						
15.0	1'						
17.0	1'						
19.0	1'						
22.0	1'						
24.0	1'						
Posición Interruptor de Protección							

Resistencia de Aislamiento antes de la prueba de Tensión Aplicada

	R1' (Mohm) =	R10' (Mohm) =	IP =
Fase R			
Fase S			
Fase T			

Resistencia de Aislamiento después de la prueba de Tensión Aplicada

	R1' (Mohm) =	R10' (Mohm) =	IP =
Fase R			
Fase S			
Fase T			

* Norma de Referencia: IEEE 95-2002

Observaciones:	
-----------------------	--

Responsable O/T :	Analista Mantenimiento.:	Fecha:
-------------------	--------------------------	--------

Fig. 3.10 Formato de Control "Prueba de Tensión Aplicada"

3.2.6 Prueba de EL CID

Aun cuando el presente informe se refiere al diagnóstico del devanado estator, dado que el núcleo del estator está muy ligado al devanado, se incluye el diagnóstico del núcleo magnético del estator mediante la prueba de "EL CID" (Electromagnetic Core Imperfection Detection).

La necesidad de detectar imperfecciones electromagnéticas en el núcleo del estator se debe a la ocurrencia de fallas con consecuencias significativas en generadores de potencia, debido al calentamiento excesivo provocado por flujos de corriente en las laminaciones en corto circuito por degradación del aislamiento interlaminar. La prueba de "EL CID" se emplea extensamente y ha logrado aceptación mundial por su detección confiable y segura de corto circuitos entre laminas del núcleo estatorico. (CIGRÉ, 2004).

a) Base teórica y objetivo

El núcleo de los estatores se compone de delgadas láminas de acero magnético separadas por un aislamiento que evita las corrientes axiales. En caso de corto circuitos entre láminas, la alta temperatura resultante puede quemar el aislamiento de bobinado del estator e incluso llegar a fundir el núcleo.

Las laminaciones aisladas entre sí facilitan el flujo magnético en el sentido radial, los extremos del núcleo se sujetan mecánicamente por lo que se conoce como dedos de sujeción.

Los métodos tradicionales de prueba del núcleo del estator, conocidos como "Prueba de Anillo Toroidal" o ensayo a pleno flujo, utilizan valores de flujo cercanos al nominal, lo cual es potencialmente dañino para la máquina rotativa sin refrigeración y peligroso para el personal que realizan las pruebas. El ensayo a pleno flujo requiere largos cables de potencia, grandes fuentes de alimentación, mano de obra considerable y cámaras infrarrojas costosas.

La prueba de "EL CID" nos permite evaluar el estado del aislamiento interlaminar del núcleo del estator. Esta prueba determina cortos circuitos entre laminaciones del núcleo del estator, y opera tan sólo con el 4% del flujo de funcionamiento normal, lo cual maximiza la seguridad y elimina el riesgo de dañar el estator.

b) Norma de referencia o recomendaciones

En el presente informe se consideran las recomendaciones de los fabricantes de generadores tales como GENERMEX y de los fabricantes de equipos de prueba tales como IRIS Power y ADWEL International.

c) Equipo o instrumento de medición

La prueba de EL CID emplea poca energía y es muy efectiva, sin embargo, en caso necesario, es posible realizar una prueba que requiere alta energía y es conocida como "Prueba de Anillo Toroide" o ensayo a pleno flujo.

En el presente informe se hace referencia al equipo de prueba "EL CID Evolution" de IRIS POWER

d) Método de ensayo

Esta técnica requiere de un circuito de excitación (Toroide), de baja potencia, requiriendo de 5 a 10 vueltas de cable calibre 10 AWG alimentado con un voltaje de 120 a 240VAC, dispuesto en forma concéntrica y alineado con el eje axial del estator en forma similar al que se utiliza en la "Prueba del Anillo Toroide". En la Fig. 3.11 se muestra la conexiones eléctricas para la prueba de "EL CID".

El circuito se conecta a una fuente de tensión alterna variable hasta inducir aproximadamente el 4% del flujo nominal del núcleo. A esta baja densidad de flujo, se puede entrar al núcleo sin peligro con el detector "ÉLCID" para registrarlas corrientes axiales en las laminaciones del estator. Cualquier área, con corriente axial elevada, en las laminaciones a lo largo de la superficie aparecerá como picos de corriente en el medidor.

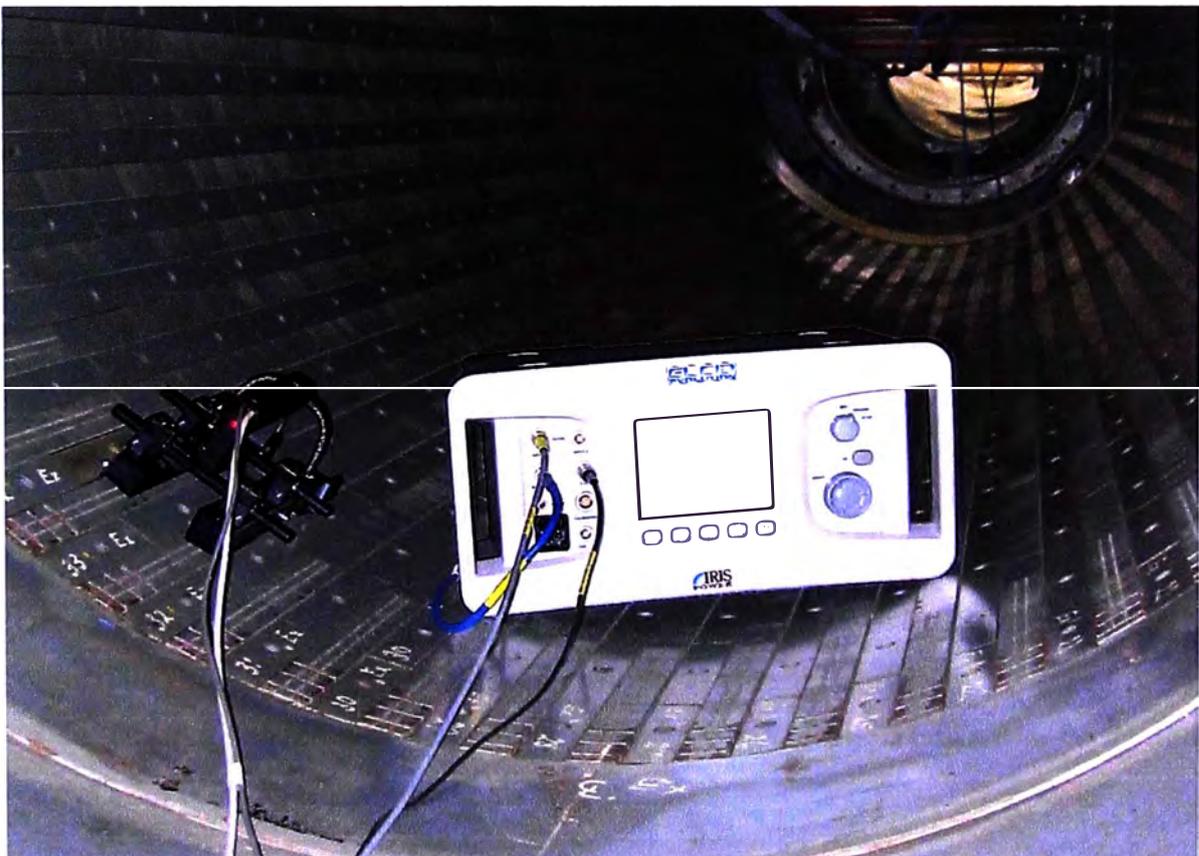


Fig. 3.11 Conexión eléctrica para la Prueba de "EL CID"

e) Criterio de evaluación e interpretación

El criterio de aceptación para considerar un núcleo magnético en buenas condiciones es que la corriente máxima debe ser menor a 100mA tal como se muestra en la Tabla N° 3.3. En caso de encontrar valores superiores a 100mA, en esta prueba, se puede proceder a efectuar una prueba toroide, para investigar el estado del núcleo.

Tabla N° 3.3 Criterios de Evaluación de la prueba "EL CID"

Prueba	Característica	Criterio de Evaluación		
		Aceptable	Seguimiento o Investigación	Reparación
EL CID (mA)	4% del Flujo Nominal	0-100	100-200	> 200
Anillo Toroide (°C)	100% del Flujo Nominal	< 5	5 a 10	> 20

f) Recomendaciones prácticas de campo

Esta prueba requiere extraer el rotor o por lo menos un polo del rotor, esto dependerá de la configuración mecánica y geométrica del Generador. La prueba de "2EL CID" para el caso de generadores mencionados en el numeral 1.3 dará como consecuencia la indisponibilidad del grupo generador por espacio de 4 a 6 días. Esto implica que esta prueba se debe realizar aprovechar las fechas de ejecución de mantenimientos mayores o en todo caso se debe planificar bajo condición.

Las recomendaciones de los fabricantes de devanados de estatores de generadores hidroeléctricos tales como GENERMEX y fabricantes de equipos de prueba tales como IRIS Power y ADWEL International, recomiendan programar la ejecución de esta prueba al menos una vez cada tres años, e integrar un historial de resultados para el análisis de tendencias y anticipar posibles fallas del asilamiento del núcleo. También recomiendan, que si se tiene planificado el cambio de bobinas es conveniente verificar el estado del núcleo antes y después de colocar las bobinas nuevas.

g) Formato de control

En la Fig. 3.12 se muestra el formato de control con los campos necesarios para el reporte de la prueba de "EL CID" del núcleo magnético del estator de 180 ranuras correspondiente a un generador de 120MVA y 13,8kV, en ella se indica los criterios de evaluación.

El formato de control deben registrar las condiciones en que se realizaron las pruebas, tales como la condiciones del ambiente (temperatura y humedad relativa de la fosa del generador), así como la temperatura del devanado estator.

PRUEBA DE "EL CID" AL AISLAMIENTO DEL NUCLEO MAGNETICO DEL DEVANADO ESTATOR

N° Orden de Trabajo :

Instalación :

Grupo Generador :

Código Actividad :

Equipo utilizado :	<input type="text"/>
Tensiones de Prueba:	100 - 220 VAC
Temperatura ambiente (c°) :	<input type="text"/>
Humedad relativa :	<input type="text"/>
Temperatura Bobinado (c°) :	<input type="text"/>

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Ranuras
0											(mA)
10											
20											
30											
40											
50											
60											
70											
80											
90											
100											
110											
120											
130											
140											
150											
160											
170											

Ranuras

Criterios de Evaluación

0 -100 mA	Aceptable	EL CID
100 - 200 mA	Seguimiento e Investigación	
> 200 mA	Reparación	

* Recomendaciones: IRIS Power, ADWEL International LTD, GENERMEX

Observaciones:

Responsable O/T : Analista Mantenimiento: Fecha:

Fig. 3.12 Formato de Control Prueba de "EL CID"

3.3 Pruebas en Línea

En la actualidad las empresas eléctricas buscan aumentar la confiabilidad y disponibilidad de sus maquinas eléctricas rotativas mediante sistemas de monitoreo y diagnostico en Línea. En los últimos años se ha buscado el enfoque proactivo, el cual se basa principalmente en el diagnostico en línea y fuera de línea bajo condición, el diagnostico en línea tiene la ventaja de analizar el generador eléctrico bajo todas las condiciones de operación, es decir bajo los esfuerzos eléctricos, mecánicos y térmicos propios de esa condición.

El objetivo es detectar fallas potenciales, para alertar a los operadores y personal de mantenimiento; ello permite planificar, programar oportunamente las inspecciones y/o mantenimientos correctivos con maquina eléctrica rotativa fuera de servicio. Con esto se contribuye a una mayor eficiencia del manteniendo y a mantener el costos de operación al menor posible.

El monitoreo y diagnostico en línea de Generadores Eléctricos se pueden dividir en:

- Análisis térmico; tales como la distribución de temperaturas, y el análisis de gases producto de la descomposición del asilamiento o del arco eléctrico.
- Análisis dieléctrico; tales como descargas parciales, generación de ozono, etc.
- Análisis mecánico; espectro de vibraciones.

3.3.1 Descargas Parciales

La prueba de descargas parciales (DP) se puede realizar en Línea o fuera de Línea, dependiendo de la finalidad de la prueba. Las pruebas fuera de Línea o las inspecciones visuales se recomiendan para complementar las pruebas en línea en caso de que las pruebas en línea indiquen que las DP se han incrementado. Uno de los inconvenientes más relevantes de la prueba fuera de línea es que se requiere una fuente de alimentación separada y suficiente para energizar el devanado; así mismo en contraparte una ventaja es que se puede eliminar toda fuente de ruido. La prueba de medición de descargas parciales en línea se considera como la mejor prueba del diagnóstico en línea del devanado del estator de generadores eléctricos que existe actualmente, ya que se realiza con el generador eléctrico en operación, bajo los esfuerzos eléctricos, mecánicos y térmicos propios de esa condición.

La ventaja de esta técnica es que la medición se realiza en minutos, en el momento que uno decida y, dependiendo del sistema utilizado, no requiere calibración de equipos ya que los sensores son fijos.

a) Base teórica y objetivo

La Descarga Parcial (DP) es una descarga eléctrica incompleta (parcial), que ocurre entre el aislamiento y el conductor, es decir no hay ruptura del aislamiento. Las Descargas Parciales no sólo representan un síntoma, sino que ellas por si misma son un indicativo de un daño o malformación de las resinas orgánicas. Los tipos de DP pueden ser internas, superficiales, tipo corona y arborescentes.

El método de detección de DP que se considera en el presente informe es el de detección de pulsos eléctricos "Electric Pulses Sensing". Las unidades de medida que se consideran son:

- Magnitud de las Descargas Parciales Q_m (mV)
- Taza de repetición de las Descargas parciales - Pulsos por Segundo (pps)
- Actividad total de las Descargas Parciales NQN y Polaridad Angulo de Fase

b) Norma de referencia

IEEE Std 1434TM-2000 (R2005): Guide to the Measurement of Partial Discharges in Rotating Machinery.

c) Equipos e instrumentos de medición

En la presentación de resultados del presente informe los valores medidos se realizaron con el equipamiento de la Marca IRIS Power, compuesto por:

- PC Portátil
- Equipo PD-IV/TGA-B
- Software PD LitePro
- Juego de cables

El equipamiento de IRIS Power proporciona la magnitud de las Descargas Parciales positivas y negativas en milivoltios (mV) denominada Q_m , la cantidad de descargas parciales en pulsos por segundo convertido a un número llamado NQN. También mediante el software, se puede obtener el patrón de agrupamiento de las descargas parciales respecto a la onda senoidal de tensión de referencia, en una gráfica de tres dimensiones.

d) Método de ensayo

El método de detección de DP que se considera en el presente informe es el de detección de pulsos eléctricos "Electric Pulses Sensing". Así mismo el método para separar el ruido de las descargas parciales es el de tiempos de llegada en arreglo "BUS Direccional".

Se recomienda realizar las pruebas con los mismos parámetros de operación del generador eléctrico o en todo caso se considera una tolerancia según lo mostrado en Tabla N° 3.4.

Tabla N° 3.4 Variaciones permisibles de Parámetros para la medición de DP

Parámetro	Rango
Voltaje	+/- 200V
Carga	+/- 10%
Potencia Activa	+/- 10%
Potencia Reactiva	+/- 10%
Temperatura de Estator	+/- 5 °C
Humedad Relativa	+/- 5 %

e) Criterio de evaluación e interpretación

El estándar IEEE Std 1434™-2000 (R2005), recomienda que los factores a considerar en el análisis de resultados de la medición son las siguientes:

- Magnitud de las DP
- Polaridad de los pulsos de DP
- Cantidades integradas
- Cambios en la magnitud de DP
- Altura de pulso y fase de pulsos
- Dificultades en la interpretación objetiva de los datos de DP, tales como el tipo de aislamiento, el ruido, restricciones del valor NQN para usarlo en la clasificación de datos de la medición.

Los criterios de la evaluación aplicados al resultado de las pruebas, posterior a la claridad que se tiene con concepto de las DP, por que se produce, como medirlos correctamente y análisis respectivo son:

- Evaluación de Tendencias
- Comparación entre Generadores Eléctricos Similares
- Pulsos Clásicos de DP: se generan por los esfuerzos de tensión que causa el voltaje de fase a tierra, una distribución clásica de pulsos tiene la forma de una campana de Gauss, con una desviación de 15°. Los pulsos de DP se agrupan al rededor de los 45° del ciclo AC para los pulsos negativos y alrededor de 225° para los pulsos positivos
- Pulsos de DP no Clásicos: se da cuando la agrupación de pulsos de DP se da en ubicaciones diferentes a los 45° y 225° del ciclo de voltaje fase tierra, este comportamiento puede estar condicionado por voltajes ajenos a la fase en particular, o puede estar influenciado por el sistema de excitación. También son consideradas las DP que son generadas por esfuerzos eléctricos que causa la tensión entre fases, siendo la fuente de origen la contaminación o proximidad eléctrica entre la salidas de barras.

El campo eléctrico en la zona de los cabezales son dependientes del voltaje entre fases. Así mismo los pulsos de DP son pulsos de alta frecuencia que pueden acoplarse capacitivamente de una fase a otra a través de los cabezales; La humedad también puede causar un aumento de las DP en la superficie.

Para la comparación entre Generadores Eléctricos similares, se toma en cuenta tablas estadísticas con valores de Q_m que definen el grado de severidad de las DP, el cual es proporcionada por los fabricantes de equipos de prueba.

Para propósitos del informe se muestra la Tabla N° 3.5 con datos estadísticos proporcionados por IRIS Power (2006), los valores de Q_m corresponden a más de 60 000 resultados de prueba, la data se agrupa según el tipo de sensor de medición de DP (acopladores capacitivos), el tipo de enfriamiento (aire a presión atmosférica), nivel de tensión de los generadores eléctricos (13.8kV).

Tabla N° 3.5 Criterios de Evaluación de la prueba de DP

Criterio de Evaluación		
BUS 13 - 15 kV		
Severidad de las DP		Magnitud (mV)
Insignificante	< 25th	39
Bajo	< 50th	98
Típico	< 75th	226
Moderado	< 90th	461
Alto	< 95th	719

e) Recomendaciones prácticas de campo

- Independiente de la marca del equipo de medición, se debe verificar si los resultados obtenidos en cada prueba no tengan observaciones, de lo contrario es necesario cambiar el rango de Q_m para la medición o el rango de la tasa de repetición de las descargas. Los resultados deben ser guardados cuando el resultado es OK. En algunos casos con una prueba solo se puede conseguir el resultado deseable de una fase.
- Se debe registrar las condiciones de operación del generador eléctrico durante la medida de descargas parciales, así mismo las condiciones del ambiente, de lo contrario los resultados de la medida no pueden tener trazabilidad

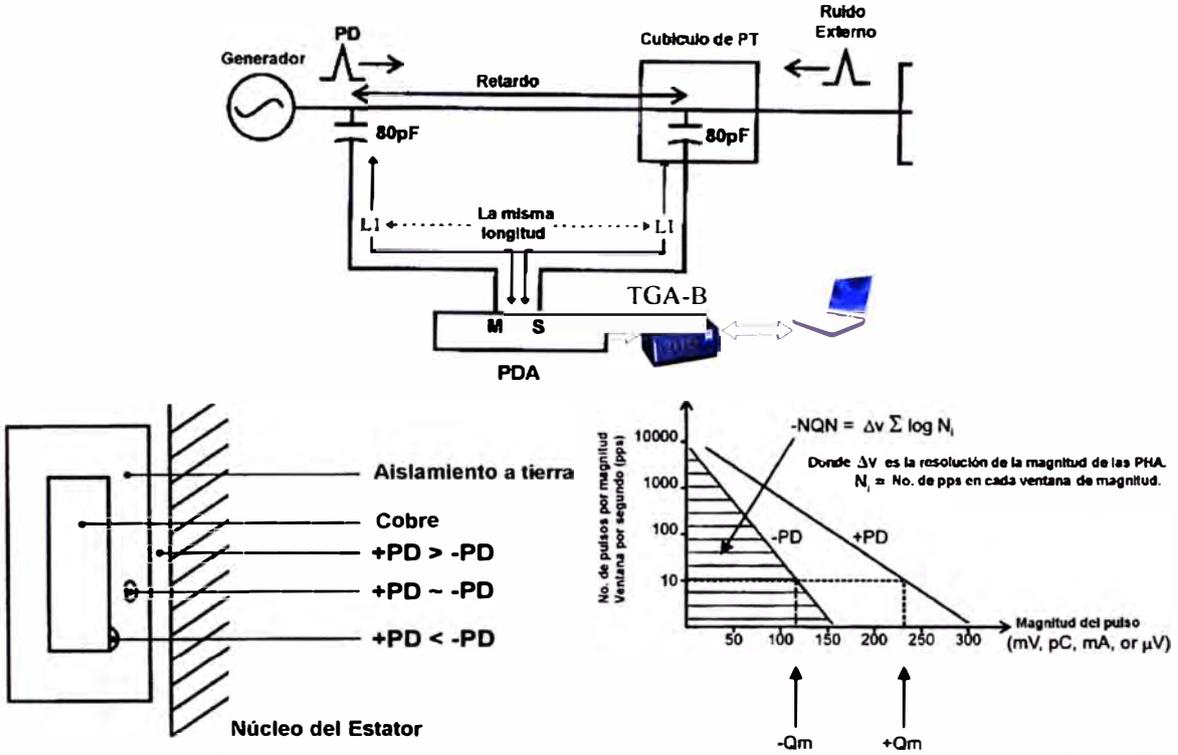
f) Formatos de control

En la Fig. 3.13 se muestra un formato de control con los campos necesarios para el reporte de la prueba de Descargas Parciales (DP), correspondiente a un generador de 120MVA y 13,8kV, en ella se indica los criterios de evaluación.

CONTROL DE DESCARGAS PARCIALES EN EL DEVANADO ESTATOR

Nº Orden de Trabajo :	
Instalación :	
Grupo Generador :	

Actividad :



Datos PD				
P (MW)	Q (MVAR)	Tensión (kV)	Temperatura Bobinado (°C)	Humedad Relativa (%)

Valores PD (mV)					
Fase R Qm + (Fase R Qm -	Fase S Qm +	Fase S Qm -	Fase T Qm +	Fase T Qm -

Criterios de Evaluación		
BUS 13-15 kV		
Insignificante	< 25th	39
Bajo	< 50th	98
Típico	< 75th	226
Moderado	< 90th	461
Alto	< 95th	719

*Norma de referencia : IEEE 1434 - 2000

Observaciones :

Responsable: Analista Mantenimiento: Fecha:

Fig. 3.13 Formato de Control "Prueba de Descargas Parciales"

3.4 Pruebas AC vs DC

Las pruebas en corriente alterna (AC) tienen algunos inconvenientes significativos, que promueven más a las pruebas de corriente directa (DC), que no tienen los inconvenientes siguientes:

- La cantidad de corriente que fluye en las pruebas de AC es muy superior a pruebas en DC, requiriendo equipos más grandes, con volúmenes y pesos significativos, en comparación con los de DC.
- Las pruebas en AC muestran cierta ambigüedad, ya que un bobinado bueno o aceptable tienen altas capacitancias, esto es I_c (corriente capacitiva) muy altas, por lo que la interpretación de resultados puede ser complicada, es muy difícil separar ambas componentes de la corriente total. En bobinados extremadamente malos los resultados de las pruebas en CA son contundentes.

Las pruebas en corriente Directa y Alterna pueden complementarse para desarrollar un análisis completo del sistema de aislamiento, y que esto sea una herramienta útil para la toma de decisiones.

CAPITULO IV

ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

4.1 Características técnicas y datos históricos de los generadores

El presente diagnostico se centrara principalmente en las inspecciones visuales y pruebas eléctricas al devanado estator de generadores hidroeléctricos.

Los valores medidos de los diferentes parámetros del asilamiento que se presenta en el presente informe, será específicamente de generadores hidroeléctricos con tensión nominal de **13.8kV** y potencias nominales entre **82.5MVA** y **120MVA**, cuyas características se detalla a continuación:

a) Generadores central hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mávalo (C.H. 1)

- Potencia Nominal : 120 MVA
- Tensión nominal : 13,8 kV
- Factor de potencia : 0.95
- Frecuencia industrial : 60 Hz
- Clase de aislamiento : “F”
- Posición del eje : vertical
- Velocidad : 450 rpm
- Diámetro interior del estator : 4 000,00 mm
- Entrehierro : 20 mm
- Cantidad de ranuras : 180
- Arrollamientos por fase : 2
- Servicio : Continuo
- Enfriamiento : Aire
- Fabricante : ANSALDO
- Años de fabricación : 1973 a 1979

b) Generadores central hidroeléctrica Restitución (C.H. 2)

- Potencia nominal : 82,5 MVA

- Tensión nominal : 13,8 kV
- Factor de potencia : 0.85
- Frecuencia industrial : 60 Hz
- Clase de aislamiento : “F”
- Posición del eje : vertical
- Velocidad : 200 rpm
- Diámetro interior del estator : 6 500 mm
- Entrehierro : 20 mm
- Cantidad de ranuras : 378
- Arrollamientos por fase : 2
- Enfriamiento : Aire
- Servicio : Continuo
- Año de fabricación : 1981

El historial de maquina correspondiente a los generadores involucrados en el presente diagnostico indica que se realizaron los Over Haul según la Tabla N° 4.1..

Tabla N° 4.1 Historial de Maquina Centrales Hidroeléctricas 1 y 2

HORAS DE OPERACIÓN ANTES DEL OVER HAUL GRUPOS GENERADORES CENTRALES HIDROELECTRICAS 1 Y 2				
C.H. 1	Fecha		Horas de Operación	Actividad
	Inicio	Final		
G-5	10/10/1990	12/06/1991	75 459	Cambio 17 semibobinas
G-1	28/06/1991	16/02/1992	99 537	Cambio 85 semibobinas
G-2	24/02/1992	15/10/1992	97 391	Cambio 55 semibobinas
G-3	20/10/1992	22/06/1993	114 360	Cambio 46 semibobinas
G-4	23/05/1998	16/07/1998	125 243	Cambio 61 semibobinas
G-6	05/07/1999	07/09/1999	129 737	Cambio 78 semibobinas
G-7	15/09/2000	18/11/2000	138 425	Cambio 61 semibobinas

C.H. 2	Fecha		Horas de Operación	Actividad
	Inicio	Final		
G-3	06/02/2006	27/02/2006	150 836	Cambio 02 semibobinas
G-2	21/03/2007	27/04/2007	168 932	Cambio 119 semibobinas

4.2 Criterio de diagnostico realizando pruebas no destructivas y destructivas

a) Pruebas destructivas

Prueba en la cual se requiere la destrucción del aislamiento para encontrar sus límites de rendimiento.

d) Pruebas no destructivas

- **De alto esfuerzo:** Prueba en la que se requiere someter el aislamiento a voltajes iguales o mayores a los nominales.
- **De bajo esfuerzo:** Prueba en la que el espécimen se somete a voltajes menores a los nominales.
- **Cero esfuerzo:** Prueba en la que el aislamiento no se expone a esfuerzo alguno, tales como el análisis térmico.

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

Así mismo empresas de generación eléctrica usan ocasionalmente pruebas destructivas tal como la tensión aplicada a $(2E_n + 1)$ kV, para determinar el estado de las semibobinas de repuesto, se toma una de ellas y se aplica la prueba.

4.3 Presentación de resultados

4.3.1 Central hidroeléctrica Restitución (C.H. 2)

Los resultados de pruebas nos permiten conocer el estado en que se encuentran los aislamientos del devanado y núcleo del estator; las cintas o pinturas semiconductoras que alivian y gradúan esfuerzos del campo eléctrico; los sistemas de sujeción de los devanados que evitan su vibración y desgaste; los sistemas de ventilación y enfriamiento; las conexiones eléctricas; y las laminaciones del núcleo electromagnético, entre otros componentes del generador.

Con esos resultados podemos decidir si un generador se encuentra en condiciones de operación segura y confiable. Así mismo con los resultados de pruebas normalizadas y especiales, realizadas periódicamente durante la vida del generador eléctrico, se puede establecer una tendencia. Dependiendo de la precisión y cantidad de información, es posible establecer un horizonte de vida remanente.

En el presente informe presentamos el diagnostico del devanado estator de los tres Generadores de la C.H. Restitución

a) Características de operación

Los generadores síncronos de la C.H. Restitución tiene la función de transformar la energía mecánica en energía eléctrica. Su rango de operación posible en condiciones de régimen permanente será descrito por su curva de capacidad tal como se muestra en Figura N° 4.1.

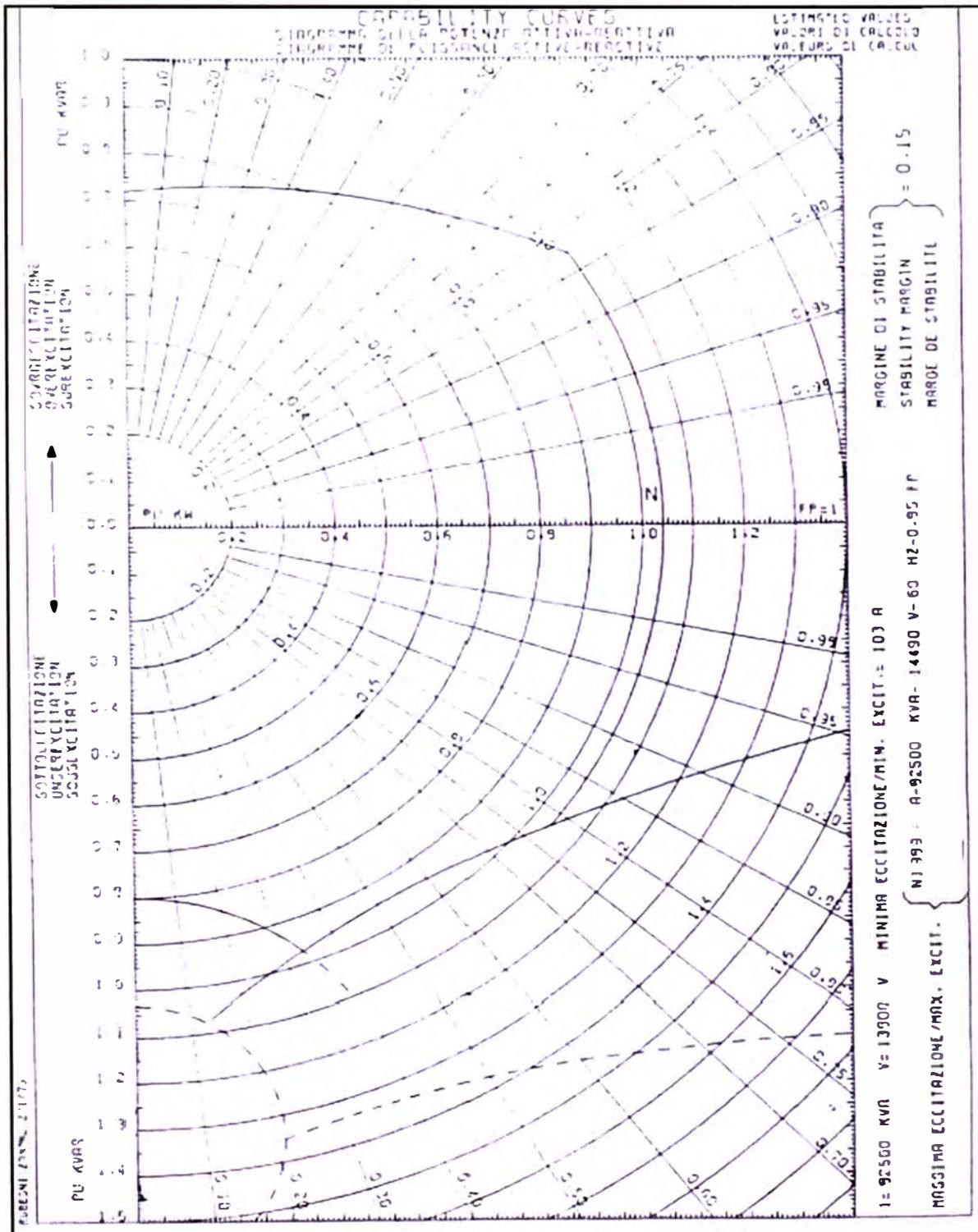


Fig. 4.1 Curva de Capacidad del Generador Síncrono

b) Horas de operación

En la Tabla N° 4.2 se muestra las horas de operación acumulados al 11 de Abril del 2012 de los tres generadores síncronos de la C.H. de Restitución.

Tabla N° 4.2 Horas de Operación Generadores al 11 de Abril 2012

C.H. RESTITUCION		
Grupo	Horas de Operación	Energía Producida (GWh)
1	196 027	11 914
2	211 207	12 976
3	203 376	12 617

c) Estado actual de los generadores

• **Resistencia de aislamiento e índice de polarización**

Los resultados de la medición del aislamiento del bobinado del estator refleja el grado de contaminación que puede estar soportando en operación y la humedad absorbida en caso de paradas prolongadas. Para el caso de los generadores de la Central Hidroeléctrica Restitución los últimos resultados de las mediciones indican condiciones aceptables por encontrarse por encima de los criterios evaluación exigidos por la norma IEEE tal como se muestra en las Tablas N° 4.2 y N° 4.3.

Tabla N° 4.2 Resistencia de Aislamiento e IP del G1y G2

GRUPO N° 1				
Medición al 24 de Mayo 2011				
Fase	Temperatura Bobinado (°C)	5000V/1' MΩ	5000V/10' MΩ	(R10'/R1') IP
R	34.06	2000	12000	6.00
S	34.00	1800	11000	6.11
T	33.00	2000	10000	5.00

GRUPO N° 2				
Medición al 29 de Febrero 2012				
Fase	Temperatura Bobinado (°C)	5000V/1' MΩ	5000V/10' MΩ	(R10'/R1') IP
R	39.30	629	1264	2.01
S	39.30	640	1158	1.81
T	39.30	524	1245	2.38

Tabla N° 4.3 Resistencia de Aislamiento e IP del G3

GRUPO N° 3 Medición al 01 de Abril 2012				
Fase	Temperatura Bobinado (°C)	5000V/1' MΩ	5000V/10' MΩ	(R10'/R1') IP
R	49.00	700	1800	2.57
S	49.00	720	1800	2.50
T	50.00	740	1800	2.43

- **Factor de potencia del aislamiento (Tangente Delta)**

Se muestran las mediciones del factor de potencia (%) del aislamiento correspondiente a los bobinados de las fases R, S, T de los generadores de la Central Hidroeléctrica Restitución a marzo del 2012 tal como se muestra en la Figuras N° 4.2.

La Norma IEC, IEEE y Doble recomienda que para este tipo de devanados el valor máximo permisible sea 5%.

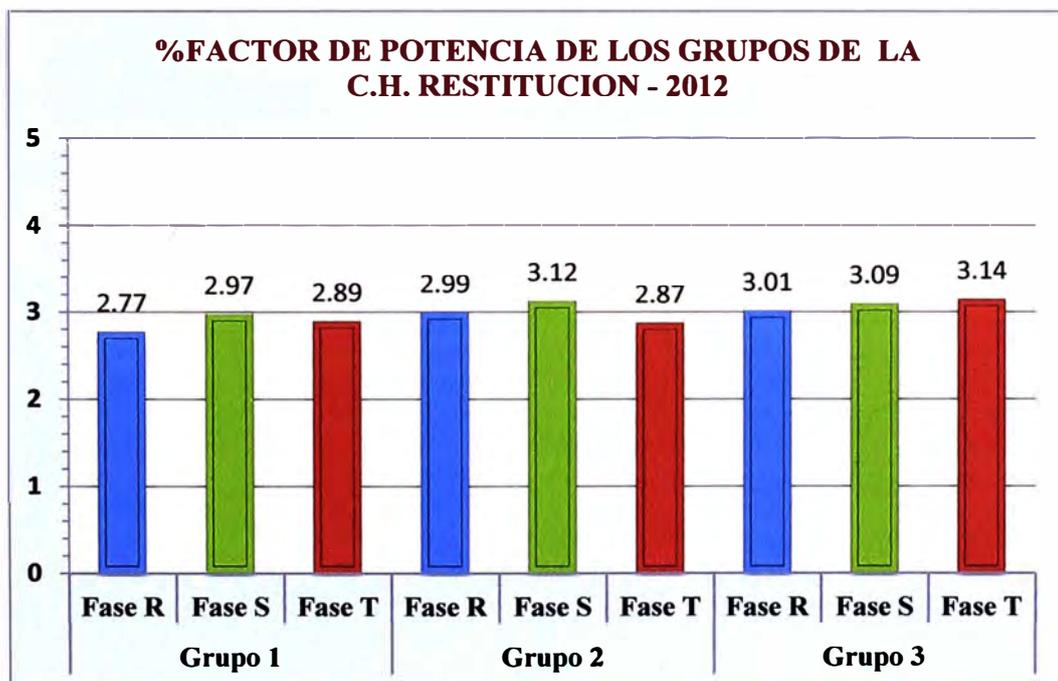


Fig. N° 4.2 Factor de Potencia (Tangente Delta) del Aislamiento Devanado Estator

Como se puede apreciar, los valores de % de factor de potencia de los tres grupos se encuentran por debajo del límite máximo permisible (5%) dando un indicativo de que el estado de aislamiento se encuentra en una condición ACEPTABLE.

- **Descargas Parciales**

En fecha 10-04-2012 se realizó el monitoreo de las descargas parciales en el arrollamiento de las fases R, S, T de los generadores de la Central Hidroeléctrica de Restitución, los

valores de los pulsos positivos (rojo) y negativo (verde) de las descargas parciales se muestra en la Figuras N° 4.3 y N° 4.4, se encuentran en un nivel de tipo "TÍPICO" Y "MODERADO" según criterios de evaluación establecidas en las tablas estadísticas de la base de datos de IRIS POWER. Estos resultados son un indicativo de que las descargas parciales en el interior del estator están consideradas como ACEPTABLE.

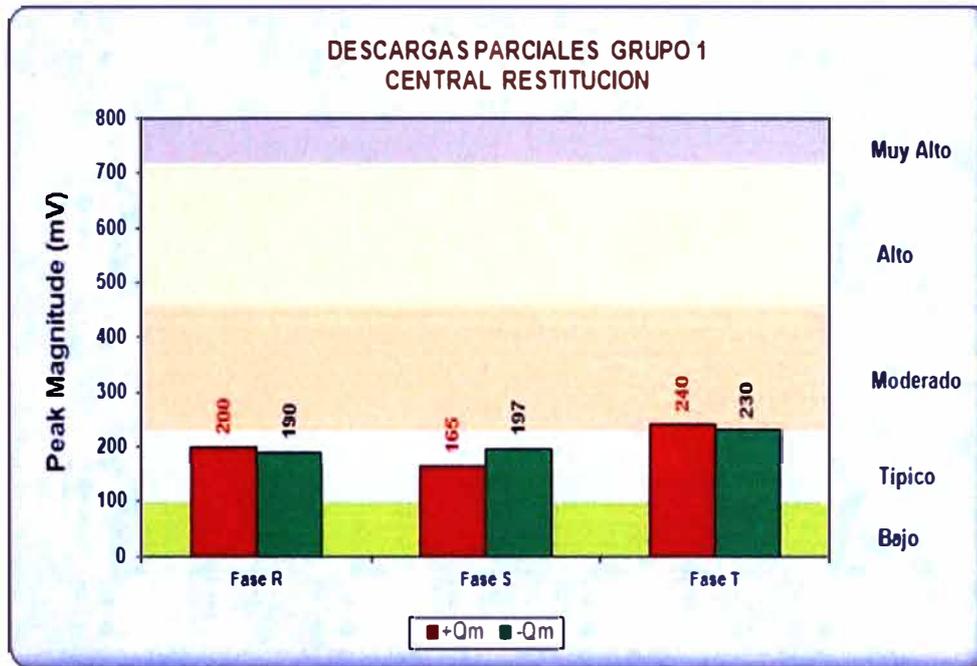


Fig. N° 4.3 Descargas Parciales en el Aislamiento Devanado Estator G1

d) Fallas y acciones correctivas mayores

Las fallas registradas relacionadas al estator del generador 1 de la Central Hidráulica Restitución se muestran Figura N° 4.5.

A los grupos G2 y G3 se le realizaron su mantenimiento mayor – Over Haul en el 2006 y 2007 respectivamente bajo la supervisión de la empresa Alstom.

Las fechas y las horas en que estos fueron intervenidos se indican en la Tabla N° 4.1. Después del Over Haul del G2 RON realizada el 2007 donde se cambiaron 119 semibobinas se pudo verificar que los valores de la resistencia de aislamiento del devanado estático se redujo en 1200 MOhm como promedio (medición en 10 min).

Los resultados de factor de potencia y sus descargas parciales se encuentran con valores aceptables.

En relación al G1 RON ya tiene acumulado al 11 de Abril del 2012 un total de 196 027 horas de operación según sus controles predictivos el estado de su aislamiento se encuentran en una condición aceptable, su mantenimiento mayor se realizara bajo condición.

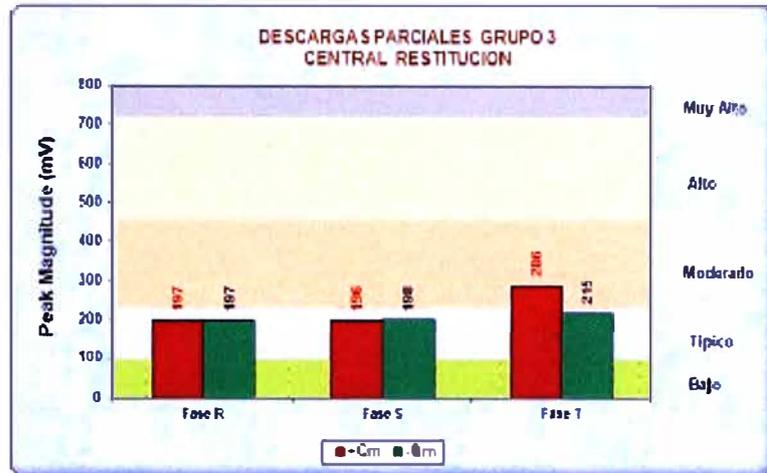
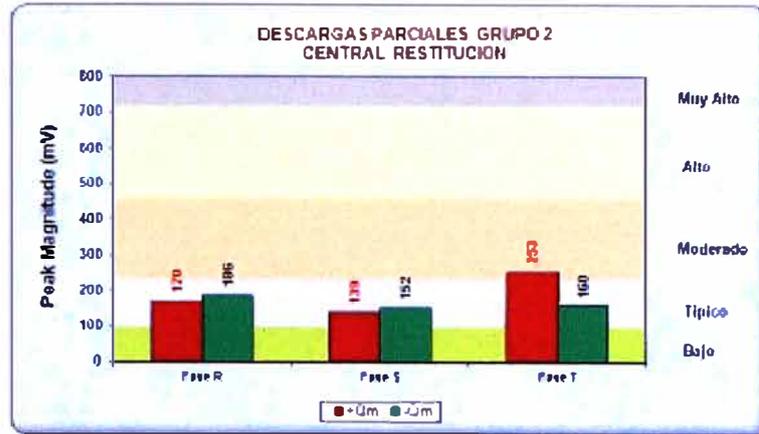


Fig. N° 4.4 Descargas Parciales en el Aislamiento Devanado Estator G2 y G3

GENERADOR N° 1:	
FECHA	EVENTOS DE FALLA
21-07-87	Corto circuito semibobinas externas 366-367 producido por una esfera metálica con compromiso a la semibobina fondo ranura 36, reparado por Ansaldo.
10-05-89	Desprendimiento aleta N° 39 ventilador inferior ocasiono corto circuito semibobinas desde 335 hasta 340 y 137-138 con desprendimiento de aleta N°72 daño en aislamiento estator.
19-07-92	Perforación descarga a tierra altura segundo canal de ventilación parte superior. Se ubico dedo suelto entre ranuras 367-368 se fijo con resina y cuña de baquelita, el dedo se soldó por la parte posterior (se retiro refrigerante)
06-09-96	Descarga localizada en semibobina externa de ranura N° 366, fase T
27-04-09	Falla del estator se encuentra la salida 13,8 kV fase U. La Barra de cobre aislada ha perdido sección lo que generaba un arco interno.
FECHA	REPARACIONES
09-04-93	Reparación dedos Prensa chapa N° 88-89, 276-277 y 277-278.
06-09-96	Reparación dedos Prensa chapa N° 168-169 y 366-367 fase T.
12-02-97	Reparación dedos Prensa chapa N° 88-89, 168-169, 169-170
03-09-98	Reparación dedos Prensa chapa N° 277-288.

Fig. 4.5 Fallas y Acciones Correctivas Mayores G1

4.3.2 Central hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo (C.H. 1)

a) Estado actual de los generadores

- **Resistencia de aislamiento e índice de polarización**

Los resultados de la medición del aislamiento del bobinado del estator refleja el grado de contaminación que puede estar soportando en operación y la humedad absorbida en caso de paradas prolongadas. Para el caso de los generadores 3 y 4 de la Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo los últimos resultados de las mediciones se muestran en la Tabla N° 4.4 e indican condiciones aceptables por encontrarse por encima de los criterios evaluación exigidos por la norma IEEE.

Tabla N° 4.4 Resistencia de Aislamiento e IP del G3 y G4

Generador N° 3 Medición al 14 de Octubre 2012				
Fase	Temperatura Bobinado (°C)	5000V/1' MΩ	5000V/10' MΩ	(R10'/R1') IP
R	49.00	1930	5983	3.10
S	49.00	2035	7400	3.64
T	50.00	2189	7960	3.64

Generador N° 4 Medición al 08 de Octubre 2012				
Fase	Temp. Bobinado (°C)	5000V/1' MΩ	5000V/10' MΩ	(R10'/R1') IP
R	49.00	1314	4088	3.11
S	49.00	1301	4131	3.18
T	50.00	1283	4185	3.26

- **Factor de potencia del aislamiento (Tangente Delta)**

En la Figuras N° 4.6 se muestran la tendencia de las mediciones del factor de potencia (%) del aislamiento correspondiente al bobinado de las fases R, S, T de los generadores 3 y 4 de la Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez registrados entre los años 2009 a 2012. La estadística de pruebas de Doble Engineering recomienda que para este tipo de devanados el valor máximo permisible sea 5%. Los resultados de la Prueba fueron:

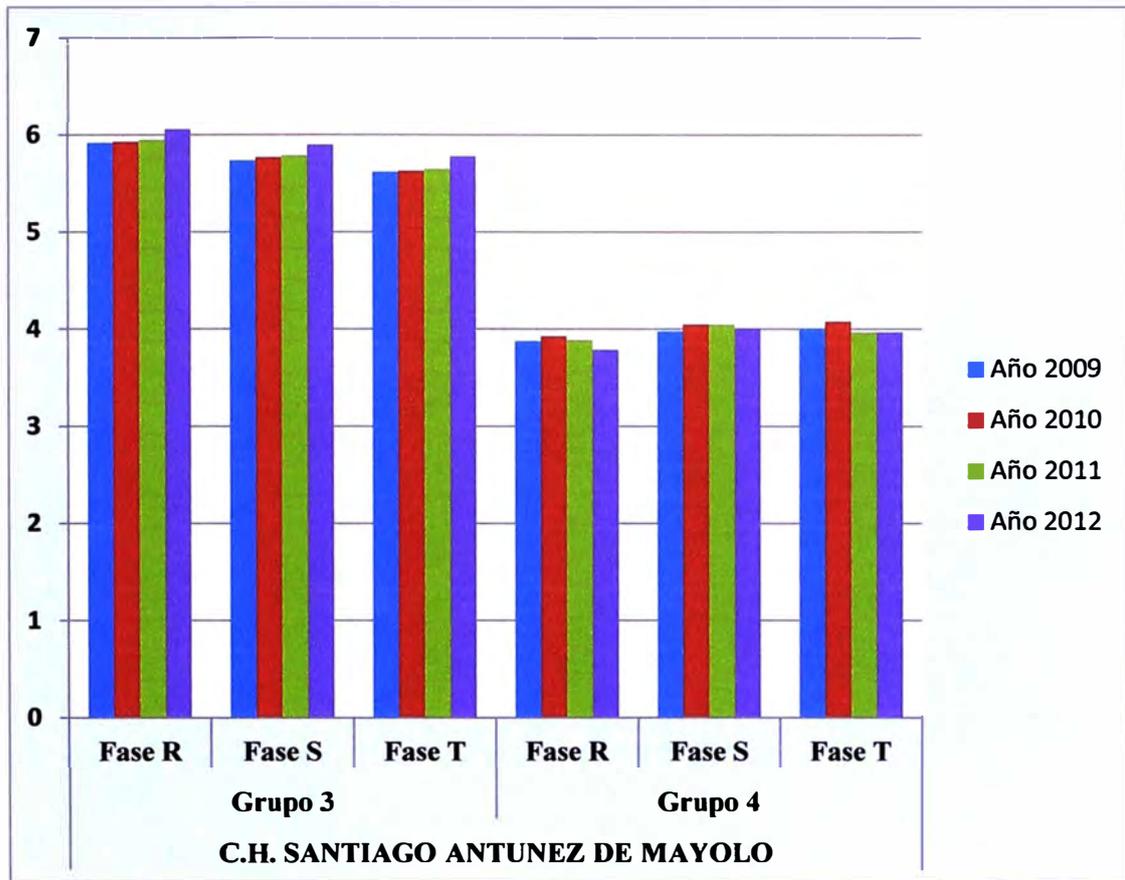


Fig. N° 4.6 Tendencia del Factor de Potencia del Aislamiento Devanado Estator

Como se puede apreciar, los valores de % de factor de potencia del grupo 3 se encuentran por encima del límite permisible (5%) dando un indicativo de que el estado de aislamiento se encuentra en una condición **DETERIORADO**.

- **Descargas Parciales**

Uno de los métodos indirectos de medir las descargas parciales es mediante el valor del "Tip-Up" a partir de la prueba de tangente delta, en el grafico siguiente se muestra la tendencia de este valor en los bobinados de las fases R, S, T de los generadores 3 y 4 de la Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo correspondiente al periodo 2009 a 2012 tal como se muestra en la Figuras N° 4.7.

Para el grupo 3 los valores "Tip-Up" se encuentran por encima del límite máximo (2%), esto indica que las descargas parciales, se encuentran en un nivel de tipo "ALTO" según criterios de evaluación establecidas en las tablas estadísticas de la base de datos de IRIS POWER.

El nivel de descargas tipo "ALTO" es confirmado con las medidas realizadas con el equipo PD-IV/BUS TGA de IRIS POWER sobre todo en las fases S y T; en los anexos se muestra la tendencias de DP en los bobinados del estator del grupo 3.

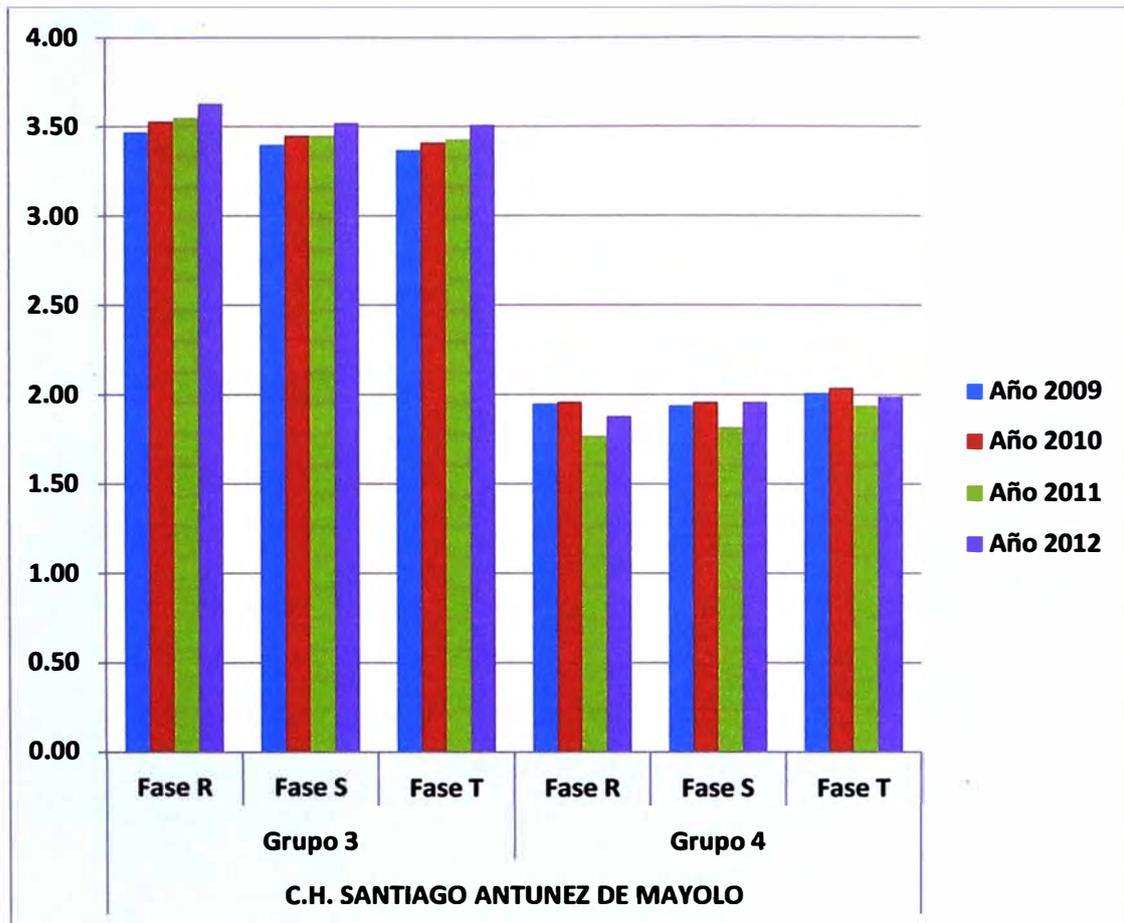


Fig. N° 4.7 Tendencia del "Tip-Up" del Aislamiento Devanado Estator G3 y G4

b) Acciones correctivas mayores

A los grupos G3 y G4 se le realizaron su mantenimiento Over Haul en los años 1992 y 1998 respectivamente. Las fechas y las horas en que estos fueron intervenidos se indican en la Tabla N° 4.1.

En el Over Haul del G3 SAM realizada el 1992 se cambiaron 46 semibobinas, as mismo en el el Over Haul del G4 SAM se cambiaron 61 semibobinas, posterior a ello solo se han realizado re aislamiento a las barras de salida 13.8kV y en algunos casos el cambio de una o dos semibobinas.

Los resultados de la prueba del factor de potencia en función de la tensión de prueba, su tendencia en el tiempo de operación y el nivel de descargas parciales del grupo 3 se encuentran con valores no aceptables. Por tanto este grupo en el corto o mediano plazo requiere realizar de un Over Haul al devanado estator.

4.4 Mapa global del proceso de mantenimiento

El proceso de manteniendo esta interrelacionado con los demás procesos de acuerdo al tipo de Central Eléctrica, para una central Hidroeléctrica el diagrama básico se muestra en la Figura N° 4.8.

MAPA GLOBAL DEL PROCESO DE MANTENIMIENTO

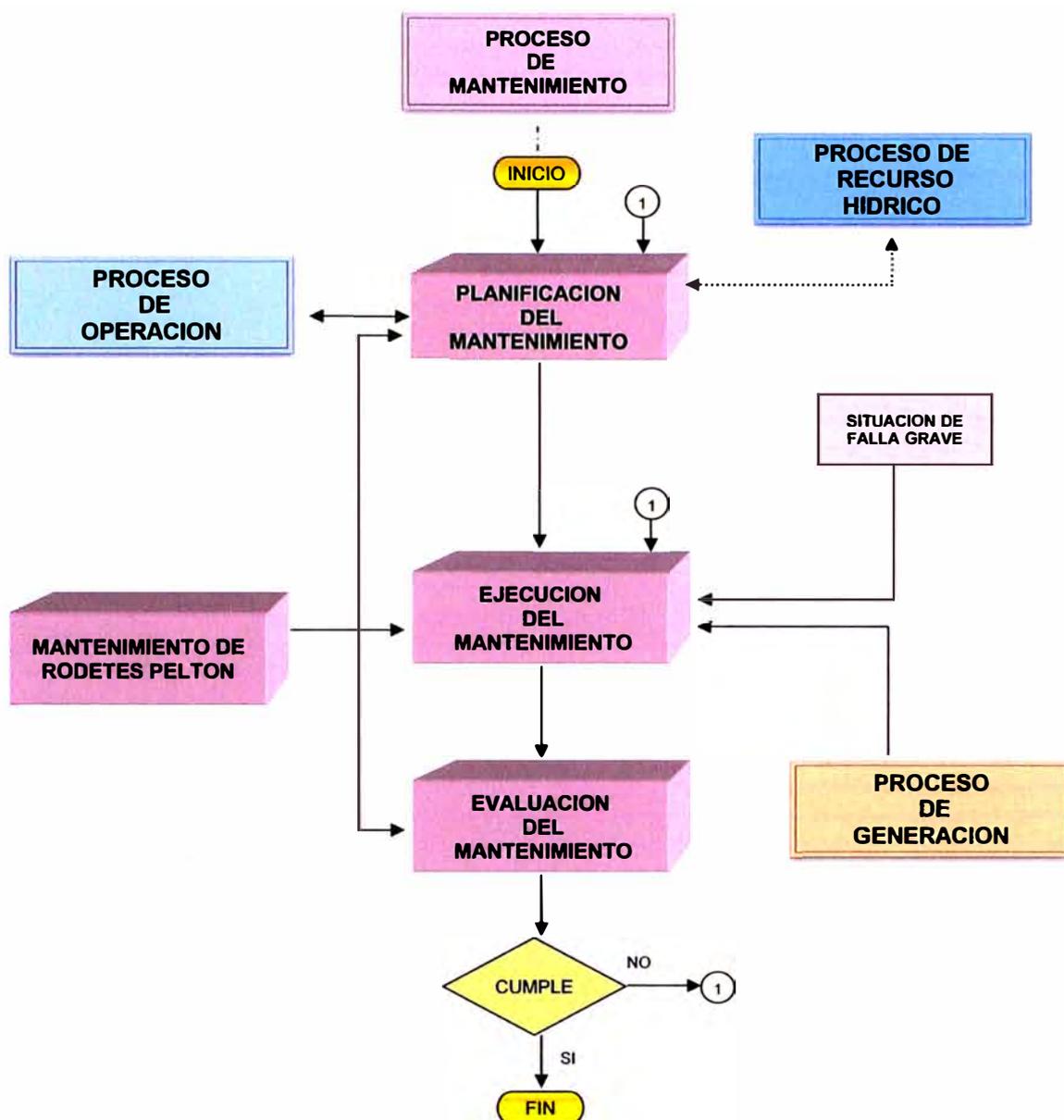


Fig. N° 4.8 Mapa Global del Proceso de Mantenimiento

4.5 Estadística e índices de operación y mantenimiento

Los índices de operación y mantenimiento forman parte de los resultados de la evaluación del mantenimiento; el estator es un activo importante que su indisponibilidad fortuita puede afectar estos índices significativamente. El diagnóstico oportuno de los aislamientos del estator, contribuye a la planificación adecuada del mantenimiento.

Para definir los índices de operación y mantenimiento más relevantes se ha tomado como referencia el estándar IEEE Std 762™-2006(R2012): "Standard Definitions for Use in Reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability, and Productivity".

a) Índices de operación

A continuación se presentan las definiciones, fórmulas y variables para los indicadores de Operación más relevantes para el presente informe:

- **Factor de capacidad neta (NCF_p)**

$$NCF_p = \left(\frac{\sum_{i=1}^n ENG_i}{PH * NMC_p} \right) * 100 \quad (4.1)$$

- ENG_i : Generación anual real neta de la unidad i. Es la energía neta que fue generada por la unidad i durante el año (MWh).
- PH : Horas del período de un año. Igual a 8760 para años normales, 8784 para años bisiestos.
- NMC_p : Capacidad neta máxima de la planta (MW)
- n : Numero de unidades de la planta

- **Factor de servicio (SF_p)**

$$SF_p = \frac{\sum_{i=1}^n (SF_i * NMC_i)}{NMC_p} \quad (4.2)$$

$$SF_i = \left(\frac{SH_i}{PH} \right) * 100$$

- SF_i : Factor de servicio anual de la unidad i (%)
- NMC_i : Capacidad neta máxima de la unidad i (MW)
- SH_i : Numero anual de horas de servicio de la unidad i

b) Indicadores de mantenimiento

A continuación se presentan las definiciones, fórmulas y variables para los indicadores de Mantenimiento más relevantes para el presente informe:

- **Factor de salidas planeadas (POF_p)**

$$POF_p = \frac{\sum_{i=1}^n (POF_i * NMC_i)}{NMC_p} \quad (4.3)$$

$$POF_i = \left(\frac{POH_i}{PH} \right) * 100$$

- POH_i : Número de horas anuales en salidas planeadas de la unidad i. Corresponden al registro histórico.

- **Factor de salidas no planeadas (UOF_p)**

$$UOF_p = \frac{\sum_{i=1}^n (UOF_i \times NMC_i)}{NMC_p} \quad (4.4)$$

$$UOF_i = \left(\frac{UOH_i}{PH} \right) * 100$$

UOH_i Número de horas anuales en salidas no planeadas de la unidad i.
Corresponden al registro histórico.

- **Factor de indisponibilidad (UF_p)**

$$UF_p = POF_p + UOF_p \quad (4.5)$$

- **Factor de disponibilidad (AF_p)**

$$AF_p = 1 - UF_p \quad (4.6)$$

- **Tasa de salidas forzadas (FOR_p)**

$$FOR_p = \frac{\sum_{i=1}^n (FOR_i \times NMC_i)}{NMC_p} \quad (4.7)$$

$$FOR_i = \left(\frac{FOH_i}{SH_i + FOH_i} \right) * 100$$

FOH_i Numero anual de horas en salidas forzadas de la unidad i

- **Confiabilidad**

$$R_p = 1 - FOR_p \quad (4.8)$$

4.6 Reducción de costos de mantenimiento y minimización de pérdidas por energía no vendida

Las indisponibilidades fortuitas de los generadores por falla potencial o por falla del aislamiento implican mayores costos de mantenimiento que se ven reflejados en la salida de materiales del almacén, costos de horas extras del personal de mantenimiento, costos de servicios de empresas terceras y es necesario disponer de los repuestos críticos para realizar el mantenimiento correctivo.

La evaluación del efecto económico a las empresas de generación por la desconexión forzada de uno o más generadores eléctricos para el caso de Perú, se registra en los Informes de Evaluación de la Operación Diaria del COES (IEOD), los cuales consolidan los detalles de los eventos diarios acontecidos en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), indicando las eventuales interrupciones del suministro del servicio eléctrico. El impacto económico por alteraciones del despacho programado no sólo es relevante como consecuencia de las fallas sino, también, como consecuencia de salidas por

mantenimientos correctivos. Este impacto está definido por cálculos que tienen en consideración costos marginales correspondientes a escenarios idealizados y limitados a un valor máximo (313,50 S./MWh), tal como lo dispone el D.U. N°-049-2008 y la RM N° 607-2008-MEM/DM (extendidos con el D.U. N° 079-2010, hasta el 31 de diciembre de 2013).

4.7 Costos del equipamiento para el diagnóstico del devanado estator

El costo estimado del equipamiento para realizar las diferentes pruebas de diagnóstico del devanado Estator de Generadores Hidroeléctricos tales como los mencionados en el presente informe se muestra en la Tabla N° 4.5; el costo se ha estimado a partir de cotizaciones solicitados a los representantes o distribuidores locales de las diferentes marcas, en algunos casos se ha considerado el historial de compra de la Empresa Electricidad del Perú S.A. y asciende a Un Millón Trescientos Veinte Mil Doscientos Cincuenta y Cuatro con 52/100 Nuevo Soles (1,320,254.52), incluidos IGV.

Tabla N° 4.5 Costo estimado del Equipamiento para el Diagnóstico del Devanado Estator

Prueba	Equipamiento		Costo (S/.)	
	Marca	Modelo y Accesorios	Equipo	Capacitación y Entrenamiento
- Medición de Aislamiento	- FLUKE	1555 + KIT	19,293.00	
- Índice de Polarización				
- Tangente Delta	DOBLE Engineering	- Analizador: M4100 + KIT	237,125.72	
- Tip -Up		- PC Industrial: M4200C		
- Capacitancia		- Resonador		
- Tensión Aplicada	PHENIX Technologies	- 475-20 + KIT	29,370.20	
- Prueba del CID	IRIS Power	- EL CID Evolution + KIT	390,000.00	85,000.00
- Descargas Parciales	IRIS Power	- Analizador: TGA-B + KIT - 30 Acopladores Capacitivos - Software: PD Wiew	510,000.00	
			Total (S/.)	1,320,254.52

4.8 Protecciones eléctricas para minimizar el efecto de las fallas en el aislamiento del devanado estator

El diagnóstico adecuado del devanado estator a partir de las pruebas descritas en el presente informe tiene una alta efectividad para determinar la condición de los aislamientos del devanado estator tales como el grado de deterioro, su localización específica y el mecanismo que produce la degradación del aislamiento. Así mismo es importante considerar la verificación periódica de la operatividad de los relés de protección eléctrica

del devanado estator, específicamente las funciones 87G, 87GN y 64S al 90% y 100% tal como lo descrito en el numeral 2.2.4; ya que mediante el diagnostico se puede identificar una falla potencial pero no estimar el momento exacto de que se convierta en una falla.

La verificación de la actuación de los relés de protección forma parte del mantenimiento detectivo; las protecciones eléctricas del devanado estator permite minimizar los efectos de la falla del aislamiento que puede ser entre fases, entre espiras o fase a tierra, siendo la más crítica la falla del aislamiento entre fases cuyas consecuencias operacionales podrían ser más significativas si no se cuenta con la protección eléctrica 87G disponible.

Al detectar una falla entre fases, es imperativo que la unidad generadora se dispare sin retardo, usando un disparo simultáneo (Interruptor de potencia, interruptor de campo y turbina). La estadística de fallas en el aislamiento del devanado estator mostrada en la figura 2.2 corresponde a las unidades generadoras del Centro de Producción Mantaro de la Empresa Electricidad del Perú S.A., cada uno de estas fallas implicó la actuación de la protección eléctrica y consecuentemente la parada de la unidad generadora.

4.9. Vida residual del aislamiento del devanado estator

El aislamiento de las bobinas nuevas del devanado estator de un generador, tiene capacidad para soportar una tensión eléctrica alterna, varias veces mayor a la tensión nominal entre fases (E_n). Una vez instalada en el estator y conforme se incrementa las horas de operación, los esfuerzos eléctricos, térmicos, mecánicos y químicos que le imponen los diferentes ciclos y condiciones de operación, envejecen el aislamiento y su resistencia a la tensión eléctrica alterna disminuye, hasta que finalmente, hacia el fin de su vida útil, el aislamiento solo puede soportar una tensión eléctrica alterna cercana al valor nominal de tensión entre fases, las acciones de mantenimiento mediante pruebas no destructivas retrasan dicha pérdida de capacidad del aislamiento.

Una posibilidad de estimar la vida residual del aislamiento es retirar una bobina, preferentemente de las más esforzadas, siendo esta una de las que están conectadas a los terminales de alta tensión del estator, se rehabiliten las pinturas conductora y graduadora de tensión, para reproducir las condiciones existentes cuando la bobina era nueva, y finalmente se mida la tensión alterna de ruptura del aislamiento. Por tanto si cuando la bobina estaba nueva, su aislamiento rompió a una tensión de $4E_n$ (93kV), y un tiempo después de 17520 horas de operación, rompió a una tensión de $3.5E_n$ (82kV), habrá perdido un 12.5% de resistencia a la tensión, y el tiempo en que perderá el 50% de resistencia a la tensión se puede conocer proyectando los dos puntos anteriores, siempre en

cuando se considere que no habrá incrementos significativos (incrementos $< 2^{\circ}\text{C}$) en la temperatura de operación del devanado estator a lo largo del tiempo de operación del generador.

En la C.H. Santiago Antúnez de Mayolo del Centro de Producción Mantaro se ha aplicado este procedimiento para estimar el estado del aislamiento principal de las bobinas del estator, lográndose en un caso que el aislamiento de la bobina extraída se rompa a 75kV (3.2En), realizándose esta en un mantenimiento mayor con extracción de rotor.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. La elección de pruebas, interpretación de resultados y la definición de criterios de evaluación, necesarios para el diagnóstico integral del devanado estator como parte del mantenimiento proactivo se realiza mediante el análisis de información, tales como:

- Características de diseño del generador
- Aspectos de construcción del generador
- Bases teóricas y métodos de prueba
- Especificaciones técnicas de los materiales aislantes
- Especificaciones de los equipos de prueba vigentes tecnológicamente
- Recomendaciones prácticas y estándares de la IEEE o IEC
- Recomendaciones de la literatura especializada (IIE, CFE , CIGRE, etc.)
- Estadística de pruebas realizadas en diferentes centrales hidroeléctricas y de su efectividad para indicar la condición del aislamiento
- Experiencia de ingenieros y técnicos que laboran en el área de mantenimiento.

2. Las pruebas fuera de Línea, incluida las inspecciones permiten identificar los mecanismos de deterioro, valorar las condiciones dieléctricas del generador; así mismo las pruebas en Línea permiten obtener información de la condición operativa del generador; ambas pruebas permite definir las acciones de mantenimiento, rehabilitación o reparación del devanado estator.

3. En la práctica el valor de la resistencia de aislamiento y el índice de polarización se usan para determinar la condición del aislamiento en cuanto a suciedad y humedad del mismo y decidir si el devanado es apto para operar ó realizarle pruebas con tensiones del devanado equivalentes o mayores al nominal.

4. La prueba de tangente delta es un indicador del estado global del aislamiento; los criterios de evaluación están basados en el comportamiento de este valor en función del voltaje de prueba y de la tendencia en función del tiempo de operación. Estos criterios de evaluación contribuyo a sugerir la realización de un Over Haul al devanado estator de la unidad 3 de la C.H. Santiago Antúnez de Mayolo.

5. Desde el punto de vista dieléctrico, las descargas a la ranura son el mecanismo de deterioro más severo para el aislamiento. Dependiendo del grado de afectación de las semibobinas, se toman las decisiones de una rehabilitación o cambio de semibobinas. Generalmente cuando empieza a degradarse la pintura conductora en ranuras, las descargas parciales se incrementan hasta que se degrade por completo la pintura; posterior a ello las descargas parciales disminuyen y se empieza a degradar el aislamiento principal; tal como se dio en la unidad 2 de la C.H. Restitución.

6. La prueba en línea de descargas parciales en las unidades de generación de la C.H. Santiago Antúnez de Mayolo ha tenido alta efectividad, con la medición en línea, el análisis de los resultados y consecuentemente el diagnóstico en línea, ha permitido identificar fallas potenciales específicamente en las abrazaderas metálicas de las barras de salida 13.8kV, las cuales fueron confirmadas con las inspecciones fuera de línea del estator; lo indicado permitió planificar el re aislamiento de las barras de salida 13.8kV en los 7 unidades generadoras.

7. Se recomienda ampliar el monitoreo y diagnóstico en línea del devanado estator en las unidades de generación de las centrales hidroeléctricas del Centro de Producción Mantaro de la Empresa Electricidad del Perú S.A., esto permitirá incrementar la efectividad de identificar fallas potenciales en el aislamiento y ganar más experiencia en la interpretación de las descargas parciales sobre todo cuando se presentan mecanismo de degradación múltiple del aislamiento, así mismo planificar oportunamente acciones de mantenimiento que retrasen la pérdida de la capacidad de aislamiento.

8. Las pruebas en corriente Directa y Alterna pueden complementarse para desarrollar un análisis completo del sistema de aislamiento, y que esto sea una herramienta útil para la toma de decisiones.

9. El estator es uno de los activos físicos de gran importancia en una unidad de generación eléctrica. Por tanto el diagnóstico oportuno y adecuado del devanado estator forma parte de la estrategia de mantenimiento el cual esta encaminadas a garantizar la disponibilidad y confiabilidad de los equipos e instalaciones, dentro del marco de la Gestión de Calidad, Seguridad, Salud ocupacional y el Medio Ambiente.

10. EL planeamiento adecuado de la gestión del mantenimiento, conlleva a los siguientes resultados:

- Mayor Seguridad y protección Ambiental
- Mayor Disponibilidad y Confiabilidad de la Planta Hidroeléctrica

- **Mejor Calidad del Producto y Mayor Eficiencia del Mantenimiento**
- **Mejora del clima laboral entre las áreas de operación y mantenimiento**

11. La capacitación y entrenamiento del personal profesional y técnico, debe ser continua, se debe buscar que el personal tenga los conocimientos, capacidades y actitudes necesarias para desarrollar las pruebas, interpretar los resultados y realizar el diagnostico respectivo; ningún proyecto de mejora tendrá éxito si no se dispone de personal capacitado, entrenado y motivado.

ANEXOS

ANEXO A: Registro de Medición Resistencia de Aislamiento equipo MEGABRAS MD-5075x.

CONTROL AISLAMIENTO E INDICE DE POLARIZACION ESTATOR C.H. RON						
N° O/T	2012-0506					
Insulacion	RON					
Grupos	2					
			Actividad	GRU (CSI)		
Equipo Utilizado : Megger Digital Megabrus Tension de Prueba : 5000 Vcc						
FASE/S	TEMP. SOBRECARGO (°C)	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO Después de T (MΩ)	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO Después de 10' (MΩ)	INDICE POLARIZACION $P = R_{10} / R_1$	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO CORREGIDO A 40 °C Después de T $P = R_{10} / R_1$	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO CORREGIDO A 40 °C Después de 10' (MΩ)
- FASE TIERRA U	39.30	653.00	1233.00	2.51	1579.00	1724.15
- FASE TIERRA V	39.30	663.00	1230.00	2.51	1642.00	1766.00
- FASE TIERRA W	39.30	543.00	1280.00	2.33	1514.00	1744.95
ENTRE FASES U — V		11000.00		2.99		
ENTRE FASES V — W		9500.00		2.99		
ENTRE FASES W — U		15000.00		2.99		
Resistencia de aislamiento mínimo recomendado a 40°C : 14.5 MΩ						
Índice Polarización Mínimo Recomendado (= 40°C) : 2						
<p>* Norma de referencia: IEEE 43 * Las correcciones por temperatura en este formato son válidas para valores entre 20 y 50 °C. Para temperaturas fuera de este rango revisar la norma de referencia. * A altas temperaturas el sistema de aislamiento puede indicar una reducción del índice de polarización. En este caso es recomendado realizar pruebas a temperaturas inferiores a 40°C</p>						
OBSERVACIONES :						
Control realizado ante el mantenimiento. Las pruebas entre fases se utilizar el cable de Guardia.						
Responsable O/T :		HU0950	Analista Mismo:		Fecha : 29/02/2012	

ANEXO B: Registro de Medición Factor de Disipación (Tangente Delta) con equipo DOBLE M4100.

DOBLE Test Assistant - Rotating Machinery		Page 1 of 3			
Nameplate - Rotating Machinery					
Company	ELECTROPERU S.A	Serial Number	1481		
Location	C.H. SAM	Special ID	ESTATOR		
Division	MANTENIMIENTO	Circuit Designation	GRUPO 1		
Manufacturer	ANSAL	Yr. Remd			
Yr. Manufactured	1973	Yr. In Service			
Stator kV	13.8	Freq Hz	60		
Machine	Synchronous Generator	Type	ATB		
Ins Type	Epoxy-Mica	Cooling	OTHER		
Configuration	3-phase, 6 Terminals	Ins Name	OTHER		
kVA 1		H2 Press			
kVA 2		H2 Press			
Power Factor		Crowd Size			
Exciter Mfr		Exciter S/N			
Exciter Design		Exciter Volts			
Exciter Amps		Exciter kW			
Exciter Drwg		Exciter rpm			
Exciter Type					
Semi-con cond	YES	Res s/n	3458		
Volt grading applied	YES	hp/kw	114000 kW		
Global VPI	YES	Sta Amp 1			
Sta Amp 2					
Type					
Volts		Poles			
Amps		Speed/rpm			
----- Add'l Motor Info -----					
Model		Service Factor			
Phase		NEMA Design			
Max. Ambient		Frame			
Time Rating		Code			
Num Poles		Enclosure			
Note					
Test Date	4/13/2012	Test Time	11:32:15 AM	Weather	SUNNY
Air Temperature	24 °C	Tank Temp.	38 °C	RH%	49 %
Tested by		Work Order #		Last Test Date	1/29/2011
Checked by		Test Set Type		Retest Date	
Checked Date		Set Top S/N		Reason	
File: C:\Program Files\DOBLE\DTAF\1481_5_5.xml				12/13/2012	

Last Sheet # _____ Set Bottom S/N _____

Overall Tests

ENG	GND	U/SI	Test kV	mA	Watts	Cap (pF)	%PF	Tip Up	RIV or AC Watts	IR _{auto}	IR _{man}
A	B,C		1.999	1757.4	426.41	457857.7	2.43				
A	B,C		4.005	1770.0	523.84	470519.9	2.96				
A	B,C		6.019	1837.5	956.19	487290.5	5.20				
A	B,C		8.002	1890.6	1146.2	499870.3	6.06				
B	C,A		1.997	1764.4	419.87	456926.3	2.38				
B	C,A		4.007	1773.0	500.15	469163.0	2.82				
B	C,A		5.973	1828.4	910.29	484552.4	4.88				
B	C,A		8.010	1875.4	1107.4	497294.4	5.80				
C	A,B		2.004	1759.4	399.59	456062.1	2.27				
C	A,B		4.006	1774.0	490.24	458448.5	2.76				
C	A,B		5.979	1829.5	900.02	484377.9	4.92				
C	A,B		8.006	1879.1	1085.3	490589.9	5.75				
A	C	B	1.998	13.615	-000.52	3607.6	-0.16				
A	C	B	3.997	13.602	-000.74	3605.4	-0.14				
A	C	B	6.004	13.597	+000.68	3604.5	+0.10				
A	C	B	8.001	13.621	+000.46	3610.4	+0.14				
B	A	C	2.001	13.556	-001.69	3504.6	-1.25				
B	A	C	3.987	13.568	-001.77	3597.1	-1.10				
B	A	C	5.999	13.602	-001.40	3611.8	-1.03				
B	A	C	7.988	13.668	+000.84	3632.8	+0.61				
C	B	A	2.003	13.319	+002.83	3519.9	+2.12				
C	B	A	4.004	13.310	-003.03	3519.8	-2.28				
C	B	A	6.011	13.247	-002.80	3528.0	-2.10				
C	B	A	8.015	13.458	-002.35	3524.8	-1.75				
Resonator Counter				457							

Outage Conditions

Out of Service Date			
Rotor		Stator Winding Temp	
Atmosphere		Pressure	
Duty		Condition during Outage	

Water Cooled Info

Flow Rate			
Stator Inlet Temp	C	Inlet Conductivity	
Stator Outlet Temp	C	Outlet Conductivity	

Winding Resistance Test

Phase	mohms	mohms 25C	Corr Fact	IR _{auto}	IR _{man}
-------	-------	-----------	-----------	--------------------	-------------------

ANEXO C: Registro de Medición Tensión Aplicada Marca Phenix Technologies, Modelo 475-20 (HIPOT).

**PRUEBA DE TENSION APLICADA
SEMIBOBINAS ESTATOR**

Grupo: G-3 RON
O/T:
Fecha: 08/03/2006

Pag: 1/1
Actividad: GE01 (MM)

Prueba realizada antes del proceso de soldadura de semibobinas

Prueba realizada despues del proceso de soldadura de semibobinas

Fuente de medida:

Tensión (KV)	Fase U - X (uA)		Fase V - Y (uA)		Fase W - Z (uA)	
7 (2)	2.0		4.0		3.0	
8 (1)	6.0		8.0		7.0	
9 (1)	8.0		12.0		12.0	
10 (1)	16.0		16.0		18.0	
11,76 (1)	24.0		26.0		30.0	
Posicion Interruptor de Proteccion						

Observaciones: _____

Humedad relativa: 39%

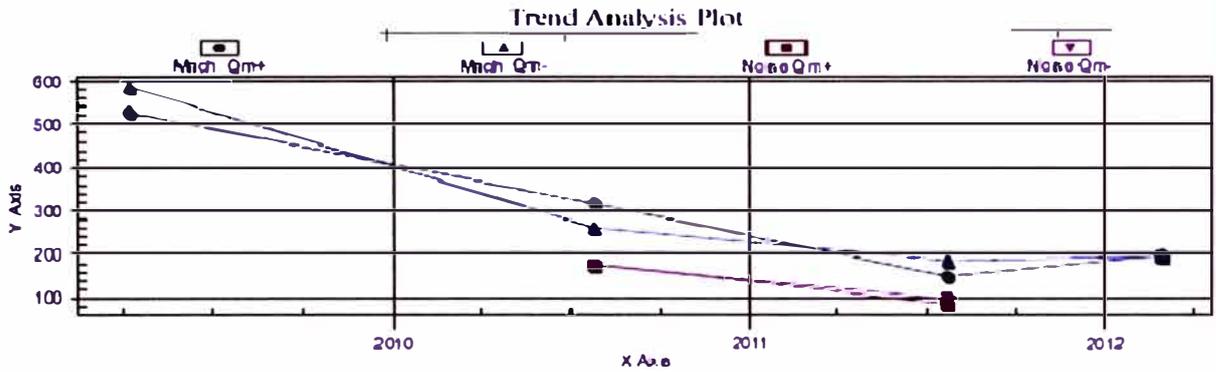
Temperatura del cobre: 27C°

Equipo usado HI POT

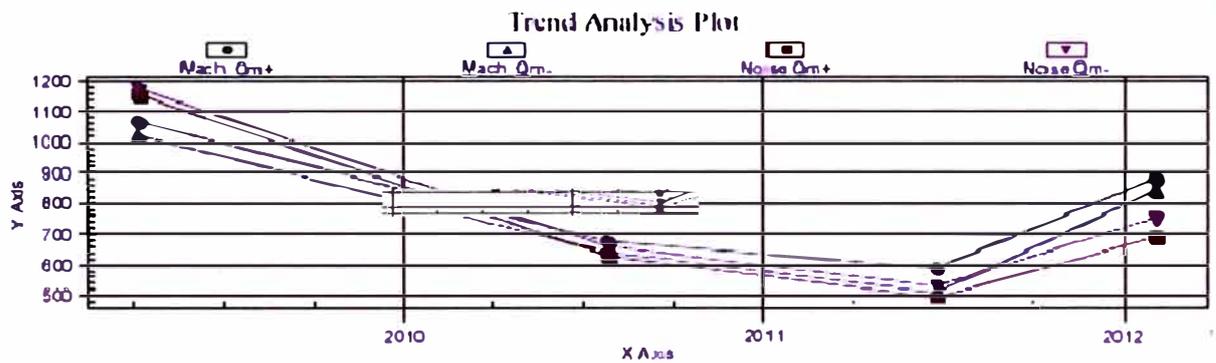
Responsable: A.H	Supervisor L.R.
-------------------------	------------------------

ANEXO D: Registro Tendencia Descargas Parciales Equipo IRIS Power PD-IV/TGA-B

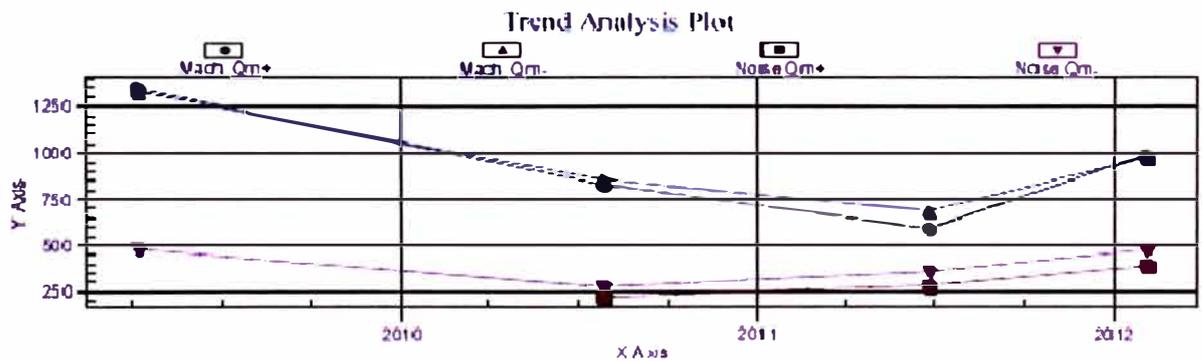
PD Trend Analysis
Folder: SAMV
Asset Name: Grupo 3



Phase A, Sensor(s): U-MIU-S1



Phase B, Sensor(s): V-M2V-S2



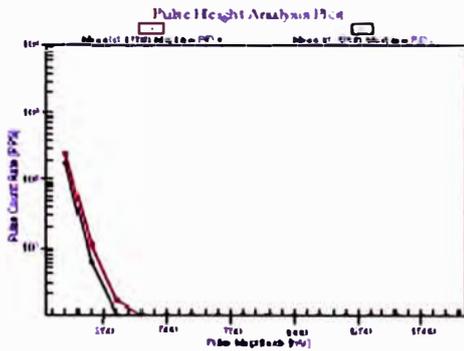
Phase C, Sensor(s): W-M3W-S3

Asset Class: Hydro Generator, Class Directional: BUS (TGA), Sensor Type: Epoxy Mica Capacitor (50pF)
 Manufacturer: Ansaldo, Year of Installation: N/A, Re-Wind Manufacturer: Ansaldo, Re-Wind Year: N/A
 Sator Voltage Rating: 13800000, Active Power Rating: 11400 MW, Reactive Power: N/A, Gas Pressure Rating: N/A
 Cooling System: Air / Direct Water, Winding Type: Form Wound, Insulation Type: Epoxy Mica
 Insulation Class: F, Insulation Process: N/A

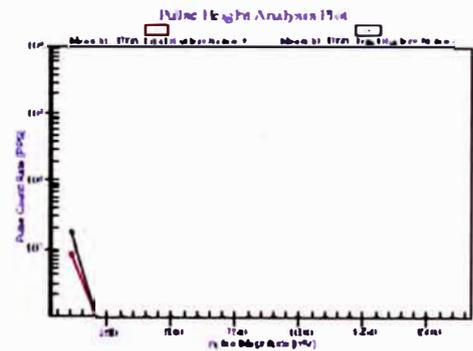
ANEXO E: Registro Medición Descargas Parciales equipo IRIS Power PD-IV/TGA-B

Pulse Height Analysis Folder: SAM Asset Name: Grupo 3

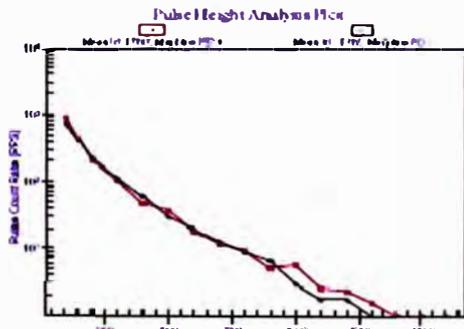
Asset Class: Hydro Generator Class: Directional HUS (TUA) Sensor Type: Epoxy Mica Capacitor (80pF)
 Operating Load: 101.50 MW Reactive Load: 20.62 MVAr Operating Asset Temp: 107 deg C Operating Voltage: 13.92 kV
 Operating Gas Pressure: N/A Ambient Temp: 28 deg C Ambient Humidity: 39.80 % Freq (Test Duration): 60 Hz, (5 sec)



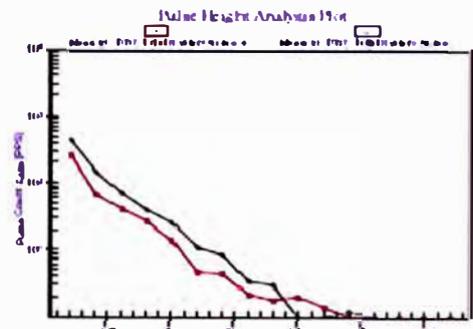
Phase A, Sensor(s) U-MIU-S1, Ref Angle 90, Delay Time 9 [ns]
 Match: NQN+365, NQN-305, Qm+210, Qm-197



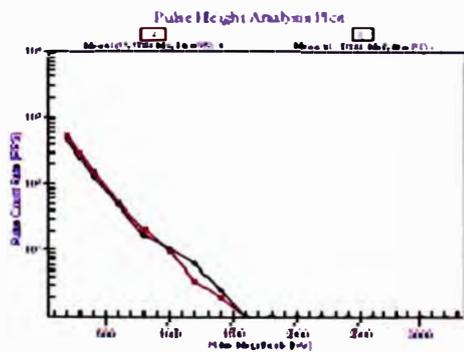
Start Time: 03/27/2012 10:43:35, Quality Flag (short): Good
 Noise: NQN+92, NQN-124, Qm+12A, Qm-143



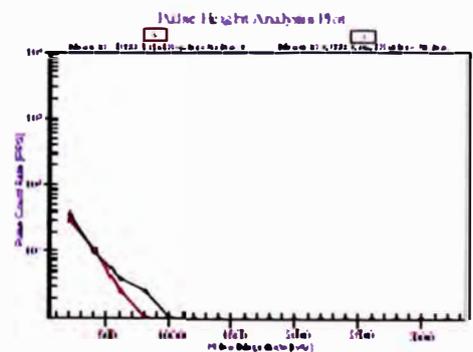
Phase B, Sensor(s) V-MEV-S2, Ref Angle 90, Delay Time 10 [ns]
 Match: NQN+1635, NQN-1570, Qm+776, Qm-777



Start Time: 03/27/2012 10:45:44, Quality Flag (short): Good
 Noise: NQN+1078, NQN-1274, Qm+542, Qm-643



Phase C, Sensor(s) W-MJW-S3, Ref Angle 90, Delay Time 10 [ns]
 Match: NQN+1962, NQN-1986, Qm+936, Qm-1028



Start Time: 03/27/2012 11:06:07, Quality Flag (short): Good
 Noise: NQN+583, NQN-715, Qm+415, Qm-398

BIBLIOGRAFÍA

- [1]. John Mitcell Moubray, "Mantenimiento Centrado en Confiabilidad", Ellmann Sueiro y Asociados - España, 2004
- [2]. Pedro Ponce Cruz , "Maquinas Eléctricas y Técnicas Modernas de Control", Alfaomega Grupo Editor S.A. - México, 2008
- [3] Juan Acosta Ardillas, "Mantenimiento de Motores y Generadores Eléctricos de Alta tensión, a partir de Pruebas a su Aislamiento", GENERMEX, 2006 y 2012.
- [4] Geoff Klempner, Isidor Kerszenbaum "Handbook of Large Turbo Generator Operation y Maintenance", Copyright by IEEE, Published by John Wiley & Sons, Inc. Hoboken. New Jersey, 2008
- [5]. Curso "Descargas Parciales en Generadores", IRIS Power Engineering, 2006.
- [6]. Curso "Prueba de Tangente Delta en Generadores", DOBLE Engineering Company, 2011.
- [7]. Recomendaciones de fabricantes de generadores eléctricos.
- [8]. Reportes de pruebas del Centro de Producción Mantaro - Electricidad del Perú S.A
- [9]. **IEEE Std 43-2000(R2006):** Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Rotating Machinery.
- [10]. **IEEE Std 286-2000:** Recommended Practice for Measurement of Power Factor Tip-Up of Electric Machinery Stator Coil Insulation.
- [11]. **IEEE Std 95-2002™:** Recommended Practice for Insulation Testing of AC Electric Machinery (2300 V and Above) With High Direct Voltage.
- [12]. **IEEE Std 1434™-2000 (R2005):** Guide to the Measurement of Partial Discharges in Rotating Machinery.
- [13]. **IEEE Std 1147™-2005:** Guide for the Rehabilitation of Hydroelectric Power Plants.
- [14]. **IEEE Std 762™-2006(R2012):** Standard Definitions for Use in Reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability, and Productivity.