

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**PRUEBAS, PUESTA EN SERVICIO Y MANTENIMIENTO DE LOS  
GENERADORES SÍNCRONOS 63.5 MVA/13.8 kV DE LA CENTRAL  
HIDROELÉCTRICA SAN GABÁN II**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**WALTER GABRIEL MIRANDA PEZO**

**PROMOCIÓN  
1997 - I**

**LIMA – PERÚ  
2006**

**“PRUEBAS, PUESTA EN SERVICIO Y MANTENIMIENTO DE LOS  
GENERADORES SÍNCRONOS 63.5 MVA/13.8 kV DE LA CENTRAL  
HIDROELÉCTRICA SAN GABÁN II”**

A mis padres; porque el símbolo de nuestra unión me impulso a merecerlos más.

A todos mis familiares, amigos; por el aliento y confianza que me brindaron para la culminación de mi Trabajo de Competencia Profesional.

## **SUMARIO**

En base a mi experiencia profesional en la Central Hidroeléctrica de San Gabán, describo el procedimiento efectuado de la puesta en marcha de los generadores síncronos de la Central San Gabán II, del cual fui participe en el año 1999. San Gabán es una de las Centrales Hidroeléctricas más modernas con las que cuenta el país, en el año 2005 la producción de energía fue de 757.3 GWh llegando a obtener un margen comercial de 68.3 millones de soles. San Gabán suministra de energía eléctrica a clientes, mercado libre, mercado regulado y mercado spot (COES – SINAC). San Gabán cuenta con un sistema de controladores que permite controlar a los dos grupos de la Central de San Gabán de manera confiable. Gracias al uso de herramientas estadísticas se llego a la madures del mantenimiento preventivo, que es conocido como el mantenimiento predictivo, su único objetivo es alargar la vida útil de los equipos, instrumentos o estructuras. En este tipo de mantenimiento se monitorean los signos vitales en tiempo real de los equipos y se determina el estado real de los equipos, instrumentos o estructuras, es por este motivo que en este trabajo se muestra el análisis económico de la implementación de un software que gestione le mantenimiento predictivo en los grupos generadores de la Central Hidroeléctrica de San Gabán II, con el objetivo de reducir costos y hacer más eficiente el mantenimiento. Asimismo San Gabán el 27 de julio del 2004 obtuvo la certificación del Sistema de Gestión de Calidad ISO 9001:2000, y se a propuesto obtener la certificación de los sistemas de Gestión Ambiental y de Gestión de Seguridad y Salud ocupacional, de acuerdo a las normas ISO 14001:2004 y OHSAS 18001:1999.

## INDICE

<b>PRÓLOGO</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I</b>	<b>2</b>
<b>CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA “SAN GABÁN II”</b>	<b>2</b>
1.1 Principios	2
1.2 Característica de la Central Hidroeléctrica San Gabán II	3
1.3 Tipos de Centrales Hidroeléctricas	5
1.4 Instalaciones de una Central Hidráulica	6
1.4.1 Presa	6
1.4.2 Toma de agua	6
1.4.3 Compuertas	7
1.4.4 Rejas y rejillas	7
1.4.5 Desarenador	8
1.4.6 Canales y Galería de conducción	9
1.4.7 Chimenea de equilibrio	9
1.4.9 Tubería forzada o de presión	10
1.4.10 Válvula de Compuerta	11
1.4.11 Tipos de Turbina	11
1.4.12 Generador	12
1.4.13 Sistemas de Excitación	12
1.5 Descripción General de la Central Hidroeléctrica de San Gabán	14
1.5.1 Generalidades	14
1.5.2 Visión al año 2008	17
1.5.3 Misión al año 2008	17
1.5.4 Giro del Negocio	17
1.5.5 Ubicación	18
1.5.6 Ficha técnica	18
1.5.7 Obras civiles	19

1.5.8	Obras electromecánicas y líneas de transmisión	20
1.5.9	Protección del Equipo Electromecánico	21
1.5.10	Inversión	21
1.6	Descripción General del Generador	22
1.6.1	Estator y bobinado	24
1.6.2	Rotor	26
1.6.3	Cruceta superior	27
1.6.4	Cojinete de empuje y guía superior	27
1.6.5	Cruceta inferior	27
1.6.6	Cojinete guía inferior	28
1.6.7	Sistema de circulación de aire	28
1.6.8	Sistema de enfriamiento de aire	29
1.6.9	Sistema de enfriamiento de aceite	29
1.6.10	Sistema de extracción de vapores de aceite	30
1.6.11	Sistema de frenado y levantamiento	30
1.6.12	Sistema de extracción de polvo de frenado	31
1.6.13	Anillo colector y sistema porta escobillas	31
1.6.14	Resistencia de calefacción	32
1.6.15	Tapa del foso del generador	32
<b>CAPÍTULO II</b>		<b>33</b>
<b>ENSAYOS DE PUESTA EN SERVICIO</b>		<b>33</b>
2.1	Generadores	33
2.1.1	Estator	33
2.1.2	Rotor	34
2.1.3	Excitatriz	34
2.2	Principio de funcionamiento	35
2.2.1	Velocidad síncrona y frecuencia de un generador	35
2.2.2	Potencia generada por un alternador	36
2.2.3	Triángulo de Potier	40
2.2.4	Pruebas para determinar el triángulo de Potier	41
2.2.5	Reactancia de Potier	42
2.2.6	Curvas P - Q	42

2.3	Diagnóstico de Aislamiento	50
2.3.1	¿Qué es el aislamiento?	51
2.3.2	¿Qué ocasiona que el aislamiento se degrade	52
2.3.3	¿Cómo puede ayudar el mantenimiento preventivo?	54
2.3.4	¿Cómo se mide la resistencia de aislamiento?	54
2.4	Pruebas de aislamiento como diagnóstico de alto voltaje	58
2.4.1	Índice de polaridad	59
2.4.2	Medición de la capacitancia y de la Tang $\delta$	63
2.5	Ensayos en generadores	66
2.5.1	Ensayos no Destructivos	66
2.5.2	Ensayos Destructivos	70
2.6	Objetivo de las pruebas	77
2.7	Equipo de prueba	77
2.8	Estado inicial necesario	77
2.8.1	Estado inicial necesario para pruebas del generador	77
2.8.2	Estado inicial necesario para pruebas del rotor	78
2.9	Condiciones previas	78
2.10	Precauciones especiales	78
2.11	Descripción de la prueba	78
2.11.1	Prueba de aislamiento	78
2.11.2	Medidas de resistencia óhmica de los devanados del estator y del rotor	78
2.11.3	Comprobación general de la unidad	79
2.11.4	Acciones a emprender al finalizar las pruebas	83
2.12	Resultados de las pruebas	84
2.12.1	Medición del aislamiento de los bobinados	84
2.12.2	Constante de Inercia	86
2.12.3	Tiempo de aceleración $\tau_j$ (CEI 34.4/21)	86
2.12.4	Impedancia de base $Z_n$ (CEI 34.3/34)	86
2.12.5	Prueba de Cortocircuito y de Vacío	87
	<b>CAPÍTULO III</b>	<b>91</b>
	<b>INGENIERÍA DE MANTENIMIENTO</b>	<b>91</b>
3.1	Departamento de Mantenimiento	91

3.2	Trabajos para el Mantenimiento mayor del Generador de San Gabán II	95
3.2.1	Mantenimiento del Estator	95
3.2.2	Mantenimiento del Rotor	98
3.2.3	Mantenimiento en la cruceta inferior y cojinete guía inferior	100
3.2.4	Mantenimiento cojinete guía de empuje superior	101
3.2.5	Mantenimiento del sistema de frenado y levantamiento	101
3.2.6	Mantenimiento del sistema de enfriamiento del generador	102
3.2.7	Mantenimiento de los equipos de protección	102
<b>CAPÍTULO IV</b>		<b>105</b>
<b>ANÁLISIS ECONÓMICO</b>		<b>105</b>
4.1	Introducción	105
4.2	Resumen económico del Proyecto	105
4.3	Indicadores económicos del Proyecto	107
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>		<b>109</b>
Conclusiones		109
Recomendaciones		110
<b>ANEXOS</b>		<b>111</b>
Indicadores de Gestión de Operación y Mantenimiento en una Central Hidroeléctrica		111
Diagrama P-Q del Grupo 1 de la Central Hidroeléctrica de San Gabán II		112
<b>BIBLIOGRAFIA</b>		<b>113</b>

## **PRÓLOGO**

El objetivo fundamental del presente Informe es mostrar las pruebas requeridas en la puesta en marcha de los generadores síncronos y el Mantenimiento Preventivo que se realiza en la Central Hidroeléctrica San Gabán II, Puno. El desarrollo del presente trabajo se encuentra dividido en cuatro capítulos cuyos alcances se encuentran respaldados en 12 referencias bibliográficas.

En el Primer Capítulo se describe de una manera amplia las características generales de las centrales hidroeléctricas y las especificaciones técnicas de la C:H. San Gabán II.

En el Segundo Capítulo se realiza una descripción de las pruebas que se realizaron para la puesta en servicio de los generadores síncronos.

El Tercer Capítulo está orientado a describir las actividades del Mantenimiento Correctivo de los componentes del generador; asimismo se muestra los lineamientos generales de un sistema de mantenimiento.

El Cuarto Capítulo se muestra el análisis económico, los indicadores económicos y beneficios que se pueden obtener con la implementación de un software para el mantenimiento predictivo.

Asimismo, se presentan las Conclusiones, Recomendaciones y la Bibliografía utilizada para la elaboración de la presente Informe de Suficiencia.

Así de esta manera espero contribuir a la solución de una de las problemáticas del mantenimiento en nuestro país.

## CAPÍTULO I

### CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA “SAN GABÁN II”

#### 1.1 Principios

Una Central Hidroeléctrica es aquella que genera electricidad mediante el aprovechamiento de la energía potencial del agua embalsada en un embalse regulador situado a un nivel más alto que la central. El agua es conducida desde el embalse regulador mediante un túnel de aducción de 7 km de longitud y 2% de pendiente, al conducto forzado que se encuentra a 657 m por encima de la casa de máquinas de la central, donde mediante turbinas hidráulicas se produce la generación de energía eléctrica en los generadores.

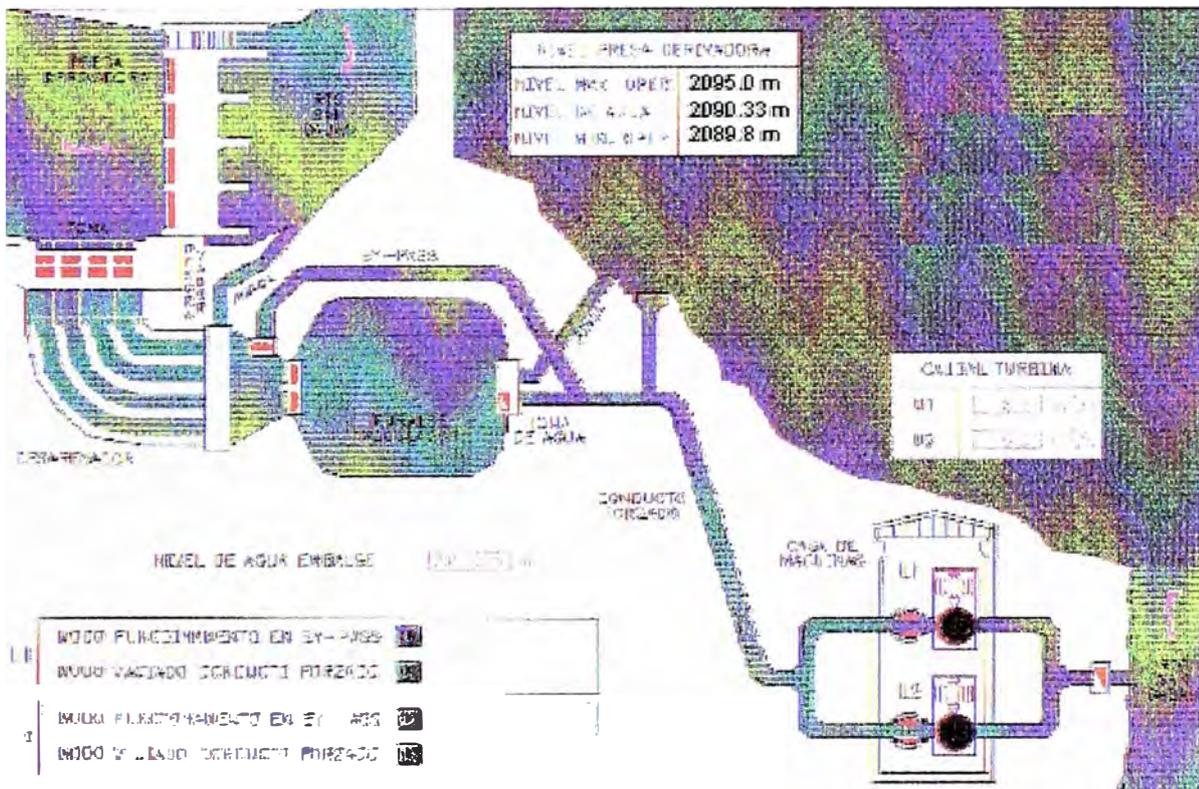


Fig.1.1 Esquema de la Central Hidroeléctrica San Gabán II

El agua que sale de la turbina es devuelta a su curso original que es el río San Gabán a un nivel más bajo respecto al que fue recogida, conservando las normas de medio ambiente dictadas por OSINERG.

## **1.2 Característica de la Central Hidroeléctrica San Gabán II**

La Central Hidroeléctrica San Gabán II, ubicada en los distritos de Ayapata, Ollachea y San Gabán de la Provincia de Carabaya en el Departamento de Puno, cuenta con una potencia instalada de 110 MW y una potencia efectiva de 113.1 MW, utiliza para transportar el total de su energía, tres líneas de transmisión de 138 kV una de ellas, la línea L-1013 (San Gabán - San Rafael) cuya longitud es 76.5 km, transporta parte de la energía generada por la hidroeléctrica, a la mina San Rafael y las otras dos líneas, la línea L-1010 (San Gabán - Azángaro) cuya longitud es 159.1 km y la línea L-1009 (San Rafael - Azángaro) de longitud 89.3 km llegan a la subestación Azángaro y desde allí se conecta al Sistema Eléctrico Nacional desde el mes de Octubre del año 2000, reforzando la oferta en todo el Perú. Las principales instalaciones de la Central Hidroeléctrica San Gabán son: Obras de cabecera, Casa de máquinas y la Subestación 138 kV. La toma de captación (Obras de Cabecera), infraestructura necesaria para turbinar las aguas del río San Gabán, recurso esencial para la generación de electricidad. La casa de máquinas también de infraestructura necesaria para turbinar las aguas del río San Gabán y equipamiento electromecánico mediante el cual se genera electricidad, a través de 02 unidades generadoras, cada una con una potencia nominal de 55 MW. Cada Unidad esta equipada con una turbina Pélton de eje vertical de una Potencia Unitaria de 55 MW, un generador de 62.5 MVA y un transformador de potencia de 63.5 MVA.

Los modos de regulación de potencia activa de cada grupo generador son: modo potencia, modo apertura y modo nivel del embalse.

Los modos de regulación de potencia reactiva de cada grupo generador son: modo tensión, modo potencia reactiva y modo factor de potencia.

Los modos de repartición de chorros de los inyectores son: modo optimizado y modo uniforme.

La Central Hidroeléctrica San Gabán II, funciona con un salto nominal de 657m, la velocidad nominal de rotación es de 514.3 rpm, cada turbina cuenta con cinco inyectores y cinco deflectores.

Los servomotores de los inyectores (agujas) y deflectores son alimentados por una estación hidráulica de generación de aceite a la presión nominal de 60 bar, el aceite empleado es del grado ISO VG68.

La velocidad de cada turbina es controlada por medio de un regulador electrónico DIGIPID 1500 de diseño y fabricación NEYRPIC.

Los reguladores configurables NEYRPIC de la familia DIGIPID ofrecen todas las herramientas necesarias para crear algoritmos de regulación personalizados, sin embargo, en la mayoría de los casos, solo algunas funciones anexas requieren una personalización.

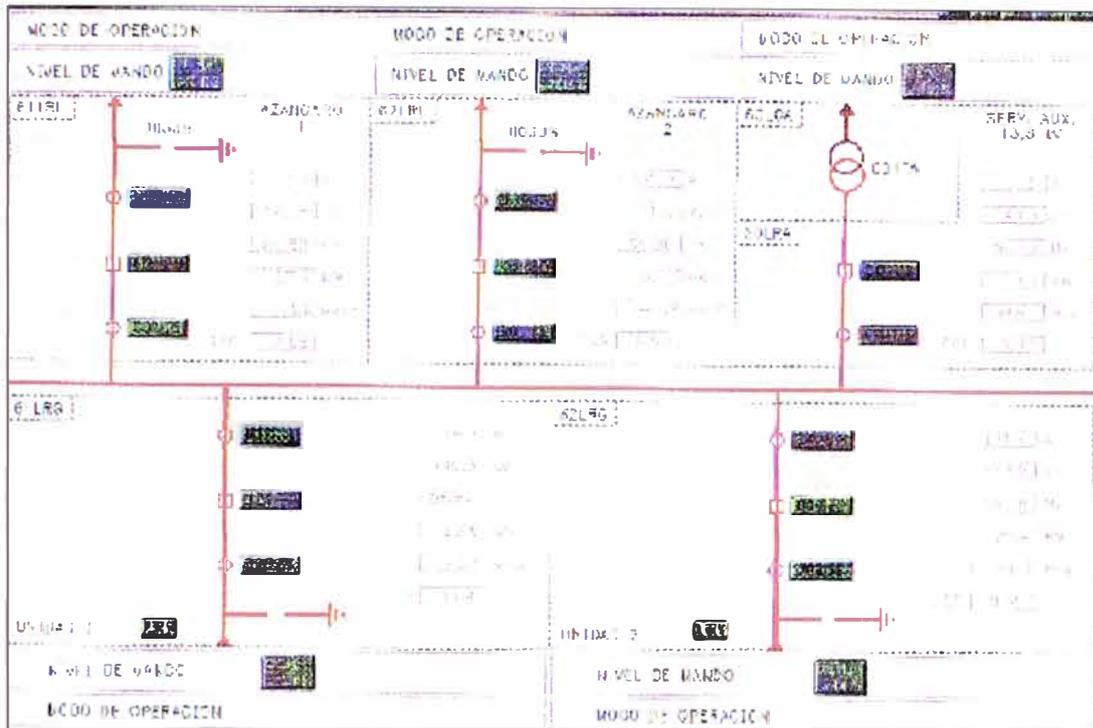
El regulador de velocidad DIGIPID 1500 se encarga de ajustar la velocidad de la turbina a 514.3 rpm, conforme a la carga. La función del regulador en red interconectada es mantener potencia, nivel, caudal y frecuencia estable y en red aislada mantener frecuencia.

El regulador de tensión es del tipo excitación estática y cuenta con dos puentes de thyristores, uno se encuentra en servicio y el otro a la espera de una posible falla del otro, un sistema de portaescobillas y anillos colectrices del generador.

En la Subestación 138 kV que consta de equipamiento eléctrico para transmitir la electricidad generada, está situado el Centro de Control de la Central Hidroeléctrica de San Gabán II.

El Centro de Control de la Central Hidroeléctrica San Gabán II comprende una infraestructura consistente en una sala de control provista por equipos eléctricos y de control necesarios para llevar a cabo una supervisión y control de las instalaciones de la Central Hidroeléctrica San Gabán II, para mantener un servicio continuo en la generación de energía eléctrica además el centro de control cuenta con el Scada SHERPA que está enviando datos a tiempo real por vía satélite al COES SINAC ubicado en Lima.

El patio de llaves de la subestación 138 kV cuenta con 5 celdas. Celda del grupo 1, Celda del grupo 2, Celda de la Línea L-1010, Celda de la Línea L-1013 y la celda de los servicios auxiliares..



**Fig.1.2. Patio de llaves de la Central Hidroeléctrica San Gabán II**

### 1.3 Tipos de Centrales Hidroeléctricas

Desde el punto de vista de su concepción arquitectónica, las centrales pueden ser clasificadas en:

- Centrales al aire libre, al pie de la presa, o relativamente alejadas de esta, y conectadas por medio de una tubería en presión;
- Centrales en caverna, generalmente conectadas al embalse por medio de túneles, conductor forzados, o por la combinación de ambas, que es el caso de San Gabán II.

Desde el punto de vista de como utilizan el agua para la generación, se pueden clasificar en:

- Centrales a filo de agua. Utilizan parte del flujo de un río para generar energía eléctrica. Operan en forma continua porque no tienen capacidad para almacenar agua, no disponen de embalse. Turbinan el agua disponible en el momento, limitadamente a la capacidad instalada. En estos casos las turbinas pueden ser de eje vertical, cuando el río tiene una pendiente fuerte u horizontal cuando la pendiente del río es baja.
- Centrales acopladas a uno o más embalses. Es el tipo más frecuente de central hidroeléctrica.

- Centrales mareomotrices. Utilizan el flujo y reflujo de las mareas. Pueden ser ventajosas en zonas costeras donde la amplitud de la marea es amplia, y las condiciones morfológicas de la costa permite la construcción de una presa que corta la entrada y salida de la marea en una bahía. Se genera energía tanto en el momento del llenado como en el momento del vaciado de la bahía.
- Centrales mareomotrices sumergidas. Utilizan la energía de las corrientes submarinas. En 2002, en Gran Bretaña se implementó la primera de estas centrales a nivel experimental.
- Centrales que aprovechan el movimiento de las olas. Este tipo de central es objeto de investigación desde la década de los 80. A inicios de agosto de 1995, el "Ocean Swell Powered Renewable Energy (OSPREY)" implementó la primera central que utiliza la energía de las olas en el norte de Escocia. La potencia de esta central es de 2 MW. Lamentablemente fue destruida un mes más tarde por un temporal.

## **1.4 Instalaciones de una Central Hidráulica**

### **1.4.1 Presa**

Se llama presa en general a una construcción que se levanta en el lecho del río para atajar el agua, produciendo una elevación de su nivel que permite la derivación de ella, o bien para almacenar el agua regulando el caudal del río.

Por el objeto para que están construidas, las presas se dividen en dos grandes grupos:

1.- Presas de derivación.

2.- Presas de embalse

En realidad, las presas casi siempre tienen una función mixta; se denominarán presas de derivación, o, en su caso, presas de embalse si el efecto predominante es la elevación del nivel de agua para su desviación o, por el contrario, de embalse si siempre tienen un caudal disponible. Es una construcción que se alza sobre el suelo del río y perpendicular a su dirección, para que permita la derivación de ella (presas de derivación), o bien para almacenar el agua (presas de embalse).

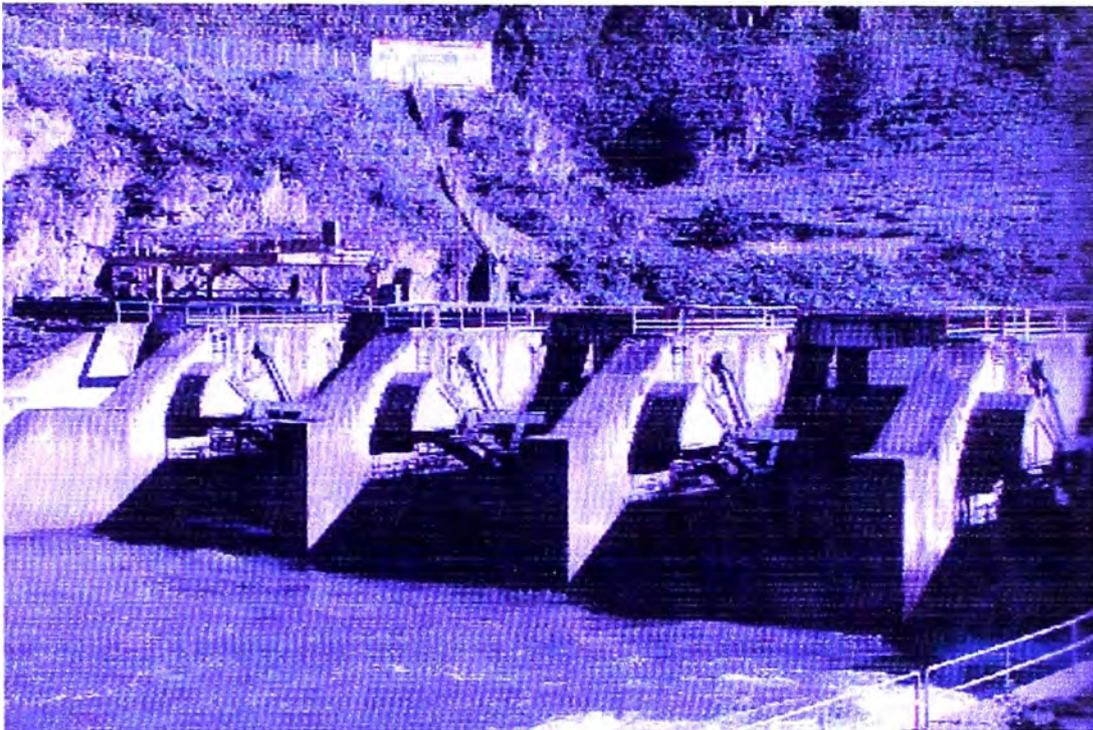
### **1.4.2 Toma de agua**

Zona donde se capta el agua necesaria para el accionamiento de las turbinas. Las tomas de agua se hallan en la pared anterior de la presa que entra en contacto con el agua

embalsada. Además existen algunos elementos que proporcionan mejor protección contra elementos no deseados en el caudal como son desperdicios y objetos sólidos que perjudicarían a la turbina:

### 1.4.3 Compuertas

Sirven para regular la cantidad de agua que llega a las turbinas ya que si ésta es superior al caudal nominal podría producir inundaciones o sobrepasar la máxima presión que puede soportar la galería de aducción.



**Fig.1.3 Compuertas radiales en la presa derivadora de San Gabán II**

### 1.4.4 Rejas y rejillas

Las aperturas por donde entra el agua mediante las compuertas están protegidas para evitar el paso de cuerpos en suspensión o flotación, de estos se encargan las rejas y rejillas, filtrando el agua de elementos grandes la reja y de elementos mas fino la rejilla; no dejan pasar elementos que deterioraran los álabes y producir desperfectos a la turbina. Estas rejas y rejillas necesitan de un mantenimiento periódico pues los restos atascados durante el filtrado pueden acumularse y ocasionar perdida del caudal además de llegar al punto de no dejar pasar el agua, especialmente en épocas de avenida.

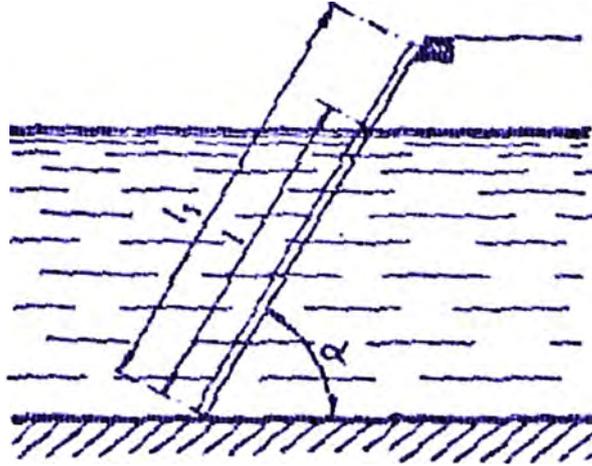
Las rejas se clasifican en gruesas y finas. Las primeras están constituidas por barrotes metálicos que dejan entre si un espacio de 5 a 25 centímetros e impiden la penetración de

cuerpos de regular tamaño en la tubería, casi siempre productos leñosos del campo o del monte (y en los sitios del clima riguroso, témpanos de hielo)

Las rejas finas son las que en realidad protegen más a fondo los elementos de las turbinas.

La distancia entre los barrotes es menor, sólo de 30 mm.

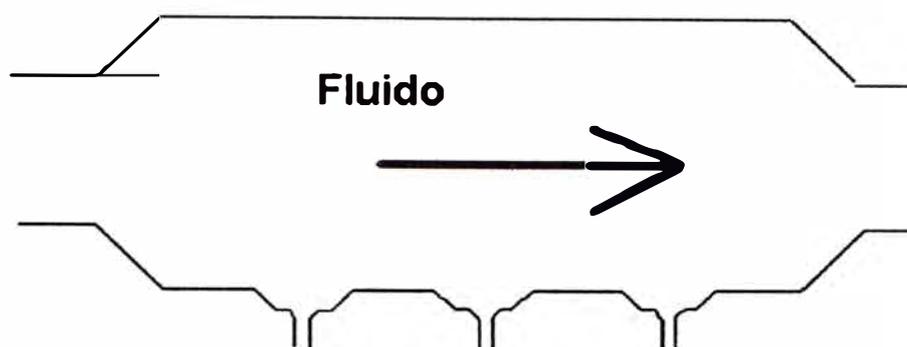
Las rejas se colocan con una cierta inclinación.



**Fig.1.4 Inclinación de las rejas**

#### **1.4.5 Desarenador**

Este elemento se encargará de la eliminación de partículas minúsculas después del filtrado en las rejas y rejillas; el sistema de funcionamiento de este filtrado se basa en la disminución de la velocidad del caudal, dando lugar a que las partículas como son la tierra, piedras pequeñas y arenilla se asienten en el fondo del desarenador, el cual desfoga todas estas partículas mediante unas compuertas de purga que los devuelven al cauce del río; así el agua queda limpia en un porcentaje apreciable disminuyendo el desgaste de la turbina. Las pozas de decantación de los desarenadores, cuyas formas y tamaño pueden ser muy distintos, trabajan todas sin embargo según el principio de reducir la velocidad del agua hasta 20-30 cm/s, aprovechando una sección transversal oportuna; las partículas sólidas, en el recorrido del agua de un extremo a otro de la poza, cuyo largo puede alcanzar unos 50 - 70 m, se depositan en el fondo y pueden ser periódicamente evacuadas por medio de purgas y lavados en la misma poza.



**Fig.1.5 Corte transversal del desarenador.**

#### **1.4.6 Canales y Galería de conducción**

El transporte del agua desde las obras de captación hasta el comienzo de la tubería forzada está asegurado, según el tipo de instalación, por canales y galerías de pelo libre o por galerías de presión. El largo y la sección dependen de las características de la instalación. Generalmente tienen pendientes de 1.5 hasta 3 por mil con velocidad del agua de 2 – 3 m/s. Un estudio exhaustivo permite determinar el recorrido del canal o túnel que deben obviamente evitar terrenos demasiado accidentados, rocas descompuestas, localidades urbanizadas, etc. El agua circula debido a los ligerísimos desniveles entre sus extremos (velocidades pequeñas) Son construidas de hormigón con juntas de dilatación (cambio de temperatura)

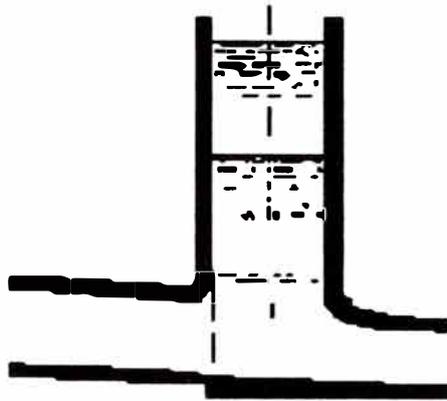
#### **1.4.7 Chimenea de equilibrio**

Si en lugar de un ducto, existe una galería de presión no será posible disponer en su extremidad de una cámara de carga abierta; de otro lado no se puede conectar directamente la galería de presión con la tubería forzada por dos motivos principales:

- 1- Al disminuir, por razones de servicio, en forma violenta la carga de la central (y consiguiente cierre brusco del distribuidor de la turbina) la masa de agua en movimiento contenida en la galería de presión debe reducir rápidamente su velocidad hasta cero y por el principio de la conservación de la energía, transforma su energía cinética en energía de presión, poniendo en peligro la estabilidad del concreto del revestimiento de la galería, que como se sabe- no siendo armado- no puede resistir el esfuerzo de tracción. además se incrementaría peligrosamente la presión la tubería forzada obligando a un sobredimensionamiento de la misma. El pozo piezométrico

ubicado en el empalme de la galería con la tubería forzada., funciona por la tanto como limitador o regulador de presión.

2- Al aumentar rápidamente la carga de la central no se lograría acelerar de inmediato toda la masa del agua (miles y miles de  $m^3$ ) existentes entre las obras de captación y las máquinas, así que disminuiría la presión nominal en el ducto forzado y por consiguiente la potencia de las máquinas no podría corresponder a la potencia requerida por la carga. En este caso el pozo piezométrico funciona como reservorio instantáneo.



**Fig.1.6.- Chimenea de equilibrio vertical**

#### **1.4.9 Tubería forzada o de presión**

Antes de penetrar en la rueda de la turbina, el agua recorre generalmente un conducto forzado dispuesto entre la chimenea de equilibrio y la sala de máquinas. A veces, si la turbina es instalada en el cuerpo mismo de la represa, la tubería forzada se reduce a un corto tramo de galería blindada.

Podemos mencionar tres tipos de tuberías de presión empleadas en los saltos: metálicas, de hormigón precomprimido o armado y de Uralita.

Recordemos ante todo, la existencia de un coeficiente característico de las tuberías forzadas; se trata del producto:  $D \times H$ , donde  $D$  en metros, es el diámetro de la tubería y  $H$  la altura del salto (en metros). Este coeficiente puede fácilmente alcanzar el valor de 2000  $m^2$  para tuberías metálicas (límite alrededor de 2500  $m^2$  y alrededor de 1000 para tuberías en concreto armado precomprimido con caídas de 400 – 500 metros como máximo.

Esto quiere decir, por ejemplo, que una tubería metálica de un metro de diámetro puede ser empleada hasta 2000 – 2500 metros de caída y una tubería de 4 metros de diámetro se puede utilizar para caídas de 50 – 60 metros.

Es prudente utilizar las tuberías de hormigón armado no precomprimido con no más de 60 m de caída y un producto  $D \times H$  igual a  $200 \text{ m}^2$  como máximo.

Las tuberías metálicas instaladas al interior de una galería en roca pueden ser del tipo auto resistente si en el cálculo no se tiene en cuenta la “colaboración” de la roca en soportar la presión interna del agua; o bien del tipo metálico aligerado si una parte del esfuerzo se transmite a la roca por intermedio del espesor de concreto inyectado entre tubería y roca, así que esta última interviene para soportar la presión hidráulica.

#### **1.4.10 Válvula de Compuerta**

Como observación hacemos notar que las válvulas de este tipo llevan un dispositivo de by-pass que permite el paso del agua de una a otra cara de la pantalla de la válvula, así que una vez equilibradas de este modo las presiones de ambas caras, la compuerta puede levantarse con menor esfuerzo. Cuando tienen dimensiones importantes, estas válvulas se maniobran por medio de un servomotor, que funciona con la presión del agua procedente de la tubería forzada y que debe ser limpia y que no debe llevar arena que puede perjudicar el funcionamiento de los cilindros y mecanismo del servomotor. Por estas razones a veces se emplea aceite en presión en lugar del agua decantada en la tubería.

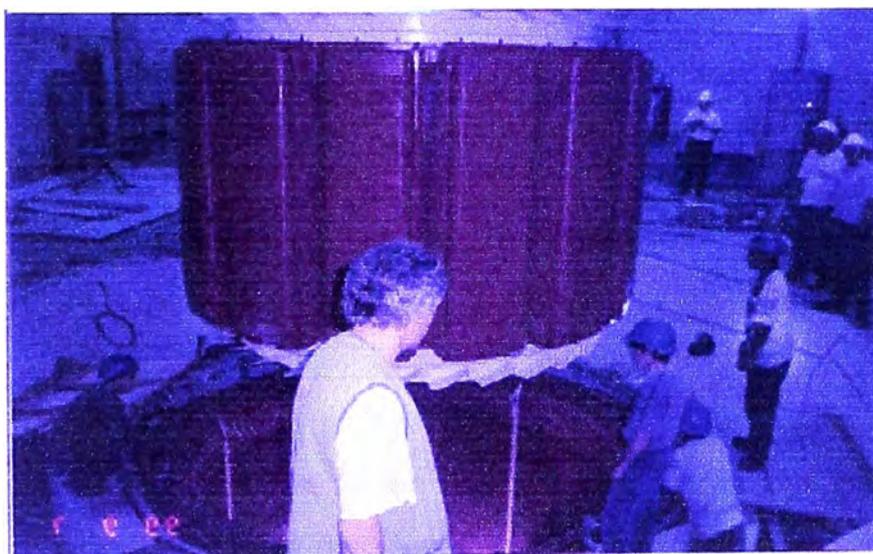
#### **1.4.11 Tipos de Turbina**

Según la forma de actuar el agua en los alabes:

- Turbinas de acción
  - Sentido de proyección del chorro de agua y sentido de giro del rodete coinciden
  - La presión de agua no varía en los alabes
  - Rodete no inundado o Turbina Peltón
- Turbinas de reacción
  - Sentido de proyección del chorro de agua y sentido de giro del rodete no coinciden
  - Mayor presión de agua a la entrada que a la salida
  - Rodete inundado
  - Turbinas Francis y Kaplan

### 1.4.12 Generador

El alternador o generador de corriente alterna es una máquina rotativa que transforma la energía mecánica de la turbina en energía eléctrica, mediante fenómenos de inducción. Un alternador consta de dos partes fundamentales, el inductor (rotor) que es el que crea el campo magnético y el inducido (estator) que es el conductor, el cual es atravesado por las líneas de fuerza de dicho campo, generando corriente alterna. En las grandes máquinas el inductor siempre está constituido por electroimanes, cuya corriente de alimentación o excitación proviene de un generador de corriente continua auxiliar o de la propia corriente alterna generada por el generador convenientemente rectificadas por thyristores que es el caso de San Gabán II. El generador acoplado al eje de la turbina genera una corriente alterna de alta intensidad y baja tensión, esta corriente posteriormente pasa a un transformador que la convierte en alta tensión y baja corriente para su transporte.



**Fig.1.7 Montaje del Generador de San Gabán II (rotor y estator)**

### 1.4.13 Sistemas de Excitación

#### **FUNCIÓN BÁSICA:**

Proveer corriente continua al arrollamiento de campo al generador. Realizar las funciones de control de potencia reactiva y de protección para una operación satisfactoria del sistema

de potencia.

### **FUNCIÓN DE CONTROL:**

Control de tensión en bornes del generador, control de flujo potencia reactiva y la mejora de la estabilidad del sistema de potencia.

### **REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN:**

Suministro y ajuste automático de la corriente de campo del generador síncrono para mantener la tensión en terminales en el marco de la curva de capacidad del generador.

El sistema de excitación debe responder a perturbaciones transitorias aprovechando la rápida respuesta del generador sin exceder sus límites:

- Límite de la tensión de campo-> falla del aislamiento del rotor.
- Límite de la corriente de campo-> calentamiento del rotor.
- Límite de carga MVA-> calentamiento del estator.
- Límite del flujo-> calentamiento
- Límite de subexcitación-> calentamiento de la región final del estator.

### **ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE EXCITACIÓN:**

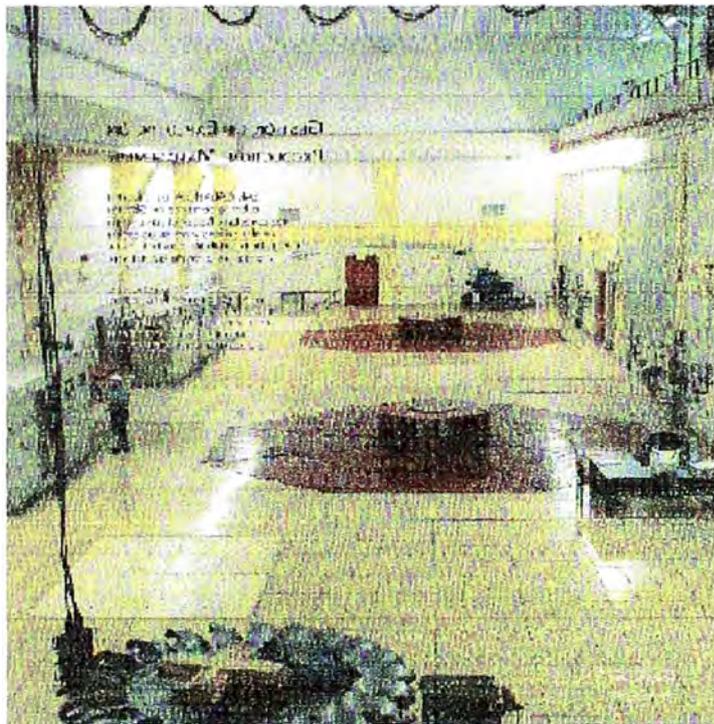
1. EXCITATRIZ.- provee la potencia de corriente continua al arrollamiento de campo del generador, constituye la etapa de potencia.
2. REGULADOR.- procesa y amplifica la señal de control de entrada a un nivel y forma adecuada para el control de la excitatriz.
3. TRANSDUCTOR DE TENSIÓN EN BORNES.- sensa la tensión en bornes, la rectifica y la filtra para obtener un valor de corriente continua que compara con una referencia, la cual representa la tensión deseada en bornes.
4. COMPENSADOR DE CARGA.- se utiliza cuando se desea controlar la tensión en un punto eléctrico remoto respecto a los terminales del generador.
5. ESTABILIZADOR DEL SISTEMA DE POTENCIA.- provee una señal adicional de entrada al regulador para amortiguar las oscilaciones de potencia del sistema.
6. CIRCUITOS LIMITADORES Y DE PROTECCIÓN.- asegura que los límites de capacidad del generador no sean excedidos. Límites de la corriente de campo, de

tensión de excitación, de tensión en terminales, de subexcitación y sobreexcitación

## 1.5 Descripción General de la Central Hidroeléctrica de San Gabán

### 1.5.1 Generalidades

La Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A., (SAN GABAN S.A.) es una empresa estatal de derecho privado del Sector Energía y Minas, fue creada por Acuerdo de la Comisión de Promoción de la Inversión Privada - COPRI N° 2400/94/DE/COPRI de fecha 7 de noviembre de 1994. La empresa tiene como objetivo principal dedicarse, en general, a las actividades propias de la generación eléctrica dentro del área de su concesión, de acuerdo con lo dispuesto en la legislación vigente, pudiendo realizar todos los actos y operaciones civiles, industriales, comerciales y de cualquier índole que estén relacionados o sean conducentes a su objetivo social principal. Su actividad económica se rige por la Ley General de Sociedades y por la Ley de Concesiones Eléctricas reglamentada con el D.S. N° 009-93 EM N° 25844.



**Fig.1.8 Casa de Máquinas de San Gabán II**

## **Historia**

La Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. fue creada con Acuerdo de COPRI de fecha 07 de noviembre de 1994, a través del cual autoriza a ELECTROPERU S.A., a su constitución mediante un aporte de capital de S/. 20 millones.

Mediante Escritura Pública de fecha 06 de diciembre de 1994, el Presidente del Directorio de ELECTROPERU, Ing. Oscar Gómez Izaguirre y el Gerente General, Ing. Alfredo Montesinos, formalizaron su constitución, con el aporte del capital antes mencionado, que representa veinte millones de acciones de Un Nuevo Sol cada una, íntegramente suscritas y pagadas, aporte a ser destinado a la ejecución de las Obras Preliminares del Proyecto Central Hidroeléctrica San Gabán II, así como para que la empresa se dedique en general a las actividades propias de la generación eléctrica dentro de su área de concesión de acuerdo a la legislación vigente. En enero de 1995 se incorpora como nuevo accionista la Región Moquegua-Tacna-Puno con un aporte de capital de S/.14 079 998, incrementándose el capital social de la Empresa a S/.34 079 998, dividido en el mismo número de acciones de un valor nominal de S/.1,00 cada una, íntegramente suscritas y pagadas. Este monto representa el valor histórico de los estudios definitivos del proyecto de la Central Hidroeléctrica San Gabán II, pagados por la Región Moquegua Tacna-Puno a la firma CESEL S.A. A partir del mes de febrero se da inicio a sus actividades administrativas, mientras que los contratos de las obras preliminares respectivas se iniciaron a partir del mes de marzo de 1995.

## **Año 1996**

Las actividades desarrolladas por la Empresa durante 1995 estuvieron orientadas a consolidar la base legal para la administración y ejecución de las obras del proyecto de la Central Hidroeléctrica San Gabán II, así como para su financiamiento integral, siendo así que se negoció y participó en la suscripción del Convenio de Préstamo entre la República del Perú y el Japan Bank Interational for Cooperation de Japón, por un monto de Quince mil Quinientos millones de Yenes. Asimismo, se obtuvo la aprobación dentro del presupuesto de la República de un total de S/. 41 millones destinados a la contrapartida local. No obstante, fue recién en noviembre de 1995 que se logró, mediante el Decreto de Urgencia N° 058-95, se autorice a la Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. a asumir la administración y ejecución del proyecto. Durante el mismo año se iniciaron y se

ejecutaron importantes avances en las obras preliminares del proyecto, cuyo costo durante 1995 y el primer trimestre de 1996 fue íntegramente pagado con los recursos del aporte de capital de ELECTROPERU en San Gabán. Con ello, la administración vigente al 20 de Mayo de 1996, recepcionó satisfactoriamente la obra Mejoramiento de la Carretera Tabinapampa-Tunquini, de 13 kms. de longitud y logró completar el 100% en la construcción de la Villa de Residentes y Sede Administrativa, dándole la recepción de obra respectiva. A continuación se detalla un breve resumen, año por año, de las actividades relacionadas con la construcción de la Central Hidroeléctrica San Gabán II y su puesta en operación.

### **Año 1997**

Durante 1997 se culminaron las correspondientes liquidaciones de contrato de todas las obras preliminares y se avanzó en la liquidación de los contratos de supervisión respectivos, ejecutados por la firma Alpha Consult S.A., a fin de poder realizarlas liquidaciones de obra. El 23 de enero 1997 se firmo el contrato con la Asociación Accidental CEGELEC S.A. (Lote 4) por el Suministro, transporte, montaje, pruebas, puesta en servicio, operación experimental del Equipamiento Electromecánico, Mecánico e Hidromecánico de la central. A fines de 1997 se había logrado un avance del 8% en la ejecución de este contrato. Entre agosto y diciembre del mismo año se suscribieron 8 de los 9 contratos para el suministro de los elementos necesarios para el montaje de la línea de Transmisión Sub Estación San Gabán - Sub Estación Azángaro, de 160 Kms de longitud (Lote 5A.) y en diciembre se suscribió el contrato por las obras civiles y montaje de la misma línea (Lote 5B). Al finalizar el año 1997 las obras en su conjunto mostraron un avance 32%.

### **Año 1998**

A lo largo de 1998 se logró un avance acumulado promedio de las obras del orden de 78,5%, destacándose la culminación de las Obras de Cabecera y el mantenimiento de la carretera Macusani -Tunquini, habiéndose asfaltado 14 Kms. desde Tabinapampa hasta

Tunquini. Los otros tramos de obras mostraron un avance sostenido en este habiéndose culminado el Lote 2, Lote 3 y Lote 5 (A y B) en 1999.

### **Año 1999**

En 1999, se culminaron la totalidad de las obras civiles y el montaje de la Línea de Transmisión, presentándose un avance promedio del Lote 4 de 96%. No obstante presentarse demoras para la conclusión del contrato del Lote 4, se dio inicio a las pruebas del Grupo N° 2 y operación experimental del mismo en el mes de noviembre de 1999, y pruebas del Grupo N° 1 en diciembre de dicho año, en el cual se logró generar con ambos grupos y obtener un ingreso extraordinario correspondiente a 4,6 GWh. Por otro lado, en 1999 se dio inicio a las obras de afianzamiento hídrico de la Central Hidroeléctrica, mediante la construcción de un sistema de Embalses de 05 lagunas afluentes del río San Gabán, 4 en Macusani y 1 en Corani, el cual fue concluido en el año 2000.

#### **1.5.2 Visión al año 2008**

Ser una empresa acreditada en el subsector eléctrico, rentable, competitiva, reconocida por proveer energía eléctrica confiable y de calidad, que promueve el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico de la cuenca, basado en la permanente innovación tecnológica y desarrollo de su personal, el cumplimiento de las normas de medio ambiente y con proyección de servicio a la región.

#### **1.5.3 Misión al año 2008**

Generar energía eléctrica confiable y de calidad, para el sistema interconectado nacional y países limítrofes, con tecnología de punta y adecuados niveles de competitividad, sustentado en una organización eficiente e innovadora en permanente proceso de mejora continua, que contribuye al desarrollo regional y nacional.

#### **1.5.4 Giro del Negocio**

Generar energía eléctrica de calidad, transmitirla hasta la S. E. Azángaro, interconectándonos en ese punto, con el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional



POTENCIA MÍNIMA		MW	0	0
<b>2.- TIEMPOS</b>				
VELOCIDAD TOMA DE CARGA		MW/min.	165	165
VELOCIDAD DE DESCARGA		MW/min.	165 (**)	165 (**)
TIEMPO SINCRONIZACIÓN (desde la orden de arranque)		min.	2.5	2.5
TIEMPO MÁXIMO OPERACION A MIN. CARGA		Hrs.	0,5 (***)	0,5 (***)
<b>3.- TENSIÓN</b>				
TENSIÓN MÍNIMA GENERACIÓN		kV	13.14	13.14
TENSIÓN MÁXIMA GENERACIÓN		kV	14.49	14.49
TENSIÓN MÍN. DE EXCITACIÓN VDC		V		
TENSIÓN MÁX. DE EXCITACIÓN VDC		V	150	150
<b>4.- CAPACIDAD GENERACIÓN REACTIVA</b>				
<b>CAPACITIVA</b>	en mínimo técnico	MVAR	N.A.	N.A.
	al 50 % (para factor de potencia 0.85)	MVAR	19.05	19.05
	al 100 %	MVAR	31	31
<b>INDUCTIVA</b>	en mínimo técnico	MVAR	N.A.	N.A.
	al 50 %	MVAR	19.05	19.05
	al 100 %	MVAR	34.9	34.9
<b>5.- RESTRICCIONES</b>				
CARGA MÍNIMA		MW	0	0
TIEMPO DE CARGA MÍNIMA		Hrs.	0,5 (***)	0,5 (***)
<b>6.- CAUDAL</b>				
CAUDAL MÍNIMO TURBINABLE		m3/s	0.28	0.28
CAUDAL MÁXIMO TURBINABLE		m3/s	9.94	9.94
<b>7.- ESTADISMO</b>				
VALOR ACTUAL		%	3 (*)	3 (*)
RANGO DE VARIACIÓN		%	0 - 6	0 - 6
<b>8.- CONCENTRACIÓN MÁXIMA DE SÓLIDOS PERMISIBLES</b>				
		gr/l	N.A.	N.A.
<b>9.- RENDIMIENTO (a potencia máxima)</b>				
		MW/m3/s	5.64	5.72
<b>10- ARRANQUE EN BLACK START (SI / NO)</b>				
			SI	SI
POTENCIA EFECTIVA DE LA CENTRAL		MW	113.098	
RENDIMIENTO DE LA CENTRAL		MW/m3/s	5.9421	
SERVICIOS AUXILIARES		MW	0.371	

(\*) La C.H. SAN GABAN II en sistema aislado regula con 1 % de estadismo.

(\*\*) Cuando actúa el deflector, la descarga de la potencia total puede ser hasta en 1.5 segundos.

(\*\*\*) Cuando ambas unidades están en paralelo o cuando esta solamente una unidad en servicio.

### 1.5.7 Obras civiles

Las Obras Civiles han consistido en la construcción de las "Obras de Cabecera" (Lote N° I), formadas principalmente de un Túnel de Desvío del río San Gabán, de 167.46 m de longitud, una Presa Derivadora con 4 Compuertas Radiales de 8 x 5.5 m cada una, de un Desarenador con 4 Naves de 61.70 m de longitud para retener partículas en suspensión de hasta 0.2 mm, de un Embalse Regulador de 140 000 m<sup>3</sup> de capacidad y de un Conducto

Cubierto de 3.20 m de diámetro y 428.45 m de longitud; luego la construcción del Túnel de Aducción y sus Obras Complementarias (Lote N° 2) cuya característica principal es que tiene sección de herradura de 3.60 m de diámetro y 7 270 m de longitud, excavados en plena roca en el denominado Batolito de San Gabán con una capacidad de 19 m<sup>3</sup>/s e íntegramente revestido con concreto pulverizado (shotcrete), para su construcción y mantenimiento se ha necesitado realizar dos Ventanas de Acceso, una en la localidad de Uruhuasi, de 188 m de longitud y la otra en la localidad de Casahuiri, de 485 m, con sus correspondientes carreteras de acceso, también consta de una Chimenea de Equilibrio que consiste en un pozo vertical con dos cámaras de alimentación y una de expansión, que tiene 3.60 m de diámetro y 289 m de longitud, igualmente excavados en plena roca e íntegramente revestidos con concreto pulverizado; y la construcción de la "Casa de Máquinas y de sus Obras Complementarias (Lote N° 3), que consisten principalmente de una Galería de Acceso a la Casa de Máquinas de 544.60 m de longitud, de una Galería de Descarga de 100136 m de longitud, de una Casa de Máquinas en Caverna, de 29.8 m de altura x 51.05 m de longitud x 18.6 m de ancho, de un Conducto Forzado de 3.35 m de diámetro, inclinado 60° y con una diferencia de cotas de 638.59 m y una longitud aproximada de 738 m, así como de las obras civiles para el Patio de Transición y para la subestación San Gabán II.

### **1.5.8 Obras electromecánicas y líneas de transmisión**

Asimismo, en lo que respecta al "Equipamiento Electromecánico de la Central" (Lote N° 4), consiste principalmente del suministro, montaje y pruebas para la Casa de Máquinas en Caverna, de dos (2) turbinas Pélton de eje vertical cada una con 5 chorros, de 514.3 rpm. y para 9.5 m<sup>3</sup>/s, de dos (2) Generadores de 63.5 M VA cada uno, en 13.8 kV. y 60 Hz, incluidos todos los sistemas de protección, control y de mando, de su sistema de supervisión, de alarmas, de controladores y de todos los servicios auxiliares requeridos; también tiene el equipamiento para las Obras de Cabecera, consistente de 4 Compuertas Radiales para la Presa Derivadora y el equipamiento complementario para la Toma, el Desarenador de 4 Naves y el Edificio de Control, incluyendo también todos los sistemas señalados anteriormente; del equipamiento para las Compuertas de las Ventanas de Uruhuasi y de Casahuiri; del equipamiento para la S.E San Gabán II y para el Patio de Transición; para el traslado de la energía producida al Sistema Interconectado del Sur se ha tenido que realizar la construcción de la N Línea de Transmisión de 138 KV. entre la

Subestación San Gabán II y la Subestación de Azángaro" (lote N°5), de 160 kilómetros de longitud, con 2 ternas de conductores y con 2 cables de guarda (uno convencional y el otro implementado con fibra óptica para comunicaciones) que llevará la energía producida desde la Central Hidroeléctrica San Gabán II; estas últimas obras se iniciaron en 1997, culminándose la Línea de Transmisión en agosto de 1999 y se prevé que el montaje de los equipos principales y pruebas de la Central Hidroeléctrica se culminen en diciembre de 1999, determinándose un plazo total de construcción de la Central Hidroeléctrica de San Gabán II, de las subestaciones de salida y de llegada así como de la Línea de Transmisión, de unos 03 años desde el inicio de su construcción.

### **1.5.9 Protección del Equipo Electromecánico**

#### **TURBINAS**

SOBREVELOCIDAD

#### **GENERADORES**

DIFERENCIAL

TIERRA ESTATOR

TIERRA ROTOR

SOBRECARGA

SOBRETENSION

SOBRECORRIENTE

CONTRA INCENDIO

#### **TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

DIFERENCIAL

BUCHHOLZ

SOBRETENPERATURA EN EL ACEITE

### **1.5.10 Inversión**

La construcción del Proyecto de la Central Hidroeléctrica San Gabán II, se concluyó en el año 1999; el financiamiento externo aproximado es de 155 millones de Dólares

Americanos, otorgados: por el Japan Bank International for Cooperation del Japón (130 millones de dólares) y por la CAF (25 millones de dólares).

## 1.6 Descripción General del Generador

Número :2

Tipo: 2VG 63.5 –514.3

Generador síncrono, trifásico, con resfriamiento por aire en circuito cerrado, eje vertical, acoplado con una turbina Pélton, con un cojinete de guía y empuje encima del rotor y un cojinete de guía inferior instalado en la mensula inferior por debajo del generador. El sistema de excitación es del tipo estático. Los anillos colectores son colocados dentro de un recinto localizado sobre la cubierta superior del generador.

Características nominales

Potencia aparente nominal	63500 kVA
Factor de potencia( $\cos\theta$ )	0.85
Frecuencia	60 Hz
Tensión nominal	13 800V
Intensidad nominal	2 657 A
Velocidad nominal	514.3 rpm
Velocidad de embalamiento máxima:	953 rpm
MD <sup>2</sup>	500 t.m <sup>2</sup>

Niveles de temperatura

Los niveles de temperatura están dados para una temperatura ambiente de 40°C y con una temperatura del agua de enfriamiento de 25°C.

Las temperaturas están medidas:

- En el estator: por medio de sondas RTD (Resistance Thermal Detector) colocadas entre las barras del bobinado del estator.
- En el rotor: por variación de resistencia del bobinado del rotor.

Tabla 1.2 Niveles de temperatura estator y rotor

Condiciones de operación	Calentamientos máximos sobre el aire frío (40°C)	
	Bobinado estator RTD	Bobinado rotor (resist cobre)
63.5 MVA-cos $\Phi$ = 0.85 tensión del generador = 13.8 kV	75	75

## Resistencias

Resistencia del estator por fase calculada a 75°C  $R_a = 0.00751 \Omega$ Resistencia del bobinado de campo calculado a 75°C  $R_f = 0.0784 \Omega$ 

## Reactancias

Reactancia síncrona longitudinal  $X_d = 1.19 \text{ pu}$ Reactancia síncrona transversal  $X_q = 0.78 \text{ pu}$ Reactancia transitoria longitudinal no saturada  $X'_d = 0.26 \text{ pu}$ Reactancia subtransitoria longitudinal no saturada  $X''_d = 0.18 \text{ pu}$ Reactancia subtransitoria transversal no saturada  $X''_q = 0.23$ Reactancia inversa  $X_i = 0.20$ Reactancia homopolar  $X_o = 0.09$ Relación de corto-circuito  $K_{cc} = 0.91$ 

## Constantes de tiempo

Constante de tiempo transitoria longitudinal en corto-circuito  $T'_d = 1.7 \text{ s}$ Constante de tiempo transitoria longitudinal en circuito abierto  $T'_{do} = 8.5 \text{ s}$

### 1.6.1 Estator y bobinado

#### Carcasa del estator

La carcasa es una soldadura soldada, fabricada en 2 secciones, ensamblada por soldadura en el sitio. Está provista en su parte superior e inferior con tomillos y pasadores para, respectivamente, el apriete de la cruceta superior y sobre los asientos que están embebidos en el concreto. El diseño de dichas ligaciones permite la libre dilatación del estator resultando del aumento de temperatura.

#### Circuito magnético

El circuito magnético está formado por un apilado de segmentos de chapas FEM111 tipo 35-M de espesor 0.35 mm. Los segmentos están esmaltados en ambas caras. El apilado se hace en paquetes separados por distanciadores de perfil I, en acero no magnético, a fin de constituir canales de ventilación. El apriete axial del circuito magnético está asegurado por medio de segmentos de apriete en acero, por dedos de acero no magnético y por tirantes con sus tomillos. Los tomillos de regulación, dispuestos en la periferie exterior de los segmentos de apriete, permiten ajustar el apoyo de los dedos.

#### Bobinado del estator

El arrollamiento es de tipo imbricado de 2 bobinas por ranura, cada bobina tiene su propia envoltura aislante realizada por encintado continuo. El arrollamiento estatórico es del tipo bobinas multiespiras con geometría del tipo diamante y con espira transpuesta en la envolvente. El sistema de aislamiento esta compuesto de mica, vidrio y resina epoxy.

La aislación se realiza en forma continua sobre toda la longitud de la bobina con varias capas de cinta de mica "resin rich", envueltas sobre la bobina con medio recubrimiento. Dicho sistema cumple con los requerimientos para una aislamiento de clase F como definida por el standard ANSI. Las bobinas están ajustadas firmes en la ranura. Los posibles juegos entre la barra y su ranura están rellenos con un material conductor permitiendo el apriete mecánico y la masa eléctrica. La parte derecha de las bobinas en contacto con el circuito magnético está revestida con un barniz conductor y una parte de las envolventes con un barniz semiconductor. Las bobinas están conectadas por soldado y luego aisladas manualmente.

Las dos bobinas de una ranura están distanciadas entre ellas en el hierro por cuñas semiconductores y mantenidas por cuñas trapezoidales de vidrio epoxy de pequeña longitud. Cierran las ranuras a razón de una caja por 3 paquetes de chapas. Muelles ondulados (ripple springs) en tejido de vidrio están colocados entre las cuñas trapezoidales y las bornas. Estos muelles tienen la elasticidad suficiente para absorber cualquier desplazamiento de los elementos presentes en la ranura (bobinas, separadores, cuñas, ...). Este sistema elimina movimientos radiales y autoriza el ajuste del apriete. Fuera del circuito magnético, los cabezales de bobinas están separados unos de otros y mantenidos entre ellos por calas aislantes, el conjunto está fijado sobre anillos de soporte en " ROWING YERRE " (rowing vidrio) y unidos a la carcasa por medio de fuerte calado, de manera de constituir una unidad indeformable. Las siete panes paralelas del arrollamiento salen de la carcasa en 3 terminales " fases " y 6 terminales " neutro ".

12 sondas de resistencia platino de 100 ohms a 0°C están dispuestas en las ranuras entre las dos bobinas a fin de permitir verificar en funcionamiento la temperatura de los arrollamientos.

Los terminales de fases y neutro se ligan a respectivas células dentro del foso del generador. Estos terminales están protegidos por rejillas en fibras de vidrio desmontables.

Características del bobinado del estator:

Tipo	bobinas
Cantidad de circuitos paralelos	7
Cantidad de ranuras	189
Cantidad de ranuras/polo fase	4.5
Amperios	: 2 657 A

Ranura

Sección	125 * 22.6 mm
Cantidad de espiras	5
Cantidad de conductores por carnada:	4
Cantidad de camadas por bobina	2
Sección del conductor	2.02 x 6.70

### 1.6.2 Rotor

#### Eje

La línea de eje del lado del generador está compuesta del eje principal con la cruceta del rotor soldadura y del eje inferior. El eje principal de acero forjado es centrado por el cojinete combinado de guía y de empuje. El eje inferior de acero forjado es centrado por un cojinete guía en su parte superior (suministrado por el generador) y por un cojinete guía en parte inferior (suministrado por la turbina). El eje inferior es previsto con dos bridas para acoplamiento con el eje principal y con la turbina. En la parte superior del eje están colocados los anillos colectores. La cruceta del rotor está constituida por una estructura soldada compuesta de un disco reforzado por 7 brazos radiales. Estos brazos están provistos en sus extremidades de barrotes guías soportando, centrando y guiando la llanta por medio de chavetas guías.

#### Llanta

La llanta está constituida por un apilado de laminaciones de 3 mm de espesor.

La llanta está apretada por medio de pernos de alta características mecánicas.

#### Polos

Los cuerpos polares están constituidos de un apilado de laminaciones, apretados entre dos placas polares. Los polos están firmemente fijados a la llanta por medio de llaves en forma de T y cuñas a cada extremidad. El arrollamiento rotórico está constituido por 14 bobinas formadas por espiras o vueltas de cobre semiplanas soldadas en cada ángulo y aisladas entre ellas con un Nomex epoxi. A fin de mejorar el enfriamiento exterior de las bobinas, el cobre está triangulado de manera a aumentar la superficie del intercambio. El aislamiento de las bobinas con respecto a los núcleos polares se asegura por una envoltura de tejido de vidrio impregnado de resina epoxi que recubre completamente los núcleos, así como unas armaduras aislantes apropiadas, del lado de expansión, que aíslan la masa del arrollamiento rotórico. Todos los aislantes son de clase F.

Cada bobina polar está apretada sobre el cuerpo polar por medio de elementos de apriete aislantes.

Los arrollamientos de los 14 polos están unidos entre ellos por conexiones. Dichas conexiones se componen de una parte flexible en cobre y están concebidas para su fácil acceso y desmontaje. La conexión entre el bobinado de campo y los anillos colectores está realizada por barras firmemente fijadas sobre el lado superior de la llanta y de la cruceta del rotor para llegar al colector pasando por el agujero del eje.

#### Pista de frenado

La pista de frenado está colocada debajo del ventilador inferior, en la parte inferior del rotor. La superficie de frenado está compuesta de segmentos apretados y centrados sobre el anillo del ventilador inferior. La pista de frenado sirve igualmente para el izaje del rotor cuando es requerido.

### **1.6.3 Cruceta superior**

La cruceta superior soporta el cojinete de empuje y guía superior, la tapa del fozo del generador y la cubierta del colector. Está constituida por vigas de sección HEB y de chapas de acero. La cruceta superior está apoyada sobre la carcasa del estator.

### **1.6.4 Cojinete de empuje y guía superior**

El cojinete de empuje y guía superior está soportado por la cruceta superior. Un nivel de aceite con contactos, sondas de medida de temperatura del aceite y del metal de los patines están suministrados. El enfriamiento del aceite del cojinete está realizado por medio de circulación del aceite pasando por los enfriadores aceite / agua. El sistema completo de enfriamiento de aceite está situado al exterior del recinto del generador. El sistema de enfriamiento del aceite está conectado al circuito de enfriamiento de agua del generador.

El cojinete guía está provisto de un sistema de extracción de vapores de aceite que impide la contaminación de las partes activas del generador.

### **1.6.5 Cruceta inferior**

La cruceta inferior soporta el cojinete guía inferior y los gatos combinados de frenado y levantamiento. Está constituida por chapas de acero soldadas. La cruceta inferior está

apoyada sobre el concreto del recinto del generador por medio de seis asientos que están embebidos en el concreto.

### **1.6.6 Cojinete guía inferior**

El cojinete guía inferior está soportado por la cruceta inferior. El cojinete guía es del tipo sumergido en el aceite, auto-lubricado y de patines ajustables.

El cojinete guía está compuesto por:

- un juego de 6 patines recubiertos con metal babbit
- un juego de 6 cuñas inclinadas (ajustables), permitiendo el ajuste del juego radial (0.3 mm) entre el patín y la superficie de contacto del eje
- un juego de 6 cabezas esféricas en acero que ligan los patines al anillo soporte y que permite el libre efecto de rótula de los patines y creación de la película de aceite.

El cojinete guía está cerrado en una cuba compuesta por un tubo en un solo elemento ajustado en vuelta del eje, un fondo de cuba en dos partes y de una cubierta en cuatro partes apretadas sobre la cruceta superior por medio de juntas estanques al aceite. Un nivel de aceite con contactos, sondas de medida de temperatura del aceite y del metal de los patines están suministrados. El enfriamiento del aceite del cojinete está realizado por medio de circulación del aceite pasando por los enfriadores aceite / agua. El sistema completo de enfriamiento de aceite está situada al exterior del recinto del generador. El sistema de enfriamiento del aceite está conectado al circuito de enfriamiento de agua del generador. El cojinete guja está provisto de un sistema de extracción de vapores de aceite que impide la contaminación de las partes activas del generador.

### **1.6.7 Sistema de circulación de aire**

La ventilación del generador se efectúa en un circuito cerrado donde el aire se enfría por medio de enfriadores por circulación de agua. La circulación del aire queda asegurada por el efecto de ventiladores superior e inferior fijados a las extremidades de la llanta. Esto permite que el flujo de aire de enfriamiento circule radialmente y distribuido uniformemente sobre la altura de las partes activas y sobre toda la periferia. El aire aspirado por la máquina, en las zonas superior e inferior, enfría el arrollamiento del rotor, las chapas del circuito magnético y el arrollamiento del estator. Pasa luego a la carcasa

para repartirse entre los enfriadores dispuestos alrededor de la máquina. El aire caliente atraviesa los 4 enfriadores y es enfriado por circulación de agua. Pasa luego al recinto del alternador que envuelve el generador. En las partes superior e inferior, guías de aire están previstas. Las guías están compuestas de segmentos por permitir una inspección y mantenimiento de las partes activas.

#### **1.6.8 Sistema de enfriamiento de aire**

El generador está enfriado por el aire que circula en circuito cerrado pasando por los enfriadores colocados en vuelta del estator. Cada enfriador está constituido por un haz de tubos cilíndricos de cobre de diámetro exterior de 16 mm con un espesor de 0.8 mm, y provistos con finas aletas de aluminio. Las extremidades de los tubos están alargadas sobre las placas tubulares en acero. Estas están ligadas por una armadura en acero. La conexión de la armadura con una de las placas tubulares se realiza por medio de un dispositivo elástico que asegura que no habrá tensiones en el lugar del contacto de los tubos. Las cajas de agua aseguran la distribución del agua en seis caminos. Las cajas están constituidas por chapas de acero soldadas y fijas por tornillos a las placas tubulares. Una caja de agua está provista de tuberías con bridas para la entrada y salida del agua y equipadas de válvulas de aislamiento. Además, cada enfriador dispone de un orificio de vaciado en la parte baja y un orificio de purga en la parte alta. Cada enfriador está soportado en su parte lateral. El enfriador está apretado sobre la carcasa del estator con una junta de caucho interpuesta entre ambos elementos. Los enfriadores tienen la capacidad necesaria para autorizar el funcionamiento del generador con un enfriador fuera de servicio. Sin embargo, en el caso un enfriador necesite ser retirado, se colocará un enfriador de recambio. Un enrejado de acero está previsto alrededor del estator para inspección del estator y de los enfriadores.

#### **1.6.9 Sistema de enfriamiento de aceite**

El aceite del cojinete de empuje y guía superior y del cojinete guía inferior está enfriado por la central de circulación y enfriamiento de aceite. Esta central está constituida por un tanque total de 6500 litros, un circuito de lubricación del cojinete inferior, un circuito de agua, un circuito de transferencia de aceite del cojinete inferior y un circuito de alta presión.

### **1.6.10 Sistema de extracción de vapores de aceite**

El cojinete de empuje y guía superior y el cojinete guía inferior están provistos con juntas laberinto para evitar fugas de vapores de aceite que podrían contaminar las partes activas del generador. Cada laberinto está compuesto de dos cámaras anulares. Cada laberinto tiene una cámara ligada al aire libre de la central, cuando la cámara siguiente está ligada al sistema de aspiración y eliminación de vapores de aceite está colocado fuera del recinto del generador.

### **1.6.11 Sistema de frenado y levantamiento**

El generador está provisto de 4 gatos combinados de frenado y levantamiento.

Datos de los gatos

- Fuerza vertical para frenado : 6 820 N bajo 7 bar (aire)
- Fuerza vertical para levantamiento : 328900 N bajo 190 bar (aceite).

Frenado

Los gatos están destinados a frenar la parte giratoria cada vez que el grupo se detiene, a fin de evitar una rotación prolongada a baja velocidad que podría perjudicar los cojinetes. El frenado se efectúa por frotación de las zapatas (guarniciones) "ferrodo" sobre los segmentos previstos a este efecto en la parte inferior del rotor. En funcionamiento normal, el frenado mecánico se realiza a 77 rpm, sea 15 % de la velocidad nominal de rotación para parar la unidad. En el caso del frenado actuado en manual: el frenado deberá ser realizado a 154 rpm, sea 30 % de la velocidad nominal de rotación. En el caso de frenado excepcional, el frenado deberá ser realizado a 154 rpm. El aire comprimido viene de un tanque, bajo 8 bars. Una caja de mando local permite elegir la secuencia de funcionamiento automático o manual.

Levantamiento

Estos gatos pueden levantar toda la parte giratoria del grupo (generador y turbina) y mantenerla levantada en caso de inspección o reparación del cojinete de empuje. Antes del levantamiento, se controlará el juego entre la pista de frenado y la superficie de la guarnición del gato. Luego se colocará, caso sea necesario, una o más placas sobre las

guarniciones, según el desgaste constatado. Para esta función, los gatos se alimentan con aceite por medio de una bomba eléctrica y manual colocada sobre el tanque, siendo este conjunto móvil. Cada gato está equipado de una tuerca de seguridad que permite su inmovilización en la posición de levantamiento a fin de evitar mantener la presión cuando el rotor está levantado.

#### **1.6.12 Sistema de extracción de polvo de frenado**

El generador está provisto de un sistema de extracción de polvo de frenado.

Dicho sistema se compone de:

- Una caja de aspiración colocada en vuelta de cada gato
- Una tubería de aspiración con su ventilador (aspirador)
- Un filtro con un sistema de limpieza automático.

El sistema de aspiración de polvo se pone en servicio automáticamente a cada frenado así como el sistema de limpieza automática.

#### **1.6.13 Anillo colector y sistema porta escobillas**

La corriente de excitación está suministrada a las bobinas de campo, desde el sistema de excitación y a través del anillo colector y el sistema porta-escobillas. El anillo colector está colocado en la parte superior del generador, bajo la cubierta superior.

- Características de excitación : 108V - 1208 A
- Cantidad de anillos : 2
- Cantidad de escobillas por anillo : 16

Incluyendo una escobilla aislada para medida de la tensión del bobinado de campo

- Porta-escobillas BUNG JP 32 x 32
- Escobillas: 16x32x65-Tipo EG324

El enfriamiento está asegurado por circulación del aire en circuito abierto sobre la central, pero separado del circuito de ventilación del generador para evitar cualquiera contaminación de las partes activas.

Puesta a la masa del rotor

El rotor está puesto a la masa por dos escobillas rozando sobre el eje inferior.

2 porta-escobillas BUNG JF 32 x 32

4 escobillas 16 x 32 x 65- Tipo EG 34 D

Corto-circuito de la película de aceite y aislación del cojinete de empuje y guía superior

El cojinete de empuje y guía superior está previsto con un sistema de cortocircuito de la película de aceite y de control de la aislación.

2 porta-escobillas BUNG JP 32 x 32

4 escobillas 16 x 32 x 65- Tipo EG 34 D

#### **1.6.14 Resistencia de calefacción**

Seis resistencias de 750 W cada una de 220 V A.C. están colocadas en el recinto del generador de manera a evitar la condensación. Estas resistencias están automáticamente puestas en servicio cuando el generador es detenido.

#### **1.6.15 Tapa del foso del generador**

El recinto del generador está constituido por los muros de concreto del foso del generador y en la parte superior:

- por el capote del colector, una estructura soldada para proteger los anillos colectores
- por la tapa del foso del generador, constituida por chapas de acero.

Un enrejado está previsto alrededor del estator para inspección del estator y de los enfriadores.

## **CAPÍTULO II**

### **ENSAYOS DE PUESTA EN SERVICIO**

#### **2.1 Generadores**

Recibe el nombre de generador, la maquina síncrona capaz de transformar energía mecánica que recibe por su eje, en corriente alterna que suministra por sus bornes. Los generadores pueden ser monofásicos y trifásicos. El generador como toda máquina eléctrica, consta de dos circuitos: un eléctrico y un circuito magnético; que a su vez están alojadas en las siguientes partes:

##### **2.1.1 Estator**

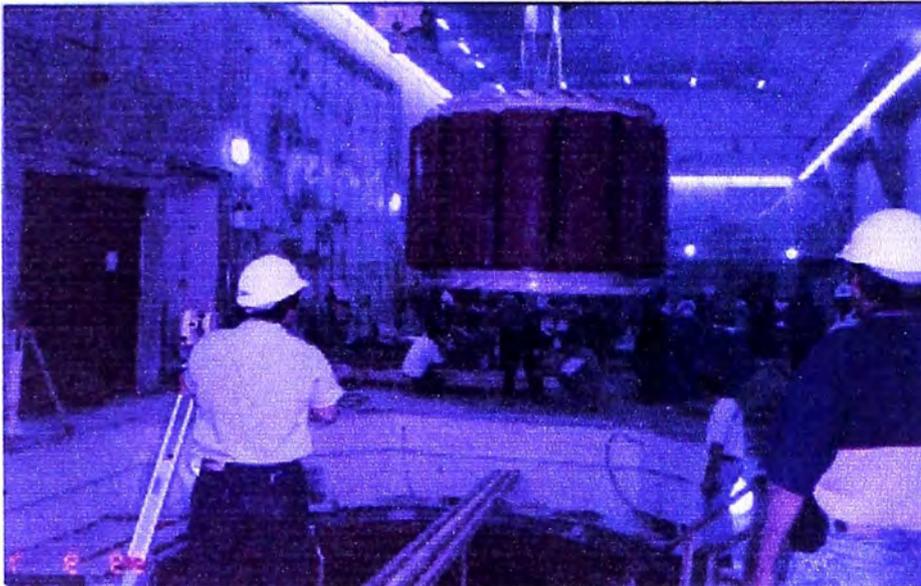
Es la masa metálica fija unida a la carcasa y constituida por un paquete de chapas magnéticas de silicio de 0.35 mm de espesor, aisladas con barniz, este núcleo va provisto de ranuras para alojar el bobinado inducido o inductor según el tipo de máquina. El bobinado que se aloja en el estator suele ser el de potencia. Puesto que de esta manera es más fácil hacer las conexiones con el exterior. Los bobinados trifásicos pueden conectarse en estrella o triángulo.



**Fig.2.1 Montaje del estator en la Central Hidroeléctrica San Gabán II**

### 2.1.2 Rotor

Es una rueda formada por un paquete de chapas magnéticas. Soldada al eje de la máquina donde están alojados los polos magnéticos o bobinado inductor alimentado por corriente continua. El bobinado del inductor estará formado por bobinas conectadas en serie aunque el sentido del bobinado de dos bobinas contiguas, serán contrarios a fin de formar polos N y S, alternativamente. La conexión eléctrica entre el circuito inductor y la fuente de C.C se hace mediante escobillas que frotan sobre dos anillos unidos al eje de la máquina. El rotor de un generador puede ser de polos salientes o cilíndrico, los primeros se emplean en generadores movidos por turbinas hidráulicas de baja velocidad, los segundos se emplean en generadores movidos por centrales térmicas o nucleares, se les llama también turbo generadores y funcionan a 1500 o 3000 rpm.



**Fig.2.2 Montaje del rotor en la Central Hidroeléctrica San Gabán II**

### 2.1.3 Excitatriz

Se denomina excitatriz a la fuente de C.C acoplada en el eje del propio generador para alimentar el bobinado inductor. En el caso de San Gabán la corriente de excitación se toma de los bornes del propio generador y se rectifica con un puente de thyristores antes de ser aplicado al bobinado del inductor.

## 2.2 Principio de funcionamiento

Al hacer girar una espira en el seno de un campo magnético (norte-sur) cuyos extremos estén unidos a dos anillos, se genera una f.e.m. alterna como se representa en la figura 2.3. Pero teniendo en cuenta que la producción y el transporte de la energía es más rentable si se hace con sistemas trifásicos se hace necesario generar corriente alterna trifásica, para ello se montan tres bobinas desfasadas  $120^\circ$  eléctricos entre sí y se les hace girar dentro de un campo magnético con lo que se crea una f.e.m. alterna en cada una de ellas desfasada  $120^\circ$  como se observa en el gráfico de corrientes de la figura.

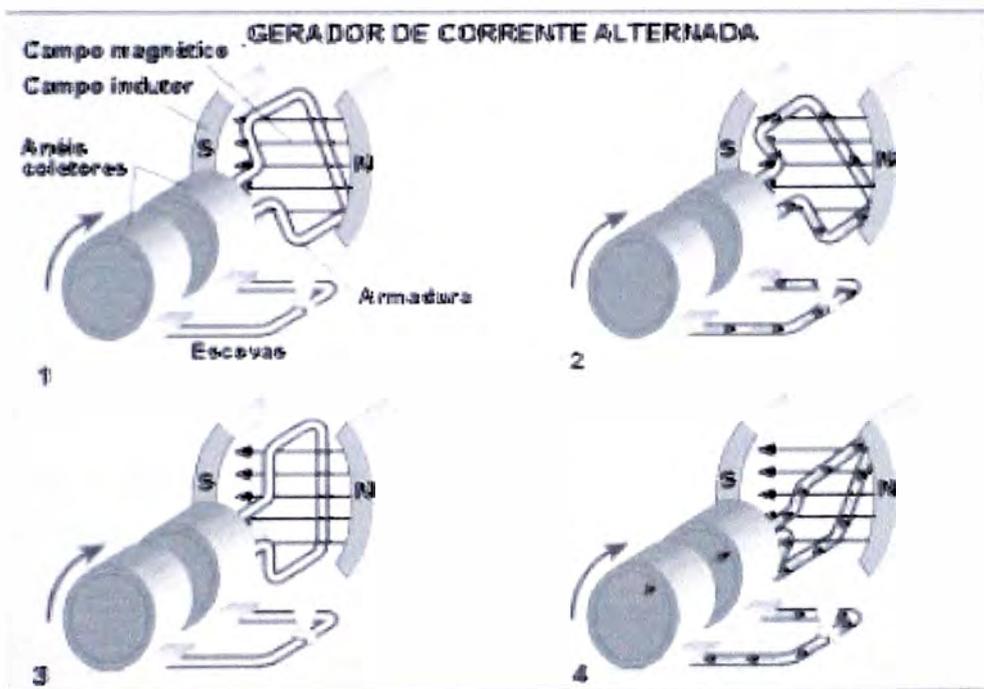


Fig.2.3 Generador de corriente alterna

### 2.2.1 Velocidad síncrona y frecuencia de un generador

La velocidad de giro en un alternador es impuesta por dos factores, como son:

- Número de polos de la máquina
- Frecuencia que se desea obtener

La velocidad se calcula por la relación.

$$n = \frac{f \times 60}{P} \quad (2.1)$$

Donde: "f" es la frecuencia en hz, "P" es el número de pares de polos de la máquina, "60" es constante "n" es la velocidad en r.p.m.

Hemos de tener en cuenta que la frecuencia es una característica muy importante en un generador y que esta debe tener un valor determinado como hemos visto en la relación anterior depende del número de polos de la máquina, valor que es constante, no se puede cambiar una vez construido el alternador. La velocidad si se puede regular, con este factor es el que se juega para mantener una frecuencia constante.

$$f = \frac{n \times P}{60} \quad (2.2)$$

### 2.2.2 Potencia generada por un alternador

Teniendo en cuenta el principio de funcionamiento de los alternadores la f.e.m generada en cada fase del bobinado inducido es:

$$E = \frac{4.44 * N_s * f * \Phi * K_a * K_d}{10^8} \quad (2.3)$$

Donde:

E : f.e.m en voltios.

4,44 : Constante para dar el resultado en valor eficaz.

Ns : Número de espiras en serie.

F : Frecuencia en hertz.

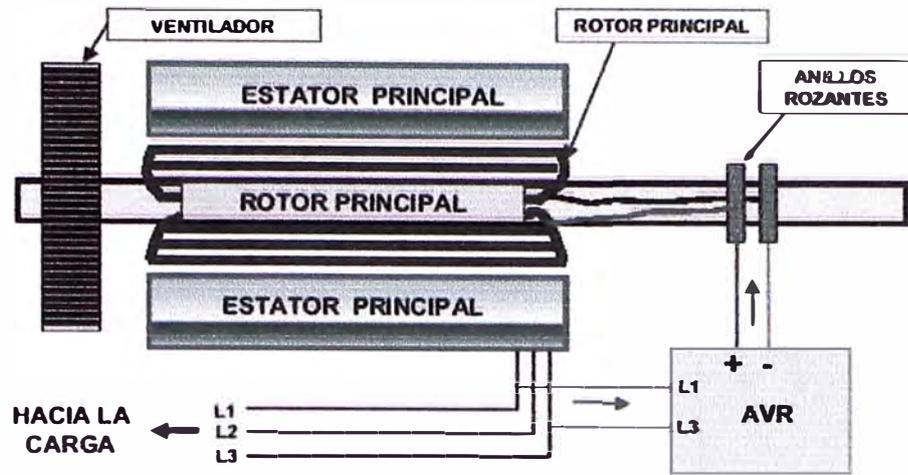
$\Phi$  : Flujo por polo en Maxwell.

Ka : Coeficiente de acoplamiento debido a que las bobinas tienen un paso inferior al paso polar.

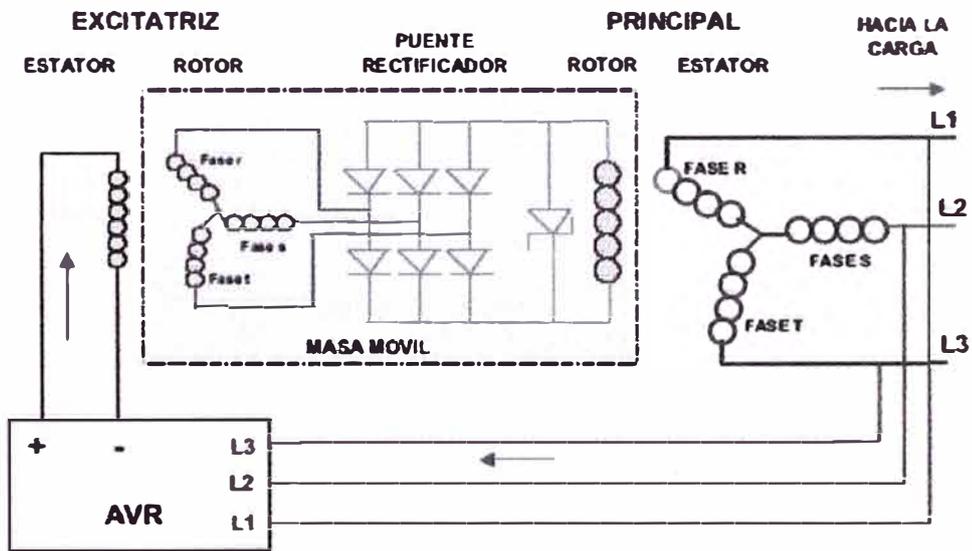
Kd : Coeficiente de distribución debido a que no se alcanza el rendimiento óptimo de cada bobina.

Este valor de la f.e.m. corresponde al funcionamiento en vacío de la máquina, puesto que al funcionar en carga aparecen caídas de tensión, debidas a resistencias óhmicas internas y pérdidas por reacción del inducido. En los alternadores trifásicos existen tres devanados abiertos los principios de estos se marcan con las letras U,V,W a las que corresponden los finales X,Y,Z, respectivamente.

Los devanados de un alternador trifásico se pueden conectar en estrella o delta.



**Fig.2.4** Constitución electromecánica de los generadores síncronos de anillos rozantes



**Fig.2.5** Constitución electromecánica de los generadores síncronos s / escobillas

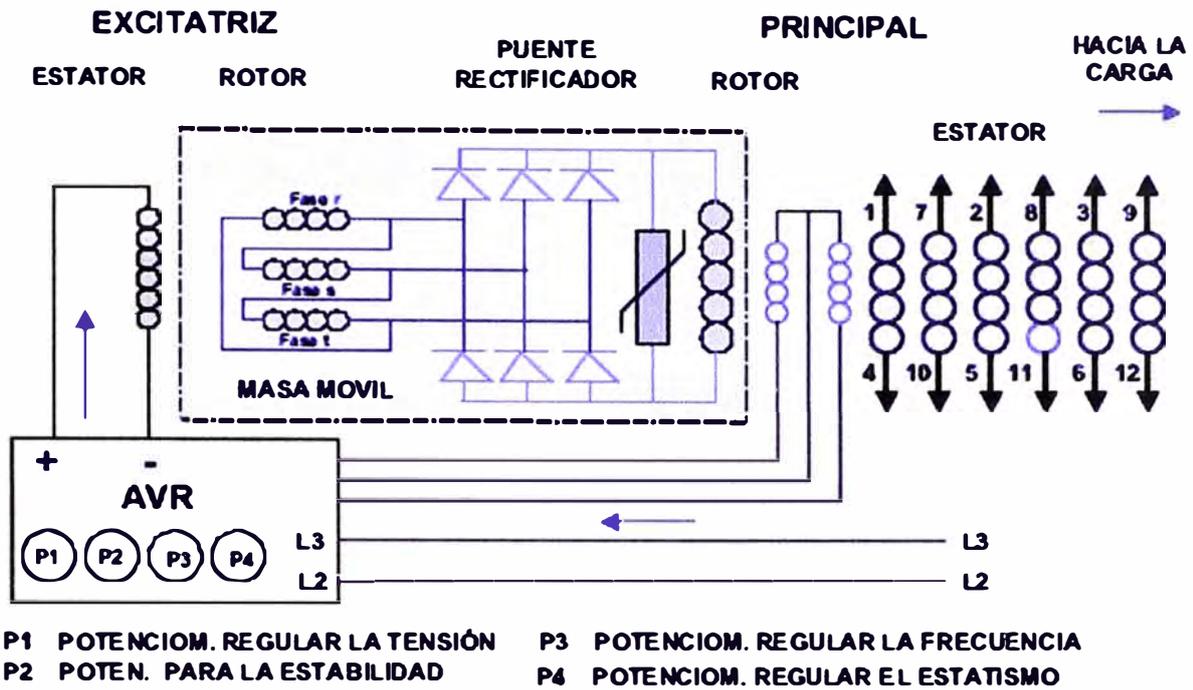


Fig.2.6 Constitución electromecánica de los generadores sincros Leroy Somer – 12 terminales

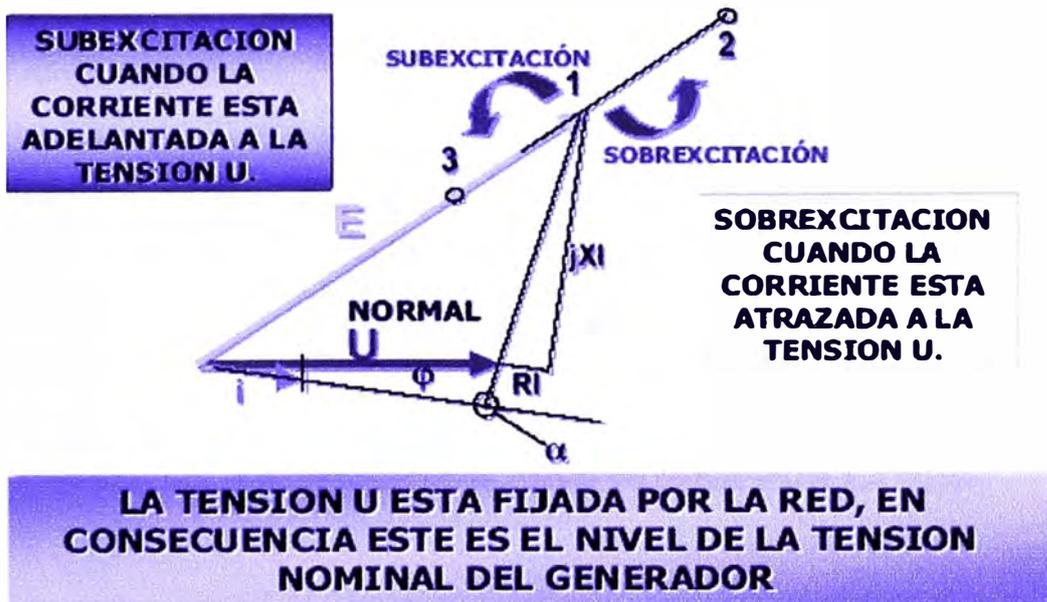
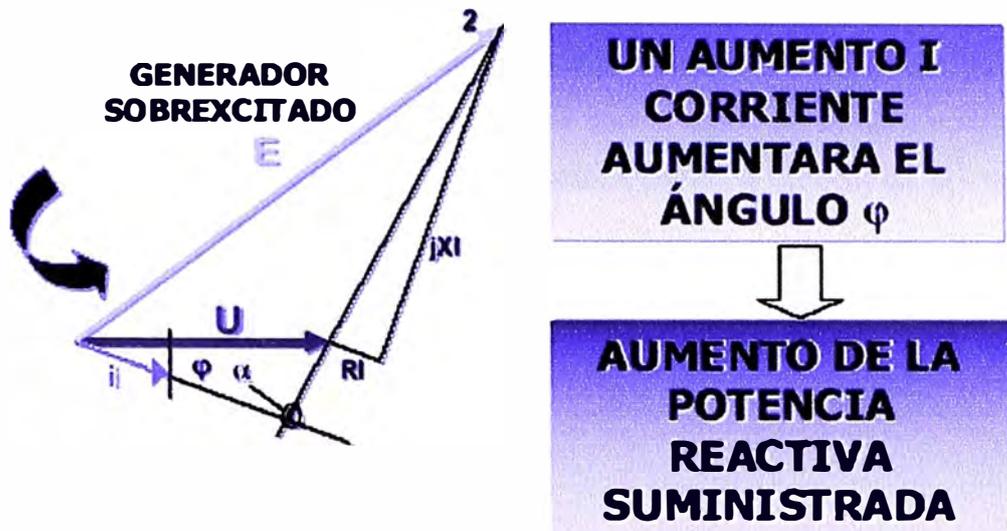
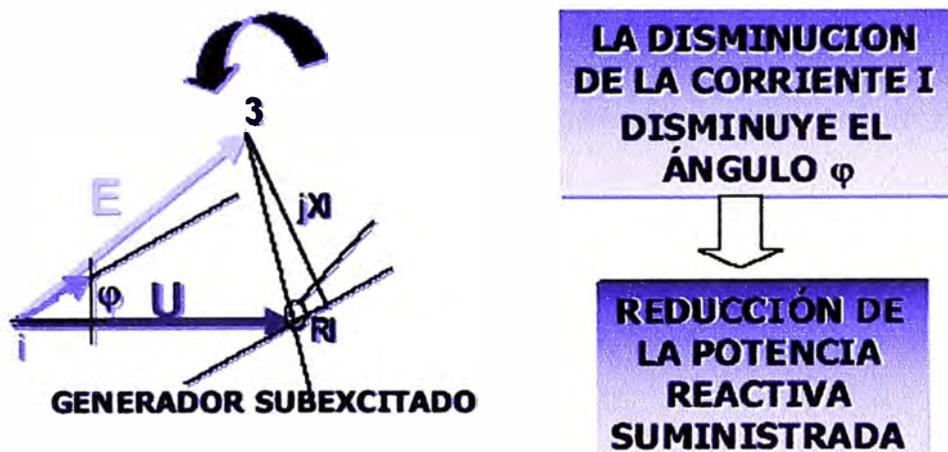


Fig.2.7 Modo de trabajo del generador



LA TENSIÓN  $U$  ESTÁ FIJADA POR LA RED

Fig.2.8 Generador sobre excitado



LA TENSIÓN  $U$  ESTÁ FIJADA POR LA RED

Fig.2.9 Generador subexcitado

### 2.2.3 Triángulo de Potier

Cuando las maquinas síncronas trabajan frente a un corto circuito o hacen frente a una falla el inductor e inducido rebasan tolerancias de excitación (Trabajan en la zona de saturación). En consecuencia es necesario contar con el valor de la  $X_d$  saturada, que se utilizara únicamente en la coordinación de protección cuando se utilizan las normas:

- ❖ IEC 947-2.
- ❖ VDE 0120-1.
- ❖ VDE 0120-2.

Las que desarrollan los cortocircuitos:

- ❖ Cercanos al generador
- ❖ Lejanos al generador

El triangulo de Potier consiste en la construcción de un triangulo a partir de ciertas pruebas realizadas en el laboratorio de máquinas síncronas. Se utiliza un esquema de conexiones de una maquina síncrona teniendo como carga una  $X_L$  pura (carga inductiva pura con factor de potencia cero). Esta prueba es muy especial si se realiza se debe tener cuidado con la protección del alternador. Para comprender mejor la obtención de la gráfica de Potier, es necesario conocer las características del factor de potencia cero y de circuito abierto.

Determinación gráfica del triangulo de Potier

La fem de la reacción de la armadura esta representada entonces por la base  $ab$  y la caída de la reactancia sincrónica por la altura  $ac$  del triángulo  $abc$  conocido como triángulo de potier. Para una corriente de armadura dada la base y la altura de este triángulo son prácticamente constantes cuando el efecto del flujo de dispersión del campo es pequeño y si el vértice  $c$  se mueve a lo largo de la característica de circuito abierto, el vértice  $b$  indica la característica del factor de potencia cero.

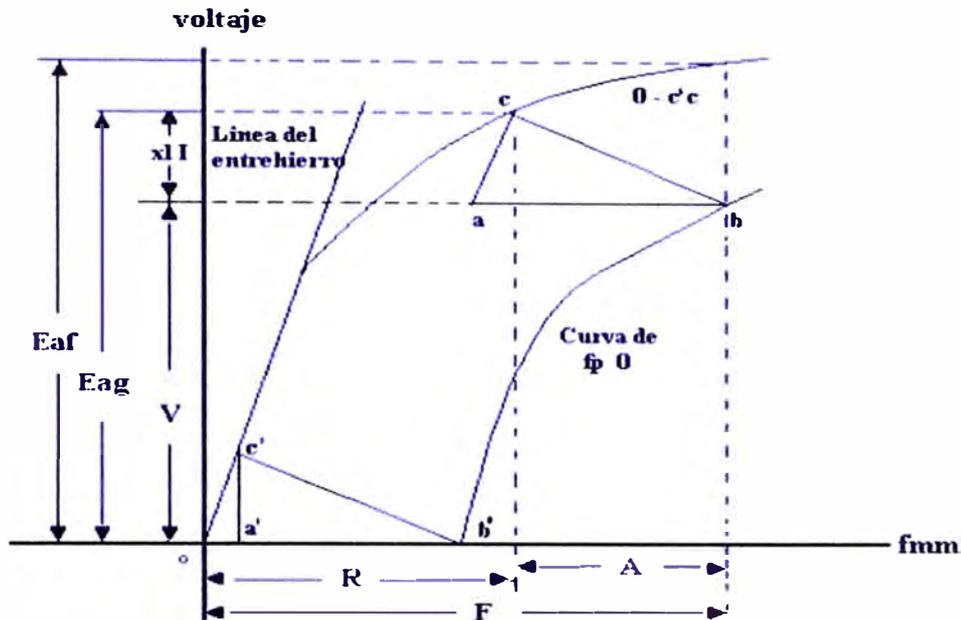
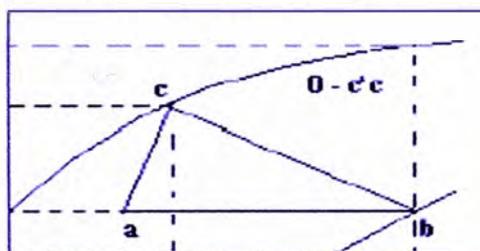


Fig.2.10 Triángulo de Potier en una máquina síncrona

De la figura anterior: F es la corriente de campo, A es la componente de la corriente de campo requerida para vencer la fem de la reacción de armadura y R es la componente de la corriente del campo que produce el encadenamiento de flujo resultante, que a su vez influye en el voltaje del entrehierro.

El triángulo de potier abc, de la figura, presenta la altura H y se plantea la siguiente expresión:



$$X = H / (\sqrt{3} \cdot I_n)$$

Donde :

X reactancia saturada  
H altura del triángulo.  
In corriente nominal.

Fig.2.11 Triángulo de Potier abc

#### 2.2.4 Pruebas para determinar el triángulo de Potier

Las pruebas para determinar el triángulo de Potier están resumidas a continuación:

- Características de circuito abierto
- Corriente de campo requerida para dar una corriente teniendo el factor de potencia cero.

- Corriente de campo para obtener la corriente nominal o la misma fracción conocida a factor de potencia cero y tensión nominal en terminales. ( la tensión debe ser la suficiente para requerir una apreciable saturación magnética del núcleo.

### 2.2.5 Reactancia de Potier

El efecto del flujo de dispersión del campo en combinación con el flujo de dispersión de la armadura da lugar a una reactancia de dispersión equivalente  $X_p$  conocida como la **reactancia de Potier**, que es mayor que la reactancia de dispersión de la armadura  $X_1$ . En caso de las maquinas de rotor cilíndrico, la reactancia de Potier no es mucho mayor que la reactancia de dispersión, una relación típica de  $X_p / X_1 = 1.3$  y en muchos casos  $X_p$  se asume igual a  $X_1$ . Sin embargo el flujo de dispersión del campo en maquinas de polos salientes es considerable, particularmente en aquellas que tengan polos grandes y delgados, y la reactancia de Potier puede ser tanto como tres veces la reactancia de dispersión de la armadura.

### 2.2.6 Curvas P - Q

En un diagrama, generalmente llamado diagrama de capacidad de carga o carta de operación de la máquina, se puede mostrar todas las condiciones de operación normal de los generadores de rotor cilíndricos conectados a barras finitas. La carta es importante para los operadores de las centrales de potencia, quienes son responsables de la carga y operación apropiadas del generador. La carta se construye bajo el supuesto de que el generador tiene un voltaje en terminales  $V_t$  fijo u que la resistencia de la armadura es despreciable. La construcción se inicial con el diagrama fasorial de la máquina y se tiene a  $V_t$  como fasor de referencia como lo muestra la figura a. la imagen reflejada de la figura a se puede rotar para dar el diagrama fasorial de la figura b. en el que se muestran cinco lugares geométricos que pasan a través del punto de operación m. estos lugares geométricos corresponden a los cinco posibles modos de operación en los que un parámetro de la unidad de generación se conserva constante.

**Excitación Constante.-** El círculo de excitación constante tiene el punto n como centro y un radio de longitud n-m igual a la magnitud del voltaje interno  $|E_i|$ , que se puede mantener constante preservando la corriente de cd  $I_f$  constante en el devanado de campo.

$|I_a|$  **Constante.**- El círculo para la corriente de armadura constante tiene el punto O como centro y un radio de longitud o-m proporcional al valor fijo de  $|I_a|$ . Como  $|V_t|$  está fijo, los puntos de operación en este lugar geométrico corresponden a la salida constante de megavoltamperes ( $|V_t| |I_a|$ ) desde el generador.

**Potencia Constante.**- La salida de potencia activa de la máquina está dada por  $P = |V_t| |I_a| \cos \theta$  en por unidad. Como  $|V_t|$  es constante, la línea vertical m-p a la distancia fija  $X_d |I_a| \cos \theta$  desde el nivel vertical n-o, representa el lugar geométrico del punto de operación para P constante. La salida en megawatts del generador siempre es positiva sin importar el factor de potencia de la salida.

**Potencia Reactiva Constante.**- la salida de la potencia reactiva de la máquina está dada por  $Q = |V_t| |I_a| \sin \theta$  en por unidad, cuando el ángulo  $\theta$  se define como positivo para factor de potencia en atraso. Cuando  $|V_t|$  es constante, la línea horizontal q-m a la distancia fija  $X_d |I_a| |\sin \theta|$  desde el eje horizontal representa el lugar geométrico de los puntos de operación para Q constante. Para la operación del factor de potencia unitario. La salida de Q del generador es cero, y corresponde a un punto de operación sobre el eje horizontal o-p. para factores de potencia en atraso (adelanto), la Q de salida es positiva (negativa) y el punto de operación está en la mitad del plano que se halla arriba (abajo) de la línea o-p.

**Factor de Potencia Constante.**- la línea radial o-m corresponde a un valor fijo del ángulo de factor de potencia  $\theta$  entre la corriente de armadura  $I_a$  y el voltaje en terminales  $V_t$ . En la figura b el ángulo  $\theta$  es para la carga con factor de potencia atrasado, cuando  $\theta = 0^\circ$ , el factor de potencia es unitario y el punto de operación está realmente sobre el eje horizontal o-p. La mitad del plano del eje horizontal se aplica a factores de potencia en adelanto.

La figura b es más útil cuando los ejes se escalan para indicar las cargas de P y Q del generador. Por ende, se tiene la siguiente ecuación.

$$P = \frac{|E_t| |V_t|}{X_d} \sin \delta \quad \left( Q + \frac{|V_t|^2}{X_d} \right) = \frac{|E_t| |V_t|}{X_d} \cos \delta \quad (2.4)$$

como  $\text{sen}^2 \delta + \text{cos}^2 \delta = 1$ , al elevar al cuadrado cada lado de la ecuación anterior y sumar se obtiene:

$$(P)^2 + \left( Q + \frac{|V_t|^2}{X_d} \right)^2 = \left( \frac{|E_t||V_t|}{X_d} \right)^2 \quad (2.5)$$

que es de la forma  $(x - a)^2 + (y - b)^2 = r^2$  para un círculo de centro  $(x = a, y = b)$  y radio  $r$ . Por lo tanto, el lugar geométrico de P y Q es un círculo de radio  $|E_t||V_t|/X_d$  y el centro  $(0, -|V_t|^2/X_d)$ . Este círculo se puede obtener al multiplicar la longitud del cada fasor en la figura b por  $|V_t|/X_d$  o, de forma equivalente, escalar el diagrama para conformar la figura c que tiene ejes denominados horizontalmente P y verticalmente Q, desde el origen hasta el punto o. Sobre el eje vertical de la figura c la longitud de o-n es igual a  $|V_t|^2/X_d$  de potencia reactiva, donde  $V_t$  es el voltaje en terminales, por lo general el diagrama de carga se construye para  $|V_t| = 1.0$  por unidad, en cuyo caso, la longitud o-n representa la potencia reactiva igual a  $1/X_d$  por unidad. Así. La longitud o-n es clave para seleccionar la escala para las potencias real y reactiva sobre los ejes P y Q.

Se puede hacer la carta de carga del generador síncrono de forma más práctica al tener en cuenta el calentamiento permisible máximo (pérdidas  $I^2R$ ) en los devanados de armadura y campo, así como también los límites de potencia de la fuente de energía mecánica y el calentamiento en el núcleo de la armadura. A continuación, se mostrará el procedimiento para la construcción del diagrama de capacidad de carga de la figura d, mediante el ejemplo de la unidad turbogeneradora de rotor cilíndrico con valores nominales de 635 MVA, 24 kV, factor de potencia de 0.9 y  $X_d = 172.41\%$ .

- Se considera que  $|V_t| = 1.0$  por unidad sobre el voltaje base nominal de la máquina.
- Por medio de una escala de voltamperes conveniente, se señala el punto n sobre el eje de la máquina. En este ejemplo,  $X_d = 1.7241$  por unidad y la longitud o-n en la figura d corresponde a  $1/X_d = 0.58$  por unidad sobre el eje vertical de Q. Obviamente, la misma escala se aplica a la potencia activa P en por unidad sobre el eje horizontal.
- A lo largo del eje P se señala la distancia que corresponde a la potencia máxima de salida de la fuente de energía mecánica. Para este propósito, se supone en la figura d

que el límite en megawatts de la turbina es 1.00 por unidad sobre los megavoltamperes base nominales de la máquina. Se dibuja la línea vertical para  $P = 1.00$  por unidad.

- Se señala la longitud  $o-m = 1.0$  por unidad sobre la línea radial desde el origen en el ángulo de factor de potencia nominal  $\theta$ , que en este caso es  $\cos^{-1} 0.9$ . Se dibuja el arco circular de megavoltamperes en por unidad., con  $o$  como centro y la longitud  $o-m$  con radio, que corresponde al límite de corriente de armadura.
- Se construye el arco  $m-r$  de la excitación máxima permisible y se emplea  $n$  como centro y la distancia  $n-m$  como radio. Este arco circular corresponde al límite máximo de corriente de campo. Por lo general, el círculo de excitación constante con radio de longitud  $o-n$  define el 100% o 1.0 por unidad de excitación y así, en la figura d se muestra que la corriente de campo limite ocurre a 2.340 por unidad de excitación, esto, es a  $(\text{longitud } r-n)/(\text{longitud } o-n)$  sobre el eje Q.
- Se aplica también un límite de subexcitación a bajos niveles de excitación cuando los vars son importados desde el sistema a la máquina. El límite se determina por el diseño del fabricante, como se analiza mas adelante.

En la figura d el punto  $m$  corresponde a los megavoltamperes nominales del generador a factor de potencia nominal en atraso. El diseñador de la máquina tiene que considerar la corriente de campo suficiente para sostener la operación sobreexcitada del generador al punto nominal  $m$ . El nivel de corriente de campo se limita al valor máximo a lo largo del arco circular  $m-r$  y por lo tanto la capacidad del generador para entregar Q al sistema se reduce. En la realidad, la saturación de la máquina decrece el valor de la reactancia sincrónica  $X_d$  y por esta razón, la mayoría de las curvas de los fabricantes se apartan de los límites teóricos de calentamiento del campo que se han descrito.

La imagen reflejada de  $m$  es el punto de operación  $m'$  en la región de subexcitación.

Los operadores de las plantas generadoras tratan de evitar las condiciones de operación en la región de subexcitación de la curva por dos razones diferentes. La primera de ellas está en relación con la estabilidad del sistema en estado estable y la segunda, con el sobrecalentamiento de la máquina misma. Teóricamente, el así llamado límite de estabilidad de estado estable ocurre cuando el ángulo  $\delta$  entre  $E_i$  y  $V_t$  en las figuras b y c, alcanza los  $90^\circ$ , sin embargo, en la práctica, la dinámica del sistema complica la determinación del límite de estabilidad real. Es por esta razón que los operadores de las centrales eléctricas prefieren, en lo posible, evitar la operación subexcitada de la máquina.

En la medida que la máquina entra en la región subexcitada de operación, se incrementan las corrientes parásitas (o de remolino), que son inducidas por el sistema en las partes de acero de la armadura. El calentamiento del tipo  $I^2R$  que acompaña estas corrientes también se incrementa en la región terminal de la armadura. Con el fin de evitar el calentamiento, los fabricantes preparan curvas de capacidad específicas para sus diseños y recomiendan límites de operación, por lo tanto, la línea m'-n en la figura d solamente se ha dibujado con propósitos ilustrativos. Para obtener de la figura d los valores de megawatts y megavars para cualquier punto de operación, los valores en por unidad de P y Q que se leen en la carta se multiplican por los megavoltamperes nominales de la máquina, que en este caso son de 635 MVA. También, la distancia n-m en la figura d, es el valor en por unidad de megavoltamperes de la cantidad  $|E_i V_i|/X_d$  en el punto de operación m, como se muestra en la figura c por lo tanto se puede calcular el valor de  $|E_i|$  en por unidad sobre la base del voltaje nominal en este caso (24kV) al multiplicar la longitud n-m (los voltamperes se expresan en por unidad) por la relación en por unidad de  $X_d/|V_i|$ , o simplemente por  $X_d$  ya que  $|V_i| = 1.0$  por unidad según la figura d. Entonces la conversión a kilovoltios requiere de la multiplicación por el voltaje nominal, en kilovoltios, de la máquina. Si el voltaje  $|V_i|$ , real en las terminales no es 1.0 por unidad, entonces se tiene que cambiar el valor en por unidad de  $1/X_d$  (asignado a la distancia o-n de la figura d) por  $|V_i|^2/X_d$  en por unidad, como se muestra en la figura c. este cambio altera la escala de la figura d en  $|V_i|^2$  y así, con el fin de tener los valores correctos de megawatts y megavars en las condiciones reales de operación, se deben multiplicar las lecturas de P y Q en la carta en por unidad por el valor en por unidad de  $|V_i|^2$ , y después por la base de megavoltamperes (en este caso 635 MVA). Por ejemplo, si el voltaje real en las terminales es de 1.05 por unidad, el punto n sobre el eje Q de la figura d corresponde a un valor real de  $0.58 \times (1.05)^2 = 0.63945$  por unidad o 406 Mvars, y el punto mostrado como 0.9 por unidad sobre el eje P tiene un valor real de  $0.9 \times (1.05)^2 = 0.99225$  por unidad o 630 MW. Para calcular el voltaje de excitación  $E_i$ , correcto que corresponde al punto de operación m cuando el voltaje en las terminales no es exactamente igual al nominal, se podría multiplicar la longitud n-m, obtenida directamente de la figura d por  $|V_i|^2$  en por unidad

para corregir la escala, y después por la relación  $X_d/|V_t|$  en por unidad para convertir  $|E_t|$  como se analizó anteriormente. El resultado de multiplicar la longitud n-m, obtenida directamente de la figura d, por el valor en por unidad del producto  $X_d \times |V_t|$  da el valor correcto en por unidad de  $|E_t|$ . Entonces, si se desean las unidades físicas en kilovoltios, se debe multiplicar por los kilovoltios base nominales de la máquina. Es importante observar que el ángulo del factor de potencia  $\theta$  y del ángulo interno  $\delta$  permanecen con sus mismos valores antes y después de cambiar la escala debido a que se conserva la geometría de las figuras b y c. Sin embargo, el lector debe observar que las restricciones de operación que forman las fronteras de la región de operación de la carta son limitaciones físicas. Por tanto, las fronteras de operación se pueden alterar cuando la escala se modifica.

Los límites del calentamiento del estator y rotor junto con otros factores limitantes pueden ser representados gráficamente mediante un diagrama de potencias de las máquinas síncronas. El diagrama de potencias es el gráfico de potencias complejas  $S = P + jQ$  (viene del diagrama fasorial) del generador suponiendo  $V$  constante (dentro de un rango permisible). En la figura siguiente presentamos el diagrama fasorial de un generador funcionando a tensión nominal con un factor de potencia inductivo. Respecto a los ejes de tensión el origen del diagrama fasorial queda a  $-V$  sobre el eje horizontal, por tanto, sobre el eje de potencias dicho origen queda en:

$$Q = 3 \cdot V(-V) / X_s \quad (2.6)$$

$$Q = -3 \cdot V^2 / X_s \text{ Mvar} \quad (2.7)$$

En la zona lineal:

La corriente  $I_f$  es proporcional al flujo y este a  $E_g$  ya que

$$E_g = K\Phi \text{ RPMs.} \quad (2.8)$$

Los límites de potencia activa, reactiva y aparente se pueden visualizar con mucha facilidad.

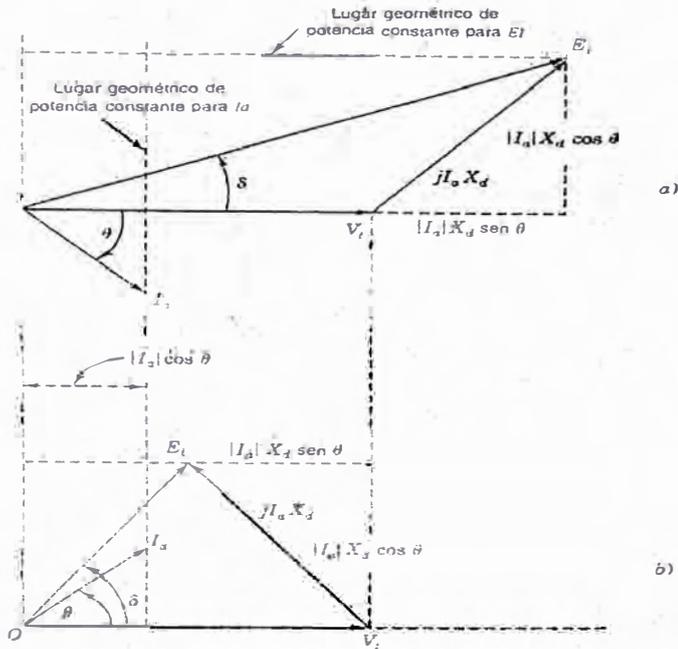


FIGURA 3.10  
 Diagramas fasoriales que muestran el lugar geométrico de un a) generador sobreexcitado que entrega potencia reactiva al sistema; b) generador subexcitado que recibe potencia reactiva desde el sistema. La potencia entregada por el generador es la misma en ambos casos.

Gráfica. a.

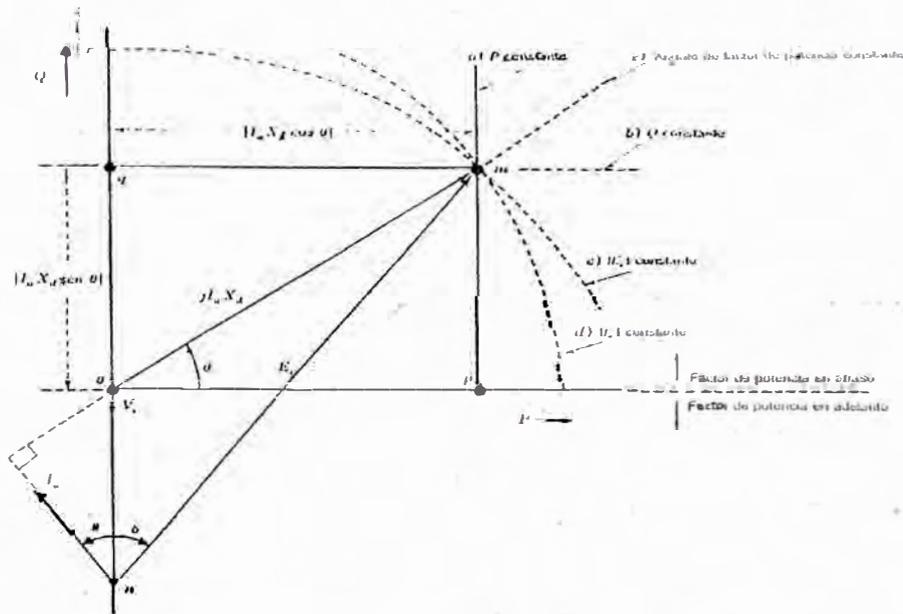
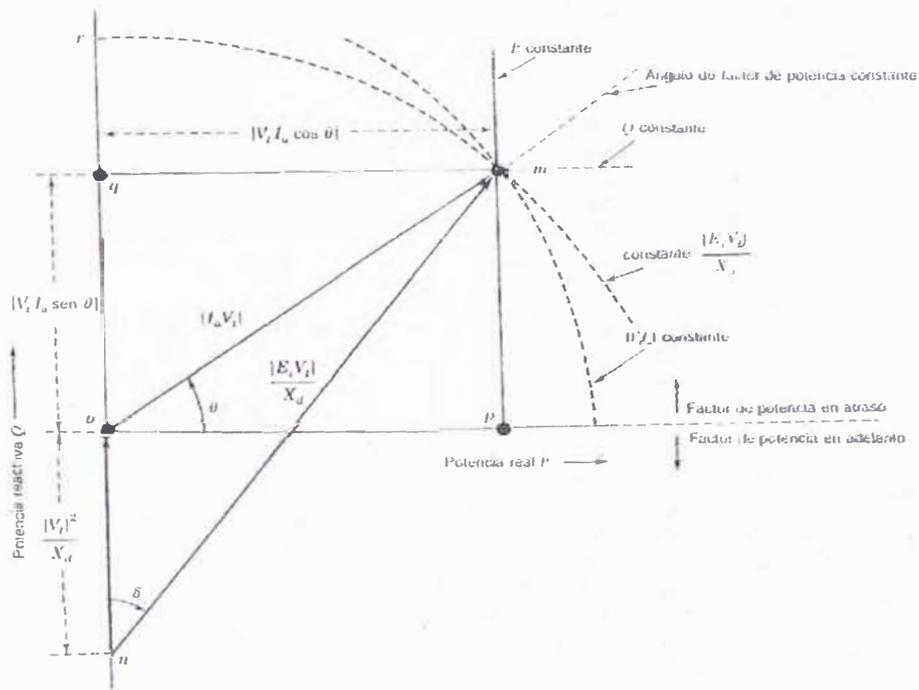


FIGURA 3.12  
 Diagrama fasorial que se obtiene de la imagen reflejada de la figura 3.10a que muestra cinco lugares geométricos que pasan por el punto  $m$  y que corresponden a: a) potencia constante  $P$ ; b) potencia reactiva constante  $Q$ ; c) voltaje interno constante  $|E_i|$ ; d) corriente de armadura constante  $|I_a|$ ; e) ángulo  $\theta$  del factor de potencia constante.

Gráfica. b

Fig.2.12 Diagramas fasoriales a, b



Gráfica. c.

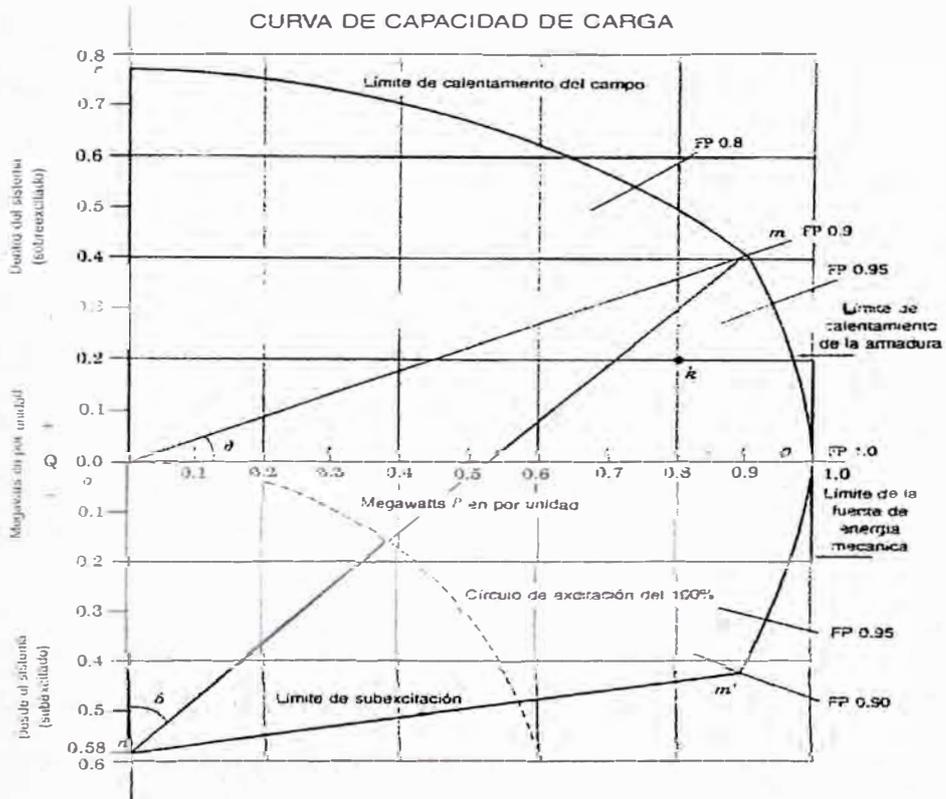


FIGURA 3.14  
 Curva de capacidad de carga para un turbogenerador de rotor cilíndrico de 635 MVA, 24 kV, factor de potencia 0.9.  
 $X_d = 172.4\%$  con salida máxima de turbina = 635 MW. El punto  $k$  está relacionado con el ejemplo 3.4.

Gráfica d.

Fig.2.13 Diagramas fasoriales c, d

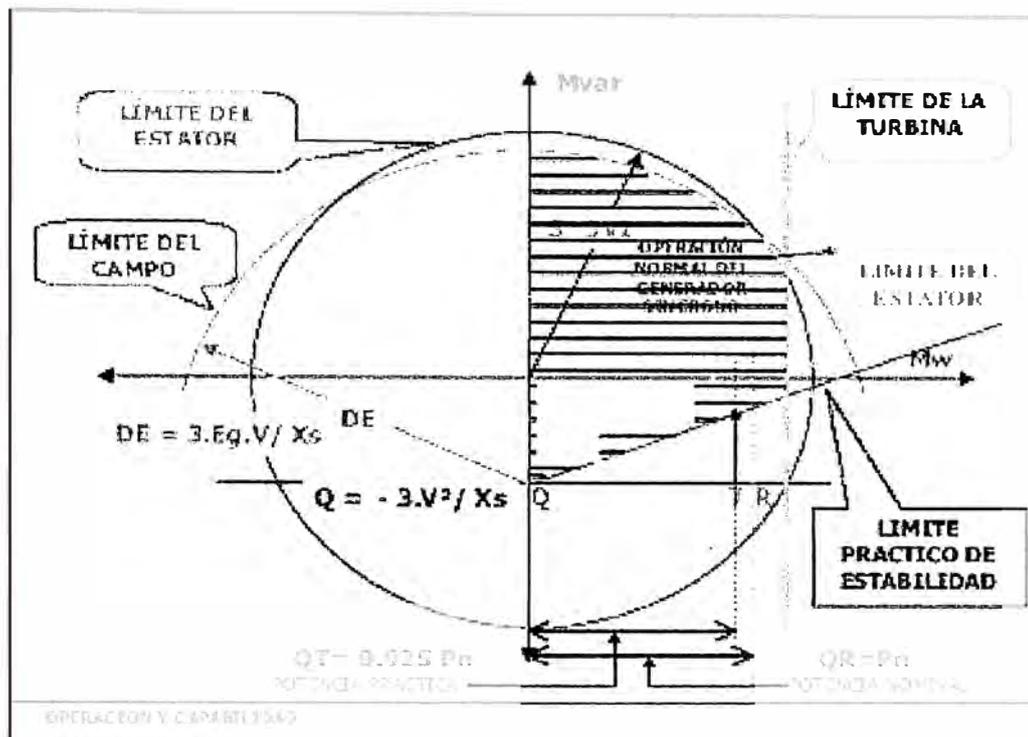


Fig.2.14 Diagramas de operación y capacidad

### 2.3 Diagnóstico de Aislamiento

El aislamiento eléctrico se degrada con el tiempo debido a las distintas fatigas que se le imponen durante su vida normal de trabajo. El aislamiento está diseñado para resistir esas fatigas por un periodo de años que se considera como la vida de trabajo de ese aislamiento. Esto con frecuencia dura décadas. La fatiga anormal puede llevar a un incremento en este proceso natural de envejecimiento que puede acortar severamente la vida de trabajo del aislamiento. Por esta razón es buena práctica realizar pruebas regularmente para identificar si tiene lugar un incremento del envejecimiento y, si es posible, identificar si los efectos son reversibles o no.

Los propósitos de las pruebas de diagnóstico son:

- Identificar el incremento de envejecimiento.
- Identificar la causa de este envejecimiento
- Identificar, si es posible, las acciones más adecuadas para corregir esta situación

En su forma más simple, las pruebas de diagnóstico toman la forma de una “prueba puntual (spot)”. La mayoría de los profesionales de mantenimiento eléctrico han hecho pruebas puntuales (spot) cuando se aplica un voltaje al aislamiento y se mide una resistencia.

El diagnóstico en este caso se limita a “el aislamiento es bueno” o “el aislamiento es malo”. Pero habiendo hecho este diagnóstico, ¿qué se hace sobre el caso?

Es lo mismo que cuando se va al médico con un resfriado y él dice simplemente: “usted tiene un resfriado”. Usted no quedaría satisfecho y no saldría solamente con esa información. Usted esperaría que el médico lo examinara, le hiciera algunas pruebas y le dijera por qué tiene un resfriado y que hacer para curarlo. En las pruebas de aislamiento, una prueba puntual (spot) en sí es el equivalente a que el médico le diga que usted está bien o que está enfermo. Es una información mínima. Esta es la clase de prueba que se aplica generalmente a los circuitos de bajo voltaje donde el costo de una falla es bajo y el equipo se puede reemplazarse fácilmente y sin grandes desembolsos. Puesto que el equipo que se está probando es de bajo voltaje, estas pruebas se realizan generalmente con un voltaje de prueba de 500 o 1000 V y será familiar para todo el personal de mantenimiento eléctrico. Sin embargo, si el médico registra los resultados de su examen y los compara con los de visitas anteriores, entonces habría una tendencia aparente que podría llevar a la prescripción de un medicamento. En forma similar, si se registran las lecturas de resistencia de aislamiento y se comparan con las lecturas registradas anteriormente es posible ver una tendencia y prescribir las acciones de remedio si así se les puede llamar.

Las pruebas de diagnóstico de aislamiento para voltajes arriba de 1 kV corresponden a un área menos familiar para mucha gente del personal de mantenimiento eléctrico. Los propósitos de este folleto, por tanto, son:

- Familiarizar al lector con la realización de diagnóstico de resistencia de aislamiento.
- Proporcionar los lineamientos para evaluar los resultados de esas pruebas de diagnóstico de resistencia de aislamiento.
- Presentar los beneficios de pruebas multivoltaje a voltajes más altos.

### **2.3.1 ¿Qué es el aislamiento?**

Todo alambre eléctrico en una instalación, ya sea un motor, generador, cable, interruptor o cualquier cosa que esté cubierta con alguna forma de aislamiento eléctrico. Aunque el alambre en sí es un buen conductor (generalmente de cobre o aluminio) de la corriente eléctrica que da potencia al equipo eléctrico, el aislamiento debe resistir la corriente y

mantenerla en su trayectoria a lo largo del conductor. La comprensión de la Ley de Ohm, que se enuncia en la ecuación siguiente, es la clave para entender la prueba de aislamiento:

$$E = I \times R \quad (2.9)$$

Donde:

E = voltaje en voltios

I = tensión en amperios

R = resistencia en ohms

Para una resistencia dada, a mayor voltaje, mayor corriente. Alternativamente, a menor resistencia del alambre, mayor es la corriente que fluye con el mismo voltaje. Ningún aislamiento es perfecto (no tiene resistencia infinita), por lo que algo de la corriente fluye por el aislamiento o a través de él a tierra. Tal corriente puede ser muy pequeña para fines prácticos pero es la base del equipo de prueba de aislamiento. Entonces, ¿qué es un “buen” aislamiento? “Bueno” significa una resistencia relativamente alta al flujo de la corriente. Cuando se usa para describir un material aislante, “bueno” también significa “la capacidad para mantener una resistencia alta”. La medición de la resistencia puede decir que tan “bueno” es el aislamiento.

### **2.3.2 ¿ Qué ocasiona que el aislamiento se degrade**

Existen cinco causas básicas para la degradación del aislamiento. Ellas interactúan una con otra y ocasionan una espiral gradual de declinación en la calidad del aislamiento.

#### **Fatiga eléctrica**

El aislamiento se diseña para una aplicación particular. Los sobre voltajes y los bajos voltajes ocasionan fatiga anormal dentro del aislamiento que puede conducir a agrietamiento y laminación del propio aislamiento.

#### **Fatiga mecánica**

Los daños mecánicos, tales como golpear un cable cuando se excava una trinchera, son bastante obvios pero la fatiga mecánica también puede ocurrir por operar una máquina fuera de balance o por paros y arranques frecuentes. La vibración resultante al operar la máquina puede ocasionar defectos dentro del aislamiento.

### **Ataque químico**

Aunque es de esperarse la afectación del aislamiento por vapores corrosivos, la suciedad y el aceite pueden reducir la efectividad del aislamiento

### **Fatiga térmica**

La operación de una maquinaria en condiciones excesivamente calientes o frías ocasionará sobre expansión o sobre contracción del aislamiento que darán lugar a grietas y fallas.

Sin embargo, también se incurre en fatigas térmicas cada vez que la máquina se arranca o se para. A menos que la maquinaria esté diseñada para uso intermitente, cada paro y cada arranque afectarán adversamente el proceso de envejecimiento del aislamiento.

### **Contaminación ambiental**

La contaminación ambiental abarca una multitud de agentes que van desde la humedad por procesos hasta la humedad de un día húmedo y caluroso; también el ataque de roedores que roen su camino en el aislamiento. El aislamiento comienza a degradarse tan pronto como se pone en servicio. El aislamiento de cualquier aplicación dada se diseña para proporcionar buen servicio durante muchos años en condiciones normales de operación.

Sin embargo, las condiciones anormales pueden tener un efecto dañino que, si se deja sin atención, acelerará la rapidez de degradación y finalmente ocasionará una falla en el aislamiento. Se considera que el aislamiento ha fallado si no evita adecuadamente que la corriente eléctrica fluya por trayectorias indeseadas. Ello incluye el flujo de corriente a través de las superficies exterior o interior del aislamiento (corriente de fuga superficial), a través del cuerpo del aislamiento (corriente de conducción) o por otras razones distintas

Por ejemplo, pueden aparecer en el aislamiento agujeros pequeños y grietas, o la humedad y materiales extraños pueden penetrar la superficie. Estos contaminantes se ionizan fácilmente bajo el efecto de un voltaje aplicado y proporcionan una trayectoria de baja resistencia para la corriente de fuga superficial que aumenta en comparación con superficies sin contaminar secas. Limpiando y secando el aislamiento, sin embargo, se rectificará fácilmente esta situación. Otros enemigos del aislamiento pueden producir deterioro que no se cura fácilmente. Sin embargo, una vez que ha comenzado la degradación del aislamiento, los diferentes iniciadores tienden a asistirse entre ellos para aumentar la rapidez de declinación.

### **2.3.3 ¿Cómo puede ayudar el mantenimiento preventivo?**

Aunque hay casos donde la caída de resistencia de aislamiento puede ser repentina, tal como cuando se inunda el equipo, generalmente se reduce gradualmente, lo que permite una advertencia suficiente si se prueba periódicamente. Estas verificaciones regulares permiten el reacondicionamiento planeado antes que falle el servicio y / o una condición de choque. Sin un programa de pruebas periódico todas las fallas se presentarán sorpresivamente, no planeadas, inconvenientes y posiblemente muy costosas en tiempo y recursos y, por tanto, caras para rectificarlas. Por ejemplo, considérese el caso de un motor pequeño que se usa para bombear un material, que se solidificará si se deja de bombear, en una planta de procesamiento. La falla inesperada de este motor costará miles y aún cientos de miles de dólares si se considera también el tiempo de paro de la planta en el cálculo. Sin embargo, si se hubieran considerado pruebas de diagnóstico de aislamiento en el programa de mantenimiento preventivo habría sido posible planear el mantenimiento o el reemplazo del motor con falla en el momento en que la línea estuviera inactiva y así minimizar los costos. Por cierto, el motor podría haber sido mejorado mientras todavía estaba en marcha. Si la degradación avanzada del aislamiento no se detecta, existe mayor posibilidad de choque eléctrico y aún de muerte para el personal; hay mayor posibilidad de incendio producido eléctricamente; la vida útil del equipo eléctrico se puede reducir y / o las instalaciones pueden enfrentarse a paros no programados y caros. La medición de la calidad del aislamiento regularmente es una parte crucial de cualquier programa de mantenimiento puesto que ayuda a predecir y prevenir el paro del equipo eléctrico.

### **2.3.4 ¿Cómo se mide la resistencia de aislamiento?**

#### **Cómo opera un probador de resistencia de aislamiento**

El probador de aislamiento es un instrumento portátil que proporciona una lectura directa de la resistencia de aislamiento en ohms, mega ohms o tera ohms (según el modelo seleccionado) independientemente del voltaje seleccionado. Para un buen aislamiento, la resistencia generalmente da lectura en el rango de mega ohms o más alto. El probador de aislamiento es esencialmente un medidor de resistencia de rango alto (óhmmetro) con un generador de cd incorporado. El generador del instrumento, que puede operarse por manivela manualmente, batería o por línea, desarrolla un voltaje de cd alto que ocasiona varias corrientes pequeñas a través y sobre la superficie del aislamiento que se prueba. La

corriente total la mide el óhmetro que lleva una escala de indicación analógica, lectura digital o ambas

### **Componentes de la corriente de prueba**

Si se aplica un voltaje de prueba a través de una pieza de aislamiento, luego por medición de la corriente resultante y aplicando la Ley de Ohm ( $R = E / I$ ), se puede calcular la resistencia de aislamiento. Desdichadamente, fluye más de una corriente, que tiende a complicar las cosas.

### **Corriente de carga capacitiva**

Se está familiarizado con la corriente requerida para cargar la capacitancia del aislamiento que se está probando. Esta corriente inicialmente es grande pero su vida es relativamente corta, cae exponencialmente a un valor cercano a cero conforme el objeto bajo prueba se carga. El material aislante se carga del mismo modo que el dieléctrico de un capacitor.

### **Corriente de absorción o polarización**

La corriente de absorción está compuesta realmente hasta por tres componentes, que decaen con un índice de decrecimiento a un valor cercano a cero en un periodo de varios minutos. La primera es ocasionada por una deriva general de electrones libres a través del aislamiento bajo el efecto del campo eléctrico. La segunda es ocasionada por distorsión molecular por la que el campo eléctrico impuesto distorsiona la carga negativa de las capas de electrones que circulan alrededor del núcleo hacia el voltaje positivo. La tercera se debe a la alineación de moléculas polarizadas dentro del campo eléctrico aplicado. Esta alineación es casi aleatoria en un estado neutro, pero cuando se aplica un campo eléctrico, estas moléculas polarizadas se alinean con el campo a un mayor o menor grado. Las tres corrientes se consideran generalmente juntas como una sola corriente y son afectadas principalmente por el tipo y las condiciones del material de unión usado en el aislamiento. Aunque la corriente de absorción se aproxima a cero, el proceso toma mucho más tiempo que con corriente capacitiva. La polarización de orientación se incrementa con la presencia de humedad absorbida puesto que los materiales contaminados están más polarizados. Esto incrementa el grado de polarización. La despolimerización del aislamiento también lleva a un incremento en la corriente de absorción. No todos los materiales poseen las tres

componentes y, por cierto, los materiales tales como el polietileno, exhiben poca, si alguna, absorción por polarización.

### **Corriente de fuga superficial**

La corriente de fuga superficial se presenta porque la superficie del aislamiento está contaminada con humedad o con sales. La corriente es constante con el tiempo y depende del grado de ionización presente, que depende a la vez de la temperatura. Con frecuencia se ignora como corriente separada y se incluye con la corriente de conducción como la corriente de fuga total.

### **Corriente de conducción**

La corriente de conducción es estable a través del aislamiento y generalmente se representa por un resistor de valor muy alto en paralelo con la capacitancia del aislamiento.

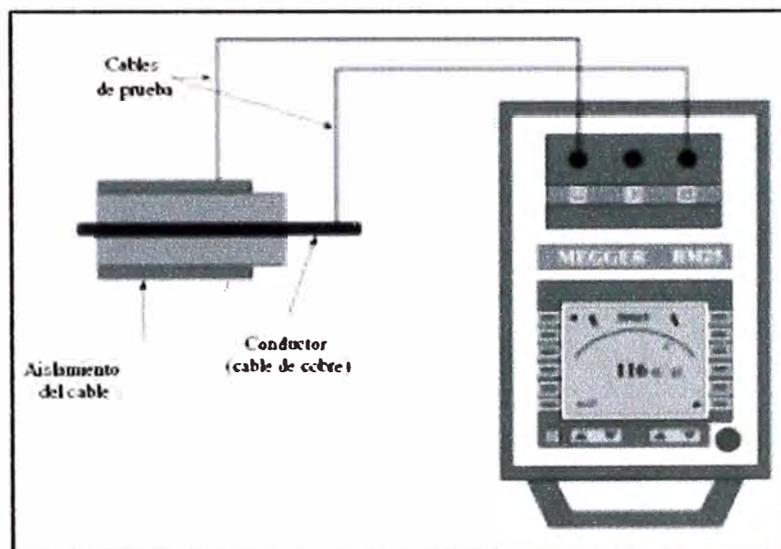
Es una componente de la corriente de fuga, que es la corriente que se mediría cuando el aislamiento está totalmente cargado y tiene lugar la absorción plena. Nótese que incluye la fuga superficial, que puede reducirse o eliminarse por el uso de la terminal de guarda (que se analizará más tarde). La gráfica siguiente muestra la naturaleza de cada una de las componentes de corriente con respecto al tiempo. La corriente total es la suma de estas componentes. (La corriente de fuga se muestra como una corriente). Esta corriente es la que puede medirse directamente por medio de un micro amperímetro o, en términos de megaohms, a un voltaje particular por medio de un probador de aislamiento. Algunos instrumentos ofrecen las alternativas de desplegar una medición en términos de corriente o como una resistencia. Debido a que la corriente total depende del tiempo que se aplica el voltaje, la Ley de Ohm ( $R = E / I$ ) sólo se mantiene, teóricamente, para un tiempo infinito (lo que implica esperar para siempre al tomar una lectura). También es altamente dependiente del arranque de un nivel base de descarga total. El primer paso en cualquier prueba de aislamiento es, por tanto, asegurar que el aislamiento esté completamente descargado.

Nótese que:

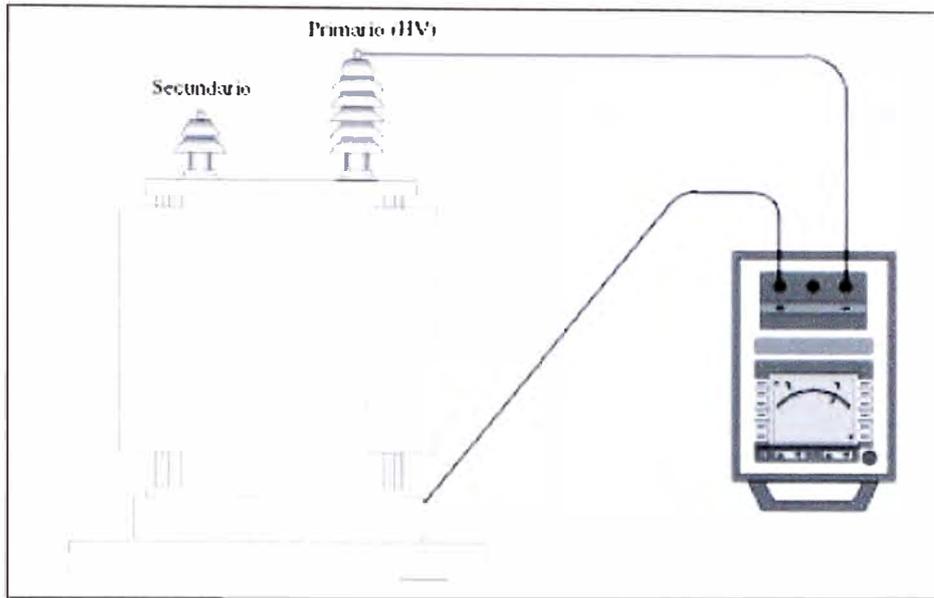
La corriente de carga desaparece relativamente rápido conforme se carga el equipo bajo prueba. Las unidades grandes con más capacitancia tomarán más tiempo para cargarse. Esta corriente almacena energía y, por razones de seguridad, debe descargarse después de la prueba. Afortunadamente, la descarga de esta energía tiene lugar relativamente rápido.

Durante la prueba, la corriente de absorción decrece con una rapidez relativamente baja, según la naturaleza exacta del aislamiento. Esta energía almacenada, también, debe liberarse al final de la prueba, y requiere mucho más tiempo para descargarse que la corriente de carga de la capacitancia.

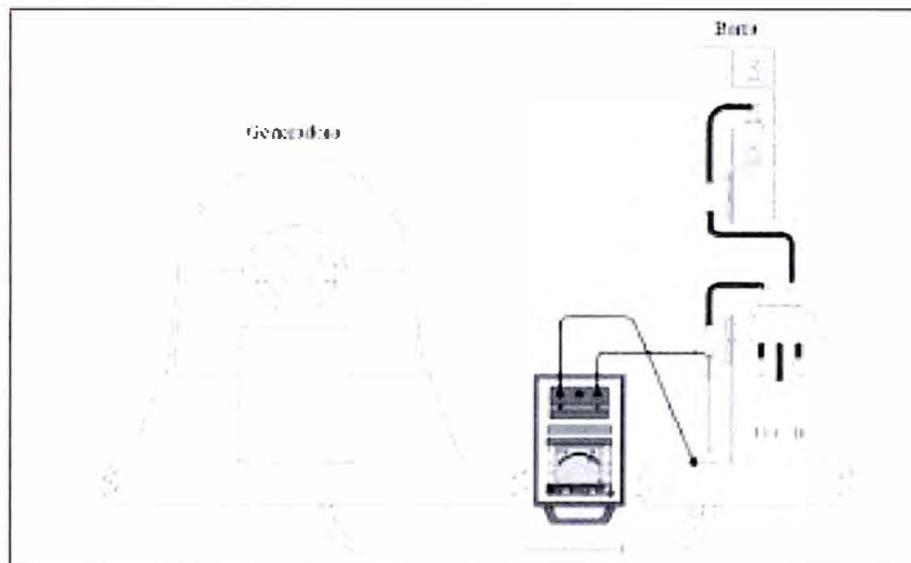
Conexión del probador de aislamiento Con los materiales aislantes modernos hay poca, si alguna, diferencia en la lectura obtenida, independientemente de la manera en que se conecten las terminales. Sin embargo, en los aislamientos antiguos, un fenómeno poco conocido llamado electroendósmosis ocasiona que se obtenga una lectura más baja con la terminal positiva conectada al lado a tierra del aislamiento que se está probando. Si se prueba un cable subterráneo, la terminal positiva se debe conectar normalmente al lado exterior del cable puesto que éste estará a tierra por contacto con el terreno, como se muestra en la Figura Nótese que no se conecta directamente al aislamiento sino más bien al neutro del cable o tierra.



**Fig.2.15** Conexión simple a un cable



**Fig.2.16** Conexión a un transformador de potencia



**Fig.2.17** Conexión a un generador de C.A.

#### **2.4 Pruebas de aislamiento como diagnóstico de alto voltaje**

Las pruebas de aislamiento de diagnóstico estimulan eléctricamente el aislamiento y miden la respuesta. Según la respuesta, se pueden sacar algunas conclusiones sobre las condiciones del aislamiento. Las pruebas de aislamiento de diagnóstico cubren un amplio rango de técnicas, algunas que involucran equipo portátil y algunas que requieren equipo

condiciones del aislamiento. Las pruebas de aislamiento de diagnóstico cubren un amplio rango de técnicas, algunas que involucran equipo portátil y algunas que requieren equipo fijo considerable. Aquí se considerarán sólo aquellas pruebas que se pueden realizar rápidamente con un probador de aislamiento de cd portátil. Estas son:

- Pruebas puntuales de tendencia
- Constante de tiempo
- Índice de polarización (PI)
- Voltaje de paso (SV)
- Descarga dieléctrica (DD)

Cada prueba da una vista diferente, o ventana, sobre las condiciones del aislamiento; el panorama completo está sólo disponible cuando se han completado todas las pruebas requeridas.

#### **2.4.1 Índice de polaridad**

La implementación más simple de la prueba de tiempo-resistencia para un aislamiento sólido se representa por la prueba popular Índice de Polarización (PI), que requiere sólo dos lecturas seguidas por una división simple; La lectura de un-minuto se divide entre la lectura de diez-minutos para obtener una relación. El resultado es un número puro y se puede considerar independiente de la temperatura puesto que la masa térmica del equipo que se está probando generalmente es tan grande que el enfriamiento total que tiene lugar durante los diez minutos de la prueba es despreciable. En general, una relación baja indica poco cambio, consecuentemente aislamiento pobre, mientras que una relación alta indica lo opuesto. Las referencias a valores PI típicos son comunes en la literatura, lo que hace que esta prueba sea fácilmente empleada. Sin embargo, se dice “en general” porque como se mencionó previamente hay materiales que exhiben muy poca o ninguna absorción dieléctrica. Llevando a cabo una prueba en esos materiales produciría entonces un resultado muy próximo a 1.

Nótese que las lecturas de resistencia son difíciles de trabajar, puesto que pueden ir de valores enormes en equipos nuevos a unos cuantos megaohms antes de retirarlos de servicio. Una prueba como la PI es particularmente útil porque se puede realizar aún en equipos grandes, y produce una evaluación auto-contenida con base en lecturas relativas más que en valores absolutos. Pero no se puede calcular PI con un probador de rango

limitado, porque “infinito” ¡no es un número! Los probadores avanzados alcanzan el rango de teraohms, y por tanto, no se salen de la gráfica. El equipo mayor más grande y más nuevo se puede probar fácilmente para producir datos repetibles para registro y evaluación de tendencias subsecuentes. El cuadro siguiente pone de relieve valores PI seleccionados y lo que significan para el operador.

Tabla 2.1 Índice de polaridad de la condición del aislamiento

<b>Índice de polarización de la condición del aislamiento</b>	
<b>&lt; 1</b>	<b>Pobre</b>
<b>1-2</b>	<b>Cuestionable</b>
<b>2-4</b>	<b>OK</b>
<b>&gt; 4</b>	<b>Bueno</b>

Los valores arriba de 4 indican equipo excelente para el que probablemente no sea necesaria ninguna acción dentro del programa de mantenimiento inmediato. Sin embargo, el operador puede ser llamado para hacer juicios críticos. Algunos valores de PI (arriba de 5) podrían indicar aislamiento quebradizo o agrietado; esto podría ser casi obvio. Un aumento súbito de PI mayor de 20%, sin haber realizado mantenimiento alguno, debe servir como una advertencia; el aislamiento puede mantener su valor por periodos largos, pero no es probable que los mejore espontáneamente de por sí. Aunque la tabla de valores PI se ha usado durante muchos años y es bien aceptada, se puede encontrar ocasionalmente que las lecturas PI son excepcionales. Hace muchos años se probó el estator de un generador de 3750 kVA y se obtuvo una lectura de PI de 13.4. El estator se había enfriado y no había duda de que todavía estaba en su fase de cura. Las pruebas subsiguientes produjeron valores reducidos de PI hasta que se estabilizaron en 4.7. Durante el mantenimiento de rutina los valores de PI no alcanzan esas alturas. Es interesante, también, hacer notar que mucha gente ha tratado de usar la prueba PI en transformadores llenados con aceite y no puede entender por qué un transformador que se sabe que está bueno les da resultados próximos a 1. La respuesta es simple. La prueba PI no es adecuada para transformadores llenados con aceite.

El concepto depende de las estructuras relativamente rígidas de los materiales aislantes sólidos, donde se requiere energía de absorción para reconfigurar la estructura electrónica de moléculas comparativamente fijas en contra del campo del voltaje aplicado. Puesto que este proceso puede llevar a un estado teórico de terminación (en “tiempo infinito”, que obviamente no puede lograrse en el campo práctico, pero que puede aproximarse razonablemente), el resultado es una disminución sostenida de la corriente conforme las moléculas llegan a su alineamiento “final”. Debido a que la prueba PI se define por este fenómeno, no se puede aplicar con éxito a materiales fluidos puesto que el pasaje de la corriente de prueba a través de una muestra llena de aceite crea corrientes de convección que constantemente forman remolinos en el aceite, lo que da lugar a una carencia caótica de estructura que se opone con la premisa básica sobre la que descansa la prueba PI. El cálculo del índice de polarización resulta también muy útil para determinar si el devanado está afectado por la humedad o si está contaminado. Esta prueba se recomienda que se realice antes que cualquier otra prueba de alto voltaje. El índice de polarización da la relación da la relación entre la resistencia del aislamiento obtenida después que se ha aplicado un voltaje sostenido de CD durante un periodo de 10 minutos y la obtenida cuando el mismo voltaje se ha aplicado durante un minuto:

$$I_p = (R \text{ después de 10 minutos}) / (R \text{ después de 1 minuto}) \quad (2.10)$$

Si se utiliza un instrumento que de una lectura de corriente en microamperes, no resulta necesario convertir la lectura en valores de resistencia. Simplemente se calcula el índice de polarización por medio de la siguiente fórmula:

$$I_p = (\mu A \text{ después de 1 minuto}) / (\mu A \text{ después de 10 minutos}) \quad (2.11)$$

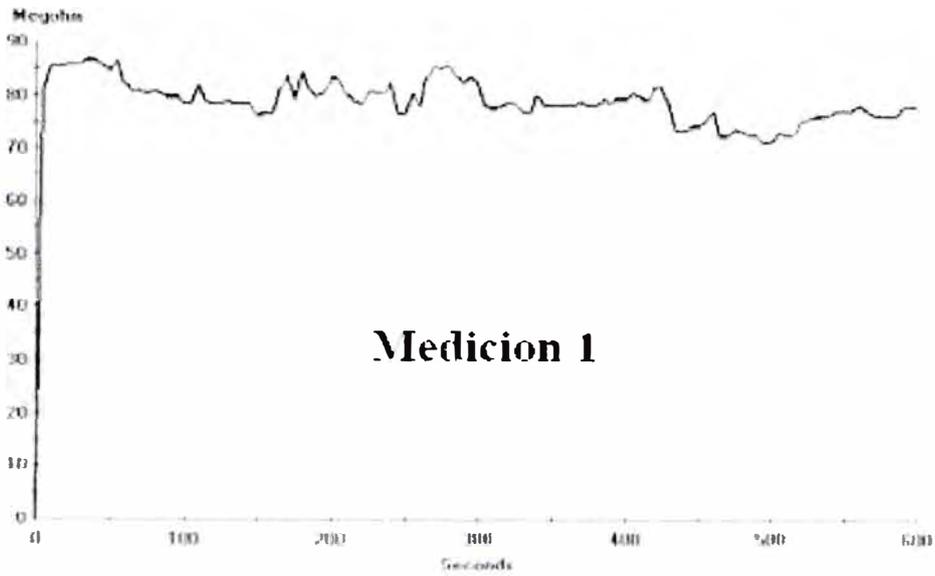
El voltaje que se aplica normalmente es establecido para las pruebas con el megóhmetro. Un valor cercano a 1.0 indica que el devanado está contaminado. En este caso, se puede limpiar y secar al horno el devanado y repetir la prueba de nuevo. El índice de polarización debe subir por encima de 2.0 antes que el devanado se someta a pruebas adicionales o que la máquina se regrese a operación. El índice de polarización indica si son móviles o no los portadores de carga, es decir, si es posible la polarización del aislamiento. Ello, a su vez, indica el estado del aislamiento. También IEEE indica que se debe de calcular el

Polarization Index (PI), que es el valor de aislamiento tomado a los 10 minutos entre el valor de 1 minuto, básicamente da una indicación de la pendiente del perfil del índice de polarización; un PI de 2.0 según IEEE es aceptable para aislamientos clases B, F y H; pero desdichadamente motores / generadores con sistemas de aislamiento inestables pueden dar valores cercanos a 2.0; por esto recomendamos el evaluar el perfil del índice de aislamiento y no solo su valor.

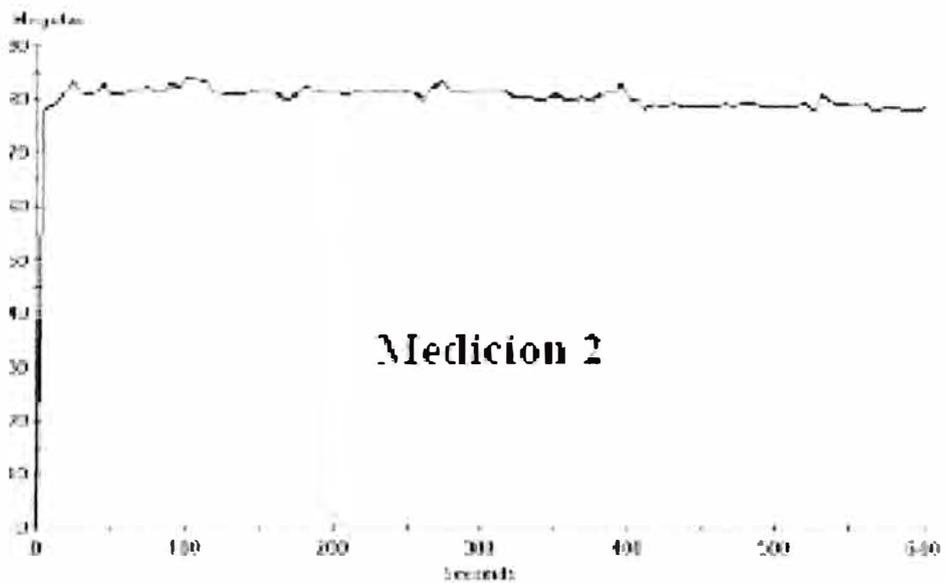


**Fig.2.18** Perfil del índice de polarización inaceptable

La ilustración muestra el perfil para un motor con una contaminación severa y posible daño o resquebrajamiento del aislamiento. La prueba del PI es una prueba que se realiza con voltaje CD y no es potencialmente destructiva como lo son otro tipo de pruebas como Hi-Pot y la prueba de Impulso, que se utilizan también para este efecto. Otra tipo de parámetro utilizado para evaluar la contaminación interna del aislamiento es la Capacitancia a tierra (CTG, en inglés). Una máquina que esta limpia y seca exhibe un CTG bajo en comparación con una que esta contaminada. Un aumento en la contaminación es comparable con el aumento en el material dieléctrico entre las dos placas de un capacitor, conforme se deposite más material en el aislamiento el dieléctrico aumenta y la Capacitancia crece.



**Fig.2.19** Índice de polarización del generador sucio



**Fig.2.20** Índice de polarización, medición después de limpieza leve

La gráfica ha mejorado notablemente, con menos fluctuaciones en la resistencia a tierra.

#### **2.4.2 Medición de la capacitancia y de la Tang $\delta$**

El envejecimiento del aislamiento y estado de la misma se pueden inferir a partir de estas determinaciones a una tensión lo suficientemente baja en la cual no existen descargas

parciales. Aumentando la tensión, las variaciones de la capacidad y tangente delta indican la presencia de oquedades, descargas en las ranuras, suciedad en cabezas de bobinas. Las mediciones con corriente alterna muestran que las magnitudes de la capacitancia y de la  $\tan \delta$  dependen substancialmente del estado del aislamiento. Por esta razón, se han llevado a cabo investigaciones con el objetivo de evaluar la aplicabilidad de estas magnitudes para el control del estado del aislamiento en maquinas y aparatos eléctricos. Los resultados obtenidos concuerdan satisfactoriamente con las representaciones físicas y corroboran que en las evaluaciones comparativas, estas magnitudes tienen tanto más valor informativo que la resistencia y el coeficiente de absorción. Si se analiza la capacitancia de la estructura aislada entonces, en ausencia de la humedad, el envejecimiento del aislamiento se caracteriza por la aparición de capas intermedias de aire en él lo que conduce a cierta disminución de la capacitancia. La disminución es pequeña, puesto que el volumen relativo de los defectos aún con un fuerte desgaste del aislamiento, no es grande. Sin embargo, con el humedecimiento del aislamiento, las cavidades se llenan de humedad, en las paredes se forman capas conductoras o semiconductoras con productos de la contaminación y de la descomposición, que conducen a un crecimiento notable de la capacitancia.

En el devanado envejecido, la magnitud de la capacitancia puede crecer casi 10 veces cuando se produce un humedecimiento. De tal forma el carácter del cambio de la capacitancia con el humedecimiento tiene un comportamiento cualitativamente análogo al cambio de las corrientes de fuga (cambio de la conductividad) del aislamiento, pero excluye la influencia de la conductividad superficial.

Analizando la magnitud del ángulo de pérdidas o de:

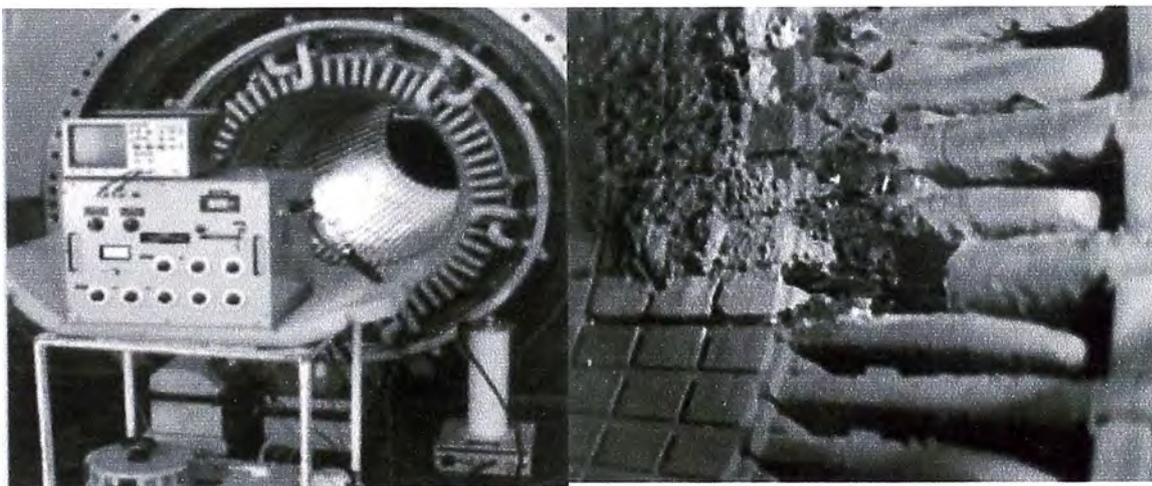
$$\tan g \delta = \frac{I_a}{I_c} = \frac{1}{wCR_a} \quad (2.12)$$

se puede señalar que el cambio del estado del aislamiento afecta, en general en la misma forma tanto el numerador como al denominador. Las investigaciones muestran que la  $\tan \delta$  también cambia substancialmente con el humedecimiento del aislamiento en distintos estados. Sin embargo el intervalo de este cambio es notablemente menor que para la capacitancia y la resistencia por separado. Se observa una determinada ley en estos

cambios: con el empeoramiento del estado de aislamiento, la  $\tan\delta$  crece. Sin embargo, estos parámetros, tal como se vio antes, no permiten realizar una evaluación absoluta del estado del aislamiento. Se pueden usar sólo en evaluaciones comparativas en el tiempo, en presencia de datos estadísticos, para un tipo dado de motor o, cuando más, para un sistema dado de estructura aislante.

Evaluando las posibilidades de los métodos analizados de pruebas para valorar el estado del aislamiento ( a tierra y entre fases ), se pueden hacer las siguientes conclusiones:

- a) Ninguno de los métodos analizados da una valoración completamente objetiva del estado del aislamiento, especialmente en presencia de defectos poco desarrollados.
- b) La presencia de humedad superficial cuando el devanado internamente está en buenas condiciones, puede distorsionar los resultados obtenidos.
- c) Una gran información puede obtenerse determinando estos parámetros o la corriente de fuga dinámicamente, es decir, a través del incremento del voltaje con el tiempo.
- d) El concepto de la dependencia de los parámetros de la magnitud del voltaje, tal como la prueba de voltaje elevado, está relacionado con el peligro de perforación.
- e) Debido a las particularidades señaladas, ninguno de los parámetros analizados pueden tomarse como determinantes en un sistema de diagnóstico y planificación de las medidas de mantenimiento.



**Fig.2.21** Prueba de la  $\tan\delta$  y los daños ocasionados por la humedad

## **2.5 Ensayos en generadores**

Aquí se mencionarán algunas pruebas que recomiendan las normas y para tener algunas referencias se han recogido resultados de varios fabricantes de generadores que gozan de muy buen prestigio internacional. Es así que creo conveniente dividir las pruebas en dos partes:

En la primera se harán pruebas solamente en los arrollamientos del estator (y / o rotor en forma independiente cuando sea rotor bobinado), para lo cual solo necesito tener la carcasa estator bobinado, se realiza en el proceso del bobinado y antes de ser barnizado.

En la segunda parte se realizarán las pruebas cuando se tenga la máquina completamente armada, generalmente estos ensayos se realizan en sala de pruebas, siendo el último control que reciben los motores y / generadores; por este motivo es que la hemos llamado pruebas finales.

### **2.5.1 Ensayos no Destructivos**

#### **Pruebas en proceso**

Para la realización de las pruebas es necesario contar con una fuente de corriente alterna trifásica, regulable y balanceada, así como se deberá utilizar el formato diseñado para registrar los parámetros medidos en estas pruebas.

Antes de realizar las pruebas de proceso se deberá constatar que se cumpla con los requerimientos de la O.T. tal como:

- Forma constructiva.
- Polaridad, tensión y frecuencias correctas.
- Número de terminales.
- Fabricación para stock o especial.

#### **A. Prueba de Carcaza – Estator**

Objetivo.- Verificar el óptimo nivel de aislamiento de las planchas del paquete magnético estatórico.

#### **B. Prueba de continuidad de grupo de bobinas**

Objetivo.- Permite verificar la continuidad de los grupos de bobinas y comprobar que la numeración correspondiente sea la correcta.

**C. Prueba de aislamiento**

Objetivo.- Permite comprobar que el bobinado tenga sus fases aisladas una de otras así mismo los arrollamientos y masa (Carcaza) estén aislados.

**D. Prueba de tensión aplicada**

Objetivo.- Permite detectar el aislamiento existente entre arrollamientos vs. masa (carcaza).

**E. Prueba de impedancia estatórica**

Objetivo.- Verificar la correcta conexión interna de los arrollamientos y constatar los niveles permisibles de la corriente magnetizante.

**F. Prueba de campo giratorio**

Objetivo.- Verificar la existencia de un campo giratorio alrededor de los 360° del diámetro interno de la carcaza – estator bobinado.

**G. Prueba de polaridad.**

Objetivo.- Constatar que las conexiones internas sean bien realizadas.

**H. Prueba de las corrientes de cada grupo**

Objetivo.- Constatar que cada uno de los grupos contenga el mismo número de espiras.

**Pruebas Finales**

Antes de realizar un protocolo de pruebas observar los datos de placa de la máquina, esta información nos permitirá seleccionar los instrumentos de medición así como la disponibilidad de la fuente de tensión variable. Se procede a contrastar la O.T. verificando todas las características de la placa de la máquina, número de terminales, grado de protección, forma constructiva y más accesorios que la máquina trae consigo.

**I. Medida de la resistencia de aislamiento**

Objetivo.- Medir el valor de la resistencia de aislamiento que existe entre los grupos de bobinas y entre éstas y masa, e indicar el estado de los aislantes.

**J. Prueba de rigidez dieléctrica**

Objetivo.- Medir la capacidad dieléctrica de los materiales aislantes.

**K. Medida de la resistencia óhmica por fase.**

Objetivo.- Evaluar la igualdad de las resistencias en los grupos y/o fases de la máquina.

**L. Prueba en vacío**

Objetivo.- Evaluar la corriente de magnetización de la máquina, y medir las pérdidas en el núcleo.

**M. Prueba a tensión reducida**

Objetivo.- Simular el arranque en estrella y constatar que la máquina alcance su velocidad nominal.

**N. Prueba de calentamiento**

Objetivo.- Medir la temperatura en los arrollamientos cuando la máquina trabaja a plena carga, utilizando el método de la resistencia.

**O. Prueba de sobrecarga y par máximo**

Objetivo.- Evaluar el par máximo. Someter el generador a una sobrecarga del 10% de la potencia nominal con la finalidad de cuantificar el par máximo.

**P. Análisis vibracional**

Objetivo.- Verificar que la distribución de las masas del cuerpo rotativo este simétricamente distribuido según norma IEC 34-14.

**Herramientas:**

Instrumentos para prueba de vacío

01 analizador de vibraciones

**Procedimiento:**

Colocar el electrodo del analizador de vibraciones en las partes más sensibles de la máquina y los valores registrados, según sus RPM, compararlos con los estándares respectivos.

**Q. Niveles de ruido**

Objetivo.- Verificar los niveles de potencia sonora, norma IEC 34 -9.

**Herramientas**

Instrumentos para prueba en vacío

Decibelímetro

**Procedimiento:**

Colocar el medidor de potencia sonora (decibelímetro) a una distancia prudente cerca a la máquina en funcionamiento y los valores registrados compararlos con los estándares mencionados en la norma.

Los generadores deberán pasar por algunas otras pruebas establecidas por las normas internacionales: IEC, NEMA, UL , etc....

Estas pruebas a realizar pueden ser

- Medición de la reactancia de fugas y de potier.
- Medición de reactancias y de constantes de tiempo.
- Medición de las características de cortocircuitos.
- Medida de  $X_1$ ,  $X_2$ ,  $X_0$ .
- Control de secuencia de fase.
- Pruebas de calentamiento.
- Prueba de estanqueidad.
- Prueba de presión
- Prueba de resistencia climática.
- Prueba de la calidad de la energía.

## 2.5.2 Ensayos Destructivos

### Pruebas de aislamiento con alto voltaje de CD

Las ventajas principales de las pruebas de aislamiento a tierra y entre fases con voltaje de CD son:

- a) Posibilidad de medición de las corrientes de fuga en el proceso de la prueba, para evaluar el estado de aislamiento.
- b) Una distribución más uniforme de los potenciales a lo largo de la superficie del aislamiento de las partes frontales (esto es importante para máquinas de gran capacidad y alto voltaje)

Como desventaja de este tipo de prueba se puede señalar la posible no uniformidad de la distribución del voltaje en las capas del aislamiento, lo que no se corresponde con el régimen de trabajo, que es a CA.

Las pruebas se llevan a cabo con la ayuda de una fuente de voltaje regulada de CD. En el circuito se mide la corriente de fuga. El orden de las pruebas se sube gradualmente en forma continua, para reducir la influencia de las corrientes de absorción. La dependencia de las corrientes de fuga del voltaje aplicado depende del carácter y del camino que siguen estas corrientes.

En las partes de las ranuras de las corrientes de fuga, en lo fundamental, circulan a través del volumen del aislamiento; en las partes frontales, una fracción substancial corresponde a las corrientes superficiales.

En la mayoría de los casos, la relación  $I = f(U)$  con voltajes relativamente bajos tienen un carácter casi lineal e incluso, el deterioro del devanado en distintos lugares distorsiona poco esta dependencia.

Sin embargo, con voltajes suficientemente altos como para provocar la ionización del aire en los defectos locales la conductividad comienza a crecer y las corrientes de fuga crecen no proporcionalmente. El incremento de las corrientes de fuga (disminución de la resistencia) con un amplio diapasón de voltaje evidencia el humedecimiento y la contaminación del devanado.

La medición de las corrientes de fuga con alto voltaje de CD, en general, da resultados similares a la medición de la resistencia cuando los defectos locales no están muy desarrollados. La posibilidad de describir defectos locales ligeros es muy baja, puesto que se mide una magnitud integral: la magnitud total de corriente de fuga en toda la estructura o la correspondiente resistencia total. La presencia de defectos locales, donde la

conductividad local crece en decenas incluso en cientos de veces, distorsionan poco las mediciones de estas magnitudes integrales. Solo en presencia del desarrollo de grandes defectos, es decir, cuando hay en evolución un cortocircuito, es posible descubrirlos. En el proceso de tal descubrimiento, debido al suministro continuo de energía por parte de la fuente, se producirá el desarrollo del defecto.

Los voltajes recomendados para probar los devanados de las máquinas eléctricas rotatorias, de acuerdo a las normas, se muestran en la tabla.

Las tareas fundamentales permite resolver este ciclo de pruebas son:

- a) Evaluación integral del estado del aislamiento, incluyendo el humedecimiento del mismo.,
- b) Comprobación de la rigidez eléctrica.
- c) Puesta en evidencia del desarrollo de defectos locales, pero que conducen a su incremento posterior.
- d) Método de evaluación sensible a la influencia de la temperatura y la humedad.

Un buen aislamiento tiene un valor de rigidez dieléctrica bien por encima del voltaje de operación del aparato y de los valores de los voltajes de pruebas de campo comunes.

La prueba de alto voltaje de CD no se realiza para “perforar” (ruptura) a un valor de prueba prescrito. El voltaje de prueba es menor que la rigidez dieléctrica nominal del aislamiento. Si el aislamiento falla durante la prueba, se hizo evidente que el aislamiento, y por lo tanto el equipo bajo prueba, no resulta confiable.

Tabla 2.2 Valores de voltaje de prueba

Máquina eléctrica y sus devanados	Valor del voltaje de prueba (kV)
Devanados del estator de las máquinas sincrónicas y asincrónicas	$2V_n + 1000$
Devanados de las máquinas de corriente directa (excepto para los casos señalados en las dos últimas casillas): a) Armaduras b) Devanados de excitación (serie y en derivación) de las máquinas autoexcitadas. c) Interpolos y devanados compensadores.	$2V_n + 1000$
Devanados de excitación de las máquinas de corriente directa con excitación independiente (excepto para los casos	$2V_n + 1000$

señalados en las dos últimas filas)	pero no menos de 1500
Devanados de excitación de los generadores motores y compensadores sincrónicos	
a) Destinados al arranque por medio de motores independientes acoplados o por arranque sincrónico con el devanado de excitación cerrado a través de: i) una resistencia menor a 10 veces la resistencia del devanado de excitación ii) la fuente de excitación	$10 V_n$ pero no menos de 1500 ni más de 3500
b) Destinados al arranque con el devanado de excitación: i) Cerrado a través de una resistencia igual o mayor a 10 veces la resistencia del devanado de excitación. ii) Abierto, seccionalizado o no	$1000 + \text{dos veces el voltaje máximo que se produzca}$ pero no menos de 1500
a) Excitatrices para generadores sincrónicos, si en el momento del arranque están a tierra o desconectadas del devanado de excitación. b) Devanados de las excitatrices con excitación independiente.	$2 V_n + 1000$ pero no menos de 1500

- En el caso de generadores grandes refrigerados con agua, la aplicación de tensiones continuas provoca una trayectoria a tierra de baja impedancia, situación que puede sobrecargar la fuente de tensión DC. Este inconveniente no se presenta al aplicar un ensayo de alto potencial con corriente alterna.

### Pruebas de impulso

Como hemos ya visto un impulso es una tensión o una corriente transitoria aperiódica aplicada intencionalmente que habitualmente crece rápidamente hasta alcanzar un valor de cresta, y después decrece más lentamente hasta cero.

Para casos especiales, los impulsos que se utilizan tienen el frente con crecimiento lineal, o transitorios de forma oscilatoria o aproximadamente rectangular.

El término "impulso" debe distinguirse del término "sobretensión", que como hemos ya visto, se refiere a fenómenos transitorios que se producen en los equipos eléctricos y en las redes en servicio.

Recordamos la distinción entre impulso atmosférico y de maniobra en cuanto a la duración del frente. Los impulsos con una duración de frente de hasta 20 m s se los considera como impulsos atmosféricos, y aquellos con una duración mayor impulsos de maniobra.

Generalmente, los impulsos de maniobra se caracterizan también por una duración total considerablemente mayor que los impulsos atmosféricos.

Estas definiciones son aplicables a impulsos sin oscilaciones ni rebasamientos o para la curva media trazada a través de las oscilaciones y rebasamientos.

#### **Definición de onda de impulso atmosférico**

Una onda de impulso plena es aquella que no se interrumpe por una descarga disruptiva.

En la figura se observa como se procede para determinar el tiempo  $T_1$  de duración del frente de la onda y el tiempo  $T_2$  (hemivalor) de duración de la cola.

Una onda de impulso atmosférico cortada es aquella que se interrumpe bruscamente por una descarga disruptiva provocando una brusca caída de tensión, prácticamente a cero.

El colapso se puede producir en el frente, en la cresta o bien en la cola.

La duración hasta el corte es un parámetro convencional definido como el lapso entre el origen convencional  $O_1$  y el instante de corte.

#### **Tensión de ensayo**

El impulso atmosférico normalizado es un impulso pleno con una duración de frente de 1,2 m s y una duración hasta el hemivalor de 50 m s, denominado impulso 1,2/50.

No es fácil lograr las duraciones del impulso por lo que se aceptan tolerancias entre los valores especificados y los valores realmente medidos:

- Valor de cresta  $\pm 3\%$
- Duración del frente  $\pm 30\%$
- Duración del hemivalor  $\pm 20\%$

Se debe distinguir estas diferencias de los errores de medición que son las diferencias entre los valores realmente medidos y los valores verdaderos.

El impulso atmosférico cortado normalizado es un impulso cortado mediante un explosor (gap) exterior, después de 2 a 5 m s. Otros tiempos de corte pueden ser especificados para algunos casos especiales.

En razón de las dificultades prácticas concernientes a las mediciones, la duración de la caída de tensión durante el corte no ha sido normalizada.

#### **Definición de onda de impulso de maniobra**

Las características de una onda de maniobra implica que algunos parámetros adicionales que se indican a continuación.

El tiempo de pico  $T_p$  es el lapso entre el origen real y el instante en que la tensión alcanza el valor de cresta.

El tiempo hasta el hemivalor  $T_2$  es el lapso entre el origen real y el instante en que la tensión alcanza la mitad de su valor de cresta.

El tiempo por encima de 90%  $T_d$  es el lapso durante el cual la tensión excede 90% de su valor de cresta.

El tiempo a cero  $T_0$  es el lapso entre el origen real y el instante en el cual la tensión pasa por cero por la primera vez.

#### Procedimientos de coordinación del aislamiento

La determinación de los valores de coordinación consiste en establecer los valores más bajos de tensiones soportadas por la aislación, que satisfaga los criterios de comportamiento del aislamiento, cuando estas aislaciones son sometidas a sobretensiones representativas de las condiciones de servicio.

Existen dos métodos de coordinación del aislamiento respecto a las sobretensiones transitorias: el determinístico y el estadístico.

#### **Método determinístico**

Este método se utiliza generalmente cuando no se dispone de información estadística proveniente de ensayos para determinar el índice de fallas del equipamiento en servicio.

Con este método, no se hace referencia al índice de falla eventual del equipamiento en servicio.

#### **Método estadístico**

Este método está basado en la frecuencia de ocurrencia de una causa dada, la distribución de probabilidad de sobre tensiones relativa a esta causa y la probabilidad de descarga de la aislación.

Igualmente se puede determinar el riesgo de falla combinando simultáneamente, para cada aplicación de tensión, las probabilidades de descarga y de sobre tensión teniendo en cuenta la naturaleza estadística de las sobre tensiones y de la descarga mediante procedimientos adecuados, por ejemplo utilizando los métodos de Monte-Carlo.

Se puede obtener el índice de indisponibilidad del sistema debido a fallas del aislamiento repitiendo los cálculos para diferentes tipos de aislamientos y diferentes configuraciones del sistema.

### **Particularidades de la tensión soportada a impulso de maniobra**

La probabilidad de descarga varía con la tensión con una distribución que, para los fines prácticos de diseño, se puede considerar Gaussiana. Para el diseño de la aislación de una línea o estación, se debe determinar el valor de  $s$  (desviación estándar) con la mejor exactitud posible. Sin pretender profundizar el tratamiento matemático de este fenómeno, consideraremos como ejemplo una línea de transmisión para la cual se estudia mediante el uso del ATP, las sobre tensiones que se presentan para un cierto número de energizaciones (por ejemplo 100), representándose la densidad de probabilidad de sobre tensiones  $f_0(U)$ .

Se debe además realizar con los aisladores que se utilizan para la línea, ensayos de laboratorio para determinar la probabilidad de descarga  $P_1(U)$ . Se denomina densidad de riesgo de falla al producto de ambas funciones y que se indica en la figura como  $dR/dU$ , finalmente el área  $A$  de esta característica se conoce como riesgo de falla. Este último debe ser lo más bajo posible, en particular si se tiene en cuenta que la línea puede estar formada por un número grande de aislaciones en paralelo, y que basta que una falle para que la línea salga de servicio. El criterio expuesto es aplicable a aislaciones del tipo regenerativo, cuando la aislación no puede regenerarse el aislante debe ser capaz de soportar la sobre tensión sin presentar ninguna descarga. Los equipamientos cuyos aislamientos no regenerativos son las partes principales del equipamiento (transformadores y reactores) son ensayados con un número reducido de impulsos: 1 pleno de amplitud reducida y 3 plenos, para cada polaridad, de amplitudes iguales a la tensión soportada, a fin de evitar daños al aislamiento por la aplicación de gran número de impulsos durante los ensayos. El equipo requerido para la detección de una falla que no es a tierra es el probador de comparación de impulso. Con el probador de impulso, se pueden probar todos los sistemas de aislamiento de un devanado: aislamiento a tierra, entre vueltas y de fase a fase. Las máquinas que pasan satisfactoriamente la prueba de alto voltaje o del megóhmetro, pueden ser probadas a impulso, ayudando a asegurar más cabalmente que no están comenzando, fundamentalmente entre vueltas, los primeros pasos de una falla de aislamiento. El probador también detecta cortocircuitos entre bobinas, circuitos abiertos, tierra, conexiones erróneas y número incorrecto de vueltas. Se aprovechan las ventajas de dos principios simples para realizar la prueba de impulso. Primero, el instrumento de prueba aplica, mediante descarga de capacitores, una serie de impulsos breves de voltajes a dos devanados que se comparan. Se observa en la pantalla del probador un patrón resultante de oscilación transitoria. Este patrón de oscilación transitoria o patrón de onda, es

característico del circuito resonante creado por la inductancia del devanado bajo prueba y el capacitor dentro del probador. Este patrón puede ser llamado “huella” del circuito. Esto es, cada devanado tendrá su propio patrón único, específico, cuando se prueba con el probador de impulso. El segundo principio que se aprovecha es que la mayor parte de los aparatos eléctricos tienen devanados hechos de varias bobinas o fases idénticas. Por ejemplo, el motor de asincrónico trifásico tiene un número idéntico de bobinas en cada fase. En un motor CD, entre las delgas del conmutador hay un número igual de bobinas. Si dos bobinas son probadas al mismo tiempo y tienen idéntica impedancia, los patrones de onda resultante deben ser idénticos. Las bobinas son eléctrica y magnéticamente iguales. Cualquier cambio en los devanados causará que dos bobinas bajo prueba que están siendo comparadas muestren que son disímiles. El probador de impulso entrega el voltaje de impulso a dos devanados al mismo tiempo. Los patrones de onda resultantes aparecen en la pantalla del probador. Si las dos bobinas que se están comparando son idénticas, sus patrones de onda respectivos se superpondrán. Esta señal única es estable indica que los devanados son idénticos. Si se conoce que uno de los devanados se encuentra en buen estado y el otro es el de prueba, se sabrá entonces que ese devanado bajo prueba estará también en buen estado. Si la bobina de prueba tiene una falla, tal como un cortocircuito o vueltas faltantes, la prueba de comparación de impulso mostrará dos señales. Aparecen dos señales porque las bobinas tienen diferentes inductancias. Por lo tanto tienen patrones de onda de diferente huella. La presentación comparativa permite una fácil detección de un devanado con falla. La prueba de impulso consiste en una serie de pulsos. El voltaje de los pulsos sube muy abruptamente (aproximadamente en un microsegundo). Según este pulso abrupto se propaga a través del devanado, produce un gradiente de voltaje a través de las vueltas dentro de las bobinas. Esto prueba el aislamiento entre vueltas. Cuando la diferencia de voltaje en algún punto entre las bobinas resulta mayor que el que puede soportar el aislamiento, ocurrirá una corriente de fuga o un arco de baja energía. El devanado débil o en cortocircuito no se corresponderá con un devanado en buen estado cuando sean comparados en el probador. Además el devanado en corto circuito dará casi siempre un patrón de onda inestable o parpadeante. El arco dentro del devanado provoca rápidos cambios en su impedancia, causando ese parpadeo. El patrón inestable, parpadeante en la pantalla, incrementa las posibilidades de detección de un devanado débil y con falla. Las pruebas de comparación de impulso son más fácilmente aplicadas y comprendidas analizando el caso del estator de un generador trifásico síncrono. Debido a

que las tres fases del generador en buen estado están devanadas idénticamente, al comparar todas las fases se producirá el mismo patrón único. En caso de que una de las fases tenga una falla, esta fase, cuando se compara con las otras dos, mostrará los patrones de onda indicativos de una falla. Probar dos fases una contra la otra al mismo tiempo permite identificar cuál contiene falla.

## **2.6 Objetivo de las pruebas**

El objeto de las pruebas es:

- Comprobar el aislamiento del estator y rotor.
- Medir la resistencia óhmica de los devanados del estator y rotor.
- Comprobar los dispositivos de instrumentación.
- Arrancar los sistemas auxiliares: sistemas de lubricación, sistema de aceite de alta presión, sistema de frenado, sistema de levantamiento del rotor.
- Llenar los dispositivos de refrigeración.

## **2.7 Equipo de prueba**

- Megaohmímetro 500 - 1000 - 2500 V c.c.
- Microohmetro
- zona de prueba señalizada según normas de seguridad
- Bastidor del generador conectado a tierra

## **2.8 Estado inicial necesario**

- Generador parado
- Montaje terminado
- Cableado de monitorización y medición completado
- Seccionadores mecánicos y eléctricos bloqueados en posición cerrada
- Circuito de refrigeración de auxiliares disponible
- Grabadores disponibles en sala de control

### **2.8.1 Estado inicial necesario para pruebas del generador**

- Generador no conectado a barras de distribución y neutro abierto
- Fases (lado barras de distribución) conectadas a tierra
- Zona de prueba señalizada según normas de seguridad

- Bastidor del generador conectado a tierra

### **2.8.2 Estado inicial necesario para pruebas del rotor**

- Eje del rotor conectado a tierra

### **2.9 Condiciones previas**

- Generador parado o en equipo de rodamientos.
- Fuente de alimentación disponible para grabadores.
- Ordenador en funcionamiento

### **2.10 Precauciones especiales**

- Las precauciones de seguridad

### **2.11 Descripción de la prueba**

#### **2.11.1 Prueba de aislamiento**

Bobinado del estator

- El aislamiento se medirá con un Megaohmímetro sobre todo el bobinado (3 fases en paralelo), bajo 2500 V;
- R1: Mohm (resistencia del aislamiento después de 1 minuto)
- R10: Mohm (resistencia del aislamiento después de 10 minutos)
- Índice de polarización  $I_x = R_{10}/R_1$
- Temperatura del aire: 25°C

Si  $I_x$  es inferior a 1.5 el bobinado debe secarse.

Rotor

- El aislamiento se prueba con los bobinados del rotor del generador
- El aislamiento se medirá con un Megaohmímetro bajo 500 V
- R1: Mohm (resistencia del aislamiento después de 1 minuto)

#### **2.11.2 Medidas de resistencia óhmica de los devanados del estator y del rotor**

a. Estator

- Medir las temperaturas en el devanado antes y después de medir la resistencia óhmica de los devanados
- Medir la resistencia de cada fase.

Nota: La resistencia teórica de una fase del estator a la temperatura de 75 °C es 7509 miliohm

#### b. Rotor

- Sacar todas las escobillas de excitación
- Medir la temperatura en el devanado antes y después de medir la resistencia óhmica de los devanados

#### c. Comprobación de los sensores RTD, termostatos, detector de nivel de aceite de los cojinetes

- Conexión de cables
- Continuidad de cables
- Aislamiento

Comprobación de:

- Valor de resistencia para RTD
- Indicación de grabadores y ordenador.
- Consigna de alarma y umbral de disparo.

### 2.11.3 Comprobación general de la unidad

#### a. Llenado de agua de los dispositivos de refrigeración del generador

Procede a llenar cada dispositivo de refrigeración como sigue:

- Abrir la válvula de ventilación
- Cerrar la válvula de purga
- Abrir lentamente la válvula de entrada
- Una vez lleno el depósito, abrir la válvula de salida.
- Cerrar la válvula de ventilación.
- Comprobar que no haya fugas.
- Comprobar la ausencia de fugas dentro de la máquina abriendo las válvulas de control de fugas; no deberá salir nada de agua

- Comprobar las conexiones entre el caudalómetro para agua y la caja de bornes.
- Comprobar la consigna de alarma.

b. Puesta a tierra del generador

Comprobar las conexiones a tierra de:

- Bastidor del generador
- Escobilla de tierra del eje

c. Medida corriente del rotor

- Comprobar las conexiones entre las escobillas y la caja de bornes.
- Comprobar las conexiones entre el transformador de je y la caja de bornes.

d. Puesta en marcha de las resistencias de calefacción

Comprobar:

- Las conexiones de las resistencias
- El aislamiento de las resistencias
- La tensión de alimentación
- Las secuencias de funcionamiento
- Colocar las protecciones de alimentación
- Activar las resistencias y medir las corrientes absorbidas

e. Sistema de lubricación de cojinete combinado de guía y de empuje superior

Comprobar

- El aislamiento de los motores
- La tensión de alimentación y las protecciones
- El sentido de giro
- La ausencia de fuga de aceite del circuito
- Ajustar y comprobar la consigna de alarma (presión baja aceite a la salida de las bombas)
- Arrancar el sistema de lubricación y comprobar el buen funcionamiento

Medir:

- Los parámetros de funcionamiento: Flujo de aceite, presión de aceite (salida de la bomba, salida de enfriadores), temperatura de aceite, flujo de agua de enfriamiento, presión de agua, temperatura de agua
- Nivel de aceite del tanque del cojinete

f. Sistema de lubricación de cojinete de guía inferior

Comprobar:

- El aislamiento de los motores
- La tensión de alimentación y las protecciones
- El sentido de giro
- La ausencia de fuga de aceite del círculo
- Ajusta y comprobar la consigna de alarma (presión baja de aceite a la salida de las bombas)
- Arrancar el sistema de lubricación y comprobar el buen funcionamiento

Medir:

- - Los parámetros de funcionamiento: Flujo de aceite, presión de aceite (salida de la bomba, salida de enfriadores), temperatura de aceite, flujo de agua de enfriamiento, presión de agua, temperatura de agua.
- Nivel de aceite del tanque del cojinete

g. Sistema de aceite de alta presión

Comprobar:

- El aislamiento de los motores
- La tensión de alimentación y las protecciones
- EL sentido de giro.
- La ausencia de fuga de aceite del circuito
- Ajustar y comprobar las consignas de alarma (baja presión de aceite de inyección), (alta presión de aceite de inyección)
- Arrancar el sistema de aceite de alta presión y comprobar el buen funcionamiento.

Medir:

- Los parámetros de funcionamiento: presión de aceite, levantamiento del rotor

#### h. Bomba de levantamiento

Comprobar:

- El aislamiento del motor
- La tensión de alimentación
- El sentido de giro
- La ausencia de fuga de aceite del circuito
- Ajustar y comprobar la consigna de alarma (alto posición del rotor)

Medir:

- La presión de elevación (máxima y estabilizada)
- La elevación del eje

#### i. Aspiración de polvo de frenado

Comprobar:

- El aislamiento de los motores
- La tensión de alimentación
- El sentido de giro
- El funcionamiento en carga

#### j. Aspiración de vapor de aceite

Comprobar:

- El aislamiento de los motores
- La tensión de alimentación
- El sentido de giro
- El funcionamiento en carga

#### k. Protección grupo de incendio

Comprobar:

- La conexión de los detectores de incendios térmico
- La estanqueidad de tubería de CO<sub>2</sub>
- Simular una elevación de temperatura y comprobar el funcionamiento correcto de la protección

## I. Frenado

Comprobar:

- La estanqueidad de la tubería
- La conexión de los cables
- El reglaje de los preostaos y las secuencias de funcionamiento.

## II. Control aislamiento cojinete superior

- Comprobar las conexiones entre el cojinete y el relay de protección
- Simular un defecto de aislamiento y comprobar el funcionamiento correcto de la protección

## m. Control del equipo de vibraciones

- Comprobar las conexiones entre los sensores de vibración (proximidad y acelerómetro) y el equipo de medida
- Comprobar el funcionamiento del equipo
- Ajustar el entrehierro de los sensores de proximidad
- Ajustar las consignas de alarma y disparo (vibraciones del eje, vibraciones del cojinete)

### **2.11.4 Acciones a emprender al finalizar las pruebas**

- - Retirar las conexiones a tierra de las pruebas.
- - Retirar las protecciones de seguridad de la zona de prueba.

## 2.12 Resultados de las pruebas

### 2.12.1 Medición del aislamiento de los bobinados

Tabla 2.3 Estator prueba de índice de polarización

Tensión de prueba	2500 V
Aislamiento después de un minuto	2.60 GΩ
Aislamiento después de diez minutos	9.30 GΩ
Índice de polarización	3.57

Tabla 2.4 Rotor medición de aislamiento

Tensión de prueba	1000 V
Aislamiento después de un minuto	5.85 GΩ

Tabla 2.5 Comprobación de sondas de temperatura barras de ranura

MARCA	CONTINUIDAD CONEXION	ASLAMIEN- TO	UMBRAL DE ALARMA REC. AJUS	UMBRAL DE DISPARO REC. AJUS	INDICACION DE ORDENA- DOR O GRABADOR
GAL 001 MR	OK	∞	120°C		120°C 40.8 41
GAL 002 MR	OK	∞	120°C	120	120°C 125 38.6 38
GAL 003 MR	OK	∞	120°C	120	125°C 125 38.4 38
GAL 004 MR	OK	∞	120°C	120	125°C 125 37.6 37

Tabla 2.6 Comprobación de sondas de temperatura

TEMPERATURA DEL AIRE							
MARCA	CONTINUIDAD Y CONEXION	ASLAMIENTO	UMBRAL DE ALARMA REC	AJUS	UMBRAL DE DISPARO REC	AJUS	INDICACION DE ORDENADOR O GRABADOR
TEMPERATURA AIRE CALIENTE - GENERADOR							
GAL 013 MR	OK	0	76°C	76	81°C	80	37.1 37
GAL 014 MR	OK	0	76°C	76	81°C	81	39.2 40
GAL 015 MR	OK	0	76°C	76	81°C	81	37.0 37
GAL 016 MR	OK	0	76°C	77	81°C	82	39.6 39
TEMPERATURA AIRE FRIO - GENERADOR							
GAL 017 MR	OK	0	45°C	45	50°C	50	33.2 34
GAL 018 MR	OK	0	45°C	45	50°C	50	34.0 34
GAL 019 MR	OK	0	45°C	45	50°C	50	34.2 34
GAL 020 MR	OK	0	45°C	45	50°C	50	34.6 34

Tabla 2.7 Posición de interruptores de protección

COMPROBACION	ALARMA	ALARMA	DISPARO	DISPARO
	VALOR RECOM	VALOR AJUSTADO	VALOR RECOM	VALOR AJUSTADO
PRESION DE CALIENTE AGUA DE ENFRIAMIENTO - ESTATOR				
GST 001 LP		1 bar		
PRESION DE FRIO AGUA DE ENFRIAMIENTO - ESTATOR				
GST 002 LP		0.5 bar		
CAUDAL DEL AGUA DE ENFRIAMIENTO - ESTATOR				
GST 001 LD	110 m <sup>3</sup> /h (2/3 flujo nominal)	110 m <sup>3</sup> /h		
NIVEL DE ACEITE DEL COJINETE DE GUIA Y DE EMPUJE SUPERIOR				
GPP 001 LN (ALTO NIVEL)	+20mm/nivel parada	+ 20 mm		
GPP 002 LN (BAJO NIVEL)	-20mm/nivel parada	- 60 mm		
NIVEL DE ACEITE DEL COJINETE DE GUIA INFERIOR				
GPF 001 LN (ALTO NIVEL)	+20mm/nivel parada	+ 130 mm		
GPF 002 LN (BAJO NIVEL)	-20mm/nivel parada	- 100 mm		

### 2.12.2 Constante de Inercia

$$H = \frac{\text{Energía de la Masa Rotativa}}{\text{Potencia Aparente Nominal}} = \frac{J\omega^2}{2VA} \left[ \frac{\text{kg.m}^2.\text{s}^{-2}}{\text{N.m.s}^{-1}} = \text{s} \right] \quad (2.13)$$

Según contrato  $GD^2 = 500 \text{ tm}^2$

$$J = \frac{GD^2}{4} = 125000 \text{ kgm}^2$$

$$\omega = \frac{2\pi n}{60} = \frac{2\pi 514.3}{60} = 17.14\pi \text{ rad/s}$$

$$H = \frac{125000 \times 293.89\pi^2}{2 \times 63.5 \times 10^6} = 2.854 \text{ s}$$

### 2.12.3 Tiempo de aceleración $\tau_j$ (CEI 34.4/21)

$$P = M\omega = 53975 \times 10^3 \text{ W}$$

$$M = \frac{53975 \times 10^3}{17.14\pi} = 1002201.2 \text{ N.m}$$

Torque que necesita el chorro del inyector para vencer la inercia de la máquina.

$$\tau_j = \frac{J\omega}{M} = \frac{125000 \times 17.143\pi}{1002201.2} = 6.7172 \text{ s}$$

Tiempo que necesita la máquina para alcanzar su velocidad normal con aceleración constante.

### 2.12.4 Impedancia de base $Z_n$ (CEI 34.3/34)

$$Z_n = \frac{V_n^2}{S_n} = \frac{13800^2}{63.5 \times 10^6} = 2.998 \Omega$$

$$V_n = 13800 \text{ V}$$

$$S_n = 63.5 \times 10^6 \text{ VA}$$

### 2.12.5 Prueba de Cortocircuito y de Vacío

Tabla 2.8 Prueba de Vacío

Vacio	VNOM=13.8 kW	(V/VNOM)	IEXo = 588 A
Io(EXC)	U(SAT)		(IEX/IEXo)
55	1.44	0.1043	0.093
106	2.74	0.1985	0.1802
164	4.27	0.3094	0.2789
214	5.52	0.4	0.3639
271	6.84	0.4956	0.4609
330	8.23	0.5963	0.5612
394	9.65	0.6992	0.67
460	11	0.7971	0.7823
538	12.38	0.8971	0.9149
636	13.77	0.9978	1.0816
638	13.8	1	1.085

Tabla 2.9 Prueba de Cortocircuito

Corto	INOM=2657 A		IEXcc= 648 A
Icc(EXC)	I(SAT)	(I/INOM)	(IEX/IEXo)
60.4	268	0.1	0.093
124	527	0.198	0.1913
190	790	0.297	0.2932
260	1075	0.4046	0.4012
329	1346	0.5065	0.5077
390	1614	0.6074	0.6018
455	1833	0.6898	0.7021
520	2155	0.811	0.8024
580	2410	0.9071	0.895
640	2653	0.9985	0.9876
641	2657	1	0.989

$$I_{NOM} = 2657 A$$

$$V_{NOM} = 13.8 kV$$

$$I_{EXC} = 1151 A$$

$$I_{EXC0} = 588 A$$

$$I_{EXCCC} = 648 A$$

Procedemos a calcular los distintos parámetros del generador:

$$K_{CC} = \frac{I_{EXC(INOM)}}{I_{EXC(INOM)}} = \frac{640}{647} = 0.99$$

Para una  $I_{EXC} = 590 A$

$$Xd_{SAT} = \frac{13150}{\sqrt{3 \times 2445}} = 3.105 \Omega$$

$$Xd_{NOSAT} = \frac{15000}{\sqrt{3 \times 2445}} = 3.542 \Omega$$

$$X_B = \frac{13800}{\sqrt{3 \times 2657}} = 2.9986 \Omega$$

$$Xd_{SAT} = 1.0355 pu$$

$$Xd_{NOSAT} = 1.1812 pu$$

# Prueba de Cortocircuito y Vacío

VSAT (kV)

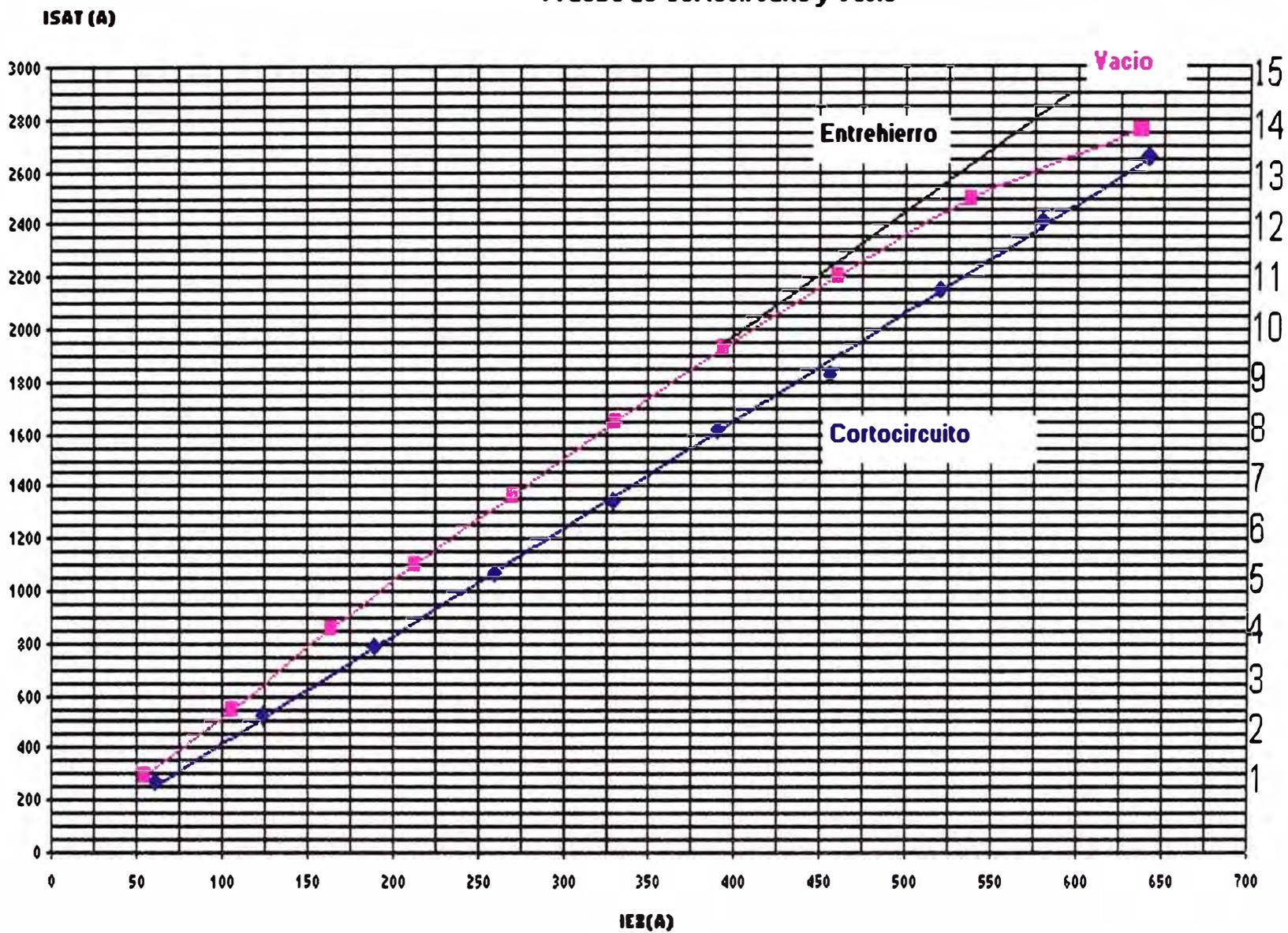
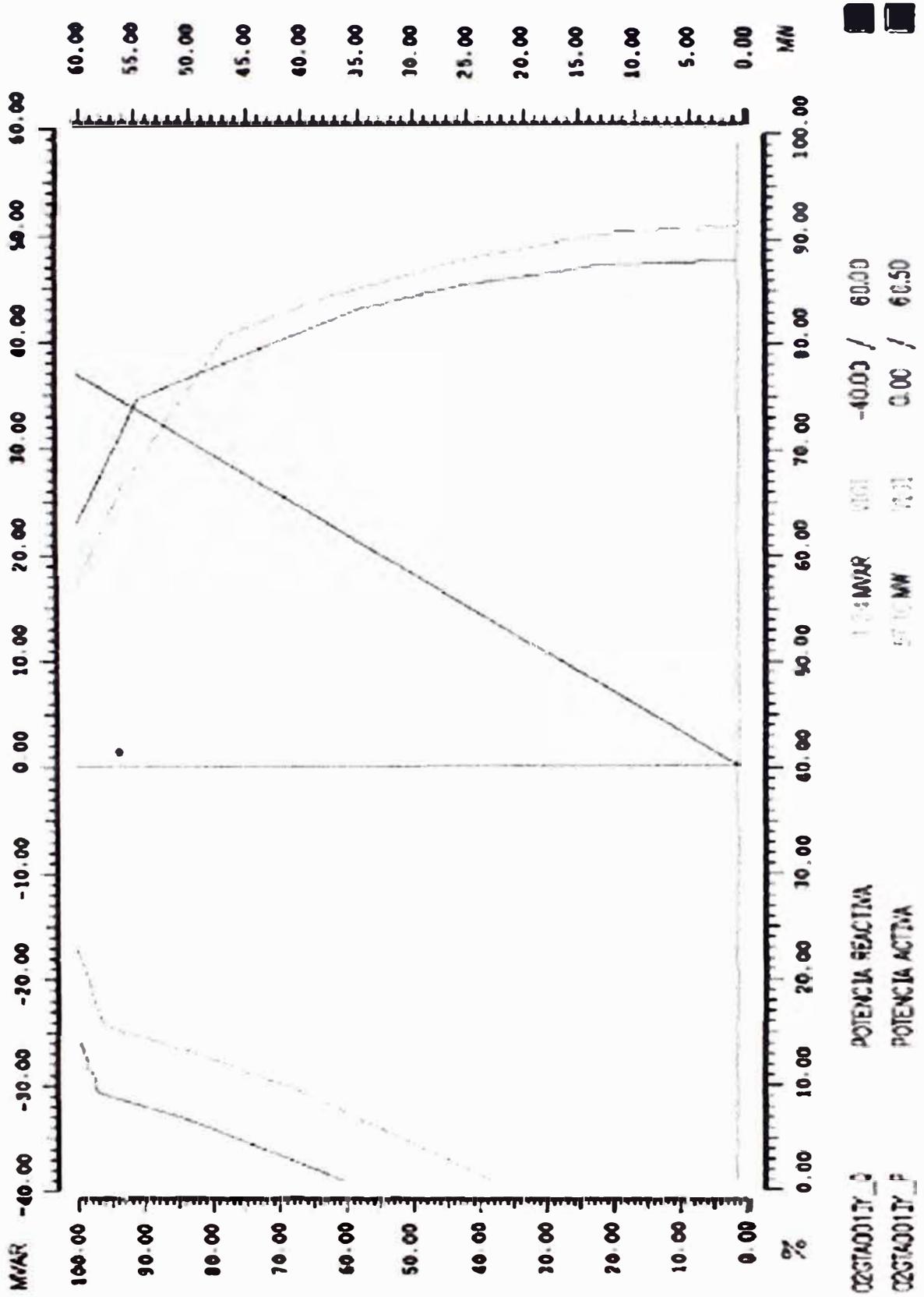


Fig.2.22 Gráficas de pruebas de Cortocircuito y Vacío

Fig.2.23 Diagrama P-Q del Generador de San Gabán 63.5 MVA/13.8 kV



## **CAPÍTULO III**

### **INGENIERÍA DE MANTENIMIENTO**

#### **3.1 Departamento de Mantenimiento**

El departamento de mantenimiento está relacionada muy estrechamente en la prevención de accidentes, ya que tiene la responsabilidad de mantener en buenas condiciones, las maquinaria y herramientas del ambiente de trabajo. Gestiona tiempos y disminuye los indicadores de indisponibilidad que puede presentar la Central.

##### Objetivos

- Identificar los puntos críticos en el proceso productivo
- Evitar, reducir, y en su caso, reparar, las fallas sobre los bienes materiales.
- Evitar detenciones inútiles o paro de máquinas.
- Evitar accidentes.
- Evitar incidentes y aumentar la seguridad para las personas.
- Balancear el costo de mantenimiento con los beneficios obtenidos.
- Alcanzar o prolongar la vida útil de los bienes.

##### **a) Mantenimiento Correctivo**

Comprende el que se lleva a cabo con el fin de corregir (reparar) una falla en el equipo. Se clasifica en:

##### **NO PLANIFICADO:**

El correctivo de emergencia deberá actuar lo más rápidamente posible con el objetivo de evitar costos y daños materiales y/o humanos mayores.

Debe efectuarse con urgencia ya sea por una avería imprevista a reparar lo más pronto posible o por una condición imperativa que hay que satisfacer (problemas de seguridad, de contaminación, de aplicación de normas legales, etc.)

Este sistema resulta aplicable en sistemas complejos, normalmente componentes electrónicos o en los que es imposible predecir las fallas y en los procesos que admiten ser interrumpidos en cualquier momento y durante cualquier tiempo, sin afectar la seguridad. También para equipos que ya cuentan con cierta antigüedad. Tiene como inconvenientes, que la falla puede sobrevenir en cualquier momento, muchas veces, el menos oportuno, debido justamente a que en esos momentos se somete al bien a una mayor exigencia. Otro inconveniente de este sistema, es que debería disponerse inmovilizado un capital importante invertido en piezas de repuesto visto que la adquisición de muchos elementos que pueden fallar, suele requerir una gestión de compra y entrega no compatible en tiempo con la necesidad de contar con el bien en operación (por ejemplo: caso de equipos discontinuados de fabricación, partes importadas, desaparición del fabricante). Por último, con referencia al personal que ejecuta el servicio, no nos quedan dudas que debe ser altamente calificado y sobredimensionado en cantidad, pues las fallas deben ser corregidas de inmediato. Generalmente se agrupa al personal en forma de cuadrillas.

#### **PLANIFICADO:**

Se sabe con anticipación qué es lo que debe hacerse, de modo que cuando se pare el equipo para efectuar la reparación, se disponga del personal, repuestos y documentos técnicos necesarios para realizarla correctamente. Al igual que el anterior, corrige la falla y actúa ante un hecho cierto. La diferencia con el de emergencia, es que no existe el grado de apremio del anterior, sino que los trabajos pueden ser programados para ser realizados en un futuro normalmente próximo, sin interferir con las tareas de producción. En general, programamos la detención del equipo, pero antes de hacerlo, vamos acumulando tareas a realizar sobre el mismo y programamos su ejecución en dicha oportunidad, aprovechando para ejecutar toda tarea que no podríamos hacer con el equipo en funcionamiento. Lógicamente, aprovecharemos para las paradas, horas en contra turno, periodos de baja demanda, fines de semana, periodos de vacaciones, etc.

#### **b) Mantenimiento Preventivo**

Cubre todo el mantenimiento programado que se realiza con el fin de:

Prevenir la ocurrencia de fallas. Se conoce como Mantenimiento Preventivo Directo o Periódico por cuanto sus actividades están controladas por el tiempo. Se basa en la

Confiabilidad de los Equipos (MTTF) sin considerar las peculiaridades de una instalación dada. Ejemplos: limpieza, lubricación, recambios programados.

Este tipo de mantenimiento trata de anticiparse a la aparición de las fallas.

Evidentemente, ningún sistema puede anticiparse a las fallas que no nos avisan por algún medio. Por ejemplo, una lámpara eléctrica debía durar 4000 horas de encendido y se quemó cuando sólo se la había empleado 200 horas. Ningún indicio o evidencia simple, nos informó sobre la proximidad de la falla. Las fuentes internas están constituidas por los registros o historiales de reparaciones existentes en la empresa, los cuales nos informan sobre todas las tareas de mantenimiento que el bien ha sufrido durante su permanencia en nuestro poder. Se debe tener en cuenta que los bienes existentes tanto pudieron ser adquiridos como nuevos (sin uso) o como usados. Forman parte de las mismas fuentes, los archivos de los equipos e instalaciones con sus listados de partes, especificaciones, planos generales, de detalle, de despiece, los archivos de inventarios de piezas y partes de repuesto y, por último, los archivos del personal disponible en mantenimiento con el detalle de su calificación, habilidades, horarios de trabajo, sueldos, etc.

### **c) Mantenimiento Predictivo**

Es el servicio de seguimiento del desgaste de una o más piezas o componente de equipos prioritarios a través de análisis de síntomas o estimación, realizado por evaluación estadística, tratando de extrapolar el comportamiento de esas piezas o componentes y determinar el punto exacto de cambio.

El mantenimiento Predictivo basado en la confiabilidad o la forma sistemática tiene como finalidad preservar el rendimiento requerido basándose en las características físicas, la forma como se utiliza, especialmente de como puede fallar y evaluando sus consecuencias para así aplicar las tareas adecuadas de mantenimiento ( preventivas o correctivas).

Detecta las fallas antes de que se desarrollen en una rotura u otras interferencias en producción. Está basado en inspecciones, medidas y control del nivel de condición de los equipos. También conocido como Mantenimiento Predictivo, Preventivo Indirecto o Mantenimiento por Condición – CBM. (Condition Based Maintenance)

A diferencia del Mantenimiento Preventivo Directo, que asume que los equipos e instalaciones siguen cierta clase de comportamiento estadístico; el Mantenimiento Predictivo verifica muy de cerca la operación de cada máquina operando en su entorno real.

En realidad, ambos Mantenimientos no están en competencia, por el contrario, el Mantenimiento Predictivo permite decidir cuándo hacer el Preventivo.

En algunos casos, arrojan indicios evidentes de una futura falla, indicios que pueden advertirse simplemente. En otros casos, es posible advertir *la tendencia a entrar en falla* de un bien, mediante el *monitoreo de condición*, es decir, mediante la elección, medición y seguimiento de algunos parámetros relevantes que representan el buen funcionamiento del bien en análisis.

Aclaremos que muchas veces, las fallas no están vinculadas con la edad del bien. En otras palabras, con este método, tratamos de acompañar o seguir, la evolución de las futuras fallas. Los aparatos e instrumentos que se utilizan son de naturaleza variada y pueden encontrarse incorporados en los equipos de control de procesos (automáticos), a través de equipos de captura de datos o mediante la operación manual de instrumental específico.

Actualmente existen aparatos de medición sumamente precisos, que permiten analizar ruidos y vibraciones, aceites aislantes o espesores de chapa, mediante las aplicaciones de la electrónica en equipos de ultrasonidos, cromatografía líquida y gaseosa, y otros métodos.

El mantenimiento predictivo es entonces una técnica para pronosticar el punto futuro de falla de un componente de una maquina, de tal forma que dicho componente pueda reemplazarse, con base en un plan, justo antes de que falle. Así, el tiempo muerto del equipo se minimiza y el tiempo de vida del componente se maximiza.

Al utilizar esta técnica supone la medición de diversos parámetros que muestren una relación predecible con el ciclo de vida del componente.

Algunos ejemplos de dichos parámetros son los siguientes:

- Vibración de cojinetes
- Temperatura de las conexiones eléctricas
- Resistencia del aislamiento de la bobina de un generador

El uso del mantenimiento predictivo consiste en establecer, en primer lugar, una perspectiva histórica de la relación entre la variable seleccionada y la vida del componente. Esto se logra mediante la toma de en intervalos periódicos hasta que el componente falle. Los fabricantes de instrumentos y software para el mantenimiento predictivo pueden recomendar rangos y valores para reemplazar los componentes de la mayoría de los equipos, esto hace que el análisis histórico sea innecesario en la mayoría de las

aplicaciones. Una vez determinada la factibilidad y conveniencia de realizar un mantenimiento predictivo a una máquina o unidad, el paso siguiente es determinar la o las variables físicas a controlar que sean indicativas de la condición de la máquina.

## **3.2 Trabajos para el Mantenimiento mayor del Generador de San Gabán II**

### **3.2.1 Mantenimiento del Estator**

1.1.- Inspección visual de las uniones del Estator con las placas de inferior y la cruceta superior

- Verificación de estado de anclajes y su nivel de corrosión (oxidación)

1.2.- Inspección del apriete de los tirantes del circuito magnético

1.2.1.- Control del apriete axial de las juntas

1.2.2.- Verificación del esfuerzo del tirante (200,000 + 10,000 N )

1.2.3.- Esfuerzo de apriete magnético / valor de la presión de aceite aplicado sobre los pistones de los gatos.

1.2.4.- Control de resonancia de impacto / verificación del buen estado de los tirantes de sujeción.

1.2.5.- El control de ajuste de tirantes se hace con un 10% del total

- -Sacar los seguros de las tuercas
- -Marcar la posición angular de la tuerca
- -Colocar un gato hidráulico con manómetro clase 1 en el extremo roscado del tirante
- -Aumentar lentamente la presión y anotar el valor de presión en que se suelta la tuerca
- seguir subiendo a un 10% más y luego soltar lentamente la presión/ verificar la presión en que se bloquea la tuerca en su presión inicial que fue marcada
- -Calcular el valor medio de presiones en que se suelta y aprieta la tuerca, y determinar el esfuerzo residual / en el tirante que corresponda a ese valor numérico / si este esfuerzo es inferior al 60% del valor inicial sobre uno de los tirantes controlados debe hacerse un reapriete de todo los tirantes del circuito magnético
- -Después del apriete en cruz se debe revisar el primero para verificar su estado de apriete y si hay fallas se tendrá que corregir en todo el grupo de tirantes

### 1.2.6.- Resultados del control visual en todo los tirantes

### 1.3.- Inspección visual del devanado del Estator y sus conexiones

- Verificación del estado del barnizado
- Verificar si existen áreas con estado corona (presencia de ares blanquecinas)
- Análisis del control de descargas parciales
- Descargas electromagnéticas debido a la circulación en el revestimiento
- Análisis del estado físico del devanado y su acuñamiento

### 1.4.- Control del acuñamiento de la ranura

- En las ranuras verificar el estado de las cuñas de cerradura de las ranuras

#### 1.4.1.- Circuito magnético

- Examinar las cuñas de las ranuras , los separadores , bandas de llenado
- Verificar posibles desplazamientos o caída de elementos
- Intentar verificar si es posible introducir un calibrador delgado entre el fondo de la ranura y las bobinas
- Inspección visual en los extremos de la bobina (cabezal)
- Se debe verificar que las bobinas en el fondo de ranuras se apoyen sobre los anillos
- Y que las bobinas de entre hierro lo hagan sobre las cuerdas o bloques de filtros colocados entre las bobinas
- Verificar el estado de los zunchados/ no deben estar rotos, pero tampoco flojos
- En la salida del circuito magnético debe verificarse, La posición exacta del devanado / debido a las dilataciones y contracciones térmicos por carga del generadores normal que el devanado baje algunos milímetros, la gravedad y la fricción impiden que las barras vuelvan a su posición inicial.

### 1.5.- Control de la resistencia de aislación del devanado estatórico

- Resistencia de aislamiento Estator      tensión 2500 Vcc
 

R11	- 1 Minuto
R110	- 10 Minutos
- Índice de polarización
- Si existe suciedad en el devanado

El valor de  $I_x$  esta comprendido entre 1 y 10 máximo y es como se indica:

Muy Húmedo  $1.0 \leq I_x \leq 1.5$

Húmedo poco seco  $1.5 < I_x < 2.5$

Seco buen estado  $2.5 < I_x \leq 4.0$

Muy seco perfecto  $4.0 < I_x$

Y si es mayor que 10 ( $I_x > 10$ ) significa que hay un fallo en la medición

VALOR DE RESISTENCIA DEL DEVANADO COMPLETO =  $60 \text{ M}\Omega$  a  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  y 70% de humedad

Pruebas de ensayo de alta tensión

La medida de corriente de fuga permite estudiar las curvas de corriente en función de la tensión / si detecta fallas sobre la aislación de las partes frontales / rupturas de los envolventes y fugas en las conexiones y que pueden ser puestos en evidencia

Conclusiones en el Estator debe tenerse en cuenta, la limpieza:

- Por inspección visual
- Por baja resistencia de aislamiento
- Por sobre calentamiento

SEGURIDAD; Para todo los trabajos se debe poner las bobinas a tierra

COMENTARIOS ADICIONALES

- 1.- Medición de resistencia del Estator por fase calculado a  $75 \text{ }^\circ\text{C}$
- 2.- Ensambladura de la carcasa = presión del apriete de pernos
- 3.- Cantidad de ranuras = 189 forma trapezoidal verificar los muelles ondulados
- 4.- Aislamiento del Estator: Ligar los 3  $\emptyset$  desligar la tierra del neutro y los transformadores de medida/ al terminar descargar a Tierra.

1.6 Inspección visual de las guías de ventilación superior e inferior y todas sus fijaciones.

- Se debe inspeccionar los ductos de ventilación

1.7.- Inspección general de todos los elementos de apriete y bloqueo y asegurarse que estén convenientemente apretados y bloqueados

**Otras verificaciones.-**

- Las vibraciones del generador producen polvo
- Análisis del polvo en laboratorio; con el fin de identificar elementos procedentes del barniz, mica o diversos componentes del devanado y el acuñamiento
- Estar atento a las decoloraciones de las barras producidos por emanaciones externas
- también por la presencia de aceite y que pueda dar lugar a un desplazamiento de cuñas
- Verificar las temperaturas de las sondas y su estado de funcionamiento
- Sondas en el campo / son del platino y dan 100 Ohms a 0 grados C / temperatura

**En los arrollamientos**

Avería a masa se hace esta prueba con un transformador de pruebas / con corriente en corto circuito que tengan en un máximo de 10 amperios / que permita variar las tensiones y permita ver un arco por fuga a masa.

Verificar los caudales de agua de enfriamiento para la ventilación

Verificar su sistema de calefacción y funcionamiento, tiene 06 resistencias de 750 w c/u con 220 VAC / funcionan cuando el generador se encuentra parado.

**3.2.2 Mantenimiento del Rotor**

1.1 inspección visual de la cruceta del rotor y de la llanta de los pernos de la llanta 1.6 mm < x < 2.5 mm

- Masa de la cruceta superior 10 Toneladas
- Verificación del enclavijamiento de la cruceta superior sobre la carcasa
- Verificación del estado de limpieza de la llanta del rotor.

1.2.- Inspección visual de la llanta y de su enclavamiento ( y elementos de bloqueo de los polos)

- Se debe verificar la conexión del bobinado de campo de los anillos colectores y esto debe estar fijado firmemente sobre el lado superior de la llanta y de la cruceta del rotor para llegar al colector pasando por el agujero del eje.
- Verificar el enfriamiento exterior de las bobinas

- Verificar el aislamiento de las bobinas con respecto a los núcleos polares, se asegura con envoltura de vidrio impregnado en resina epóxica recubre completamente los núcleos ,así como las armaduras aislantes apropiadas del lado.

### 1.3.- Inspección visual de los polos , bobinas rotórica, ,segmentos amortiguadores y conexiones flexibles

- Inspección del arrollamiento rotórico 14 bobinas (aislados entre ellos) aislante Nomex epóxica
- Verificar el enfriamiento ( coloración del barniz ) optimización del enfriamiento se usa cobre triangular

### 1.4.- Inspección visual de las conexiones de excitación entre polos y anillo colector

- Verificar la calidad de los conductores que se conectan con el anillo colector
- Verificar el ajuste de los pernos y anclaje del los conductores
- Verificar el estado de los terminales en la conexión con el con el colector

### 1.5.- Inspección de la pista de frenado y de sus elementos de apriete

- Verificación de la superficie de frenado y están centrados sobre el anillo del ventilador inferior

### 1.6.- Inspección visual y limpieza del anillo colector de los sistemas porta escobillas

- Verificación visual y limpieza del anillo colector – estado de pistas y desgaste
- Verificación del ajuste , fijación nivelación de los porta escobillas, alineamiento
- Verificación del estado de las escobillas y el estado de desgaste de c/u de estos
- Limpieza general del recinto
- Verificación del ajuste de cables de alimentación exterior

### 1.7.- Medición de aislamiento de la resistencia del rotor

Aplicar durante 1 minuto 500 Vcc entre el bobinado y el eje después medir el aislamiento a una temperatura de 20 grados c y una humedad del 70%

### 1.8.- Medición del entrehierro

1.9.- Inspección visual de los pernos de acoplamiento , pasadores y elementos de bloqueo de la línea de eje

- Se debe verificar el centrado de los apoyos de los cojinetes de guía y empuje

1.10.- Inspección visual de los ventiladores superior e inferior y de sus elementos de apretado y bloqueados

- Verificar el laberinto de circulación de aire y hacer limpieza

1.11.- Inspección del conjunto de elementos de apriete y bloqueo asegurarse que estén convenientemente apretados y bloqueados

### **3.2.3 Mantenimiento en la cruceta inferior y cojinete guía inferior**

1.1 Inspección visual de las juntas y laberintos superior e inferior

1.2.- Verificar el nivel de aceite y el estado de funcionamiento de las sondas de nivel y temperatura

1.2.1.- Verificar el funcionamiento de los enfriadores de aceite (intercambiadores)

1.2.2.- Verificar el funcionamiento del sistema de extractor de vapores de aceite / este impide la contaminación de las partes activas del generador

1.2.3.- Medir el juego radial = 3mm con la superficie contacto del eje

1.4.- Inspección visual de la tubería de aceite y aire y también de todos sus soportes de fijación de la misma

1.5.- Inspección general de todos los elementos de apriete y de detección y asegurarse que estos estén convenientemente apretados y bloqueados

1.6.- Hacer un análisis de aceite cada año

1.7.- Tratamiento de aceite

1.8.- Cambio de aceite cada 03 años (20,000 horas)

1.9.- Revisión del porta escobillas y escobillas para el corto circuito con la película de aceite

### **3.2.4 Mantenimiento cojinete guía de empuje superior**

#### **a.- Cojinete de empuje**

1.1.a.- Revisión de 2 porta escobillas

1.2.a.- Revisión de 4 escobillas

1.3.a.- Calibración de la luz interior – Micrómetro de interiores / luz = 0.24 Pulgadas

1.4.a.- Verificar la presión de ajuste de los pernos

1.5.a.- Verificación del juego radial – 08 piezas de ajuste = 0.24 m m luz

1.6.a.- Verificar su nivel de aceite / sondas de temperatura y nivel y su funcionamiento

1.7.a.- Verificar el enfriamiento del aceite / intercambiadores / otros

1.8.a.- Verificar el sistema de extracción de vapores de aceite que impide la contaminación de las parte activas del generador

#### **b.- Cojinete de empuje**

1.1.b.-Examinar todos los zapatos, la superficie del collar y la superficie radial del rodete, la severidad del daño , determinará el extenso de reparación

### **3.2.5 Mantenimiento del sistema de frenado y levantamiento**

1.1.- Inspección de las tuberías hidráulicas , rigidez y fijación de los soportes

1.2.- Inspección visual de los gatos y del estado de las guarniciones

1.3.- Verificación del funcionamiento de los fines de carrera en frenado y levantamiento

1.4.- Verificación del estado de cables conexiones ,cajas de paso y borneras y reajuste de todas las borneras.

1.5.- Inspección de la motobomba para levantamiento

1.6.- Inspección del TIC aire

1.7.- Cambio de forros

### **3.2.6 Mantenimiento del sistema de enfriamiento del generador**

1.1.- Inspección general de las tuberías, su rigidez y soporte

1.2.- Verificar el enfriamiento del aceite de los cojinetes.

1.3.- Se verificará el funcionamiento de los caudalímetros, los sensores de temperatura, previa inspección de la calidad de funcionamiento.

1.4.- Inspección visual de los enfriadores.

1.5.- Limpieza de los tubos de los enfriadores cuando existe una diferencia de temperaturas en la entrada- salida de agua de 5 °C

1.6.- Inspección visual de las cajas de agua, tubos, acopladores, bridas

1.7.- Verificación del funcionamiento de los sensores de temperatura y sus respectivos alimentadores eléctricos

1.8.- Se puede hacer el mantenimiento de los enfriadores en caliente sacando 01 enfriador y cubriendo el espacio con una plancha ranurada para la difusión del aire se desmonta y monta el equipo con unidad parada

### **3.2.7 Mantenimiento de los equipos de protección**

1.1.- Inspección general de todo los captadores de temperatura y de los cables de señal de los mismos

- Verificación del estado de los conductores
- Verificación del ajuste de las borneras
- Verificación del contraste y acorde con la medida indicada

1.2.- Inspección visual de los indicadores del nivel de aceite y medidores de caudal

- Verificar el seteo del nivel de aceite en cada unidad de medición

- Verificar el funcionamiento del sensor
- Contrastar los caudalímetros, acorde con la medida

1.3.- Inspección de la instalación de los detectores de vibraciones

1.4.- Inspección del estado de las escobillas

1.5.- Inspección visual de los detectores de vibraciones

1.6.- Inspección y verificación del funcionamiento de los fines de carrera

- Verificación de ajuste de bornera y evaluación del estado de cables de los mismos
- Para levantamiento, es necesario verificar las medidas de actuación en el levantamiento del rotor

1.7.- Inspección de todas las conexiones de los cables , terminales ,borneras, calidad de cable, armario de conexiones y ajuste final de borneras.

1.8.-Revisión de todas las puestas a tierra del generador

Es necesario hacer una medición de la calidad de conductividad de la red de tierra

Verificación y ajuste de todas las puestas a tierra en cada generador

1.9.- Limpieza general de filtros y accesorios del sistema de extracción de vapores de aceite “LOS FILTROS DEVEN CAMBIARSE PUNTUALMENTE”

- La verificación del sistema debe ser eficiente porque de esto depende que se controle la corrosión por la existencia de polución con partículas de grasa , y esto origina contaminación en las bobinas del Estator y esto baja el tiempo de vida útil del generador
- Verificación de todos los ductos de ventilación para tener un trabajo eficiente del sistema
- Verificación de las compuertas externas para optimizar el sistema

1.10.- Limpieza general de filtro y accesorios de polvo de frenado

- Verificación si el sistema trabaja de acuerdo a control de arranque y parada del generador

1.11.- Limpieza general de extractores de polvo de escobillas

- Mantenimiento general de motores
- Verificar la eficiencia de trabajo
- Verificar el estado de filtros, cambiar (anualmente)
- Verificación de control eléctrico y todas su seguridad y protección
- Ajuste y verificación de borneras y conductores

## **CAPÍTULO IV**

### **ANÁLISIS ECONÓMICO**

#### **4.1 Introducción**

Dentro de las opciones de mejora en los indicadores de gestión del mantenimiento predictivo en los generadores síncronos, la implementación de un programa computacional de mantenimiento predictivo en este área, permitirá realizar ahorros, en éste capítulo se hace una evaluación económica de los factores que intervienen en la implementación de un software para el mantenimiento predictivo en los generadores síncronos.

De éste análisis, se obtienen los indicadores económicos que ayudan a la toma de decisiones, en temas de inversión.

#### **4.2 Resumen económico del Proyecto**

**Tabla 4.1 Resumen Económico**

<b>It</b>	<b>Tabla</b>	<b>Descripción</b>	<b>Precio Total</b>
1	Tabla 4.2	Software	1250.00
2	Tabla 4.3	Hardware	2250.00
3	Tabla 4.4	Servicio de Desarrollo de la Interfase	8650.00
<b>TOTAL US(\$)</b>			<b>12150.00</b>

**Detalles Económicos del Proyecto:****Tabla 4.2 Software**

<b>It.</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unid.</b>	<b>Cant.</b>	<b>Precio Unitario</b>	<b>Precio Total US(\$)</b>
1	Licencia para MS Visual Studio 6.0	pz	1	250.00	250.00
2	Licencia para Sistema Operativo Windows NT	pz	1	800.00	800.00
3	Licencia para MS Office 2003	pz	1	200.00	200.00
<b>TOTAL US(\$)</b>					<b>1250.00</b>

**Tabla 4.3 Hardware**

<b>It.</b>	<b>Descripción</b>	<b>Unid.</b>	<b>Cant.</b>	<b>Precio Unitario</b>	<b>Precio Total US(\$)</b>
1	Computadoras Intel Pentium IV 2 GHz., 80 GB HD, Memorias RIMM x 512. (Para Servidor)	pz	1	1000.00	1000.00
2	Impresora HP	pz	1	200.00	200.00
3	Cables y estabilizador	pz	1	50.00	50.00
4	Interfase generador - computadora	pz	1	1000.00	1000.00
<b>TOTAL US(\$)</b>					<b>2250.00</b>

**Tabla 4.4 Servicio de Desarrollo y ensamblaje de la Interfase**

<b>Item</b>	<b>Descripción</b>	<b>Precio Total</b>
<b>1.00</b>	<b>Desarrollo del Software</b>	
	Configuración del sistema de mantenimiento	
	Desarrollo de las pantallas de mantenimiento	
	Implementación del hardware	
	Desarrollo de la rutina de direccionamiento a base de datos Access	
	<b>TOTAL US(\$)</b>	<b>8650.00</b>

En esta evaluaciones e implementaciones, el objetivo es reducir los costos del mantenimiento preventivo.

#### **4.3 Indicadores económicos del Proyecto**

**Tabla 4.5 Inversión del Proyecto**

<b>INVERSIÓN</b>	<b>US(\$)</b>
<b>Proyecto (US\$)</b>	<b>12 150.00</b>
<b>TOTAL (US\$)</b>	<b>12 150.00</b>

**Tabla 4.6 Egresos totales anuales en Mantenimiento Correctivo**

<b>AHORROS</b>	<b>US(\$)</b>
Gastos en mantenimiento preventivo	<b>100 000.00</b>
Ahorro con software %	4
Ahorro con Proyecto	<b>4 000.00</b>

**Tabla 4.7 Flujo de Caja de 5 años de vida del proyecto**

Desembolso	<b>-12 150.00</b>
Año 1	<b>4000.00</b>
Año 2	<b>4000.00</b>
Año 3	<b>4000.00</b>
Año 4	<b>4000.00</b>
Año 5	<b>4000.00</b>

**Cálculo del VAN (Valor Actual Neto)**

Con el flujo de caja de la tabla 4.7, tomamos un 12% de tasa de descuento, para analizar el proyecto, y procedemos a obtener el VAN

$$VAN(12\%) = -12150.00 + \frac{4000.00}{1.12} + \frac{4000.00}{1.12^2} + \frac{4000.00}{1.12^3} + \frac{4000.00}{1.12^4} + \frac{4000.00}{1.12^5}$$

$$VAN(12\%)(US\$) = 2269.10$$

Dentro de los parámetros, no obstante el uso del indicador TIR (Tasa Interna de Retorno), es propicia para hacer la comparación de nuestro proyecto con otros similares.

**Cálculo del TIR (Tasa Interna de retorno)**

Con el flujo de caja de la tabla 4.7, procedemos a obtener la TIR.

$$0 = -12150.00 + \frac{4000.00}{(1+i)} + \frac{4000.00}{(1+i)^2} + \frac{4000.00}{(1+i)^3} + \frac{4000.00}{(1+i)^4} + \frac{4000.00}{(1+i)^5}$$

$$i = 19.3\%$$

Para la solución de esta ecuación se puede hacer uso de iteraciones, métodos matemáticos, etc. Y con este análisis, reforzamos la viabilidad de nuestra propuesta, estamos en tiempos donde quienes se comen a los peces pequeños no necesariamente son los más grandes, sino los más rápidos. Debido a que los actuales proyectos eléctricos en el área de generación aceptan tasas internas de retorno de 18%, con este valor le damos la viabilidad económica a nuestra propuesta en el uso de un software, para mantenimiento predictivo en el generador.

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **CONCLUSIONES**

1. En el mantenimiento predictivo de la Central Hidroeléctrica San Gabán II, se ejecuta el monitoreo de vibraciones, análisis de aceite de los grupos generadores, balance eléctrico, termografía y vibraciones de los equipos auxiliares propios y comunes de la central con el objetivo de prevenir, cualquier falla a tiempo.
2. Mensualmente se realiza el monitoreo de los niveles de ruido y de las radiaciones electromagnéticas en la casa de máquinas y la subestación. Trimestralmente se monitorea la calidad ambiental en la C.H. San Gabán II. El objeto de este monitoreo es verificar la calidad de los efluentes que descarga la Central y reportar al MEM y OSINERG.
3. La C.H. San Gabán II, necesita un caudal de  $19 \text{ m}^3/\text{s}$ , para operar a plena carga (110 MW), el volumen requerido en época de estiaje es de 302 millones de metros cúbicos (MMC); el aporte natural promedio del río San Gabán es de 162.9 MMC; el aporte del embalse de las 5 lagunas existentes es 37.46 MMC, existiendo un déficit de agua de 101.64 MMC.

**RECOMENDACIONES**

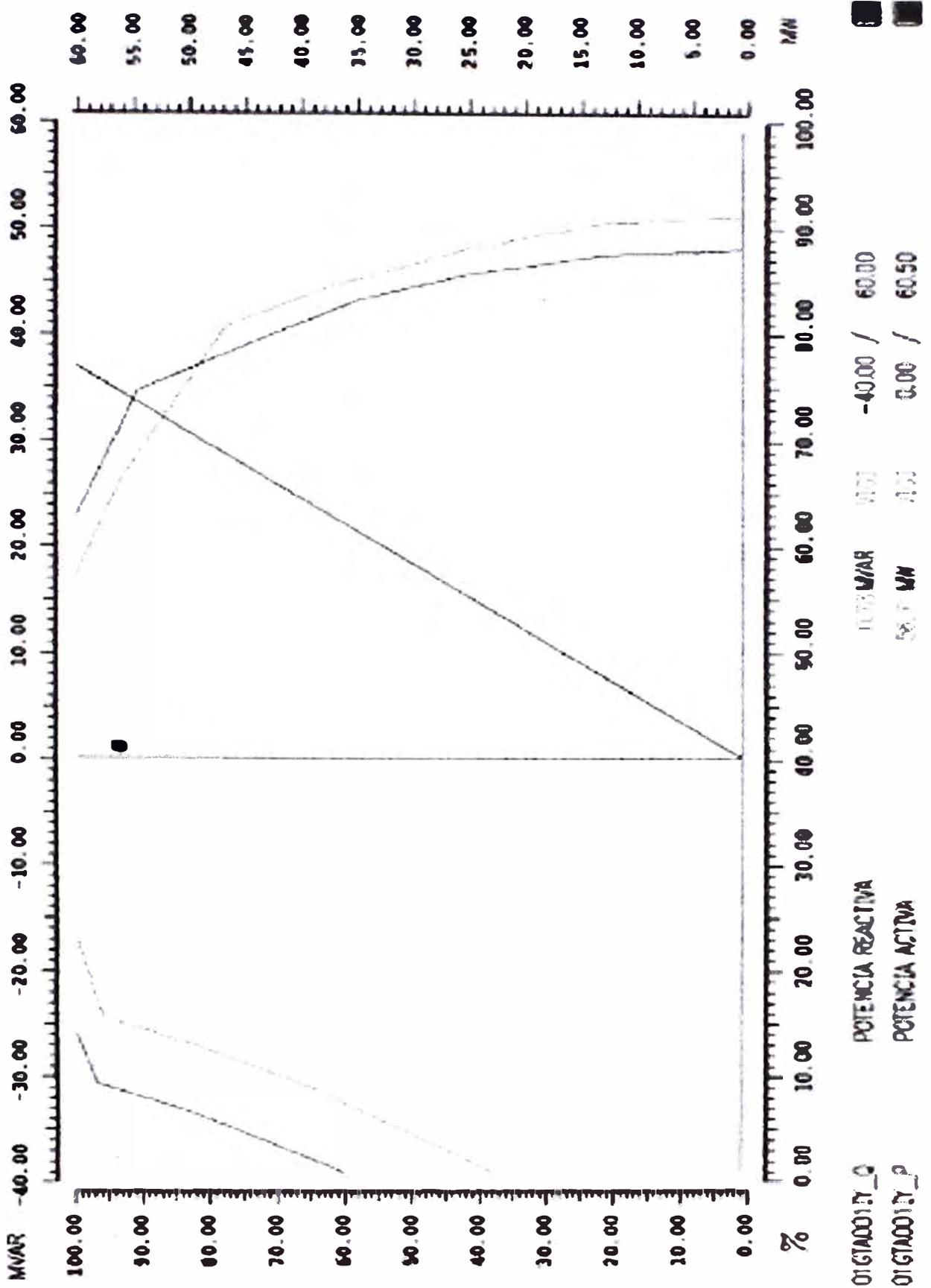
- 1 Se recomienda implementar un software que ayude a mejorar la eficiencia y eficacia en los procesos de la Central.
- 2 Se recomienda implementar los planes ambientales en los aspectos ambientales significativos para obtener la certificación de los sistemas de gestión ambiental de acuerdo a las normas ISO 14001:2004.
- 3 Se recomienda construir otras lagunas en las cuencas de los ríos Corani y Macusani para el afianzamiento hídrico de la Central y cubrir el déficit de agua.

## ANEXOS

### Indicadores de Gestión de Operación y Mantenimiento en una Central Hidroeléctrica

N°	INDICADOR	DEFINICIÓN	FORMULA	ESPECIFICACION
1	DISPONIBILIDAD OPERATIVA	Relación entre las horas disponibles de grupo (en servicio + parada en reserva) las horas totales del periodo Para el caso de una central se considera Potencia Efectiva de cada	Por grupo : $DOG(\%) = \frac{hdi}{hp} \times 100$ Por central : $DOC(\%) = \frac{\sum hdi \times Pel}{hp \times \sum Pel} \times 100$	DOG = Disponibilidad Operativa por grupo. hdi = horas disponibles del grupo "r" (en servicio + parada en reserva) hp = horas totales del periodo (1 año = 8760 hrs) DOC = Disponibilidad Operativa por Central Pel = Potencia efectiva del grupo "r" en MW.
2	DISPONIBILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	Relación entre las horas disponibles de línea de transmisión y las horas totales periodo considerado. Para el caso de grupo de líneas con un mismo nivel tensión, se considera la extensión total cada una de	Por Línea : $DL(\%) = \frac{hdi}{hp} \times 100$ Por grupo de líneas $DL_{kv}(\%) = \frac{\sum EXT_{LTI} \times hdi}{hp \times \sum EXT_{LTI}} \times 100$	DL = Disponibilidad Operativa por Línea hdi = horas disponibles de la línea de transmisión "r" hp = horas totales del periodo (1 año = 8760 hrs) DL <sub>kv</sub> = Disponibilidad Operativa por grupo de líneas. kv = nivel de tensión del grupo de líneas (60 ó 220 Kv) EXT <sub>LTI</sub> = Extensión de la línea de transmisión "r" en
3	TASA DE	Relación entre el número de fallas desconexiones forzadas de un (grupos ó líneas) y las horas de correspondientes en el periodo Para el cálculo anualizado se los últimos 12	Por equipo (grupo ó línea) $TFo \text{ ó } TF_{kv} = \frac{N^{\circ} \text{ de fallas}}{hs} \times 8760$ Por central ó grupo de líneas $TFc \text{ ó } TF_{kv} = \frac{\sum N^{\circ} \text{ de fallas}}{\sum hsi} \times 8760$	TFo = Tasa de fallas por grupo. TF <sub>kv</sub> = Tasa de fallas por línea. N° de fallas = número de fallas del grupo ó línea. hs = horas de servicio del grupo ó línea. TFc = Tasa de fallas por Central. TF <sub>kv</sub> = Tasa de fallas por grupo de líneas. N° de fallas = número de fallas del grupo ó línea "r" hsi = horas de servicio del del grupo ó línea
4	PERDIDAS DE	Pérdidas por generación : (Serv. Auxiliares + transformación) Pérdidas por transmisión : (Líneas de 60 y 220)	Por generación $P_{gen}(\%) = \left(1 - \frac{E_{erog}}{E_{gen}}\right) \times 100$ Por transmisión $P_{tr}(\%) = \left(1 - \frac{E_{recib}}{E_{erog}}\right) \times 100$	E <sub>gen</sub> = Energía generada por grupo (medidores multifunción) E <sub>erog</sub> = Energía erogada por grupo (trafo de medida antes de las L.T.) E <sub>recib</sub> = Energía recibida al final de cada LT. (medido al extremo final de las
6	AVANCE DEL MANTENIMIENTO	Relación entre las horas hombre ejecutadas y las horas hombre estándar Plan de Mantenimiento Preventivo	Mensual y acumulado anual: $AVM(\%) = \frac{HH_{std} \text{ ejecut}}{HH_{std} \text{ Plan}} \times 100$	H.H. std. ejecut. = horas hombre estándar ejecutadas en mantenimiento preventivo. H.H. std. Plan. = horas estándar en el Plan de Preventivo.
8	INTENSIDAD DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO	Relación entre el número de Ordenes trabajo de mantenimiento respecto al número de ordenes de totales (Estrictamente relacionadas con grupos de	Mensual y acumulado $IM = \frac{\text{Num. OTs. M.P.}}{\text{Num. OTs}}$	IM = Índice de Mantenimiento Preventivo
9	ATENCIÓN DE ANORMALIDADE	Relación entre el número de solucionadas por el mantenimiento en número de anomalías reportadas por personal de operación en el considerado (Solo se contabilizarán las prioridad 1 y 2).	Mensual y acumulado $A.A. = \frac{\text{Num. Anorm.}}{\text{Num. Anorm.}}$	A.A. = Atención de Anormalidades

Diagrama P-Q del Grupo 1 de la Central Hidroeléctrica de San Gabán II



## **BIBLIOGRAFIA**

1. SALAS VASQUEZ, Jorge Patricio, “Diseño de Compuertas Radiales para Presa de Central Hidroeléctrica San Gabán II”, AÑO: 1996.
2. ZARATE PLASENCIA, Carmelo Magno, “Planeamiento de la infraestructura mecánica eléctrica para ejecución de la obra civil del proyecto Central Hidroeléctrica San Gabán II-Lote I”, AÑO: 1999.
3. SOTO MONTES, Hugo Orlando, “Equipos y sistemas de climatización de la casa de máquinas de la Central Hidroeléctrica San Gabán II-Puno”, AÑO: 2000.
4. Carlos Mario Pérez J Editorial Soporte y Compañía Ltda., “GERENCIA DE MANTENIMIENTO Y SISTEMAS DE INFORMACIÓN”, AÑO: 2002.
5. CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE SAN GABÁN II, “MANUAL DE MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN”, AÑO: 2005.