



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

PROPUESTA DE REPOTENCIACIÓN DE GENERADORES POR MEDIO DEL REDISEÑO Y CAMBIO DE AISLANTE

Daniel Ángel Figueroa García

Asesorado por el Ing. Marco Junio Martínez Hernández

Guatemala, noviembre de 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROPUESTA DE REPOTENCIACIÓN DE GENERADORES
POR MEDIO DEL REDISEÑO Y CAMBIO DE AISLANTE**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

DANIEL ÁNGEL FIGUEROA GARCÍA

ASESORADO POR EL ING. MARCO JUNIO MARTÍNEZ HERNÁNDEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
VOCAL V	Br. Sergio Alejandro Donis Soto
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

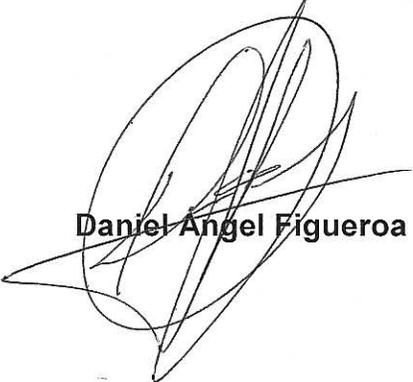
DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
EXAMINADOR	Ing. Romeo Nefalí López Orozco
EXAMINADOR	Ing. Carlos Aníbal Chicojay Coloma
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

PROPUESTA DE REPOTENCIACIÓN DE GENERADORES POR MEDIO DEL REDISEÑO Y CAMBIO DE AISLANTE

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 18 de noviembre del 2011.



Daniel Angel Figueroa García

Guatemala, 10 de octubre de 2,013

Ingeniero
Francisco González
Coordinador del Área de Potencia
Facultad de Ingeniería
USAC
Guatemala

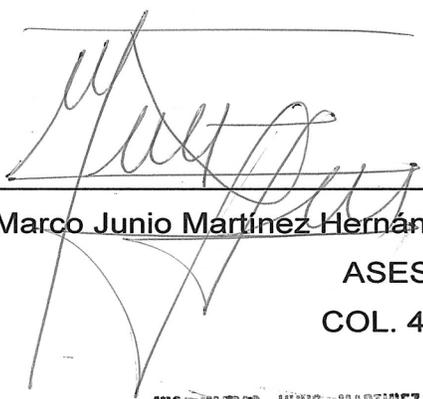
Ingeniero González

Por este medio me permito informarle que he revisado el trabajo de graduación del estudiante universitario Daniel Ángel Figueroa García cuyo título es “PROPUESTA DE REPOTENCIACIÓN DE GENERADORES POR MEDIO DEL REDISEÑO Y CAMBIO DE AISLANTE” el cual considero llena los requisitos de ley.

El tema en la actualidad tiene un carácter trascendental debido a las implicaciones que conlleva, por lo que considero que la propuesta es una alternativa para mejora la calidad de la reconstrucción de los generadores eléctricos.

Sin otro particular,

Atentamente.


Ing. Marco Junio Martínez Hernández

ASESOR
COL. 4672

ING. MARCO JUNIO MARTÍNEZ
COLEGADO No. 4,672



Ref. EIME 82. 2013
Guatemala, 22 de OCTUBRE 2013.

Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
PROPUESTA DE REPOTENCIACIÓN DE GENERADORES POR
MEDIO DEL REDISEÑO Y CAMBIO DE AISLANTE, del
estudiante Daniel Ángel Figueroa García, que cumple con los
requisitos establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Francisco Javier González López
Coordinador Área Potencia



S/O



REF. EIME 82. 2013.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; DANIEL ÁNGEL FIGUEROA GARCÍA titulado: PROPUESTA DE REPOTENCIACIÓN DE GENERADORES POR MEDIO DEL REDISEÑO Y CAMBIO DE AISLANTE, procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 5 DE NOVIEMBRE 2013.

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

DTG. 815.2013

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **PROPUESTA DE REPOTENCIACIÓN DE GENERADORES POR MEDIO DEL REDISEÑO Y CAMBIO DE AISLANTE**, presentado por el estudiante universitario **Daniel Ángel Figueroa García**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
Decano

Guatemala, 13 de noviembre de 2013

/gdech



ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Dador de la vida y la sabiduría, con especial gratitud por su inmenso amor otorgado a mi vida cada instante.
- Mis padres** Daniel Gonzalo Figueroa Arévalo y Magda Lucinda García Velásquez. Con amor y gratitud por su ejemplo, esfuerzo y apoyo incondicional.
- Mis hermanos** Jorge David, José Francisco y Laura Guadalupe Figueroa García, por su cariño y apoyo que siempre me impulsaron para seguir adelante.
- Mis abuelos** Jorge Américo Figueroa (q.e.p.d.), Miguel Ángel Figueroa (q.e.p.d.) y Amada Arévalo de Figueroa, Gustavo García Estrada y María Fidelia Velásquez de García, por sus cuidados y el amor con los que me han formado.
- Mis bisabuelos** Gonzalo Figueroa (q.e.p.d.), Elvira Quiñónez, Arturo García (q.e.p.d.), Mercedes Duarte (q.e.p.d.).

AGRADECIMIENTOS A:

Dios	Por estar conmigo y permitirme culminar un ciclo de mi vida.
Mis padres	Daniel Gonzalo Figueroa Arévalo y Magda Lucinda García Velásquez, por todos sus cuidados, principios, paciencia y amor.
Mis hermanos	Jorge David, José Francisco y Laura Guadalupe Figueroa García, por su cariño y apoyo que siempre me impulsaron para seguir adelante.
Mis primos	Aaron y Yeimy Montufar, Gustavo, Billy y Luis Fernando García, Hernán Figueroa, gracias por su apoyo.
Mi asesor	Ing. Marco Junio Martínez Hernández, gracias por su apoyo, cariño y amistad.
Mi familia	Mardoqueo, Laureano, Miguel Ángel (q.e.p.d.), Amalia, Baudilio, Graciela, Marta, Jorge Mario y Delia Figueroa, Elmar, Belinda, Gustavo, Elder, Francis, Gladis, Selvin y Liuva García, por su cariño y apoyo.

Mis amigos

Alexis Bardales, Francis Córdova, Jacinto Santos, Josué Estrada, Juan Carlos Urizar, Marcos Urizar, Melzar de León, Melvin Peláez, por su amistad, tiempo, apoyo y cariño.

Los ingenieros

Francisco González, Romeo López, Marco Junio Martínez, Murphy Paiz, Carlos Marroquín, Erickson Espinal, Rolando Paz, Enrique Sánchez, por compartir sus conocimientos y amistad.

Mi novia

Shirley Pinzón por compartir preciosos momentos, por su cariño y apoyo.

**La Facultad de
Ingeniería**

Con cariño.

**Universidad de San
Carlos de Guatemala**

En especial a la Facultad de Ingeniería, con cariño y por haberme permitido formarme como profesional en ella.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
GLOSARIO	IX
RESUMEN	XI
OBJETIVOS	XIII
INTRODUCCIÓN	XV
1. GENERALIDADES DE LA GENERACIÓN HIDRÁULICA EN GUATEMALA	1
1.1. Antecedentes históricos	1
1.2. Historia de generación eléctrica en Guatemala	2
1.3. Tipos de minicentrales hidroeléctricas en Guatemala	5
1.3.1. Centrales de agua fluyente	5
1.3.2. Centrales de pie de presa o de regulación propia	5
1.3.3. Centrales en canales de abastecimiento	6
2. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE FUNCIONAMIENTO DE LOS GENERADORES SÍNCRONOS	7
2.1. Potencia máxima de un generador	7
2.2. Velocidad de embalamiento	12
2.3. Momento de inercia	12
2.4. Peso del generador	13
2.5. Constante de aceleración	14
2.6. Características eléctricas	15
2.6.1. Relación de cortocircuito	15

2.6.2.	Reactancia síncrona.....	16
2.6.3.	Reactancia transitoria.....	18
3.	CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS DE GENERADORES TRIFÁSICOS SÍNCRONOS: DISPOSICIÓN DE LOS GENERADORES PARA CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	21
3.1.	Descripción.....	21
3.2.	Características	23
3.3.	Factores importantes de los generadores	24
3.3.1.	Definición del generador eléctrico	25
3.3.2.	Principio del funcionamiento del generador.....	26
3.3.3.	Funcionamiento de un generador.....	27
3.3.4.	Clasificación del rotor del generador según su construcción	28
3.3.5.	Tipos de conexión de los devanados	29
3.3.6.	Componentes principales del generador	31
3.4.	Descripción de algunas partes principales del generador	31
3.4.1.	Núcleo del estator.....	31
3.4.2.	Bobinas del estator.....	32
3.4.3.	Rotor.....	32
3.4.4.	Bobinas del rotor	32
3.4.5.	Excitador	33
3.4.6.	Escobillas y anillos rozantes.....	33
3.4.7.	Chumacera o baleros	33
3.5.	Aislamiento de generadores.....	34
3.5.1.	Clases de aislamiento y su clasificación térmica	34
3.5.1.1.	Clase 90 (Y)	35
3.5.1.2.	Clase 105 (A).....	36
3.5.1.3.	Clase 120 (E).....	36

	3.5.1.4.	Clase 130 (B).....	36
	3.5.1.5.	Clase 155 (F).....	36
	3.5.1.6.	Clase 180 (H).....	37
	3.5.1.7.	Clase superior a 180 (C).....	37
	3.5.2.	Vida útil del aislante y su determinación.....	37
	3.5.2.1.	Método termométrico.....	41
	3.5.2.2.	Detector embutido.....	42
	3.5.2.3.	Método de variación de la resistencia....	42
4.		DESARROLLO DE LA PROPUESTA DE REPOTENCIACIÓN DE GENERADORES POR MEDIO DEL REDISEÑO Y CAMBIO DE AISLANTE.....	45
	4.1.	Potencia nominal y capacidad de sobrecarga.....	45
	4.2.	Aumento de potencia nominal y capacidad de sobrecarga.....	47
	4.2.1.	Aumento de potencia nominal.....	47
	4.2.2.	Aumento de la capacidad de sobrecarga.....	50
	4.3.	Características constructivas de bobinado.....	53
	4.3.1.	Sistemas de aislamiento del devanado.....	54
	4.3.2.	Primeros sistemas.....	55
	4.3.3.	Sistemas de micaasfalto.....	55
	4.3.4.	Sistemas termoestables de barras y bobinas individuales.....	56
	4.3.5.	Tratamiento impregnación a presión de vacío (VPI) o sistema global VPI.....	56
	4.4.	Tipos de sistemas de aislamiento del devanado estatórico.....	57
	4.4.1.	Aislante de hilo (<i>strandinsulation</i>).....	57
	4.4.2.	Aislante de espira (<i>turninsulation</i>).....	57
	4.4.3.	Aislante a tierra (<i>groundwall insulation</i>).....	58
	4.4.4.	Cubierta semiconductora (<i>semiconductive coating</i>) .	58

4.4.5.	Cuñas de apriete (<i>slot Wedges</i>).....	58
4.5.	Estudio de casos	59
4.5.1.	Caso 1	60
4.5.2.	Caso 2.....	62
CONCLUSIONES.....		65
RECOMENDACIONES		67
BIBLIOGRAFÍA.....		69

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Volumen prismático	10
2.	Características de circuito abierto y cortocircuito del generador síncrono.....	16
3.	Diagrama vectorial en cortocircuito.....	17
4.	Principio de funcionamiento de un generador.....	26
5.	Tipos de rotor.....	29
6.	Tipos de conexión	30
7.	Corte de un generador	34
8.	Vida del aislamiento de materiales tipo A y B	38
9.	Grados de evaluación de un aislante	40
10.	Temperatura para aislamientos A hasta H.....	43
11.	Detalle de diferentes aislantes que se pueden encontrar en un devanado.....	59

TABLAS

I.	Actualidad de generación hídrica en Guatemala	4
II.	Clasificación térmica de los materiales de aislamiento	35
III.	Índices de carga térmica según el tipo de aislante	52
IV.	Datos Leroy Somer FLS180L	61
V.	Datos de Siemens K182T	62

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
AT	Alta tensión
A	Área
cm	Centímetros
CO₂	Dióxido de carbono
Fdp	Factor de potencia
SF	Factor de servicio
Fig	Figura
°C	Grados centígrados
K	Grados Kelvin
HP'S	Horsepower (caballos de fuerza)
MPA	Mega Pascal
MW	Megavatio, en inglés (W) watt
MEGAVATIOSA	Mega Volt Ampere
m	Metros
mm	Milímetros
SO	Óxido de azufre
NO_x	Óxido de nitrógeno
Rpm	Revoluciones por minuto

GLOSARIO

ASTM	American Society for testing Materials.
AWG	American Wire Gauge.
Devanado	Enrollar un hilo, alambre, etc. en el generador es una cantidad de alambres enrollados.
Eficiencia	La utilización eficiente implica que se usa la menor cantidad posible de energía para lograr el fin deseado.
Energía	Capacidad para realizar un trabajo.
Excitación	Elevación en el nivel de energía de un sistema físico, por encima de un estado de energía de referencia arbitrario, llamado estado fundamental.
Factor de servicio	Porcentaje de sobrecarga que puede tener el generador antes de que su temperatura de operación exceda la temperatura nominal del sistema de aislamiento.

Generador	Dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrica entre dos de sus puntos (llamados polos, terminales o bornes) transformando la energía mecánica en eléctrica.
IEC	International Electrotechnical Commission.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
INDE	Instituto Nacional de Electrificación.
NEMA	National Electrical Manufacturers Association.
Potencia	Relación de paso de energía de un flujo por unidad de tiempo; es decir, la cantidad de energía entregada o absorbida por un elemento en un tiempo determinado.
Reactancia	Oposición ofrecida al paso de la corriente alterna por inductores (bobinas) y condensadores.

RESUMEN

En el presente trabajo de graduación se hace una propuesta para poder mejorar la capacidad de sobrecarga y de cortocircuito en generadores trifásicos síncronos que llegan hasta 10 megavatios, esto debido a que en Guatemala se cuenta con un gran potencial hidroeléctrico y se aprovecha únicamente el 45 por ciento de los recursos existentes. Debido a la problemática social respecto a la creación de nuevas hidroeléctricas, los generadores de esta energía, por tener más de 30 años de servicio se han visto a la tarea de poder generar mayor energía con los equipos instalados y con la misma cantidad de agua existente, para lo cual se ha vuelto un tema muy especial la repotenciación de las centrales de generación.

En el capítulo I se presenta una breve descripción de la capacidad hídrica instalada en la actualidad y los tipos de minicentrales que se encuentran instaladas en Guatemala.

Para poder desarrollar esta investigación fue necesario conocerlas características eléctricas y mecánicas que rigen el funcionamiento de los generadores trifásicos síncronos, lo cual se muestra en el capítulo II.

En el capítulo III se presentan las características constructivas de los generadores síncronos para centrales hidroeléctricas y es aquí donde se evalúan los componentes principales del generador como sus partes internas y la clase de aislamiento.

En el capítulo IV se muestran los diferentes procedimientos que se han desarrollado y las nuevas tecnologías para poder mejorar la capacidad instalada de las centrales. Se evalúan aspectos importantes que mejoran la eficiencia, entre los que se encuentran el calibre del conductor y la clase de aislamiento térmico. Se analiza lo relacionado con las posibilidades de incrementar la potencia nominal a través de un recálculo del devanado y su influencia sobre la eficiencia y otros parámetros. Asimismo, se valora el efecto de incrementar la clase de aislamiento sobre la capacidad de sobrecarga y sobre la eficiencia.

OBJETIVOS

General

Desarrollar una propuesta para la repotenciación de generadores por medio del rediseño y cambio de aislante.

Específicos

1. Presentar los antecedentes de la generación eléctrica en Guatemala.
2. Presentar las características generales de funcionamiento de los generadores trifásicos síncronos.
3. Presentar las características constructivas de los generadores trifásicos síncronos para las centrales hidroeléctricas.
4. Presentar la propuesta de la repotenciación de los generadores.

INTRODUCCIÓN

Para mantener e incrementar la eficiencia de los generadores (de bajo voltaje y de mediana capacidad) durante el proceso de reparación, se han desarrollado procedimientos y tecnologías basados en los principios de la calidad total.

Estos procedimientos y tecnologías, tanto los relacionados con la reparación de los devanados como de otras partes y sistemas de estas máquinas, requieren de pruebas que deben ser realizadas antes, durante y después del proceso de reparación.

Uno de los aspectos determinantes del presente trabajo de graduación que se ha planteado para alcanzar los propósitos anteriores, es lograr un proceso de reparación de los devanados de alta calidad. Pero durante la reparación de los devanados, también se pueden realizar acciones que permitan reducir las pérdidas, aumentar la potencia nominal del generador o su capacidad de sobrecarga.

La eficiencia se puede aumentar si se disminuye la resistencia del devanado del estator. Esto se logra fundamentalmente acortando la longitud de las cabezas de bobina e incrementando, siempre que sea posible, el área del conductor. Lo último puede obtenerse con un mayor llenado de la ranura. A esta posibilidad contribuye, en los generadores más viejos, el menor espesor de los materiales aislantes actuales. Usualmente, el incremento de la sección del conductor no puede ser mayor que el correspondiente a un número AWG (aproximadamente 1,26 veces).

Al reducirse las pérdidas en el devanado, la eficiencia aumenta y el incremento de temperatura disminuye (y con ello aumenta la vida útil de la máquina). El efecto de reducción de las pérdidas por el incremento del área del conductor y el uso de un sistema de aislamiento de una clase superior, pueden también utilizarse para aumentar la capacidad de sobrecarga del generador. En la condición de sobrecarga, el generador tiene mayor deslizamiento. Esto causa una corriente más elevada, lo que lleva a mayores pérdidas e incremento de temperatura. El límite para la sobrecarga lo determina el momento máximo del generador y la capacidad térmica nominal del aislamiento. Si se reducen las pérdidas y se aumenta la temperatura nominal del aislamiento, el generador puede operar a una mayor sobrecarga.

1. GENERALIDADES DE LA GENERACIÓN HIDRÁULICA EN GUATEMALA

1.1. Antecedentes históricos

Una corriente de agua contiene dos formas de energía: la debida a su velocidad (energía cinética) y la debida a su elevación (energía potencial). Esto significa que se pueden aprovechar tanto pequeños desniveles por los que circula gran cantidad de agua, como grandes desniveles por los que circula un pequeño caudal. Este hecho se debe a que la energía hidráulica es una de las formas más puras de la energía disponible: no es contaminante y puede suministrar trabajo sin producir residuos. Es relativamente fácil de controlar y su rendimiento de transformación es muy alto (mayor del 80 %). Su importancia radica en que se aprovecha un recurso renovable, es muy rentable, produce directamente energía mecánica o eléctrica (y no calor) y puede obtenerse con dispositivos captadores casi de cualquier tamaño. Debido a todo ello, se han instalado todo tipo de máquinas captadoras de la energía del agua alrededor de todo el mundo, pero no solo en la actualidad, sino desde hace ya cientos de años.

La crisis energética de 1973 y 1979, originada por la brusca subida de los precios del petróleo, propició el desarrollo de los recursos renovables autóctonos e inextinguibles, en contraposición a los recursos fósiles, limitados en el espacio y en el tiempo. La preocupación general por el fenómeno del calentamiento global del planeta, en buena parte debida a las emisiones de CO₂, SO y NO_x en los procesos de generación de energía eléctrica con combustibles fósiles, y las incertidumbres planteadas por el futuro de los

residuos nucleares, volvieron a poner de relieve las ventajas de genera electricidad con recursos renovables. Se llegó incluso a poner sobre la mesa la aplicación de un impuesto neutro, la ecotasa, para penalizar la combustión de recursos fósiles y externalizar los costes de generación.

La potencia máxima para ser consideradas minicentrales eléctricas no suele superar los 10 megavatios, aunque esto puede diferir según los países y las disposiciones políticas. Las de menor impacto ambiental son las de agua fluyente y las de canal de abastecimiento que no superen los megavatios instalados.

Los pequeños aprovechamientos, considerando como tales los de potencia instalada no superior a 10 megavatios, se integran fácilmente en el ecosistema más sensible si están bien diseñados, esto conlleva que la configuración del proyecto hidroeléctrico esté bien definida y estudiada.

1.2. Historia de generación eléctrica en Guatemala

La generación de energía eléctrica en Guatemala, se inicia en 1884 al instalarse la primera hidroeléctrica en la finca El Zapote, al norte de la capital. Al año siguiente se forma la Empresa Eléctrica del Sur por empresarios alemanes que instalaron la hidroeléctrica Palín de 732 kilovatios., la cual brindó servicio a los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Escuintla.

En 1927 se construye la hidroeléctrica Santa María, con el fin de proveer de energía al Ferrocarril de los Altos. Cuando este medio de transporte desapareció, las autoridades de Gobierno deciden que la planta se oriente a cubrir la demanda de los departamentos de Quetzaltenango, Totonicapán, Sololá y Suchitepéquez. En 1940 se crea el Departamento de Electrificación

Nacional, dependencia del Ministerio de Comunicaciones y Obras Públicas y dicha planta se convierte en la hidroeléctrica del Estado.

A mediados de la década de los cincuenta se inicia la construcción en Zacapa de la hidroeléctrica Río Hondo. Posteriormente gracias a los esfuerzos de los Ingenieros Oswaldo Santizo y José Manuel Dengo, el 27 de mayo de 1959 fue creado el Instituto Nacional de Electrificación (INDE); por medio del Decreto 1287. Siendo su primer presidente el ingeniero Martín Prado Vélez.

Durante la década de los años 30 el ingeniero Oswaldo Santizo había construido las hidroeléctricas de Patzún en Chimaltenango, y la de Patulul en Suchitepéquez. Dentro de los bienes iniciales del INDE estaban la hidroeléctrica Santa María y la de Río Hondo que se encontraba en construcción. Esta planta fue puesta en operación en 1962, con una capacidad de 2400 kilovatios.

Debido al crecimiento de la demanda de energía eléctrica y para atender los planes de electrificación, en 1965 fue puesta en operación la Central Diesel de San Felipe, Retalhuleu, con una capacidad de 2 440 kilovatios.

Seis años más tarde fue instalada una turbina de gas en la finca Mauricio, en Escuintla, con una capacidad de 12 500 kilovatios. En ese mismo período, el INDE amplió la capacidad de la planta Santa María a 6 880 kilovatios.

En 1992 inician sus operaciones varias generadoras privadas, entre ellas: Los Ingenios Azúcareros, ENRON en Puerto Quetzal y posteriormente las plantas SIDEGUA, LAGOTEX, Secacao, Río Bobos, TAMPA, Guatemala GeneratingGroup (GGG), Las Palmas, Generadora del Norte (GENOR),

Calderas, Zunil, Poliwatt, Pasabién, Poza Verde, Tululá, Cerro Vivo, Las Vacas y Matanzas.

La capacidad instalada a nivel nacional en la actualidad es de 1 705,60 megavatios, entre generadores privados e INDE.

Tabla I. **Actualidad de generación hídrica en Guatemala**

CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL ENERO 2013						
PLANTA	UNIDADES	POTENCIA		FECHA DE INSTALACIÓN	UBICACIÓN	
		DE PLACA	AFECTIVA AL SISTEMA		MUNICIPIO	DEPARTAMENTO
CHIXOY	5	300.00	280.98	27/11/1983	San Cristobal	Alta Verapaz
HIDRO XACBAL	2	94.00	97.05	08/08/2013	Chajul	Quiché
PALO VIEJO	2	85.00	87.23	31/05/2012	San Juan Cotzal	Quiché
AGUACAPA	3	90.00	79.76	22/02/1982	Pueblo Nuevo Viñas	Santa Rosa
JURUN MARINALA	3	60.00	61.66	12/02/1970	Palín	Escuintla
RENACE	3	68.10	66.30	06/03/2004	San Pedro Carchá	Alta Verapaz
EL CANADÁ	2	48.10	47.20	03/11/2003	Zunil	Quetzaltenango
LAS VACAS	2	39.00	35.84	09/05/2002	Chinautla	Guatemala
EL RECREO	2	26.00	26.12	09/07/2007	El Palmar	Quetzaltenango
SECACAO	1	16.50	16.23	05/07/1998	Senahú	Alta Verapaz
LOS ESCLAVOS	2	14.00	13.23	17/08/1966	Cuilapa	Santa Rosa
MONTECRISTO	2	13.50	13.18	02/05/2006	Zunil	Quetzaltenango
PASABIEN	2	12.75	12.15	22/07/2000	Río Hondo	Zacapa
MATANZAS	1	12.00	11.78	01/07/2002	San Jerónimo	Baja Verapaz
POZA VERDE	3	12.51	9.85	22/06/2005	Pueblo Nuevo Viñas	Santa Rosa
RIO BOBOS	1	10.00	10.36	10/08/1995	Quebradas, Morales	Izabal
CHOLOMA	1	9.70	9.65	11/12/2011	Senahú	Alta Verapaz
SANTA TERESA	2	17.00	16.68	11/09/2011	Tucurú	Baja Verapaz
PANAN	3	7.32	7.68	18/09/2011	San Miguel Panán	Suchitepéquez
SANTA MARIA	3	6.00	5.85	25/06/1927	Zunil	Quetzaltenango
PALÍN 2	2	5.80	0.00	jul-05	Palín	Escuintla
CANDELARIA	1	4.60	4.34	04/05/2006	Senahú	Alta Verapaz
SAN ISIDRO	2	3.93	3.40	jul-02	San Jerónimo	Baja Verapaz
EL CAPULÍN	2	3.50	3.20	1990	Siquinalá	Escuintla
EL PORVENIR	1	2.28	2.11	14/09/1968	San Pablo	San Marcos
EL SALTO	2	2.00	2.37	1938	Escuintla	Escuintla
CHICHAIC	2	0.60	0.46	26/06/1979	Cobán	Alta Verapaz
SAN JERÓNIMO	1	0.25	0.20	18/12/1996	San Jerónimo	Baja Verapaz
VISION DEL AGUILA	2	2	2		Finca Sonte	Baja Verapaz
GENERACION HIDROELECTRICA		990.96	944.84			

Fuente: http://www.amm.org.gt/pdfs/capacidad_instalada.pdf. Consulta: 30 de octubre de 2013.

1.3. Tipos de minicentrales hidroeléctricas en Guatemala

Las minicentrales se pueden clasificar dependiendo de cómo se tome el agua que va a mover la turbina, existiendo las siguientes:

1.3.1. Centrales de agua fluyente

Lo que quiere decir, que las turbinas generan electricidad mientras pase por ellas un caudal igual o superior a su mínimo técnico y se paran cuando el caudal desciende por debajo de ese nivel. No tienen embalse de agua, una presa o azud, desvía parte del caudal del río dirigiéndolo por el canal de derivación hasta la cámara de carga, donde está conectada la tubería de descarga que cae con la máxima pendiente posible hacia el edificio de la central donde se encuentra la turbina, el alternador y demás aparatos de regulación y control electromecánicos, electrónicos, y de automatismos hidráulicos. El agua una vez turbinada se evacúa por un canal de descarga devolviéndola de nuevo al cauce del río. Centrales de agua fluyente, también son las que en ríos con mucho caudal se desvía parte del mismo mediante un azud hacia una presa para mantener la altura de caída constante, estas centrales no necesitan canal de derivación.

1.3.2. Centrales de pie de presa o de regulación propia

En ocasiones, embalses existentes, o por construir, cuyo fin es distinto al del aprovechamiento energético, como la regulación del cauce o la utilización del agua para consumo humano, industrial, o agrícola, permiten la instalación de una mini central en el pie de la presa. En este caso, los caudales a turbinar son los excedentes, o bien los necesarios para el consumo, o incluso, cuando

no hay necesidades ni excedentes, se turbinan el caudal de servidumbre, que es el caudal mínimo que debe transcurrir por el cauce del río.

1.3.3. Centrales en canales de abastecimiento

Las canalizaciones de conducción de agua para riego o para consumo humano pueden aprovecharse para colocar en paralelo una tubería forzada y turbinar el agua devolviéndola de nuevo al canal en un tramo de menor cota o a otro cauce fluvial, utilizándose, en este último caso, solo los excedentes de consumo.

2. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE FUNCIONAMIENTO DE LOS GENERADORES SÍNCRONOS

Los alternadores síncronos deben de cumplir unas exigencias mecánicas:

- El momento de inercia de la masa giratoria.
- Esfuerzos a los que se encuentran sometidos cuando se alcanza la velocidad de fuga.

2.1. Potencia máxima de un generador

Se define como potencia eléctrica interna del mismo al producto de la fuerza electromotriz (e) por la corriente (i), y como potencia mecánica interna al producto del par electromecánico desarrollado (T) por la velocidad angular (ω), señalado que durante la marcha en régimen permanente la energía del campo magnético permanece constante, siendo iguales en estas condiciones la potencia eléctrica interna y la potencia mecánica interna.

Aplicando este razonamiento a la máquina se tendrá:

Potencia eléctrica interna

$$P_{ei} = E \cdot I_1 [\text{W}] \quad \text{Ecuación (1)}$$

Potencia mecánica interna

$$P_{mi} = T \cdot \omega \quad [W] \text{ Ecuación (2)}$$

Si en estas ecuaciones se sustituye la fem E y el par T por los valores deducidos, se comprueba que efectivamente en régimen permanente, para un mismo valor del flujo, se verifica la igualdad de estas potencias internas,

$$P_{ei} = \frac{p}{a} \frac{n}{60} N_{bob} \cdot \Phi \cdot I_1 \quad \text{Ecuación (3)}$$

$$P_{mi} = \frac{p N_{bob}}{2\pi a} \cdot I_t \cdot \Phi \cdot \frac{2\pi n}{60} = P_{ei} \quad \text{Ecuación (4)}$$

Donde:

P = número de polos

N_{bob} = número de espiras de una bobina

a = área del conductor

n = velocidad (rpm)

Φ = flujo (Wb)

Basados en esta igualdad se pudo haber deducido inmediatamente la expresión del par generador una vez conocida la de la potencia eléctrica interna por el cociente:

$$M = \frac{P_{ei}}{\omega} = \frac{E \cdot I_1}{\frac{2\pi n}{60}} = \frac{1}{2\pi} \frac{p}{a} N_{bob} \cdot I_1 \cdot \Phi \quad \text{Ecuación (5)}$$

Esta potencia se puede, también expresarla en función de los parámetros dimensionales más característicos de la máquina: el diámetro del cilindro del inducido «D» y la longitud neta útil del inducido L.

A este propósito, supuesto el inducido liso y el flujo distribuido uniformemente bajo la superficie de las piezas polares, la inducción media en el entrehierro debajo de la pieza polar será:

$$B_a = \frac{\phi}{L \cdot b} \quad \text{Ecuación (6)}$$

Siendo b = longitud del arco de la pieza polar (arco polar) - Llamando g_1 a la relación entre el arco polar y el paso polar

$$g_1 = \frac{b}{t_p} = \frac{b}{\frac{\pi D}{2p}} \quad \text{Ecuación(7)}$$

Se obtiene

$$b = \frac{\pi D g_1}{2p} \quad \text{Ecuación(8)}$$

Donde

$$\phi = B_a \cdot L \cdot g_1 \frac{\pi D}{2p} \quad \text{Ecuación(9)}$$

Por otra parte, la corriente I se puede expresarla en función de la carga específica lineal del inducido «A» (A/m) o corriente por unidad de longitud de una capa de corriente distribuida uniformemente sobre la periferia del inducido.

$$I_1 = 2a \cdot i_1 = 2a \cdot \frac{\pi D \mathcal{H}}{N_{\text{bob}}} \quad \text{Ecuación (10)}$$

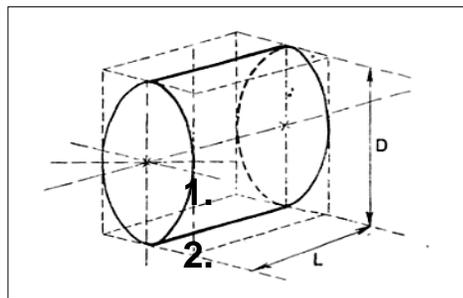
Reemplazando en la expresión de la potencia interna el flujo ϕ y la corriente del inducido I_1 por estos valores, se obtiene, después de unas sencillas simplificaciones

$$P_{ei} = \frac{\pi^2}{60} \cdot n \cdot B \cdot \mathcal{H} \cdot D^2 L \quad \text{W} \quad \text{Ecuación(11)}$$

O bien

$$P_{ei} = \frac{\pi^2}{60} \frac{n}{1000} B \cdot \mathcal{H} \cdot D^2 L \quad \text{kW} \quad (12)$$

Figura 1. **Volumen prismático**



Fuente: CORTÉS CHERTA, Manuel. *Curso moderno de máquinas eléctricas rotativas*. p. 56.

Se define como potencia eléctrica interna al producto de la f.e.m. (Se determina mediante la siguiente fórmula y se expresa siempre en kW):

$$P = CB\mathcal{H}d^2ln \quad \text{Ecuación (13)}$$

Donde:

C = cte.

B = campo de inducción del entrehierro para obtener la tensión nominal (Wb/m²).

\mathcal{H} = corriente por unidad de longitud de una capa de corriente distribuida uniformemente sobre la periferia del inducido. [A/m]

d = diámetro interior del estator. [cm]

l = longitud del entrehierro.[cm]

n = revoluciones por minuto. [Rpm]

A partir de una serie de relaciones la ecuación anterior se transforma en:

$$P = \alpha d^2 l n [\text{kW}] \quad \text{Ecuación(14)}$$

Donde α = depende de las características constructivas del entrehierro y los bobinados. De esta ecuación se puede deducir que para una determinada velocidad n (rpm), la potencia máxima viene fijada por: d y l, y de una eficacia en la refrigeración.

El diámetro d queda determinada por el valor Vmax (velocidad periferia) siendo:

$$V_{max} = \omega r = \frac{2\pi n_1}{60} \frac{d}{2} = \frac{\pi d n_1}{60}$$

Y despejando el diámetro

$$d = \frac{60 v_{max}}{\pi n_1} \quad \text{Ecuación (15)}$$

Sustituyendo (15) en (14):

$$P = \frac{\alpha * 60^2 * V_{max}^2}{\pi^2 k^2 n_s} \text{ Ecuación (16)}$$

2.2. Velocidad de embalamiento

Si el par resistente (entre la turbina y el generador) opuesto al par generador de la turbina se anula sin intervenir la regulación, la velocidad aumenta hasta un valor máximo.

La relación K no solo influye a la hora de determinar la potencia máxima del alternador, sino que el valor de la K tiene un valor decisivo a la hora de determinar las características constructivas de los generadores accionados por turbinas hidráulicas. según la k se escogerá una u otra turbina:

- k=1.8: turbinas Pelton
- k=1.6: turbinas Francis (lentas y normales)
- k=1.9: turbinas Francis (rápidas)
- k=2.3: turbinas Hélice
- 2.5<k<3.5: turbinas Kaplan

2.3. Momento de inercia

El momento de inercia se obtiene:

$$J = m * R^2 = \frac{GD^2}{4g} \text{ [Kg * m}^2\text{] Ecuación(17)}$$

Donde:

m = masa

g = gravedad

G = peso

Si se tiene máquinas motrices del mismo tipo, los momentos necesarios para la regulación vienen dados por la siguiente fórmula:

$$\frac{J_1}{J_2} = \frac{n_2^2}{n_1^2} \text{ Ecuación(18)}$$

Se observa que dichos momentos son inversamente proporcionales al cuadrado de la velocidad.

2.4. **Peso del generador**

El peso del generador viene dado por la siguiente expresión:

$$G = C \cdot P^{\frac{1}{2}} \cdot J^{\frac{1}{4}} [\text{Kg}] \text{ Ecuación(19)}$$

Si conectamos un generador a dos máquinas matrices (turbinas) se tiene que para una misma potencia:

$$\frac{G_1}{G_2} = \frac{J_1^{\frac{1}{4}}}{J_2^{\frac{1}{4}}} \text{ Ecuación(20)}$$

Relacionando las ecuaciones:

$$\frac{G_1}{G_2} = \sqrt{\frac{n_2}{n_1}} \quad \text{Ecuación(21)}$$

De esta última fórmula se deduce que el peso de un generador es inversamente proporcional a la raíz cuadrada de su velocidad. Cuanto mayor sea la velocidad menor será el peso del generador a igualdad de potencias. Como el precio de un generador es directamente proporcional al peso, un generador es tanto más económico cuanto mayor sea su velocidad.

2.5. Constante de aceleración

Este parámetro, también recibe el nombre de tiempo de lanzamiento, este es el tiempo necesario para que el grupo máquina motriz-generador, partiendo del reposo, alcance la velocidad nominal bajo la acción de una par constante.

$$T_a = \frac{J\omega^2}{1000P_n} \quad \text{Ecuación(22)}$$

El par constante es igual al par correspondiente a la velocidad nominal. Hay unos valores de este tiempo, constante de aceleración, que depende de la turbina empleada

- $4 < T_a < 8$ s: turbinas Pelton y Francis
- $8 < T_a < 14$ s: turbinas Kaplan

Una máquina eléctrica es tanto más económica cuanto menor es el valor de la relación longitud del estator/diámetro interno.

Un aumento del momento de inercia provoca, no solo un encarecimiento del alternador sino que el rendimiento disminuye.

2.6. Características eléctricas

Estos generadores deben suministrar la potencia activa y reactiva de la red, y por ello se les impone la exigencia de que deben proporcionar la potencia nominal con un $\text{fdp}=0.7$. En la actualidad se fija la potencia nominal para un $\text{fdp}=0.8$. En las grandes unidades se llega a valores de $\text{fdp}=0.9$.

Capacidad de sobrecarga: en centrales punta es del orden del 15-20 % de la potencia nominal.

2.6.1. Relación de cortocircuito

En aquellas de velocidad elevada la relación de cortocircuito está comprendida entre 0.8-1.1. Sin embargo, en los de velocidad baja la relación de cortocircuito se encuentra entre 1.1-1.3.

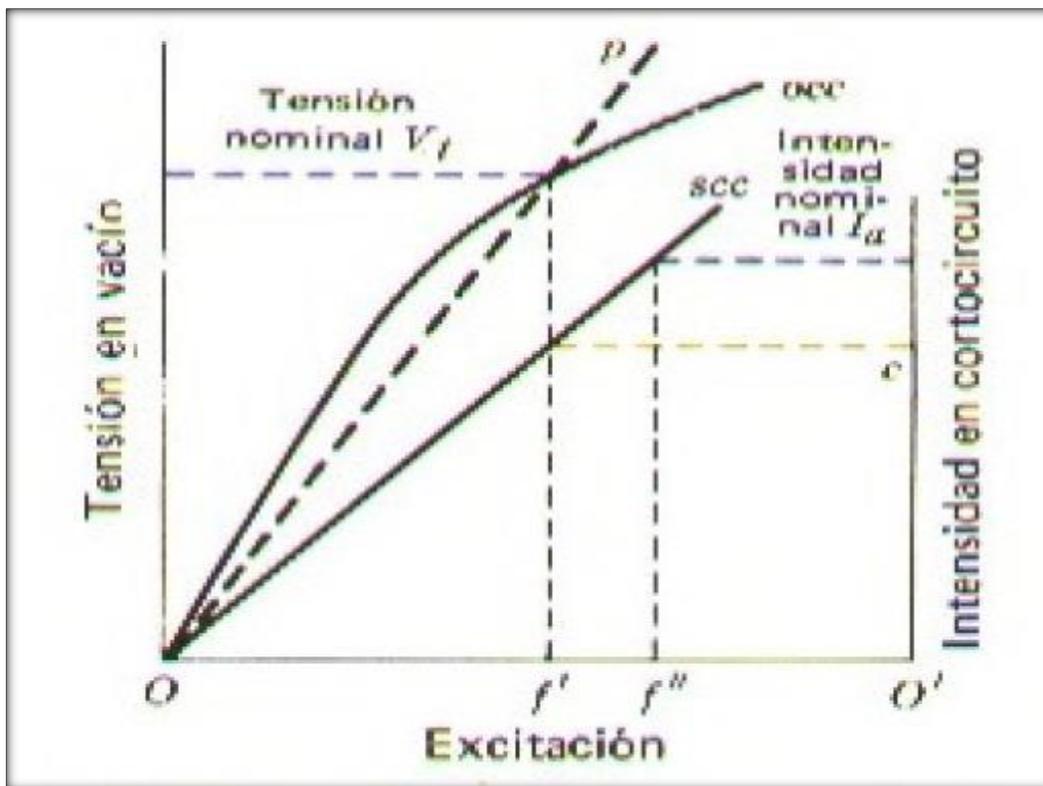
La relación de cortocircuito es la relación entre la corriente de excitación y la corriente de excitación necesaria para producir una corriente de cortocircuito igual a la intensidad nominal en el estator.

Debe tenerse en cuenta la influencia de la relación de cortocircuito sobre el dimensionado de la máquina. Si se tiene un diámetro de rotor dado y si la

relación de cortocircuito se disminuye, esto indica una relación muy sensible de la longitud del hierro, lo cual evidentemente implica un menor peso del generador y por tanto más barato su adquisición y montaje.

$$\text{Rel. de corto circuito} = \frac{Of'}{Of''} \quad \text{Ecuación(23)}$$

Figura 2. **Características de circuito abierto y cortocircuito del generador síncrono**

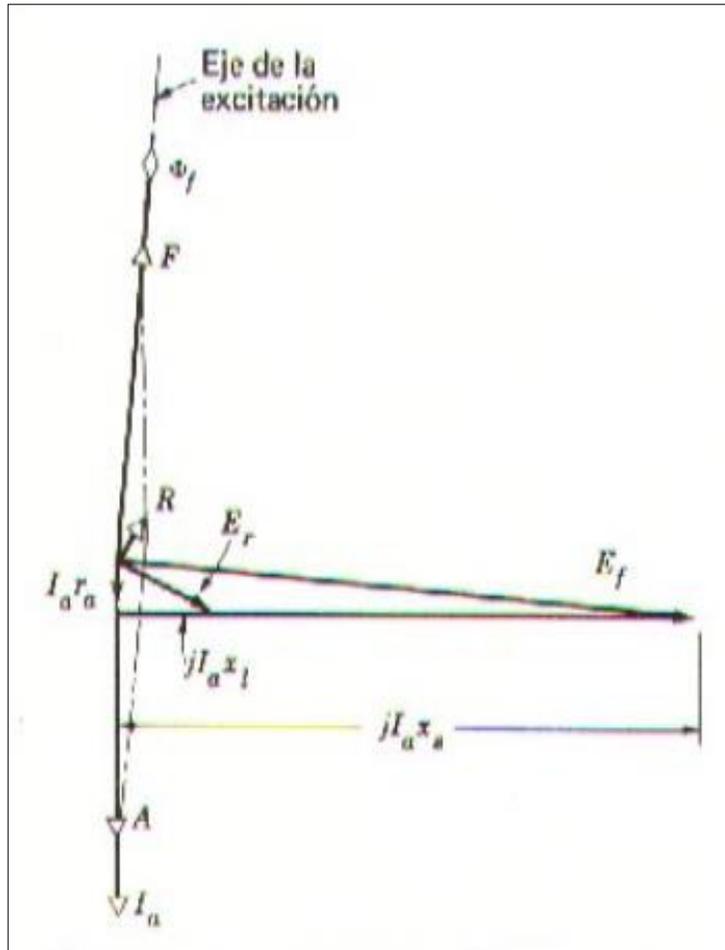


Fuente: FITZGERALD, A. E. *Teoría y análisis de las máquinas eléctricas*. p. 275.

2.6.2. Reactancia síncrona

Depende de la relación entre la corriente de excitación y la intensidad (la inversa de la relación de cortocircuito).

Figura 3. Diagrama vectorial en cortocircuito



Fuente: FITZGERALD, A. E. *Teoría y análisis de las máquinas eléctricas*. p. 274.

$$x_{s(ag)} = \frac{E_{f(ag)}}{I_{a(sc)}} \quad \text{Ecuación(24)}$$

Teniendo en cuenta la densidad periférica de la corriente, se debe considerar lo siguiente:

- Cuanto mayor es la densidad periférica permaneciendo el entrehierro constante, mayor es también la reactancia síncrona y por tanto, menor es el valor de k .
- Si el entrehierro aumenta y la densidad periférica permanece constante, la reactancia síncrona disminuye, aumentando como consecuencia la constante de cortocircuito.

Esto implica que las dimensiones de la máquina son mayores, aumentando por tanto el coste de la máquina.

El valor de la densidad periférica en estos generadores depende fundamentalmente de dos cosas:

- El calentamiento admisible.
- El del entrehierro depende de que la tensión sea de forma tan próxima como sea posible sinusoidal.

Por tanto es corriente servirse del valor de relación de cortocircuito para comprobar la estabilidad estática de la máquina.

2.6.3. Reactancia transitoria

Este parámetro se emplea para evaluar la estabilidad dinámica de las máquinas síncronas, es decir, su modo de comportarse cuando se producen variaciones bruscas en su carga, o como varía la corriente que desarrolla la máquina cuando se produce un cortocircuito. Esta resistencia es la correspondiente a la dispersión de los arrollamientos del rotor y estator, considerada esta dispersión en su efecto total respecto al inducido y viene expresada por la siguiente fórmula:

$$x'_d = \frac{U}{\sqrt{3I'_d}} \quad \text{Ecuación(25)}$$

La estabilidad dinámica aumenta cuando la reactancia de fugas disminuye y esta reducción solo puede conseguirse disminuyendo la densidad periférica de la corriente del estator.

Hay que tener en cuenta que la reactancia transitoria no es la única que influye en la estabilidad dinámica, sino que debe considerarse la suma de las reactancias de fuga del transformador, al cual se haya conectado el generador.

En resumen, para mejorar la estabilidad dinámica, la reducción de la reactancia síncrona no es un método muy conveniente y a la hora de resolverlo se debe hacer por medio de un sistema de regulación de la corriente de excitación lo suficientemente rápido.

3. CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS DE GENERADORES TRIFÁSICOS SÍNCRONOS: DISPOSICIÓN DE LOS GENERADORES PARA CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

3.1. Descripción

Los generadores trifásicos que se usan en las centrales eléctricas se rigen por el número de vueltas de las bobinas de sus máquinas motrices. Los alternadores acoplados a las turbinas eléctricas se construyen para velocidades muy distintas según su potencia, altura de salto y tipo de turbina.

Estos alternadores trifásicos son para frecuencias de 50 hertz. Hasta la velocidad de 750 revoluciones por minuto el rotor es de tipo de polos salientes y son de eje vertical u horizontal. Sin embargo, para velocidades superiores a 750 revoluciones por minuto el rotor es de tipo cilíndrico y son de tipo horizontal.

En cuanto al diámetro exterior del rotor, si este no rebasa los 5 metros, está constituido por un anillo de acero al cual van fijados los polos mediante una cola de milano. Si el diámetro exterior es mayor de 5 metros el rotor está formado usualmente por placas de acero.

En cuanto a las centrales térmicas con combustibles convencionales (carbón, gas natural, gasoil, etc.) se emplean los turbogeneradores. La característica fundamental que las diferencia es la velocidad de giro síncrono de 3 000 revoluciones por minuto (50 hertz). En este caso, los rotores cilíndricos con bobinados de excitación distribuidos y no son de polos salientes; con esta

velocidad normalmente el generador puede alcanzar alrededor de una potencia de 50 megavatios.

¿Existe pues un límite de la potencia o qué es lo que marca ese límite?

Estos límites los marcan los esfuerzos mecánicos. No obstante, en cuanto al estator, este también se encuentra sometido a grandes esfuerzos mecánicos cuando más sufre es en caso de cortocircuitos.

Cuando se producen perturbaciones en la red, a continuación aparecen las temidas oscilaciones mecánicas en el rotor, y por lo tanto, da lugar a pérdidas de sincronismo en los generadores. ¿Cómo se puede evitar?

- Los generadores poseen un arrollamiento amortiguador.
- Se emplean polos macizos.
- En el caso de turbogeneradores, poseen bandas de cobre debajo de las chaveteras de las ranuras del rotor.

En el caso de que se tenga un generador de polos salientes, las zapatas polares se atraviesan con unas varillas (varillas amortiguadoras).

Si los alternadores se accionan por medio de turbinas hidráulicas o generadores diesel se pondrán rotores multipolares. Las velocidades de sincronismo son inferiores a 100 revoluciones por minuto.

En las grandes centrales hidráulicas las velocidades de sincronismo están dentro del intervalo 60-125 revoluciones por minuto, llegando a tener como mucho 24 pares de polos.

3.2. Características

Los parámetros fundamentales a considerar en los generadores de las centrales hidráulicas son:

- Potencia activa
- Potencia reactiva
- Potencia aparente
- Factor de potencia
- Tensión
- Reactancia síncrona (relación de cortocircuito)

Para la selección de la turbina hay que considerar que influye en:

- Velocidad nominal
- Velocidad de embalamiento
- Momento de inercia

Aquellos generadores que están accionados por turbinas Pelton o Kaplan tienen una potencia comprendida entre 5-200 MW. Para mayores potencias usamos las turbinas Francis.

A un proyecto de una central con una potencia P ; se puede establecer varios proyectos formando varios grupos (turbina-generador), en cuyo caso las potencias unitarias de cada grupo, serían la mitad, tercera parte o cuarta parte... respectivamente de la potencia nominal.

La elección del factor de potencia depende considerablemente de la posición de la central respecto a la red distribuidora y de otros centros de

generación. De todas maneras, la potencia reactiva que suministran los generadores accionados por turbinas hidráulicas suele ser pequeña $\cos\theta = 0.85$.

El concepto de potencia por polo es muy importante porque corresponde a la utilización del polo en el flujo magnético y en la fuerza.

El problema de la refrigeración en los generadores de una central hidráulica no es tan importante como en los turbogeneradores (poseen mayor velocidad), lo que implica una menor pérdida por unidad de superficie en los generadores de las centrales hidráulicas. Para generadores (más de 8 polos) habría pérdidas de unos 4 W/m². El aumento de la potencia por polo ha planteado el problema de la refrigeración de los cojinetes tanto en generadores horizontales como en verticales, dando lugar a diferentes soluciones de refrigeración, bien por aceite o por medio de aire.

Para las grandes máquinas, se emplea la excitación clásica (máquinas giratorias de corriente continua: excitatriz principal y la piloto). En los generadores de pequeña y mediana potencia se utiliza excitación estática.

3.3. Factores importantes de los generadores

Es conveniente considerar los parámetros de funcionamiento de los generadores síncronos para poder establecer y definir las características del mismo.

3.3.1. Definición del generador eléctrico

Un generador eléctrico es una máquina rotatoria que convierte energía mecánica en energía eléctrica. La energía mecánica suministrada puede ser generada por generadores diésel, gasolina o turbinas de vapor, de agua, etc. En el caso de una hidroeléctrica la energía mecánica se obtiene mediante una turbina de agua de aquí el nombre de hidroeléctrica, ya que el proceso consiste primero en convertir energía Potencial en energía mecánica (turbina de agua), y posteriormente la energía mecánica en energía eléctrica (generador).

Existen dos tipos de generadores eléctricos rotatorios:

- Sincrónicos de corriente alterna (ca.).
- Rotatorios de corriente directa (cd.).

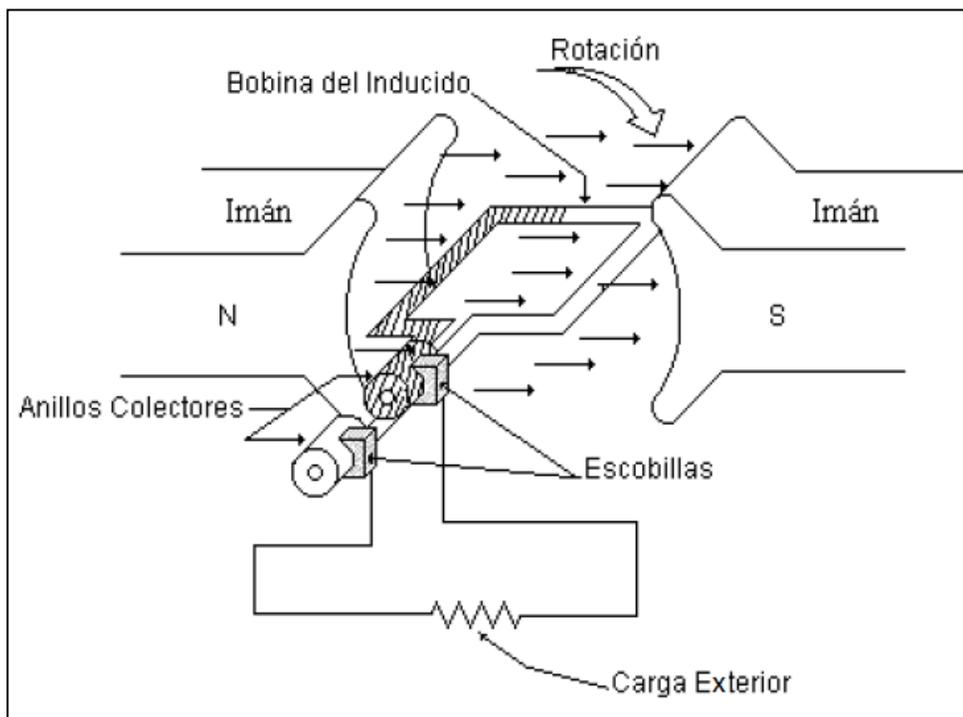
Hay dos tipos básicos de generadores, el tipo de armadura giratoria y el tipo de campo giratorio. El tipo de armadura giratoria solo se encuentra en alternadores con potencia nominal pequeña. El tipo de alternador de campo giratorio tiene un devanado de armadura estacionario y un devanado de campo giratorio. La ventaja de tener un devanado de armadura estacionario es que el voltaje generado puede conectarse en forma directa a la carga sin anillos deslizantes.

Los alternadores de alto voltaje y gran potencia, por lo general, son de tipo campo giratorio. Como el voltaje aplicado al campo giratorio es de corriente directa de bajo voltaje, no se tiene el problema de arqueo en los anillos deslizantes.

3.3.2. Principio del funcionamiento del generador

El principio de funcionamiento del alternador puede explicarse por medio de la teoría eléctrica elemental. Al hacer girar una bobina dentro del espacio libre entre dos imanes muy próximos, se crea en este un voltaje. Este voltaje es generado por el movimiento de la bobina al atravesar las líneas de fuerza del campo magnético que se forma entre los dos imanes. El generador más simple consta de una bobina que gira en un campo magnético uniforme.

Figura 4. Principio de funcionamiento de un generador



Fuente: GAYTAN GONZÁLEZ, Miguel Ángel. *Mantenimiento eléctrico turbogenerador*. p. 26.

La cantidad de energía eléctrica generada depende de la velocidad de giro de la bobina y de la potencia del campo magnético producido por los

imanes. El movimiento de la bobina debe de ser continuo para que el flujo de energía sea constante, y los imanes deben estar dispuestos de modo que aporten un campo magnético.

El imán que genera el campo magnético se denomina inductor y la parte fija que en donde se colocan los devanados o en donde se induce la fuerza eléctrica automotriz (FEM), se denomina inducido.

Cuando una bobina gira a su velocidad angular constante en el seno de un campo uniforme se origina una fuerza electromotriz alterna, dicha fuerza eléctrica automotriz (FEM) es nula cuando el plano de la espira es perpendicular al campo y alcanza su máximo valor cuando dicho plano es paralelo al campo.

3.3.3. Funcionamiento de un generador

Si en un generador síncrono se aplica al embobinado del rotor una corriente continua, se producirá un campo magnético en el rotor. Entonces el rotor del generador se impulsará por medio de una turbina de vapor (puesto que el rotor dispone de un masa considerable y de gran inercia), lo cual producirá un campo magnético rotatorio dentro de la máquina. Este campo magnético rotatorio inducirá un sistema trifásico de voltajes dentro del embobinado del estator del generador.

La velocidad de rotación del campo depende de la frecuencia de corriente interna y del número de polos del estator.

En el caso de un generador alimentado por una turbina accionada por agua, el par ejercido por la flecha (es la parte del rotor que soporta los

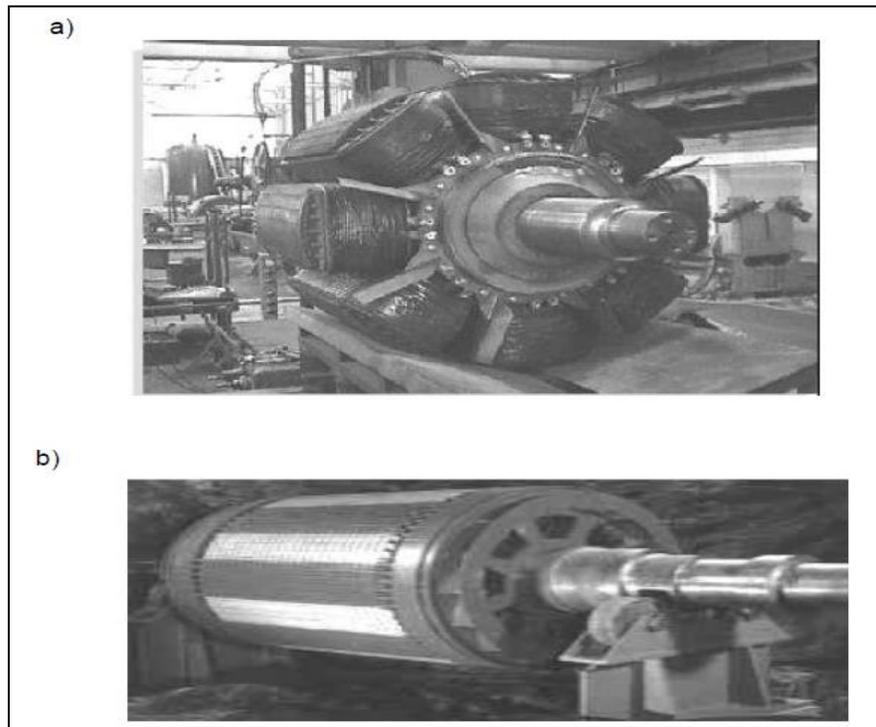
elementos de giro, en los rotores de polos salientes se maquina en forma independiente, en el rotor cilíndrico forma parte integral con los polos.) conectada al generador deberá de ser lo suficientemente grande para vencer el par de inercia del generador.

3.3.4. Clasificación del rotor del generador según su construcción

Según su construcción se divide en dos tipos:

- Los de polos salientes: el término saliente significa protuberante o resaltado; y un polo saliente es un polo magnético que resalta de la superficie del generador, este polo saliente se utiliza normalmente en rotores de cuatro o más polos.
- Los polos lisos: es decir, con polos apenas distinguibles, estos rotores de polo no saliente se utilizan normalmente para rotores de dos o cuatro polos.

Figura 5. Tipos de rotor



Fuente: GAYTAN GONZÁLEZ, Miguel Ángel. *Mantenimiento eléctrico turbogenerador*. p. 26.

3.3.5. Tipos de conexión de los devanados

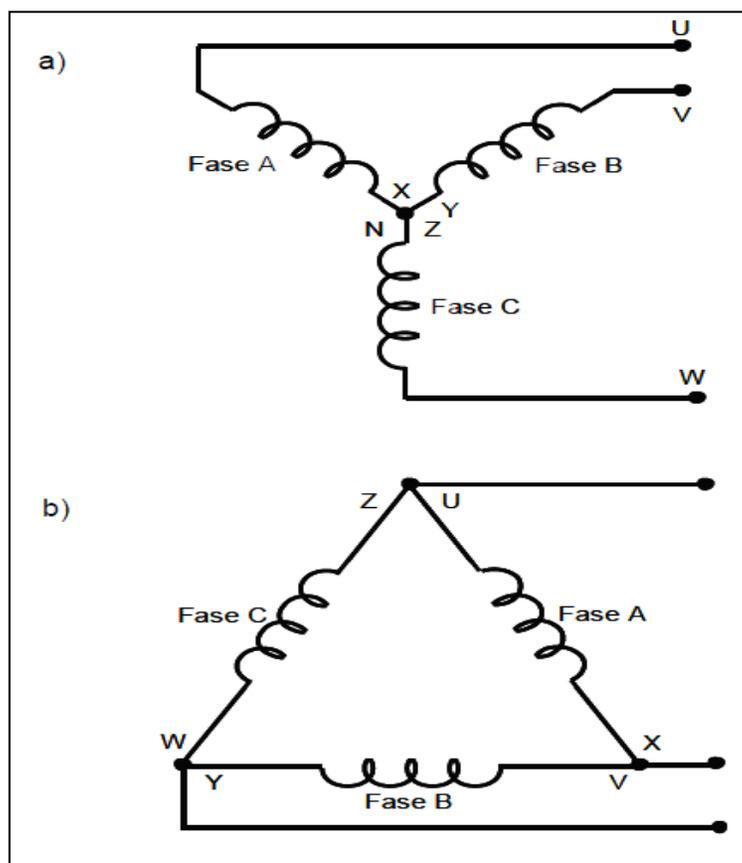
Existen dos tipos fundamentales de conexión de un generador, el primero es la conexión estrella, en donde los finales (X,Y,Z) de las fases (A,B,C) están unidos conjuntamente en un punto neutro común (centro de estrella), y cada principio (U,V,W) de fase va conectado a una de las líneas de alimentación de la red. Ver figura 6a.

El nombre de estrella con que se designa dicha conexión es debido a la forma que adoptan las fases, y se representa abreviadamente por el símbolo Y.

La segunda conexión es delta o triángulo cuando el final (X, Y, Z) de cada fase está unido al principio (U, V, W) de la siguiente, en la figura 7(b) se muestra esta conexión, se aprecia que el final de la fase A está unido al principio de la fase B, el final de la fase B al principio de la fase C, y el final de la fase C al principio de la fase A. De cada punto de unión o vértice parte una conexión hacia la red.

En la figura 6b justifica el nombre dado a esta conexión delta o triángulo, que abreviadamente se representa por el símbolo.

Figura 6. Tipos de conexión



Fuente: elaboración propia, con programa de Microsoft Visio 2007.

3.3.6. Componentes principales del generador

- Núcleo del estator
- Bobinas del estator
- Ventilador
- Rotor
- Carcasa del estator
- Excitador (estático o dinámico)
- Cabezales
- Bobinas del rotor
- Anillos colectores
- Escobillas del colector
- Núcleo del rotor
- Campana
- Chumaceras (radial)

3.4. Descripción de algunas partes principales del generador

A continuación se describen las partes más importantes de los generadores.

3.4.1. Núcleo del estator

Está formado por delgas laminada de acero al silicio, troquelada para formar las ranuras donde van alojadas las bobinas del estor o inducido. Estas láminas llevan una capa de barniz aislante con la finalidad de evitar pérdidas por el efecto de joule. A través del laminado del núcleo se tienen canales de ventilación que permiten el paso del medio refrigerante (pudiendo ser aire,

hidrógeno) el cual es impulsado por un ventilador localizado en un extremo del rotor.

3.4.2. Bobinas del estator

Las bobinas están constituidas por barras de cobre, aisladas entre sí con respecto al núcleo laminado, las bobinas están colocadas a presión en las ranuras del núcleo laminado, y sujetadas a este mediante cuñas. Las bobinas del generador están instaladas en las ranuras del estator del generador de los cuales, convenientemente conectadas se obtienen las tres terminales que finalmente serán las tres fases del generador.

3.4.3. Rotor

El rotor es el elemento giratorio del generador eléctrico y está fabricado de una sola pieza forjada, que incluye también la brida de acoplamiento a la turbina. El rotor al igual que el núcleo del estator se encuentra ranurado para alojar las bobinas que forman el campo magnético (inductor).

3.4.4. Bobinas del rotor

Las bobinas del rotor tienen la función de crear el campo magnético necesario para la producción de un voltaje inducido en el estator del generador. Las bobinas del rotor están fabricadas de cobre. En los extremos del rotor se tienen los anillos de retención que tienen la función de mantener el devanado del rotor en posición correcta impidiendo que durante el funcionamiento se flexionen por causa de la fuerza centrífuga.

3.4.5. Excitador

El excitador suministra la corriente continua necesaria para la excitación del campo del generador y regularmente va acoplado a la misma flecha del generador. La corriente suministrada por el excitador recibe el nombre de: corriente de campo del generador o corriente de excitación.

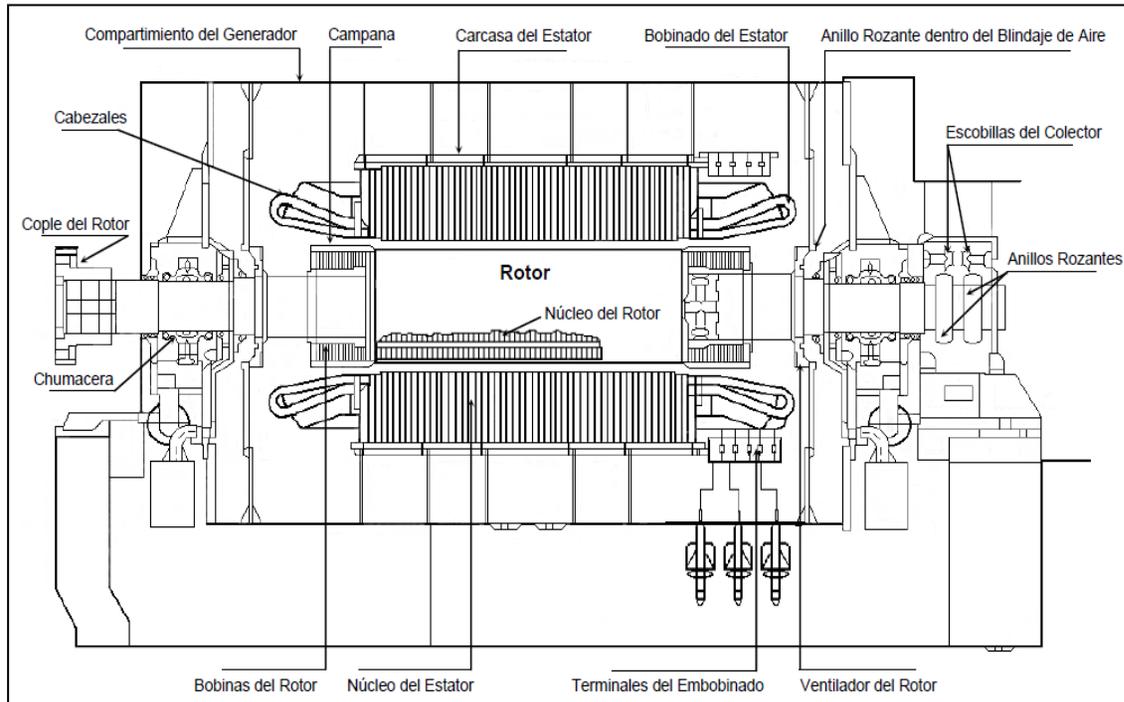
3.4.6. Escobillas y anillos rozantes

Las escobillas reciben corriente directa del excitador y estas están colocadas en forma radial para que de esta manera transmitir dicha corriente a los anillos rozantes, y estos a su vez están conectados a los conductores que por el interior del eje llegaran hasta las bobinas del rotor para que esta manera se forme el campo magnético.

3.4.7. Chumacera o baleros

El rotor del generador se encuentra soportado en sus extremos por chumaceras, para mantener a la flecha libre de esfuerzos indebidos por causa de deflexión de la flecha o por mal alineamiento en el arranque. Las dos chumaceras están aisladas respecto a la carcasa del estator de manera que se evite con toda seguridad que circule la corriente por las chumaceras.

Figura 7. Corte de un generador



Fuente: GAYTAN GONZÁLEZ, Miguel Ángel. *Mantenimiento eléctrico turbogenerador*. p. 33.

3.5. Aislamiento de generadores

Esta sección identifica los aislamientos de los generadores y sus clasificaciones en función a su temperatura de operación.

3.5.1. Clases de aislamiento y su clasificación térmica

Las pérdidas eléctricas y mecánicas en generadores eléctricos ocurren con la subsiguiente transformación de tales pérdidas en energía térmica originando el calentamiento de diversas partes de la máquina. Para asegurar la

operación adecuada de la máquina, el calentamiento de cada una de sus partes necesita el mantenimiento dentro de valores compatibles.

La mayor dificultad es garantizar un comportamiento adecuado del sistema aislante de los arrollamientos, pues todos los materiales aislantes conocidos empiezan a deteriorarse a una temperatura relativamente baja. Además, la máxima potencia disponible en un generador dado se limita por la temperatura máxima permitida para los materiales aislantes empleados. Se pueden clasificar térmicamente los materiales aislantes que se utilizan históricamente en máquinas eléctricas y los que se emplean actualmente, según la IEC 60085.

Tabla II. **Clasificación térmica de los materiales de aislamiento**

Clasificación Numérica	Clasificación por Letra	Temperatura oC
105	A	105
130	B	130
155	F	155
180	H	180

Fuente: *Manual Electrical Insulation for Rotating Machines*. p. 58.

3.5.1.1. Clase 90 (Y)

Comprende materiales fibrosos, a base de celulosa o seda, no saturados, no inmersos en líquidos aislantes, y materiales semejantes. La “temperatura” característica de esta clase es de 90 grados centígrados.

3.5.1.2. Clase 105 (A)

Comprende materiales fibrosos, a base de celulosa o seda (típicamente) saturados con líquidos aislantes y otros materiales semejantes, La temperatura característica es de 105 grados centígrados.

3.5.1.3. Clase 120 (E)

Comprende algunas fibras orgánicas sintéticas y otros materiales, su temperatura característica es de 120 grados centígrados.

Los materiales de las clases Y, A, y E, no son de uso común, actualmente, en el mercado nacional o internacional de generadores eléctricos, utilizándose materiales de las siguientes clases:

3.5.1.4. Clase 130 (B)

Comprende materiales a base de poliésteres y polimídicos aglutinados con materiales orgánicos o saturados con estos. La temperatura característica de esta clase es de 130 grados centígrados.

3.5.1.5. Clase 155 (F)

Comprende materiales a base de mica, amianto y fibra de vidrio aglutinados con materiales sintéticos, en general siliconados, poliésteres o epóxidos. Temperatura característica de 155 grados centígrados.

3.5.1.6. Clase 180 (H)

Comprende materiales a base de mica, asbestos o fibra de vidrio aglutinados típicamente con siliconas de alta estabilidad térmica, presentando una temperatura característica de 180 grados centígrados.

3.5.1.7. Clase superior a 180 (C)

Comprende la mica, vidrio, cerámica y cuarzo sin aglutinante; temperatura característica superior a 180 grados centígrados.

Hoy, los materiales de las clases B y F son usuales en los mercados nacional e internacional de generadores eléctricos; por razones económicas, se restringe la utilización de materiales clase H, principalmente a máquinas de corriente continua, donde la reducción en la masa de los generadores obtenida a través de estos materiales de esa clase presenta ventajas de coste. Aunque los materiales aislantes de la clase C se utilicen individualmente en los sistemas aislantes de generadores, los sistemas de clase C no son comunes.

3.5.2. Vida útil del aislante y su determinación

Se puede asumir que la temperatura característica antes citada define el límite superior de la temperatura T_{LIM} en la cual el aislamiento puede desempeñarse su función principal por período suficiente largo.

La dependencia de la vida útil de un material dado con la temperatura en la cual este, está operando, puede expresarse por la fórmula:

$$T_{UTIL} = C e^{-\alpha \cdot T} \quad \text{Ecuación (26)}$$

Donde:

T_{UTIL} : es la vida esperada, en años, para el material o sistema aislante

C: es una constante que depende de la clase de temperatura del material en cuestión.

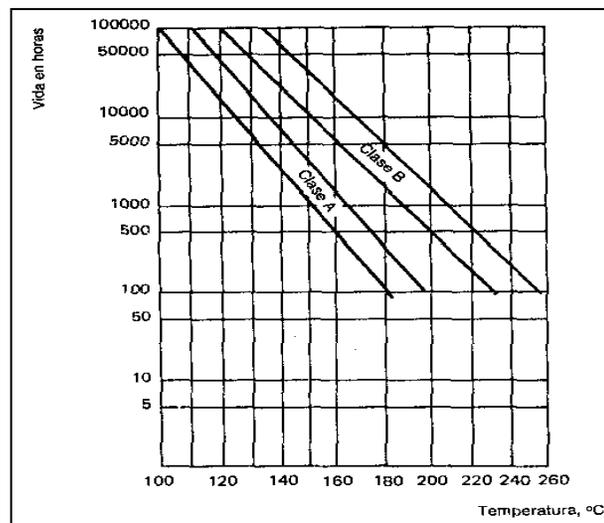
α : es una constante que depende de la clase de temperatura del material

T: es la temperatura en grados centígrados con la cual el material o sistema funciona continuamente.

La figura 8 presenta para las clases de temperatura A y B, la variación de la vida útil en horas en función de la temperatura de operación.

Los valores de α se hallan típicamente en el margen de 0,09 a 0,07, lo que implica que en cada 8 o 10 grados centígrados de variación de temperatura, la vida del sistema queda afectada por un factor 2.

Figura 8. **Vida del aislamiento de materiales tipo A y B**



Fuente: CHAPMAN, J. *Máquinas eléctricas*. p. 56.

Se debe tener en cuenta que los valores de vida expresados así no son determinísticos, sino estadísticos; no se refieren a la medida o valor más probable, sino que suelen expresar el tiempo hasta cuando el 10 % de los elementos que constituyen el universo analizado fallarán, o por otro lado, el tiempo después del cual el 90 % de las muestras del material o sistemas continuarán manteniendo sus características aislantes.

La determinación de la vida de un sistema aislante se hace a través de ensayos de vida acelerada (por ejemplo, IEEE 551), donde las condiciones de prueba de operación, no obstante, de forma más intensa, de tal modo que compense el menor tiempo de sujeción de la muestra.

Se puede estructurar el concepto de la evolución funcional de sistemas aislantes en los siguientes pasos:

- Disponer los componentes del sistema aislante físicamente y montarlos de la forma más próxima posible a las condiciones de utilización real:
- Simular el ambiente de la forma más próxima a la real, o sea deben simular ambientes deferente para diversas situaciones comparativas;
- Acelerar el proceso de deterioro térmico;
- Asumir como límite de operatividad la condición de tiempo/ temperatura en la cual las propiedades mecánicas o eléctricas del sistema presentan deterioro (esa condición no representa necesariamente el fallo total del sistema, que podría ocurrir antes);

La comparación entre la vida útil de nuevos sistemas previamente sometidos a ensayos de vida acelerada y el comportamiento en operación comercial de sistemas aislantes conocidos es el paso final para la introducción del nuevo sistema y de la determinación de la expectativa de la vida del mismo.

En la figura 9, resume los grados de evaluación de la vida útil esperada de un sistema aislante:

Figura 9. **Grados de evaluación de un aislante**



Fuente: elaboración propia, con programa de Microsoft Word 2007.

Se suelen conocer los ensayos de vida acelerada, incluso en otros países, por el nombre originalmente atribuido en la normalización

norteamericana motorette, utilizándose mucho también expresiones como ensayos de motorette, tiempo de vida de motorette, etc.

Hasta aquí se ha abordado la temperatura de operación del sistema aislante como si fuera absolutamente uniforme en todos los puntos, así como no se ha tratado todavía la cuestión de la medición de esta temperatura.

Abordándose, específicamente, los generadores eléctricos de inducción, se sabe que la temperatura no es igual a lo largo de todas las partes del generador. Las cabezas de las bobina de un generador abierto, por ejemplo, estarán a una temperatura inferior a la parte central, en la parte media del paquete del estator. Es importante notar que la temperatura del arrollamiento, excepto en el caso de dos generadores idénticos (mismo fabricante, mismo modelo, mismo lote de fabricación); aún así, solo se tiene una noción cualitativa de las temperaturas relativas.

Hay tres métodos corrientes de medición de la temperatura del arrollamiento (descritas en la Norma ABNT MB 216, Máquinas polifásicas de Inducción- método de ensayo; las demás normalizaciones nacionales, incluso la norteamericana, así como la normalización internacional, son esencialmente congruentes):

3.5.2.1. Método termométrico

Consiste en la colocación de termómetros en las tres partes accesibles del generador; este método solo permite medir la temperatura en regiones frías como las cabezas de bobina, donde hay espacio para su colocación, lo que no permite una evaluación precisa de la temperatura junto al conductor, pues solo permite acceso a la superficie externa del sistema.

3.5.2.2. Detector embutido

Se inserta un sensor tipo resistencia calibrada en el arrollamiento. En el caso de bobinas preformadas se pueden colocar en el interior de la ranura, lo que permite una evaluación de mayor precisión de la temperatura del punto más caliente (*hot spot*).

3.5.2.3. Método de variación de la resistencia

Por este método, el más difundido por su precisión, aunque exige mayores recursos de materiales de ensayo, la resistencia del arrollamiento se mide cuando el generador está frío (en equilibrio con el ambiente) y cuando está a la temperatura de operación, después comprobando en un dinamómetro. Se utilizan esos dos valores para calcular la elevación de la temperatura del arrollamiento por medio de la siguiente expresión:

$$\Delta T = \left\{ \left[\frac{R_2 - R_1}{R_1} \right] \cdot (235 + T_1) \right\} + T_1 - T_a \quad \text{Ecuación (27)}$$

Donde:

ΔT = variación de la temperatura en el arrollamiento.

T_1 = temperatura del arrollamiento antes del ensayo, igual a la del medio refrigerante, medida por termómetro.

T_a = temperatura del medio refrigerante al final del ensayo.

T_2 = temperatura del arrollamiento al final del ensayo, obtenida a partir de la relación

$$R_2 = (K + T_2/K + T_1)R_1 \quad \text{Ecuación (28)}$$

$$T_2 = [R_2(K + T_1)]/R_1 - K \quad \text{Ecuación(29)}$$

Siendo:

$K = 235$ para el cobre.

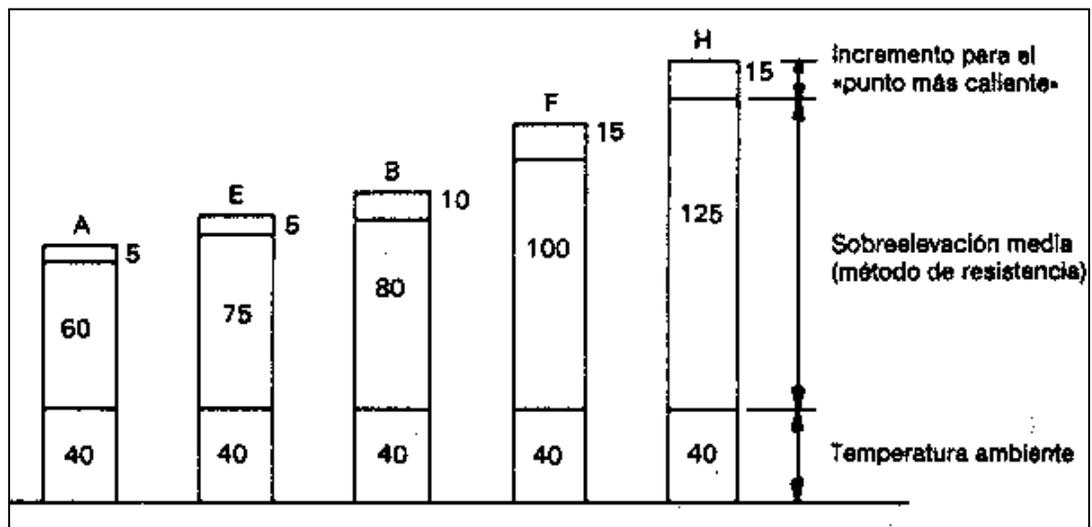
$K = 255$ para el aluminio.

R_1 = valor de la resistencia en Ohm, en frío.

R_2 = valor de la resistencia, en Ohm, en caliente.

El valor de R_2 expresa la temperatura media del arrollamiento, y la temperatura del punto más caliente será superior a ese valor, estando cerca de 5 grados centígrado a 10 grados centígrados más. Para tener eso en cuenta, se asocia la temperatura característica del sistema aislante a la temperatura del punto más caliente, y se impone como temperatura límite un valor medio, determinada por el método de la resistencia inferior. La figura 10, esquematiza tal situación para las clases de temperatura de aislamiento desde A hasta H.

Figura 10. Temperatura para aislamientos A hasta H



Fuente: CHAPMAN, J. *Maquinas eléctricas*. p. 56.

En el caso de la determinación de la temperatura del arrollamiento por los otros métodos que no sean de la variación de la resistencia, hay una reducción correspondiente de los límites admitidos, para tener en cuenta la pérdida de precisión por la inaccesibilidad de regiones más calientes en el método termométrico, y un aumento de los límites, en el caso de la determinación de temperatura por el método del detector embutido, para considerar la mayor proximidad de este al punto más caliente.

Siempre que se aborda la cuestión temperatura del generador, hace falta distinguir tres parámetros:

- La temperatura del ambiente, asociada a la temperatura del medio refrigerante.
- La temperatura del arrollamiento, media de las temperaturas en las diversas regiones del mismo.
- La temperatura del punto más caliente.

4. DESARROLLO DE LA PROPUESTA DE REPOTENCIACIÓN DE GENERADORES POR MEDIO DEL REDISEÑO Y CAMBIO DE AISLANTE

4.1. Potencia nominal y capacidad de sobrecarga

En algunos talleres de reparación se piensa que a los generadores (sobre todo los viejos) se les puede aumentar la potencia nominal rebobinándolos con una sección de conductor mayor que la original, o incrementado la temperatura nominal a través de mejorar la clase del sistema de aislamiento. Esto casi nunca es cierto. Las Normas de la NEMA y la IEC, especifican los valores mínimos del momento de arranque y del momento máximo que corresponden a cada potencia de salida y velocidad nominal.

Usando una mayor sección de conductor o aumentando la temperatura nominal, no se incrementan estos momentos, por lo que no se puede aumentar la potencia nominal sin un análisis riguroso. Esto se debe a que el momento de arranque y el momento máximo están determinados fundamentalmente por las reactancias del estator y del rotor y estas se mantienen aproximadamente constantes si las vueltas efectivas no varían.

Para aumentar la potencia nominal de un generador hay que rediseñar el devanado, al mismo tiempo que se incrementa la clase del sistema de aislamiento.

Con las máquinas construidas con anterioridad a 1960 (en Norteamérica esto incluye las carcasas «U» y anteriores), que tienen aislamiento Clase A, la

potencia nominal usualmente se puede incrementar hasta el siguiente valor de potencia en las escalas estándar de la NEMA e IEC, rediseñando el devanado y utilizando un aislamiento por lo menos Clase B.

Para determinar si la potencia puede ser incrementada aún más, se requiere un riguroso cálculo de las inducciones magnéticas. Aun si las inducciones magnéticas indican que ese incremento puede ser realizado desde el punto de vista eléctrico, es posible que existan problemas desde el punto de vista mecánico. Por ejemplo, un aumento muy grande de la potencia nominal puede causar fallas en los ejes o en los rodamientos.

Tales fallos mecánicos son más probables que ocurran en las carcadas más largas para una altura de eje dada, que en una de carcada más corta. Así, es más probable la falla en una carcada 256 que en una 254 o en una 200 L que en una 200 M (carcadas estándar NEMA).

Si se parte de un generador con aislamiento clase B que fue construido después de los años sesenta (carcadas T en Norteamérica o carcadas IEC en otras partes del mundo), es difícil incrementar la potencia nominal de salida.

Nunca se debe tratar de incrementar más de un valor en la escala de potencia, y debe asegurarse que se use aislamiento clase H.

En esto hay que considerar que los generadores más pequeños operan con muy altas inducciones magnéticas y también con muy alto factor de llenado de ranura, por lo que el incremento de la potencia resulta usualmente imposible.

En cualquiera de estos casos hay que evaluar la eficiencia resultante (bien utilizando procedimientos de cálculo a partir de las dimensiones, o bien

por métodos experimentales) porque esta variará en función de las nuevas relaciones entre pérdidas.

4.2. Aumento de potencia nominal y capacidad de sobrecarga

A continuación se describen los parámetros para aumento de potencia y capacidad de sobrecarga.

4.2.1. Aumento de potencia nominal

Para un cambio en Caballos de Potencia (HP) las vueltas por bobina varían inversamente a la raíz cuadrada de los HP'S la fórmula es:

$$T_2 = T_1 \sqrt{HP_1/HP_2} \quad \text{Ecuación(30)}$$

$$T_2 = T_1 \sqrt{KW_1/KW_2} \quad \text{Ecuación(31)}$$

Donde:

T_2 = a las nuevas vueltas por bobina

T_1 = vueltas por bobina originales

HP_1 = HP originales

HP_2 = nuevos HP

Siempre que los caballos de potencia (HP) de un generador son incrementados, con el mismo número de polos las pérdidas del núcleo se incrementan. Esto debido a que el hierro deberá trabajar más duro o más castigado (a densidades de flujo mayores) para producir la mayor salida de potencia. Mayores pérdidas del núcleo significan mayores incrementos de

temperatura. La corriente de plena carga se incrementará más que lo que sea posible incrementar la sección transversal del área del alambre. Por lo tanto las pérdidas del embobinado también se incrementarán. El incremento en estas pérdidas necesitará que usar un sistema de aislamiento para más alta temperatura.

Las corrientes magnetizantes (en vacío), también serán mayores y el ruido eléctrico se incrementará.

¿Qué tantos HP pueden ser incrementados y cuál deberá ser el nuevo sistema de aislamiento? La respuesta a esta pregunta dependerá del tamaño del frame y si el generador es un frame U o un generador más antiguo o bien si es frame T para alta temperatura.

Primero, el frame U y generadores anteriores o antiguos que tienen un sistema de aislamiento clase A. Los HP pueden siempre ser incrementados hacia el valor próximo estándar de NEMA del HP usando un sistema de aislamiento clase B. Tratar de incrementar los HP en dos capacidades NEMA traerán consigo algunos problemas mecánicos, así como también eléctricos, tomando las consideraciones eléctricas primero, un incremento de 2 *ratings* estándar en HP en los estándares de NEMA puede ser usado en un frame 255 o menores usando un sistema de aislamiento clase F mientras que un frame 254 y mayores requerirán un sistema de aislamiento clase H. La razón de que un sistema de aislamiento clase F puede ser usado en generadores pequeños es que su aumento de temperatura, en el diseño original, fue usualmente menor que el indicado en la placa de datos.

Fallas mecánicas pueden ocurrir si los HP son incrementados en dos capacidades normales estándar NEMA. Los fabricantes descubrieron esto

cuando ellos se fueron de los frame U de baja temperatura a los frame T para alta temperatura. Los caballos de potencia de un frame T de alta temperatura son en el mayor de los casos 2 capacidades estándar superiores que los frame U para un tamaño dado de frame. Para empezar los fabricantes trataban de mantener los diámetros de las flechas y los tamaños de los baleros iguales para el mismo diámetro de frame. Esto es lo que la Industria de reparación necesita hacer si se incrementan dos escalas de NEMA de HP. Algunas flechas se quiebran y los baleros fallarán. Los generadores frame T ahora tienen el mismo diámetro de flecha y tamaño de baleros que los frame U tenían para los mismos HP, el frame de longitud cortos (284, 234, 364, etc.) un incremento de dos ratings en HP eléctricamente se incrementarán 2 *ratings* mecánicamente en solamente una escala de NEMA, eléctricamente dos incrementos hechos.

Por lo tanto, este incremento puede ser hecho satisfactoriamente. Sin embargo, los frames largos (286, 326, 365, etc.), dos escalas de incremento en los HP se incrementarán también eléctricamente a dos escalas de incremento mecánico. Por lo tanto hacer tal cambio es más peligroso. Cuando el tamaño del frame no es conocido, las densidades de flujo deberán ser calculadas para los dos incrementos de HP.

Si se comienza a trabajar con un generador frame T para alta temperatura con aislamiento clase B, no incremente sus HP o su potencia a menos de que sea absolutamente necesario. Nunca incremente más allá de una escala en HP de NEMA. Para el incremento de una escala use aislamiento clase F a través de un frame 215 y aislamiento clase H para frame mayores. Los generadores frame T de alta temperatura están limitados solamente para un incremento en la escala de HP debido a sus altas densidades magnéticas con alta saturación del diseño original.

En el pasado, muchos centros de reparación han reembobinado generadores antiguos usando calibres más gruesos que los que usaba el fabricante o incrementando el sistema de aislamiento del embobinado y les dicen a sus clientes que el generador ha sido embobinado para tener mayores potencias de HP. Esto no es cierto. Los estándares NEMA especifican que la cantidad del par de arranque y la cantidad de par máxima del generador que deberá producir de acuerdo a sus HP nominales y velocidad nominal. Incrementando el tamaño del alambre o el sistema de aislamiento de una temperatura mayor no incrementa otros pares, por lo tanto los HP nominales no son incrementados.

Incremento en el calibre del alambre reduce pérdidas del embobinado y aumento de la temperatura a una carga dada. Por lo tanto, el generador puede ser operado en una cierta sobrecarga mayor. Incrementando el sistema de aislamiento de temperatura también se permite operar el generador en mayor sobrecarga, esto es el factor de servicio puede ser incrementado pero no los HP nominales. El factor de servicio es el porcentaje de sobrecarga que puede ser aplicado a un generador sin que exceda la temperatura del sistema de aislamiento.

4.2.2. Aumento de la capacidad de sobrecarga

Para evaluar cuantitativamente lo que sucede cuando se desea aumentar la capacidad de sobrecarga, es conveniente auxiliarse de expresiones que relacionen la corriente del estator con el producto de la carga lineal por la densidad de corriente $A_1 D_{COR}$.

De:

$$A_1 D_{COR} = \frac{20P_{CU1} \times 10^3}{\rho_m L_M \pi D_1} \quad \text{Ecuación(32)}$$

Donde:

P_{CUI} : pérdidas de cobre en el estator (W)

ρ_m : resistividad del cobre a la temperatura de trabajo ($\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$)

L_M : longitud media de una vuelta (mm)

D_1 : diámetro interior del núcleo del estator (mm)

Dado que la superficie de enfriamiento del devanado del estator se puede considerar proporcional al producto $L_M \pi D_1$, resulta fácil concluir de la Ec. (7) que $A_1 D_{COR}$ caracterizará la carga térmica específica del estator con respecto a las pérdidas de cobre en su devanado.

Haciendo las sustituciones convenientes, se puede expresar la corriente del estator y tomando en cuenta que la tensión rectificadora de un devanado distribuido tiene el mismo valor medio que si estuviera concentrado:

$$I_1 = \sqrt{\frac{\pi D_1 A_{CON}(c)(a_1^2)(A_1 D_{COR})}{10 N_S S_r}} \quad \text{Ecuación(33)}$$

Donde:

A_{CON} : sección del conductor (mm^2)

c : bobinas (número de conductores elementales en uno efectivo)

a_1 : número de pasos en paralelo por fase

N_S : número de conductores por ranura

S_r : número de ranuras del estator

Este valor de corriente podrá considerarse como la corriente nominal admisible para que la carga térmica específica produzca un calentamiento que

se corresponda con la clase del aislamiento. El valor de A_1D_{COR} se obtiene de gráficos empíricos para cada tipo de generador; pero lo que aquí interesa es que si se toma el aislamiento Clase F como base, para otras clases de aislamiento se multiplica el valor hallado por:

Tabla III. **Índices de carga térmica según el tipo de aislante**

Clase A	0,55
Clase E	0,70
Clase B	0,75
Clase F	1,00
Clase H	1,30

Fuente: elaboración propia.

Cuando se aumenta la carga (sobrecarga) con solo el incremento de la calidad del aislamiento para permitir una mayor carga térmica específica, la eficiencia varía. En los generadores de mediana y gran capacidad, la tendencia es a variar ligeramente o incluso a permanecer constante. En los de pequeña potencia, la variación es más marcada. La evaluación de la eficiencia puede hacerse por medios experimentales (vía que resulta complicada frecuentemente) o mediante datos de catálogo.

Resulta conveniente recordar que la clase de aislamiento quedará siempre determinada por aquel elemento del sistema que sea de menor calidad. Así, si en un generador se coloca aislamiento de ranuras y entre bobinas Clase F, pero el alambre es clase B, hay que considerar el aislamiento como de clase B.

La eficiencia se puede aumentar si se disminuye la resistencia del devanado del estator. Esto se logra fundamentalmente acortando la longitud de las cabezas de bobina e incrementando, siempre que sea posible, el área del conductor. Lo último puede obtenerse con un mayor llenado de la ranura. A esta posibilidad contribuye, en los generadores más viejos, el menor espesor de los materiales aislantes actuales. Usualmente, el incremento de la sección del conductor no puede ser mayor que el correspondiente a un número AWG (aproximadamente 1,26 veces). Valores menores pueden ser logrados con combinaciones de hilos en paralelo.

Al reducirse las pérdidas en el devanado, la eficiencia aumenta y el incremento de temperatura disminuye (y con ello aumenta la vida útil de la máquina). El efecto de reducción de las pérdidas por el incremento del área del conductor y el uso de un sistema de aislamiento de una clase superior, pueden también utilizarse para aumentar la capacidad de sobrecarga del generador. En la condición de sobrecarga, el generador tiene mayor deslizamiento. Esto causa una corriente más elevada, lo que lleva a mayores pérdidas e incremento de temperatura. El límite para la sobrecarga lo determina el momento máximo del generador y la capacidad térmica nominal del aislamiento. Si se reducen las pérdidas y se aumenta la temperatura nominal del aislamiento, el generador puede operar a una mayor sobrecarga. Esto aumenta el factor de servicio, pero no la potencia nominal.

4.3. Características constructivas de bobinado

Conforme se han desarrollado materiales aislantes con mejores propiedades dieléctricas, se ha hecho posible el reducir el espesor de pared del aislamiento para un mismo voltaje. Esto tiene ventajas para generadores antiguos en los que se desea cambiar devanados. Es posible aumentar la

sección del conductor y así conseguir un incremento de potencia o una reducción de temperatura.

4.3.1. Sistemas de aislamiento del devanado

Los generadores de baja tensión con devanados suelen utilizar conductores de sección circular, mientras que las máquinas generadoras de alta tensión utilizan conductores rectangulares en sus devanados ordenados. El aislamiento de los conductores en las máquinas con devanados debe ser capaz de soportar la diferencia de tensión entre el principio y el final de cada bobina, ya que el proceso aleatorio de bobinado puede alcanzar esos terminales juntos en la misma bobina. Las resinas naturales y barnices utilizados para las bobinas no eran muy buenos como recubrimiento aislante de los hilos. En cambio, las resinas naturales se utilizaron para impregnar esos hilos magnéticos, ya fueran redondos o rectangulares, siempre que se combinaran con materiales como el algodón, la seda y las fibras de lino.

En comparación con la actualidad, el esmalte que se utilizaba para el aislamiento de los cables era más grueso, más rígido, y tenía una capacidad térmica mucho más baja. Los modernos esmaltes sintéticos mejoran esas propiedades y se aplican mediante varias inmersiones en un tanque y posteriores secados en un horno especial, que producen un recubrimiento total. Al tratarse de un esmalte con mejores propiedades no es necesario un recubrimiento de igual grosor al utilizado en la antigüedad, lo que se traduce en menor rigidez y mayor facilidad de manipulación durante el montaje. Los hornos de secado de alambre se utilizan tanto como para hilo redondo o rectangular.

4.3.2. Primeros sistemas

Los primeros sistemas de aislamiento utilizaban una combinación de papel para el aislamiento de las bobinas de alta tensión o las barras. Este papel al principio era aplicado a mano para bobinas pequeñas, pero para bobinas grandes se necesitaba una máquina que hacía girar la bobina o la barra y así colocar el envoltorio.

4.3.3. Sistemas de micaasfalto

En la década de 1920, las resinas asfálticas se combinaban con divisiones de mica para mejorar el aislamiento a tierra de los devanados estáticos. Las láminas de mica se recubrían por ambos lados con papel de celulosa. Aunque las prácticas difieren entre los fabricantes, un método común que estuvo en uso hasta la década de 1980 fue el uso de barniz asfáltico modificado con tolueno para impregnar la hoja de mica. La mayoría de los fabricantes de generadores aplicaban los nuevos materiales a mano y el recubrimiento de la bobina a través de un proceso de impregnación al vacío utilizando barnices asfálticos. El cambio a una construcción de barras no se produjo hasta que el tamaño de los generadores aumentó y las bobinas eran demasiado grandes para su manipulación durante el montaje en el estator. Se enrollan las bobinas completas, aisladas con ligantes asfálticos y copos de mica, y se realiza un precalentamiento de las bobinas con una elevada corriente, que suaviza el aislamiento termoplástico y permite un cierto movimiento relativo dentro del aislamiento.

4.3.4. Sistemas termoestables de barras y bobinas individuales

Para prevenir la separación de cintas se desarrolló un aislamiento de tierra termoestable, produciendo un material rígido. Las primeras generaciones de aislamiento termoestable utilizaron resinas sintéticas que se ablandaban a temperaturas moderadamente altas, pero no se derretían como algunas de las resinas asfálticas. La temperatura de ablandamiento de las resinas termoestables, se denomina temperatura de transición vítrea. Es la temperatura a la que cambia la resina de un estado rígido y cristalino a una goma de estado amorfo. Suelen utilizarse resinas que tienen una temperatura de transición vítrea por encima de la temperatura de servicio de aislamiento. Estos sistemas de aislamiento son más fuertes y menos flexibles a temperatura ambiente.

4.3.5. Tratamiento impregnación a presión de vacío (VPI) o sistema global VPI

El alto coste de fabricar estatores con devanado ordenado cuyas bobinas o barras son impregnadas o recubiertas totalmente antes de la inserción en las ranuras condujo al desarrollo de otras técnicas. Una de ellas fue el sistema (*Vacuum pressure impregnation*) VPI, Impregnación a Presión de Vacío, menos costoso y que facilita la fabricación porque todas las conexiones del bobinado y las barras se pueden hacer antes de la impregnación final. En esta técnica, el bobinado se coloca en un gran tanque donde se le aplica el recubrimiento. El estator está totalmente inundado de una resina de baja viscosidad, presurizada hasta 0,6 MPa con un gas no reactivo, que impregna todo el aislamiento de tierra, el aislamiento bobina a bobina y el aislamiento de fase-tierra. Después se drena el exceso de resina y el estator puede ser horneado a temperaturas de 60 a 100 grados centígrados para fijar el recubrimiento.

A principios de 1990, los fabricantes tenían la capacidad de aplicar el tratamiento sobre estatores de un máximo de 300 megavoltios. La mayoría de los estatores con devanado ordenado fabricados actualmente emplean este sistema. La resina empleada para el proceso de VPI puede ser epoxi de baja viscosidad o poliéster. El poliéster es más barato y requiere controles de fabricación menos estrictas que el epoxi. Actualmente, la mayoría de los fabricantes suelen preferir epoxi debido a su fuerza y resistencia química (aislante tipo F).

4.4. Tipos de sistemas de aislamiento del devanado estatórico

Los sistemas de aislamiento de un devanado estatórico contienen diferentes componentes y características que intentan evitar que se produzcan fallos eléctricos. Los componentes básicos que permiten garantizar la calidad del aislamiento estatórico son:

4.4.1. Aislante de hilo (*strandinsulation*)

Se trata del recubrimiento exterior de cada hilo conductor que forma una bobina. En el caso de hilos magnéticos, se trata del esmalte con el que se fabrican.

4.4.2. Aislante de espira (*turninsulation*)

Es el material aislante que recubre una espira. Se encuentra alrededor de los apilamientos de cobre y se utiliza sobre todo cuando las espiras están formadas por varios conductores. En caso de que este aislamiento separe bobinas de diferentes fases, tendrá mayor rigidez dieléctrica. Para este tipo de

aislantes se utilizan laminados fabricados a partir de polímeros termo-endurecibles y en la actualidad se aplican recubrimientos termoplásticos.

4.4.3. Aislante a tierra (*groundwall insulation*)

Impide que las fases del devanado tengan contacto con las paredes metálicas de las ranuras del estator. Para este tipo de aislante se utiliza papel de mica combinado con algún tipo de resina o directamente resinas sintéticas líquidas termo-endurecibles como puede ser un poliéster o resina epoxi.

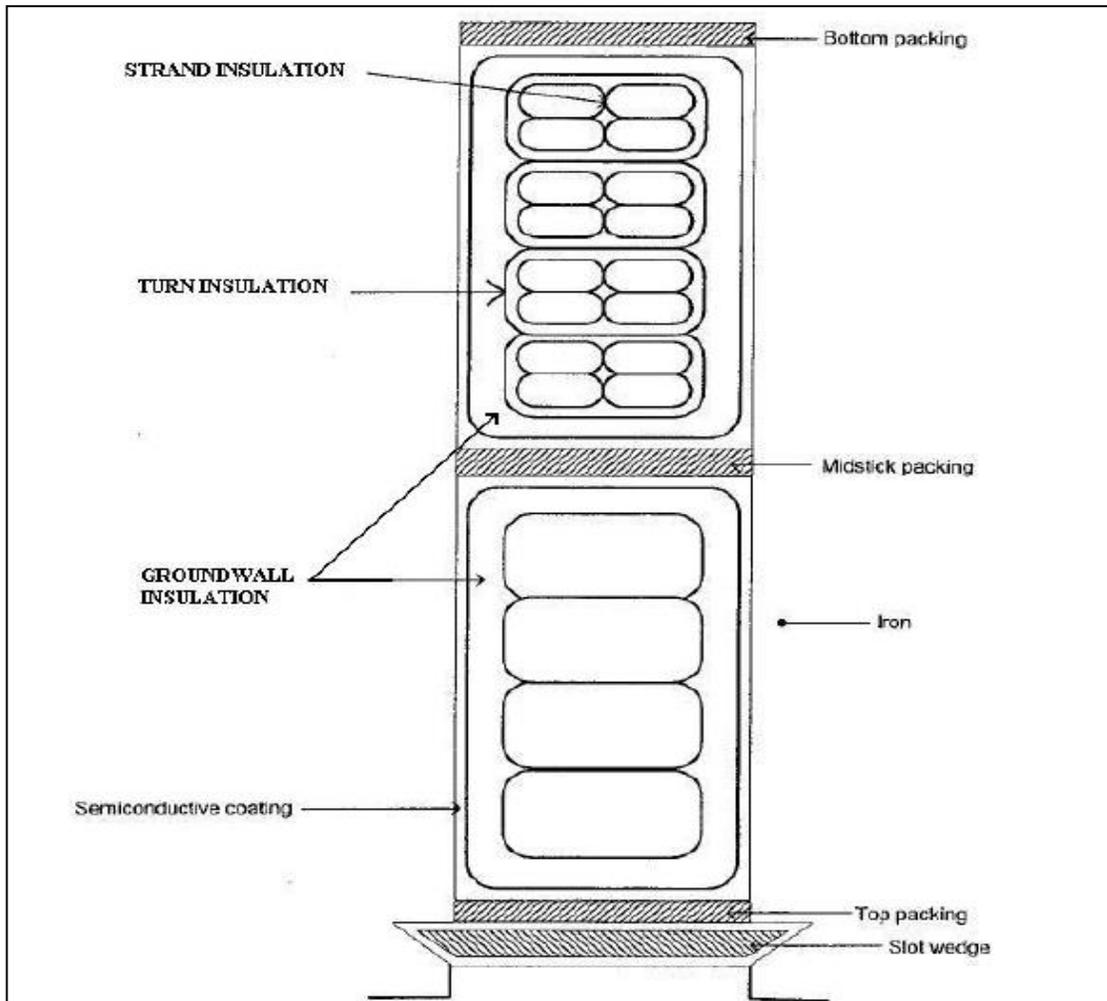
4.4.4. Cubierta semiconductor (*semiconductive coating*)

Es una capa que cubre la superficie de las bobinas del estator para prevenir descargas parciales, rellenando los espacios de aire entre las bobinas y el núcleo. Solo está presente en máquinas de AT (devanados preformados).

4.4.5. Cuñas de apriete (*slot Wedges*)

Dan rigidez mecánica a la bobina dentro de la ranura. Su objetivo es evitar o mitigar las vibraciones de los devanados dentro de las bobinas debidas a fuerzas electromecánicas. De especial importancia en máquinas de AT (devanados preformados).

Figura 11. **Detalle de diferentes aislantes que se pueden encontrar en un devanado**



Fuente: STONE, Greg C. *Electrical Insulation for rotating machines*. p.15.

4.5. Estudio de casos

En esta sección se describen dos casos en los cuales se verifica la aplicación y funcionalidad de los parámetros a medir.

4.5.1. Caso 1

Alternador Leroy Somer con los datos de placa y de catálogo que se muestran en la tabla IV.

Si este motor (europeo, con FS = 1) se rebobina con aislamiento clase H, la corriente I1 permisible (Salida 440V) alcanza, a partir de la ecuación (8):

$$I1 = \sqrt{1.3} * 51.2 = 1.14 * 51.5 = 58.71 \text{ A}$$

Ya que $A_1 D_{COR}$ se multiplica por 1.3 (Aislamiento Clase H) dentro de la raíz. De los datos de catálogo haciendo una interpolación lineal (y a partir de considerar que la potencia es casi proporcional a la corriente):

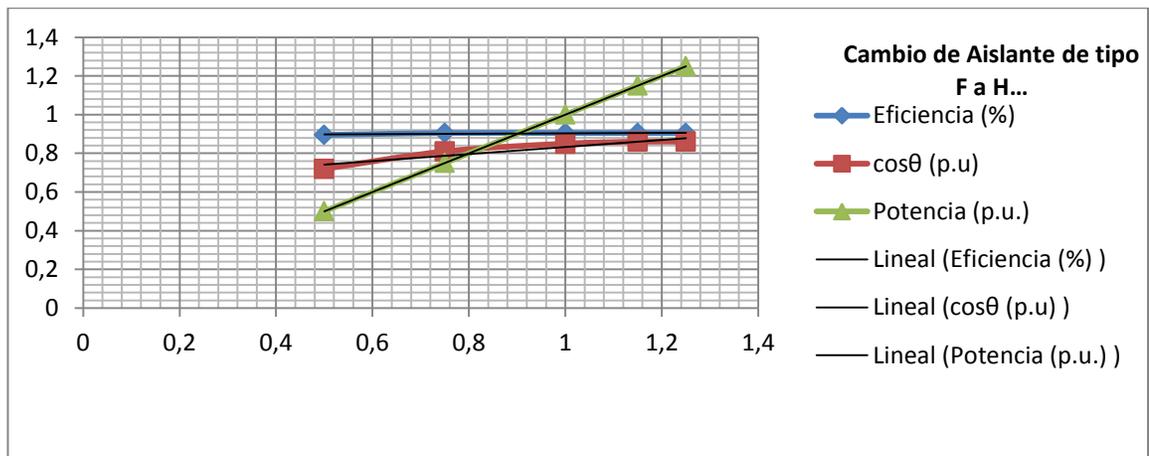
$$\eta = 90.5 \%$$

$$\cos \theta = 0.866$$

O sea, que este alternador tiene ahora una capacidad de sobrecarga continua de 14 % (que equivale aproximadamente a un FS de 1.15), con igual eficiencia, y un factor de potencia solo ligeramente mayor. Resulta evidente la conveniencia energética de esta solución para el caso particular de este alternador si la carga que acciona tiene un ciclo de trabajo en que el período de sobrecarga tenga un peso importante.

Tabla IV. Datos Leroy Somer FLS180L

Datos de placa				
Tipo	FLS 180L	Eficiencia	90,5 %	
Número de polos	4	Velocidad	1 760 rpm	
Potencia	30 kW	Régimen	Continuo	
Frecuencia	60 Hz	Factor de potencia	0.85	
Voltaje	220/440 V	Protección	IP 55	
Conexión	YY/Y	Aislamiento	Clase F	
Corriente	103/51,5 A	Tipo de rotor	Jaula A5L	
Datos de catálogo				
Potencia (p.u.)	0,50	0,75	1,00	1,25
Eficiencia (%)	89,5	90,5	90,5	90,5
$\cos\theta$ (p.u)	0,72	0,81	0,85	0,86



Fuente: <http://www.leroy-somer.com/catalogue-industrie/fichiers/4-FLS-en.pdf>.

Consulta 26 de julio de 2013.

4.5.2. Caso 2

Contrariamente, observar este caso de alternador Siemens, cuyos datos de placa y catálogo se muestran en la tabla V.

Tabla V. **Datos de Siemens K182T**

Datos de placa				
Número de polos	4	Eficiencia	79.8 %	
Potencia	3 hp	Velocidad	1 725 rpm	
Voltaje	460 V	Factor de potencia	0.859	
Conexión	Y	Protección	IP 55	
Corriente	4.1 A	Aislamiento	Clase F	
Datos de catálogo				
Potencia (p. u.)	0,50	0,75	1,00	1,25
Eficiencia (%)	80,7	81,2	79,8	77,0
$\cos\theta$ (p.u)	0,684	0,794	0,859	0,870

Fuente:http://www.equipump.com/site/01_alianzas/11siemens/pdf_siemens/Cat_motores_Siemens.pdf. Consulta 26 de julio de 2013.

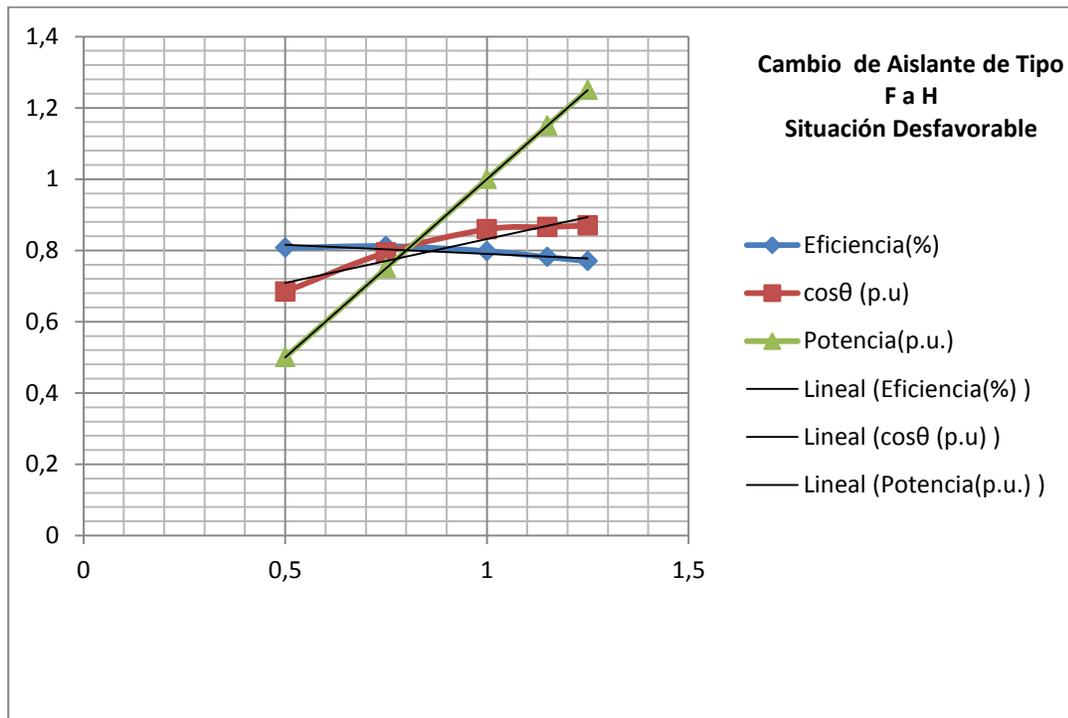
Si igualmente se rebobina con aislamiento clase H, la corriente I_1 , permisible asciende a:

$$I_1 = \sqrt{1.3} * 4.1 = 1.14 * 4.1 = 4.67 \text{ A}$$

Y de los datos de catálogo, haciendo el mismo procedimiento de interpolación:

$$\eta = 78.3 \%$$

$$\cos \theta = 0.864$$



En este caso, con una sobrecarga igual a la del alternador anterior del 14 por ciento, la eficiencia se reduce en 1.5 puntos porcentuales (el factor de potencia se incrementa en 0,005 puntos). O sea, si la carga que acciona tiene un ciclo de trabajo en que el período de sobrecarga tenga un peso importante, al contrario del caso anterior, energéticamente se tiene una situación desfavorable.

CONCLUSIONES

1. Una de las cuestiones que determinan mantener e incrementar la eficiencia de los generadores trifásicos durante su reparación, es el logro de una alta calidad en la parte del proceso concerniente al devanado del estator.
2. Durante la reparación del devanado se pueden tomar medidas que lleven a reducir las pérdidas, aumentar la potencia nominal del generador o incrementar su capacidad de sobrecarga.
3. El incremento del área del conductor y la reducción de la longitud de las cabezas de bobina disminuyen las pérdidas del generador e incrementan la eficiencia.
4. Lo anterior, junto con el uso de un aislamiento de mayor clase, no permite casi nunca (contrario a algunos criterios que abundan) aumentar la potencia nominal, ya que en los momentos de arranque y máximo no se incrementan con esas medidas.
5. Para aumentar la capacidad nominal de un generador trifásico síncrono, se requiere usualmente recalcular el devanado y utilizar una clase superior de aislamiento.
6. El uso de una clase superior de aislamiento permite aumentar la capacidad continua de sobrecarga.

7. En condiciones de sobrecarga la eficiencia puede variar favorable o desfavorablemente, en dependencia del diseño del generador trifásico síncrono.
8. Hoy en día, la repotenciación de los generadores con aislamientos A y B son un tema muy solicitado en las hidroeléctricas con más de 40 años de operación que se encuentran en nuestro país, por la importancia de poder generar con los mismos equipos mayor cantidad de energía.
9. El trabajo de graduación servirá como una base para la guía de evaluación de dicha repotenciación, sin olvidarse que existen más parámetros por evaluar así poder repotenciar los generadores trifásicos síncronos como es el caso de los equipos mecánicos que este involucra.

RECOMENDACIONES

1. Es conveniente que se realicen estudios de prefactibilidad de la repotenciación de generadores trifásicos síncronos en las minicentrales hidroeléctricas, con un tiempo de operación mayor a 40 años por un profesional en el ramo y con amplios conocimientos en la materia.
2. Evaluar el diseño del generador trifásico síncrono y su tipo de aislamiento térmico.
3. Conocer las diferentes tecnologías que se encuentran para disminuir la resistencia estatórica.
4. Mejorar las capacidades de los generadores trifásicos síncronos a los cuales se desea repotenciar.
5. Conocer al detalle la construcción y operación del generador trifásico síncrono, previo a iniciar los procesos de repotenciación en las minicentrales hidroeléctricas.
6. Es necesario cuantificar el gasto que conlleva realizar una repotenciación o mejora de los generadores trifásicos síncronos, con más de 40 años en servicio con aislantes tipo A y B para mejorar su tipo de aislamiento.
7. Para determinar si la potencia puede ser incrementada, se requiere un riguroso cálculo de las inducciones magnéticas.

8. Aunque las inducciones magnéticas indican que ese incremento puede ser realizado desde el punto de vista eléctrico, es posible que existan problemas desde el punto de vista mecánico.
9. Un aumento muy grande de la potencia nominal puede causar fallas en los ejes o en los rodamientos del generador trifásico síncrono.
10. Nunca se debe tratar de incrementar más de un valor en la escala térmica en el aislamiento en las escalas estándar de NEMA e IEC, esto para evitar una sobresaturación del núcleo y fallas en el generador trifásico síncrono.

BIBLIOGRAFÍA

1. CORTÉS CHERTA, Manuel. *Curso moderno de máquinas eléctricas rotativas*. Barcelona, España: Editores Técnicos Asociados. 1972. 261 p. tom I.
2. _____.*Curso moderno de máquinas eléctricas rotativas*. Barcelona, España: Editores Técnicos Asociados. 1972. 261 p. tom II.
3. DÍAZ GAUTIER, J. *Caracterización de defectos en sistemas de aislamiento mediante detección de descargas parciales*. Universidad Carlos III de Madrid: 2002. 100 p.
4. FITZGERALD, A. E. *Teoría y análisis de las máquinas eléctricas*. 2a ed. Barcelona, España: Hispano Europea, 1984. 586 p.
5. GAYTAN GONZÁLEZ, Miguel Ángel. *Mantenimiento eléctrico turbogenerador TG5 marca Elliot Company de 6MW en el CPG Poza Rica*. Veracruz, México: 2002. 58 p.
6. GOLDBERG, O. D.; et al. *Proyecto de máquinas eléctricas. AC motor redesign. Electrical apparatus service association*. St. Louis, USA: EASA.1984. 82 p.
7. *Guide to AC motor repair and replacement*. Electrical apparatus service association. St. Louis, USA: EASA. 1999. 51 p.

8. Institute of Electrical and Electronics Engineers. Std. 112-1996. *Standard test procedure for polyphase induction motors and generators*. USA: IEEE, 1996. 65 p.
9. _____. 432-1992. *Guide for insulation maintenance for rotating electrical machine*. USA: IEEE, 1992. 28 p.
10. _____. *Recommended practice for testing insulation resistance of rotating machinery*. USA: IEEE, 2000. 27 p.
11. IEC *Off-line partial discharge measurements on the stator winding insulation of rotating electrical machines*. IEC TS 60034-27. Rotating electrical machines Part 27, 2006. 55 p.
12. LOBOSCO, Orlando Silvio; DIAZ, José. *Selección y aplicación de motores eléctricos*. España: Marcombo, 1989. 750 p.
13. STONE, Greg C. *Electrical insulation for rotating machines - design, evaluation, aging, testing, and repair*. USA: IEEE, 2004. 390 p.
14. VIEGO, P. R. *Cálculo de devanados de motores asíncronos*. Cali: Editora de la Corporación Universitaria Autónoma de Occidente, 1999 (a). *Pruebas de impulso y de alto voltaje de CD para la evaluación de devanados de máquinas rotativas*. Cali: Editora de la Corporación Universitaria Autónoma de Occidente, 1999 (b). 67 p.