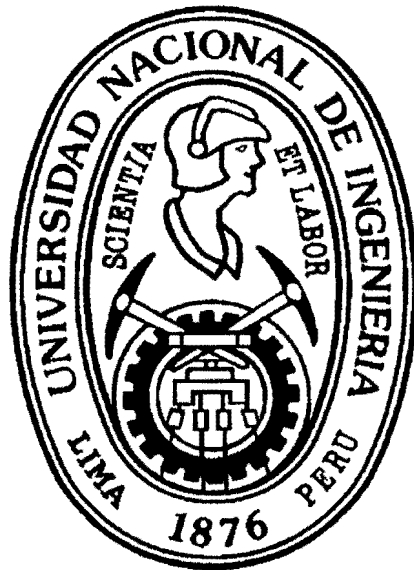


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



ANÁLISIS E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE EXCITACIÓN MODERNO EN TURBOGENERADORES

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

JESUS EDUARDO SARRIA SUAZO

PROMOCIÓN

2009-II

LIMA – PERU

2014

ANALISIS E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE EXCITACIÓN MODERNO EN TURBOGENERADORES

DEDICATORIA:

A mi mamá Carmen por incentivar me el estudio y desarrollo intelectual en cada instante de mi vida, a mi abuelita Alicia que desde el cielo me cuida y bendice, y a mi novia Erica que en un futuro cercano será mi adorada esposa por estar siempre alentándome y apoyándome en todo momento.

SUMARIO

Uno de los temas más importantes en el estudio de los turbogeneradores es el relacionado a los sistemas de excitación. Por ello, se escogió como título para el presente informe de suficiencia, descritos en cuatro capítulos adecuadamente distribuidos.

El primer capítulo representa el marco de referencia y es aquí donde se describen los antecedentes, objetivos y limitaciones del tema tratado.

El segundo capítulo representa la base teórica, tocándose los temas de requerimientos, elementos, clasificación y funciones de un sistema de excitación.

El tercer y cuarto capítulo muestra la implementación y los resultados de tener sistema de excitación moderno, tomando como base a la unidad TG3 de la Central Termoeléctrica de ciclo combinado Kallpa.

Por último, se describen las conclusiones y recomendaciones del informe de suficiencia.

INDICE

PROLOGO	1
CAPÍTULO I	
MARCO DE REFERENCIA	3
1.1 Antecedentes	3
1.2 Objetivo	6
1.3 Descripción del problema	6
1.4 Limitaciones	6
1.5 Definición de términos	6
CAPÍTULO II	
BASES TEORICAS	10
2.1 Introducción	10
2.2 Requerimientos del sistema de excitación	10
2.2.1 Consideraciones en el turbogenerador	10
2.2.2 Consideraciones en el sistema de potencia.....	14
2.3 Elementos de un sistema de excitación	14
2.4 Clasificación de los sistemas de excitación.....	16
2.4.1 Sistema de excitación DC	16
2.4.2 Sistema de excitación AC	17
2.4.3 Sistema de excitación estático	20
CAPÍTULO III	
IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE EXCITACIÓN MODERNO EN TURBOGENERADORES	25
3.1 Introducción	25
3.2 Características	27
3.2.1 Canales de control dual (M y R)	27
3.2.2 Módulo de control del puente (BCM).....	29
3.2.3 Módulo de control de excitación (ECM).....	30
3.2.4 Módulo de interfaz de control de disparo (FCIM)	31
3.2.5 Fuente dual del suministro de potencia.....	33
3.2.6 Detección de tierra del campo del turbogenerador.....	33

3.2.7	Rápida desexcitación	33
3.2.8	Módulo de desexcitación (DX).....	33
3.2.9	Módulo Crowbar (CB).....	34
3.2.10	Excitación inicial (Field flashing)	35
3.2.11	Lógica de disparo digital	35
3.2.12	Control de puente SCR	36
3.2.13	Arreglo del convertidor de potencia.....	36
3.2.14	Balance de corriente activa	37
3.2.15	Redundancia de potencia	37
3.2.16	Protección del SCR.....	37
3.2.17	Sistemas de refrigeración.....	37
3.3	Operación del sistema de excitación moderno.....	38
3.3.1	Modo de regulación	38
3.3.2	Seguimiento del setpoint del modo de operación.....	39
3.3.3	Control de secuencia programable	40
3.3.4	Interface del operador	40
3.3.5	Software ccTool	40
3.4	Funciones de control.....	41
3.4.1	Compensación reactiva.....	41
3.4.2	Estabilizador de sistema de potencia (PSS).....	41
3.5	Funciones de protección.....	44
3.5.1	Limitador de mínima excitación (MEL)	45
3.5.2	Limitador de subexcitación (UEL).....	45
3.5.3	Limitador de sobrecitación (OEL)	46
3.5.4	Limitador de corriente de campo instantánea.....	46
3.5.5	Limitador Volts/Hertz (HXL).....	46

CAPÍTULO IV

RESULTADOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE EXCITACIÓN MODERNO EN TURBOGENERADORES

4.1	Evento 02-11-12, 17:57h.....	48
4.2	Evento 13-12-12, 11:59h.....	50
4.3	Evento 09-09-13, 03:16h.....	52
4.4	Evento 19-07-13, 23:29h.....	53

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFÍA.....

PROLOGO

El presente trabajo se desarrolla en el contexto de crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el país de un 5.97% en el último año 2012 y expectativas de crecimientos anuales al 2016 de un 10% (COES). Lo que exigirá en los próximos años un aumento sostenible de la potencia instalada en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), para cubrir las necesidades energéticas inherentes.

Es así, que en menos de 10 años existen 22 nuevos grupos de generación de gran potencia (>50MVA) que cuentan con tecnología de punta en cada uno de sus equipos, principalmente son Centrales Termoeléctricas a raíz de la disponibilidad del gas natural de Camisea.

Conociendo que los generadores síncronos, en adelante turbogeneradores, son la principal fuente de generación de energía eléctrica en el mundo, se han realizado diferentes investigaciones comprobándose que su operación conlleva riesgos que son comunes a todos los diseños, de tipo eléctrico, mecánico y de control ya que están compuestos de numerosas componentes que deben encontrarse dentro de estrechos márgenes permitidos debido a las fuentes potenciales de fallas que pueden provocar daños al equipo, a las instalaciones adyacentes y al personal.

Particularmente se puede considerar tres tipos de controles que afectan directamente a los turbogeneradores, el control de la combustión (caldera), el gobernador de velocidad (turbina) y el sistema de excitación propiamente del turbogenerador. Este último, es motivo de estudio del presente informe de suficiencia.

El análisis se ha enfocado en una parte fundamental del turbogenerador, que es su sistema de excitación.

Habitados a nuestras Centrales Hidroeléctricas relativamente antiguas, donde los esquemas tradicionales de excitación del turbogenerador era básicamente establecidos por máquinas rotativas acopladas al eje principal de la máquina, ahora en la actualidad se tiene sistemas de excitación modernos (principalmente estáticos), que son digitales y están basados en circuitos integrados y microprocesadores, siendo capaces de suministrar respuestas instantáneas con tensiones de límites altos porque poseen sofisticados esquemas de control de excitación basados en numerosos lazos de control y electrónica de potencia de última generación.

Por último, este informe de suficiencia debe entenderse como una guía práctica de actualización de conocimientos acerca de un sistema de excitación moderno y los resultados obtenidos permitirán corroborar la importancia de su implementación ya sea como cambios integrales del sistema de excitación para turbogeneradores existentes o los que vendrán a futuro en los nuevos proyectos de planta de generación eléctrica que se tiene en marcha.

CAPITULO I

MARCO DE REFERENCIA

1.1 Antecedentes

Los sistemas de excitación han tenido importantes cambios con el paso de los años. Al inicio, fueron controlados manualmente para mantener la tensión deseada en terminales del generador y la carga de potencia reactiva.

Cuando primeramente fue automatizado, fue muy lento y básicamente ocupaba el rol de una alerta de operación.

En los años 20, se aplicó para mejorar la estabilidad transitoria y de pequeña señal a través del uso de reguladores de acción rápida y continua.

En aquel tiempo, la excitación de los turbogeneradores se realizó por máquinas rotativas, excitatrices tipo generador DC. Aunque en su contexto, el rendimiento, la confiabilidad y el mantenimiento fueron adecuados, se dieron casos particularmente en las plantas industriales, donde el mantenimiento se intensificaba por la presencia de atmósferas contaminadas por gases como el SO₂ y SO que son perjudiciales debido a que contribuye a la presencia de chispas, la disminución de la vida útil de las escobillas y un desgaste excesivo o irregular del colector. En muchos casos, una parada del turbogenerador fue necesaria para corregir estas dificultades.

En 1958, un sistema de excitación estático fue desarrollado usando los terminales de corriente alterna de la máquina, a través de transformadores de corriente y potencial para proporcionar energía de excitación, además de usar diodos rectificadores para generar la corriente continua DC en el campo del turbogenerador. Las primeras aplicaciones de este sistema se limitaban a pequeños generadores para aviones comerciales y militares. Luego, en base a la experiencia adquirida con esta tecnología y sus ventajas económicas de implementación respecto a excitatrices con generadores DC, se estableció un procedimiento de diseño que permite la consideración del sistema para la aplicación a grandes turbogeneradores a frecuencia industrial.

Es así que en 1960 se instala el primer sistema de excitación estático a un turbogenerador (de una turbina a vapor) de la empresa "International Paper Company" (USA) que tenía una capacidad de 25.6 MVA a una tensión de 13.8 kV.

Paralelamente, se introdujo en la industria eléctrica otro tipo de sistema de excitación

llamado “brushless” o “sin escobillas”, bajo la misma finalidad de eliminar el uso de escobillas o carbones y colectores, relacionados con el generador DC.

Adicionalmente la capacidad nominal de los turbogeneradores aumentaban, necesitando una mayor corriente campo de alrededor de 1kA a tensiones de 500 V. El primer sistema de excitación brushless se instaló en una Central Eléctrica en 1960. Básicamente, consistía de dos excitatrices llamados excitatriz piloto y excitatriz principal.

Tabla 1.1 Turbogeneradores de la compañía General Electric (GE).

Frec. (Hz)	Serie y Numero de polos	Potencia Aparente (MVA)	Tipo de excitación	Tensión (kV)
50	5A4	35	Brushless o Estático	11.5
	6A6	50	Brushless o Estático	11.5
	6A8	60	Brushless o Estático	11.5
	7A6	105	Brushless o Estático	11.5
	9A4	190	Brushless o Estático	11.5-15.75
60	5A4	35	Brushless o Estático	13.8
	6A6	50	Brushless o Estático	13.8
	6A8	65	Brushless o Estático	13.8
	7A6	115	Brushless o Estático	13.8
	9A4	145	Brushless o Estático	13.8
50	7FH2	240	Estático	15
	324	360	Estático	15.75
	330H	410	Estático	17
	390H	470	Estático	19
	450H	530	Estático	19
60	7FH2	270	Estático	18
	324	420	Estático	18
	390H	480	Estático	22
50	2	400 – 1050	Estático	20 - 23
	4	500 – 1540	Estático	20 - 27
60	2	400 – 1120	Estático	20 - 28
	4	450 – 1600	Estático	20 - 26

La excitatriz piloto compuesto de un generador de imán permanente (PMG), proporciona la tensión de excitación inicial y luego el sistema hace la transferencia para que el excitatriz principal sea el que inyecte la corriente de campo al devanado de campo del turbogenerador. Justamente conocer la corriente de campo en línea es el principal

problema de esta tecnología ya que al tener rectificadores en el mismo eje del rotor del turbogenerador, imposibilita la cuantificación de dicho parámetro.

La tecnología de diseño y desarrollo de los sistemas de excitación siguió avanzando y actualmente encontramos en el mercado varios tipos de sistemas de excitación, sin embargo, los principales son los anteriormente descritos el tipo brushless y estático, este último con alcance para unidades de turbogeneradores de hasta 1600 MVA.

En las tablas 1.1 y 1.2 se muestran los productos de turbogeneradores con sus sistemas de excitación para dos de las empresas líderes en el área de energía como es General Electric (GE) y Siemens.

Tabla 1.2 Turbogeneradores de la compañía Siemens

Frec. (Hz)	Serie y Numero de polos	fdp	Potencia Aparente (MVA)	Tipo de excitación	Eficiencia (%)	Tensión (kV)
50	SGen5-100A-2P	0.80 a 0.85	25 a 300	Brushless o Estático	> 98.7	6.3 a 16
60	SGen6-100A-2P	0.80 a 0.85	25 a 235	Brushless o Estático	> 98.7	6.3 a 16
50	SGen5-100A-4P	0.80 a 0.90	25 a 70	Brushless o Estático	> 98.5	6.3 a 15
60	SGen6-100A-4P	0.80 a 0.90	25 a 65	Brushless o Estático	> 98.5	6.3 a 13.8
50	SGen5-1000A	0.8 a 0.9	165 a 350	Brushless o Estático	>98.8	10.5 a 20
60	SGen6-1000A	0.8 a 0.9	165 a 310	Brushless o Estático	>98.8	13.8 a 18
50	SGen5-2000H	0.85	350 a 600	Estático	>99	16.5 a 22
60	SGen6-2000H	0.85	310 a 600	Estático	>99	19 a 23
50	SGen5-3000W	0.85	675 a 940	Brushless o Estático	>99	15 a 21
60	SGen6-3000W-4P	0.85	600 a 1270	Brushless o Estático	>99	16 a 27
50	SGen5-4000W-4P	0.85	1,300 a 2235	Brushless o Estático	>99	27
60	SGen6-4000W	0.85	1,300 a 2235	Brushless o Estático	>99	27

1.2 Objetivo

Describir las características, ventajas y resultados de la implementación de un sistema de excitación moderno para turbogeneradores, de acuerdo al desarrollo y aplicación de nuevas tecnologías existentes.

1.3 Descripción del problema

Hoy en día es muy importante diseñar y operar sistemas eléctricos que no sólo tengan la máxima eficiencia posible, sino que además tengan el más alto grado de seguridad y confiabilidad.

En una Central Eléctrica el hecho de no disponer de una unidad de generación por falla, trae graves consecuencias económicas no solo porque se para un proceso productivo, sino también porque se incrementa los costos de mantenimiento y se disminuye la vida útil del turbogenerador.

Sabiendo que el sistema de excitación es una pieza fundamental de un turbogenerador, se ha realizado un análisis exhaustivo de este equipo, describiendo los principales tipos y en particular, mostrando un sistema de excitación moderno que es el estático.

En el presente trabajo se intenta corroborar las ventajas y los beneficios de implementar un sistema de excitación estático en las Centrales Eléctricas del país existentes y en las nuevas que vendrán de acuerdo al desarrollo de nuevos proyectos energéticos.

1.4 Limitaciones

La limitación del presente informe de suficiencia radica en que se hace un análisis integral del funcionamiento de un sistema de excitación moderno tipo estático con datos reales, no de la misma manera respecto a los sistemas de excitación antiguos (tipo Generador DC) que aún se encuentran en servicio en algunas Centrales Eléctricas del país y que no se obtuvo acceso a ningún dato real o histórico de sus características de funcionamiento.

1.5 Definición de términos

Son extraídos del Estándar del IEEE 421.1 [1].

- **Turbogeneradores:** Son generadores síncronos movidos principalmente por turbinas hidráulicas, de gas o vapor.
- **Sistema de excitación digital:** Una nomenclatura común para describir un sistema de excitación de una máquina síncrona que está implementada en un procesador digital. Como mínimo la función de control del Regulador Automático de Tensión (AVR) deberá ser implementado digitalmente en dicho sistema. Es probable que las funciones de limitadores y opciones VAR/PF o controles del Estabilizador de Sistema de Potencia (PSS) se apliquen también en el mismo control digital.
- **Sistema de control de excitación:** Es el sistema de control de realimentación que

incluye al turbogenerador y su sistema de excitación. El término es usado para distinguir el funcionamiento del turbogenerador y sistema de excitación en conjunto, comparándolo con sistema de excitación por sí solo.

- **Sistema de excitación:** Es el equipo proporciona corriente de campo para una maquina síncrona, incluyendo toda la potencia, regulación, control y elementos de protección.
- **Estabilizador del sistema de excitación:** Es una función que sirve para modificar la señal sin retroalimentación del regulador de tensión para cualquier serie o compensación retroalimentada para mejorar el comportamiento dinámico del sistema de control de excitación.
- **Regulador AC:** Procesa las entradas de los sensores y proporciona una señal de control adecuada para la excitatriz. El procesamiento de las señales emplea técnicas clásicas de regulación y estabilización.
- **Regulador DC:** Ajusta la tensión del devanado de campo a un determinado valor de referencia, y permite el control manual de la excitación. Se usa para controlar la excitación en situaciones especiales como ensayos, fallos del control automático, etc.
- **Interruptor de Campo AC:** Es un interruptor usado para desconectar el sistema de excitación de un suministro AC.
- **Control Automático:** En el ámbito de un sistema de control de excitación, el control automático se refiere a mantener la tensión de la maquina síncrona a un nivel predeterminado sin intervención del operador, sobre el rango operacional de la maquina síncrona.
- **Regulador Automático de Tensión (AVR):** Es un término usualmente usado a menudo para designar al regulador de tensión sólo o al sistema de control completo compuesto de limitadores.
- **Autotracking (Seguimiento):** Es una función que hace que la salida de un canal de control en modo standby siga la acción de un canal de control activo. Por ejemplo, Autotracking del control manual que sigue al control automático en el AVR.
- **Excitatriz Brushless:** Es un Generador-rectificador, donde el excitatriz emplea rectificadores con una conexión directa del campo de la maquina síncrona, eliminando así la necesidad de escobillas.
- **Interruptor de campo DC:** Es un interruptor usado para desconectar el sistema de excitación del generador o excitatriz de campo.
- **Desexcitación:** Es la remoción de la excitación y descarga de campo de la maquina síncrona, excitatriz principal o excitatriz piloto.
- **Respuesta nominal del sistema de excitación:** La tasa de incremento de la tensión

de salida del sistema de excitación está determinado por la curva de respuesta de tensión del sistema de excitación dividido por la tensión de campo nominal. Esta tasa, si es mantenida constante (curva ac), se desarrollaría la misma área tensión-tiempo como se obtuvo de la respuesta (curva ab) sobre el primer intervalo de medio segundo (a menos que un intervalo de tiempo diferente sea especificado).

- **Terminales de salida del sistema de excitación:** Es el lugar de salida del equipo que comprende el sistema de excitación. Estos terminales pueden ser idénticos con los terminales del devanado de campo.
- **Corriente nominal del sistema de excitación:** Es la corriente continua en los terminales de salida del sistema de excitación que se puede suministrar bajo condiciones definidas de su operación. Esta corriente es menos que el valor requerido por la maquina síncrona bajo la mayoría de condiciones de operación continua demandada (generalmente resulta de la tensión de la maquina síncrona, frecuencia y variaciones de factor de potencia).
- **Tensión nominal del sistema de excitación:** Es la tensión continua en los terminales de salida del sistema de excitación que pueden proporcionar cuando entregan una corriente nominal del sistema de excitación, bajo condiciones de carga continua nominal de la maquina síncrona con su devanado de campo: 1) 75 °C para devanados de campo diseñados a operar con tasas de temperatura rise de 60 °C o menos; 2) 100 °C para devanados de campo diseñados a operar con tasas con una temperatura rise superior que 60°C.
- **Corriente ceiling o de techo:** Es la máxima corriente de campo que el sistema de excitación está diseñado a suministrar. Típicamente, está relacionado con la capacidad térmica del equipo del sistema de excitación o la capacidad del circuito de campo de la máquina síncrona.
- **Tensión Ceiling o de techo:** Máximo tensión que puede suministrar un excitatriz a determinadas condiciones de carga. Para excitatrices rotativas el tensión de techo se especificará a velocidad nominal y a una temperatura de campo determinada.
- **Tiempo de respuesta de tensión del sistema de excitación:** Es el tiempo en segundos para que la tensión de excitación alcance 95% de la diferencia entre la tensión ceiling y la tensión de campo nominal bajo condiciones específicas.
- **Field flashing:** Aplicación momentánea de corriente continua DC para el campo de una máquina síncrona con el propósito de construir su perfil de tensión en terminales.
- **Alta respuesta inicial:** Un sistema de excitación capaz de alcanzar el 95% de la diferencia entre la tensión ceiling y la tensión de campo nominal en 0.1s o menos, bajo condiciones específicas.

- **Modo manual del AVR:** En un sistema de excitación el control manual se refiere al control directo de la excitación de la maquina síncrona por la acción del operador. La tensión de campo es contralada y normalmente el regulador pasará a modo manual cuando exista perdida de las señales del transformador de potencial, por ejemplo durante una apertura de sus fusibles.
- **Modo automático del AVR:** En modo automático, la corriente de campo es controlado a través de la tensión de armadura AC. Se pueden seleccionar el control específicamente ya sea por factor de potencia (PF) o potencia reactiva (MVAR). El control por potencia reactiva regula el flujo de corriente reactiva en el turbogenerador. El nivel de MVAR calculado es comparado con un valor de referencia y el setpoint de tensión de armadura AC es elevado o disminuido de acuerdo a los requerimientos del sistema.
- **Generador de imán permanente (PMG):** Es una maquina síncrona auxiliar con el campo magnético permanente. Es usado para suministrar los requerimientos de energía de una parte del sistema de excitación.
- **Excitatriz piloto:** Este equipo proporciona la fuente de alimentación de campo para la excitación del otro excitatriz.
- **Transformador de excitación:** Un transformador de potencial en un sistema de excitación con rectificador de fuente de los terminales de la máquina o de una barra auxiliar del sistema de excitación. También, un transformador en un sistema excitación rectificado fuente compuesta que transfiere energía eléctrica de los terminales de armadura de la maquina síncrona al sistema de excitación en una relación de magnitud y fase requerida en el sistema de excitación.
- **Setpoint:** Es la señal de referencia a la cual la variable controlada debe ser comparada.
- **Cortocircuito del devanado de campo (Crowbar):** Esta protección se instala en algunos generadores para evitar, bien una corriente negativa en el devanado de campo, o una tensión excesiva en el mismo, en algunas circunstancias especiales. El incidente típico que puede producir este tipo de problemas es un cortocircuito en la red. En caso de existir, esta protección proporciona un paso alternativo para la corriente, actuando como un cortocircuito del devanado de campo. Este camino puede abrirse a través de un tiristor que permita el paso de corriente a través de una resistencia de descarga, o también a través de una resistencia no lineal o varistor.

CAPITULO II

BASES TEÓRICAS

2.1 Introducción

Un sistema de excitación es una combinación de aparatos diseñados para suministrar y controlar la corriente de campo por medio de un regulador automático de tensión (AVR) y así mantener la tensión en terminales del turbogenerador en valores específicos, generalmente lo más constante posible.

Consideraremos en el marco teórico los requerimientos y elementos de los sistemas de excitación, tipos de sistemas de excitación, funciones de control y protección.

Es importante mencionar que en las Centrales Eléctricas del país tenemos una gran variedad de sistemas de excitación con diferentes tecnologías, desde los más antiguos con base a máquinas rotativas acopladas al eje principal de la máquina, considerando el arreglo de una excitatriz principal y auxiliar, llamado sistema de excitación DC (Central Hidroeléctrica Charcani I, II, III y IV), hasta los más modernos sistemas de excitación tipo estáticos (Grupo TG3, Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado Kallpa).

Otras empresas del sector de generación eléctrica en el país ya han realizado cambios integrales de su sistema de excitación, como por ejemplo durante el 2011 tenemos el caso de mantenimiento mayor: Cambio de sistema de excitación en los grupos G2, G3, G4, G5 y G7 de la Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo (Electroperú S.A.) y en el 2012 el caso de mantenimiento: Renovación del sistema de excitación en el grupo G4 de la Central Hidroeléctrica Huinco (Edegel S.A.A.).

De ahí la importancia de abarcar todos los sistemas de excitación, siendo principalmente los sistemas de excitación modernos los que se analizará a detalle porque es la finalidad del presente informe de suficiencia.

2.2 Requerimientos del sistema de excitación

Los requerimientos de desempeño del sistema de excitación están determinados por:

2.2.1 Consideraciones en el Turbogenerador

El requerimiento básico es que el sistema de excitación suministre y controle automáticamente la corriente de campo del rotor, manteniendo la tensión en terminales del turbogenerador dentro de los límites permitidos.

El sistema de excitación debe responder a perturbaciones transitorias forzando el campo de acuerdo a los límites impuestos por la capacidad reactiva del turbogenerador. Principalmente existen tres límites para la operación normal del turbogenerador, el “límite de la corriente de armadura”, el “límite de la corriente de campo” y el “límite de calentamiento de la región final del estator”, caracterizados en dos curvas importantes que se describen a continuación:

a) Curva de Capacidad

Es un gráfico que representa la capacidad del turbogenerador en función a su potencia aparente (MVA), a tensión nominal, usando la potencia activa (MW) y potencia reactiva (MVAR) como los dos ejes principales, tal y como lo muestra la Figura 2.2.

Las restricciones a la curva están dados por: el “límite de la corriente de armadura”, debido a las pérdidas en el cobre del devanado del estator, lo que restringe la corriente de armadura hasta un valor dado de tal manera que se evita dañar su aislamiento. Los devanados están diseñados de tal forma que la máxima temperatura admisible se alcanza cuando el generador trabaja a condiciones nominales y el incremento de temperatura debe ser controlado por el sistema de refrigeración del turbogenerador.

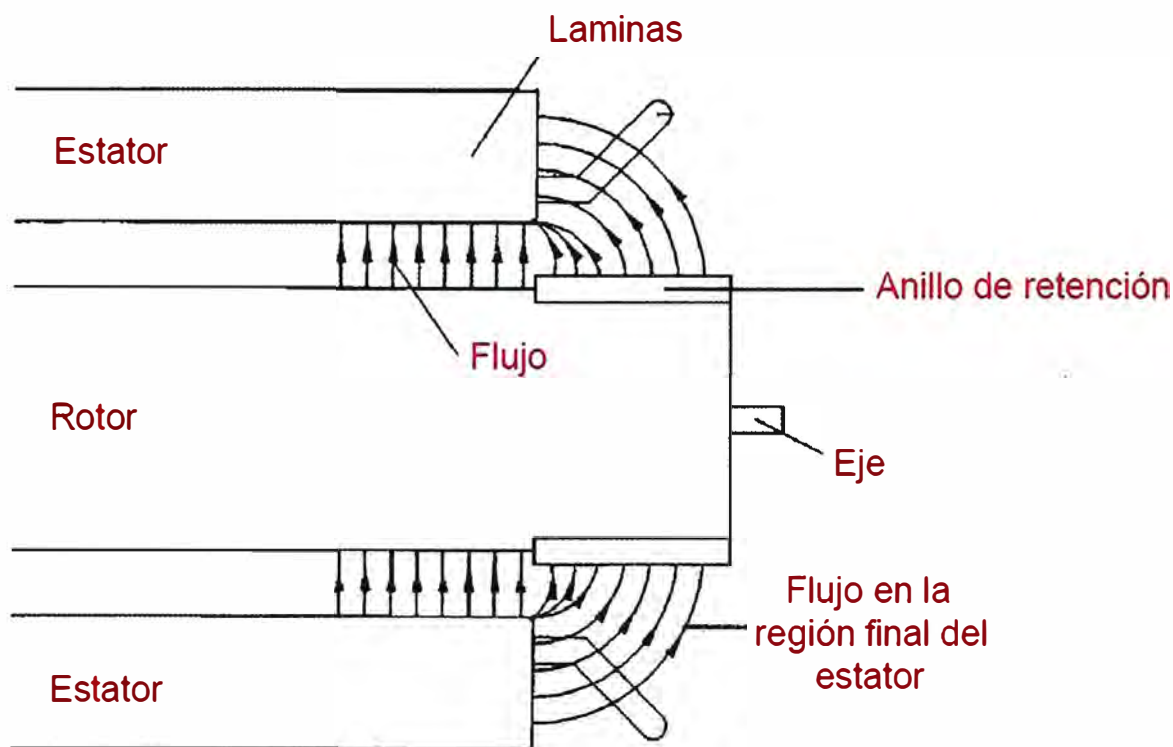


Figura 2.1 Disposición del flujo magnético en la región final del estator. [3]

Para cualquier problema en el sistema de refrigeración, la corriente de armadura máxima permitida se reduce, de la misma manera que es reducida la capacidad de generación de energía. El “límite de calentamiento de la región final del estator” (característica en los turbogeneradores de rotor cilíndrico, debido su construcción y ubicación respecto al estator), ocurre cuando el turbogenerador opera en condiciones de subexcitación, es

decir consumiendo energía reactiva de la red. En un turbogenerador, el flujo magnético que circula por el entrehierro es el resultado de la suma vectorial del flujo proveniente del devanado de campo y el flujo de reacción de armadura. La mayoría del flujo del entrehierro circula directamente desde el rotor hacia el estator (Ver Figura 2.1), sin embargo, en la región final del estator, parte de este flujo magnético toma otra trayectoria, debido a la disposición física del rotor.

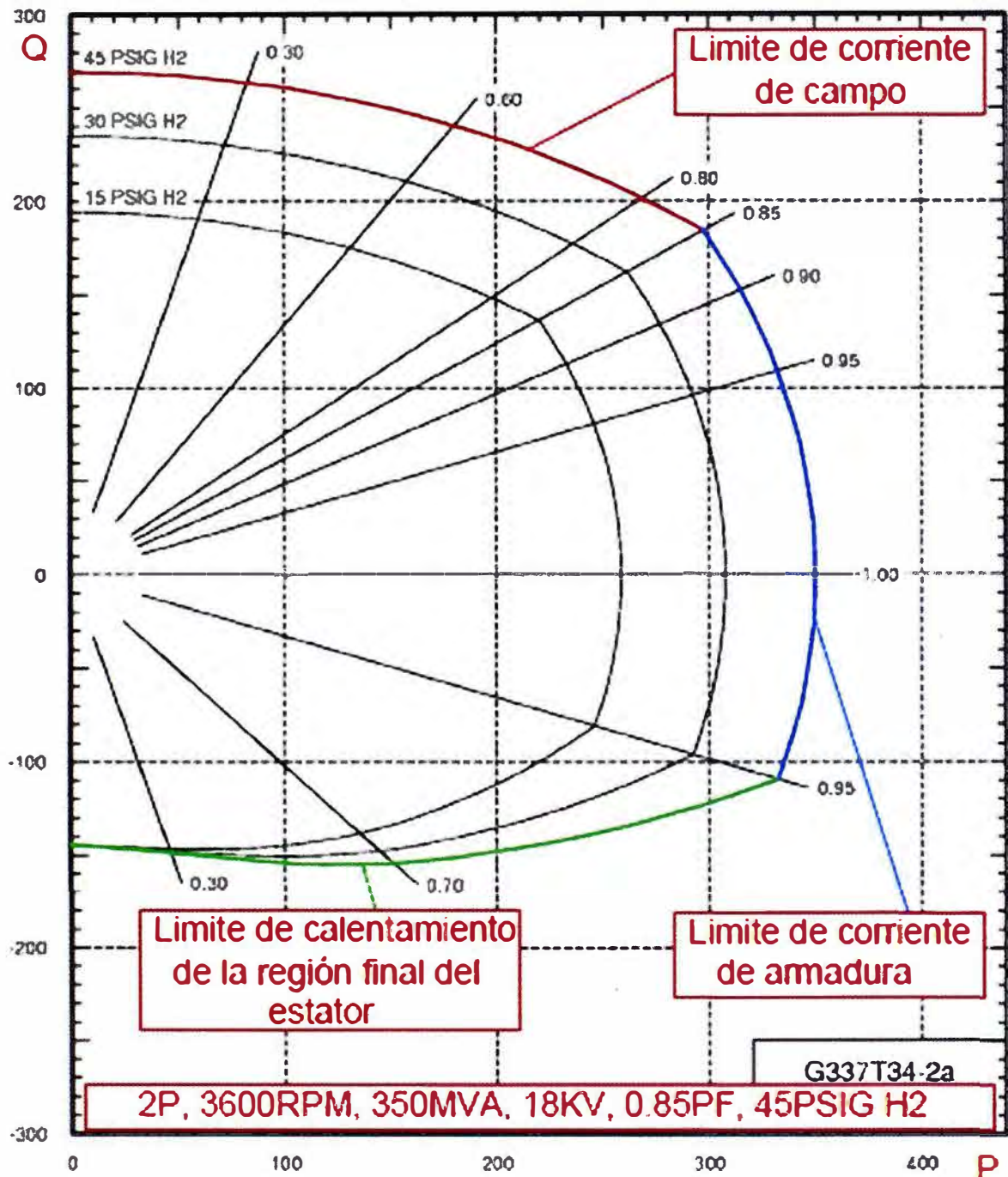


Figura 2.2 Curva de Capabilidad, Turbogenerador de la TV de la Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado Kallpa. [7]

El flujo magnético en el entrehierro induce corrientes parásitas o de Eddy en el estator, cosa que no ocurre en el rotor, porque para éste, la velocidad relativa del flujo magnético

que gira a velocidad síncrona en el entrehierro es cero.

El "límite de la corriente de campo" está relacionado con la pérdida de cobre en el devanado del rotor y esto causa calentamiento del campo. Ocurre generalmente cuando el turbogenerador inyecta energía reactiva (sobrecitado) a bajas cargas.

Por otro lado, en el caso de un turbogenerador refrigerado por hidrogeno se considerara limitaciones a la curva de capacidad de acuerdo a la presión con se trabaja, normalmente se tiene valores de 30, 45 y 75 PSI.

b) Curva en V – Mordey

Muestra la relación que existe entre la potencia aparente (o en su defecto la corriente de armadura) y la corriente de campo, a una potencia activa constante (Ver Figura 2.3).

Se considera que el turbogenerador se encuentra en paralelo con una red de potencia infinita donde, la tensión y frecuencia de la red son constantes.

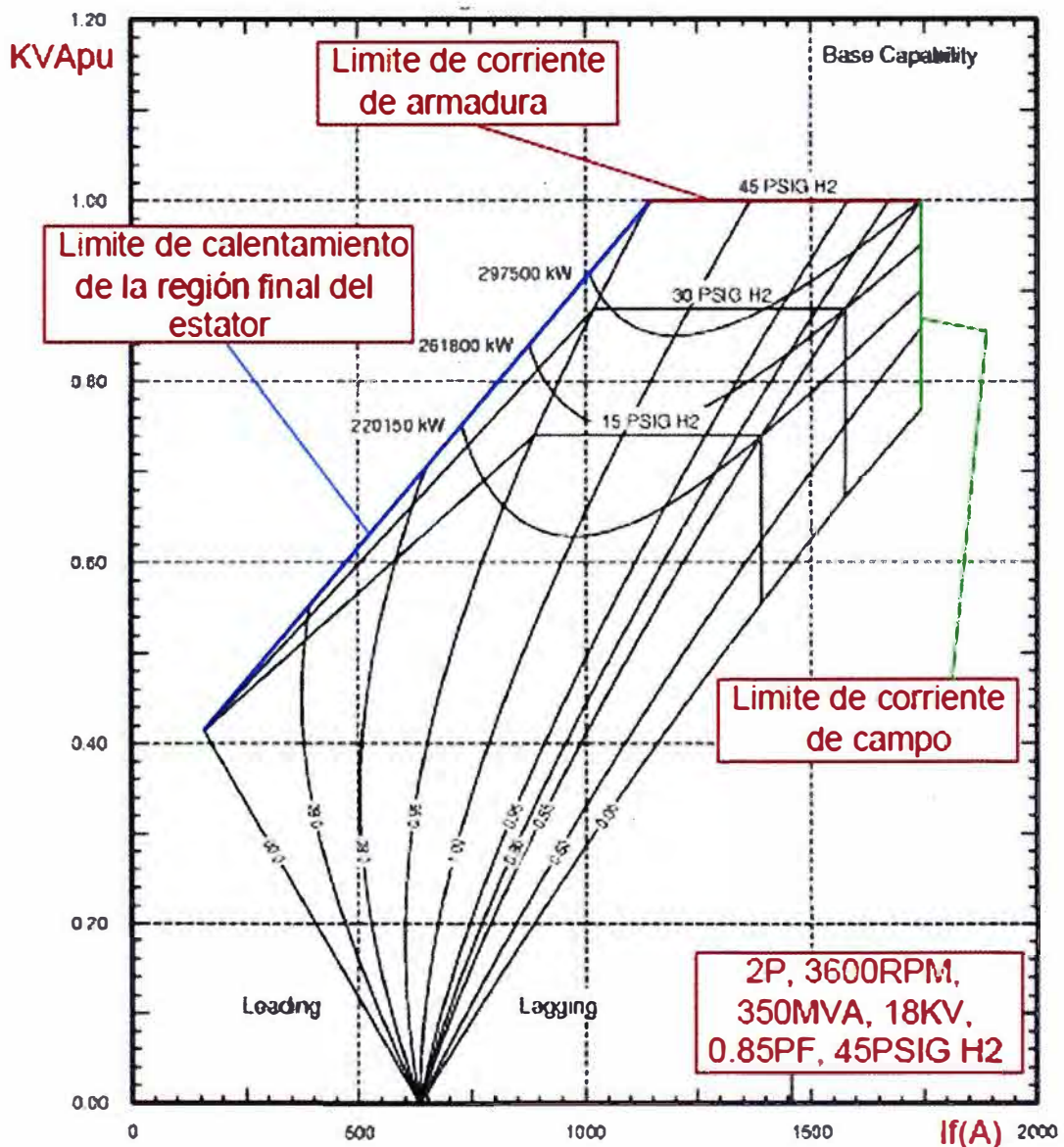


Figura 2.3 Curva en V - Mordey, Turbogenerador de la TV de la Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado Kallpa. [7]

Las curvas punteadas representan los valores para cual el factor de potencia es constante y adicionalmente si estamos en el caso de un turbogenerador refrigerado por H₂, existirá una restricción de acuerdo a la presión de trabajo, normalizado comúnmente a valores de 30, 45 y 75 PSI.

2.2.2 Consideraciones en el Sistema de Potencia

A principios de los años 60 el rol de los sistemas de excitación fue expandido usando funciones de estabilización auxiliares, además de la tensión entre terminales para controlar la tensión de campo y amortiguar las oscilaciones del sistema. Estas mejoras se lograron con la introducción de la electrónica de potencia, que permitieron el uso de rectificadores de gran eficacia. Esta parte del control de excitación se llama estabilizador del sistema de potencia. El sistema de excitación debe contribuir a un efectivo control de la tensión y por ello es ampliamente usado para mejorar la estabilidad del sistema de potencia. Específicamente se trata de la estabilidad del ángulo del rotor, que es la capacidad del sistema de mantener el sincronismo y el equilibrio de potencias activas, después de haber sido sometido a una perturbación. La estabilidad del ángulo del rotor comprende tanto la estabilidad permanente como la estabilidad transitoria.

El sistema de excitación se usará en coordinación con los estabilizadores de sistema de potencia (PSS) para amortiguar pequeñas oscilaciones de corta duración (como por ejemplo, variaciones graduales en la carga o generación, cambios automáticos de la excitación mediante el AVR, etc.), modulando la corriente de campo del turbogenerador y así mejorar la estabilidad permanente.

También, el sistema de excitación debe tener una capacidad de control rápido ante una gran perturbación de corta duración (como por ejemplo, falla de unidades de generación, falla en líneas de transmisión, desconexiones súbitas de carga, etc.), mejorando la estabilidad transitoria.

Para cumplir con estos requisitos satisfactoriamente el sistema de excitación debe satisfacer los siguientes requerimientos:

- Satisfacer el criterio de respuesta especificado (velocidad de respuesta).
- Proveer límites y protección para prevenir daños propios, de la máquina y de otros equipamientos.
- Satisfacer requerimientos de una operación flexible.
- Satisfacer una deseable disponibilidad y confiabilidad, con la incorporación del nivel de redundancia necesario y de funciones de detección y aislamiento de fallas internas.

2.3 Elementos de un sistema de excitación

En la Figura 2.4 se muestra el diagrama de bloques funcional de un sistema de excitación para turbogeneradores.

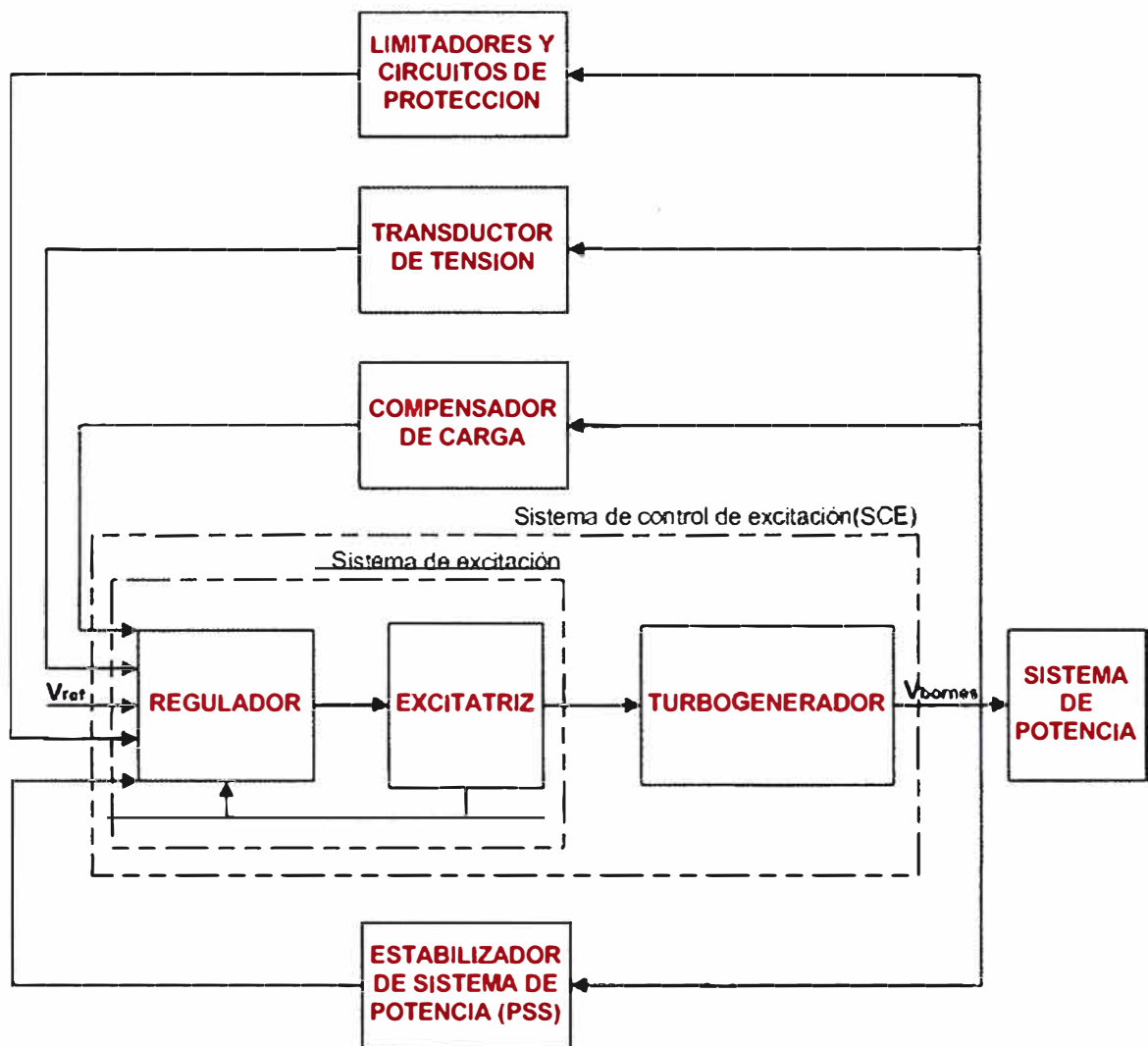


Figura 2.4 Diagrama de bloques general de un sistema de excitación. [4]

Donde:

- **Excitatriz:** Este bloque proporciona la energía eléctrica de alimentación del campo rotatorio del turbogenerador, constituyendo la fuente de poder del SCE.
- **Regulador:** Procesa y amplifica la señal de control de entrada a un nivel y forma adecuado para el control de la excitatriz. Incluye la función de regulación y estabilización.
- **Transductor de tensión:** Mide la tensión en terminales, la rectifica y la filtra para obtener un valor de corriente continua que se compara con una referencia, la cual representa la tensión deseada en terminales.
- **Compensador de carga:** Es una función que actúa para influenciar la acción del regulador de tensión para el control de tensión en un punto diferente de los terminales del turbogenerador.
- **Estabilizador del sistema de potencia (PSS):** Es una función que proporciona una entrada adicional al regulador de tensión para amortiguar las oscilaciones del sistema

de potencia.

- **Limitadores y circuitos de protección:** Este bloque incluye un extenso arreglo de control y funciones de protección para garantizar que los límites de capacidad de la excitatriz y el turbogenerador no se excedan. Algunas de las funciones más usadas son los limitadores de corriente de campo, límite de tensión de excitación, limitador de tensión en terminales, límite de subexcitación, límite de sobrexcitación, protección de Volts/Hertz, entre otros.

2.4 Clasificación de los sistemas de excitación

En términos generales, dependiendo de la naturaleza de la fuente de alimentación y el tipo de máquina eléctrica, se tienen tres grandes grupos:

2.4.1 Sistema de excitación DC

Representan los primeros sistemas, desde los años 20 a 60. Estos pierden importancia a mediados de los años 60 cuando aparecieron fuertemente los de excitación AC.

Los sistemas de excitación de tipo DC son todos aquellos en los cuales la excitatriz, la fuente que alimenta el devanado de campo, es un generador eléctrico DC.

Estos generadores DC pueden extraer la potencia para su funcionamiento del eje mismo del turbogenerador, o también de motores auxiliares.

Para conectar la armadura de la excitatriz DC, estática, con el campo del generador, que rota, se usan anillos rozantes.

El regulador puede ser de varios tipos dependiendo de la tecnología del dispositivo utilizado para controlar la excitación de la excitatriz DC: los más viejos, de operación discontinua y baja ganancia, son a base de reóstatos; otros, de tecnología posterior, operación continua y alta ganancia, consisten en amplidinas (amplificadores rotativos) o amplificadores magnéticos; igualmente, se tienen algunas actualizaciones que reemplazan reguladores reostáticos o de amplidina por implementaciones a base de elementos de estado sólido.

Estos reguladores pueden obtener su potencia desde pequeños generadores independientes, o en el caso de actualizaciones con dispositivos de estado sólido, desde las terminales del mismo turbogenerador o desde un barraje auxiliar.

El análisis se realiza con la excitatriz controlada por la Amplidina que es una máquina DC de construcción especial que tiene un conjunto de escobillas separadas en 90° eléctricos, uno sobre su eje directo d y otro sobre su eje de cuadratura.

El control del campo de giro es localizado sobre el eje d . Una carga de compensación de giro en serie con el eje d produce un flujo igual y opuesto al de la corriente de armadura del eje d .

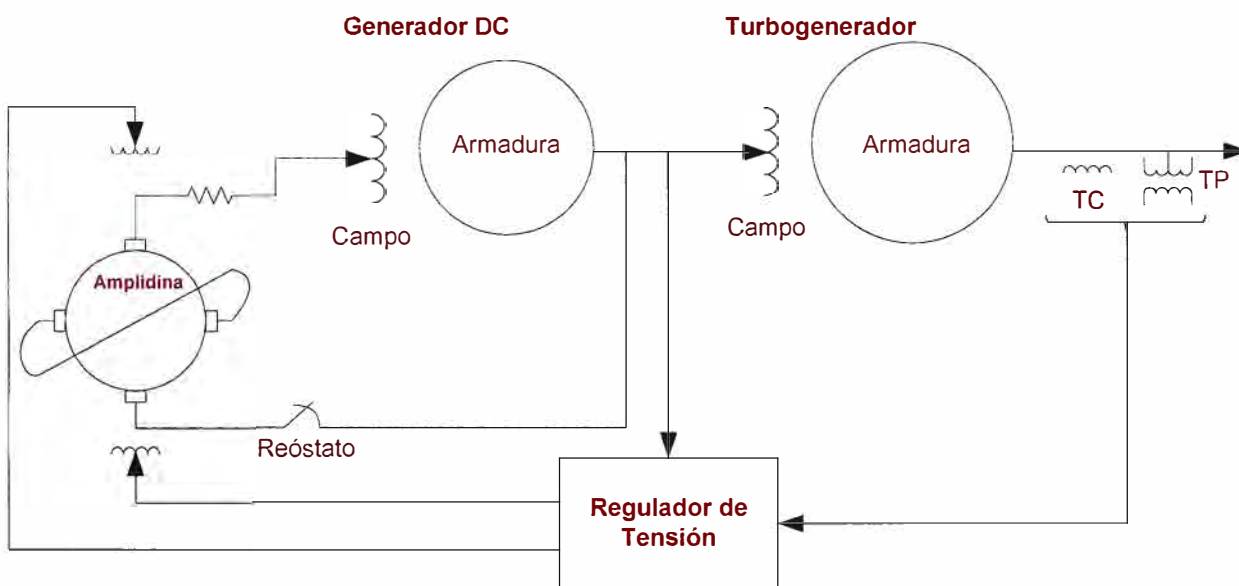
La excitación de la excitatriz puede obtenerse a partir de una excitatriz piloto, aunque

muchas veces lo que se tiene es un esquema de autoexcitación con el regulador actuando en modo buck/boost: el regulador suma o resta a la autoexcitación dependiendo del error.

En la Figura 2.5, tenemos un ejemplo de este tipo de sistemas de excitación. Se tiene la excitatriz DC autoexcitada, y una amplidina actuando en modo buck/boost, como se explicó anteriormente.

En la actualidad son pocas las máquinas nuevas en las que se instala este tipo de sistemas; para estas se prefieren generalmente los tipos AC y ST. Sin embargo, existen aún algunos sistemas de este tipo aún en servicio en algunas máquinas relativamente viejas.

La tendencia general es hacia la desaparición de este tipo de sistemas, ya que a la hora de hacer la actualización de estos equipos en la mayoría de casos de reemplaza por los sistemas de excitación AC, en particular el tipo Brushless y el sistema de excitación estático.



2.5 Sistema de excitación DC. [3]

2.4.2 Sistema de excitación AC

En este tipo de sistemas de excitación, la excitatriz es un generador AC (alternador) cuya salida es rectificadora para obtener la corriente DC que requiere el devanado de campo.

A la salida AC de la excitatriz se usan rectificadores que pueden ser estacionarios o giratorios.

En el primer caso, el acople entre la salida rectificadora de la excitatriz y el rotor del turbogenerador se hace mediante anillos rozantes, en el segundo, el campo de la excitatriz es estacionario, y su armadura gira junto con los rectificadores y el campo del generador, de tal manera que la conexión entre estos dos últimos ya no necesita anillos rozantes.

Los rectificadores pueden ser controlados o no controlados. Cuando se tienen rectificadores no controlados (diodos) el regulador de tensión actúa sobre el campo de la excitatriz para hacer la regulación de tensión terminal.

Cuando se tienen rectificadores controlados (SCR) el regulador puede actuar sobre estos modificando su ángulo de disparo según lo requiera la regulación. La excitatriz tiene, en este segundo caso, su propio regulador de tensión, y en consecuencia solamente queda reducida a una fuente de tensión constante para el puente rectificador de dicho sistema de excitación.

De esta manera, los sistemas AC con rectificadores controlados son mucho más rápidos, ya que solo se requiere modificar el ángulo de disparo de los SCR para modificar la excitación del generador; en contraste, con los sistemas AC de rectificadores no controlados, como el regulador actúa a través de la modificación del campo de la excitatriz, hay que esperar a que esta responda.

La potencia para la excitatriz AC se obtiene generalmente del eje del generador y para el regulador de tensión puede obtenerse de un generador independiente de imanes permanentes (PMG), de la salida de la excitatriz, de la salida del generador, o de una barra auxiliar.

Los primeros sistemas de excitación AC usaron una combinación de amplificadores magnéticos y rotacionales como reguladores, sin embargo, hoy en día se usan dispositivos electrónicos.

a) Sistemas de excitación AC con rectificación estacionaria

Usando rectificadores estacionarios, la salida de corriente DC alimenta al devanado de campo del turbogenerador a través de anillos rozantes.

Cuando se usan rectificadores no controlados, el regulador controla el campo de la excitatriz de AC (alternador) que a su vez controla la tensión de salida de la excitatriz. Aquí, la salida de DC alimenta al campo del turbogenerador a través de anillos rozantes.

En la Figura 2.6 la excitatriz AC está impulsado por el eje del turbogenerador. Su operación es en la modalidad autoexcitada, esto es, su campo se obtiene a través de un rectificador con SCR que toma la energía en bornes de la propia excitatriz.

De esta forma, los rectificadores tienen control sobre la excitación, el cual modifica la tensión en bornes, cambiando la tensión de alimentación del campo del turbogenerador.

Los diodos no tienen posibilidad de control, sólo rectifican la señal de entrada. Cuando se usa rectificadores controlados, el regulador controla directamente la tensión de salida DC del excitatriz. La figura 2.7 ilustra este caso.

El regulador de tensión controla el disparo de los SCR. La excitatriz es autoexcitada y usa un regulador estático de tensión independiente para mantener su tensión de salida.

Dado que los SCR son controlados directamente por la salida de la excitatriz, este sistema de modo inherente provee una alta respuesta inicial (pequeña respuesta en el tiempo).

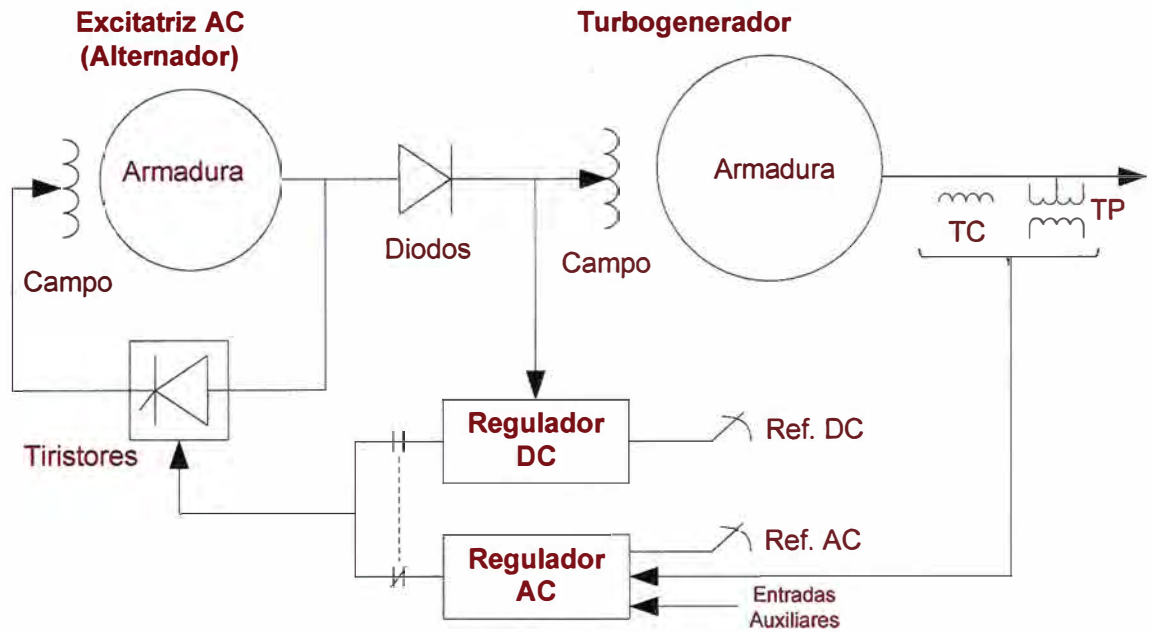


Figura 2.6 Sistema de excitación AC con rectificación estacionaria, no controlada.

[3]

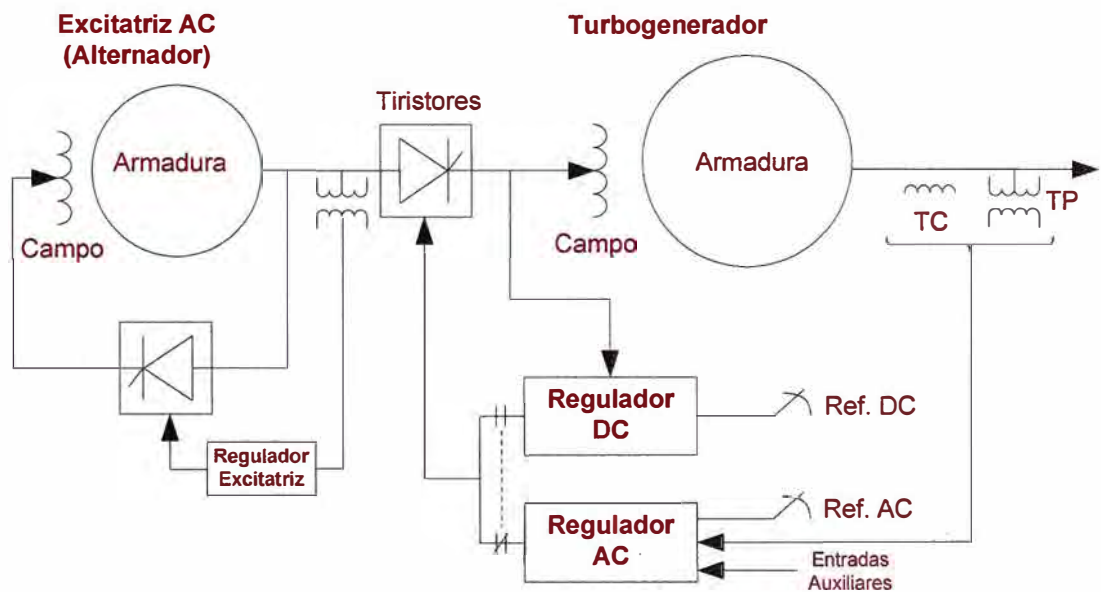


Figura 2.7 Sistema de excitación AC con rectificación estacionaria, controlada. [3]

Como se mostró anteriormente en las figuras 2.6 y 2.7, hay dos modos independientes de regulación: uno AC que regula automáticamente y mantiene la tensión en bornes del estator del turbogenerador a un tensión de referencia AC, y otro un regulador DC que mantiene constante el tensión en el campo del generador de acuerdo a una referencia determinada. El regulador DC o modo de control manual actúa cuando del regulador AC se va a falla y necesita ser deshabilitado. La entrada de las señales al regulador AC

incluyen entradas auxiliares las cuales permiten un control adicional y funciones de protección.

b) Sistemas de excitación AC con rectificación giratoria (Brushless)

Con este tipo de rectificación los anillos rozantes y escobillas se eliminan, y la salida de DC alimenta directamente al campo del turbogenerador, como se muestra en la Figura 2.8. Aquí, la armadura de la excitatriz de AC y el rectificador de diodos rotan con el campo del turbogenerador. Una pequeña excitatriz piloto AC, con un rotor de imán permanente, rota con la excitatriz de la armadura y el rectificador de diodos. La salida del rectificador del estator de la excitatriz piloto energiza el campo estacionario de la excitatriz de AC. El regulador de tensión controla el campo de la excitatriz de AC, el cual controla el campo del campo del turbogenerador.

Este sistema se conoce como sistema de excitación sin escobillas. Fue desarrollado para evitar problemas con el uso de escobillas que se presentan cuando se suministran corrientes de campo elevadas para generadores de potencias grandes.

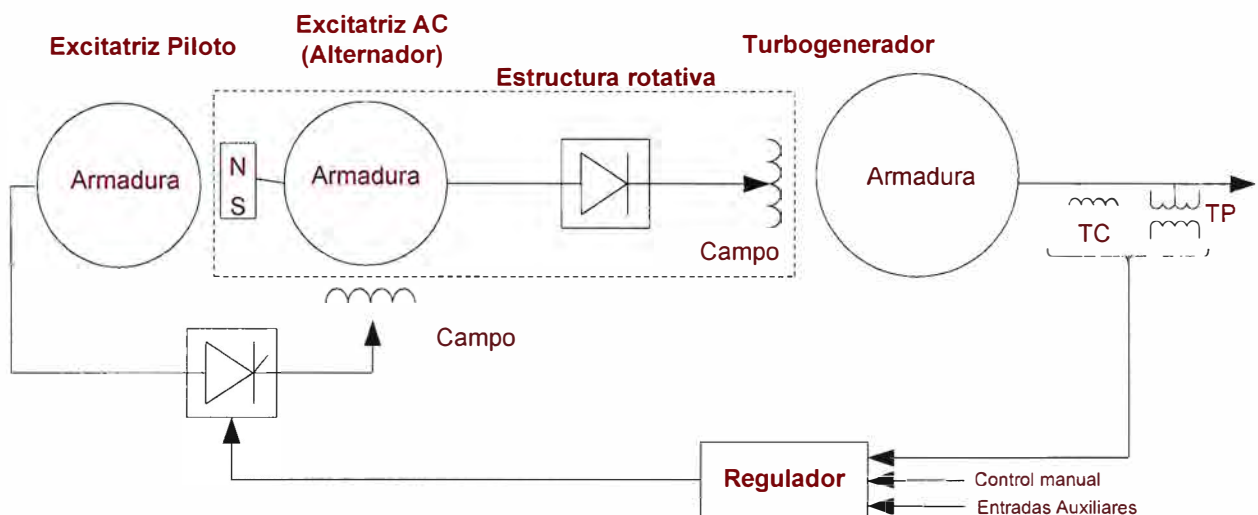


Figura 2.8 Sistema de excitación AC con rectificación estacionaria, no controlada. (Brushless). [3]

La operación de alta respuesta inicial de la excitación sin escobillas se puede lograr por un diseño especial de la excitatriz de AC y tensión de forzamiento alto del campo estacionario de la excitatriz. Los sistemas de excitación sin escobillas no permiten medir directamente la corriente de campo o tensión del generador. El control manual de tensión del turbogenerador principal se efectúa por una entrada ajustable de DC en el circuito de disparo de los SCR.

2.4.3 Sistemas de Excitación Estático

Todos los componentes en este sistema son estáticos, los rectificadores estáticos, son controlados o no controlados, suministran la corriente de excitación al campo del turbogenerador a través de anillos rozantes. La fuente de alimentación para los

rectificadores se obtiene de los propios bornes del turbogenerador o de los SSAA de la unidad.

La respuesta para la recuperación de la tensión en bornes del turbogenerador es más rápida en comparación con la excitación rotativa, ya que el sistema no ve el retraso adicional debido a las constantes de tiempo propias de la excitación rotativa, además la eficiencia del sistema es mayor. Sigue, sin embargo, presente el mantenimiento a los anillos y las escobillas.

Se puede decir que es un esquema autoexcitado, la corriente DC para el campo se obtiene rectificando la misma salida del turbogenerador mediante dispositivos de estado sólido.

Así, no es necesario el uso de máquinas rotativas para alimentar el campo como en los casos DC y AC, y es por eso que estos sistemas de excitación se denominan de tipo estático. Obviamente, es necesario transformar la tensión de terminal a un nivel adecuado para alimentar los rectificadores, y esto se hace mediante transformadores de potencial.

En algunos casos, se transforma también la corriente, y tales sistemas se denominan de fuente compuesta, en contraste a los que solo utilizan la tensión terminal transformada, denominado de fuente de potencial. Algunos sistemas, inclusive, incorporan a la vez fuente de potencial y fuente compuesta.

Los rectificadores pueden ser controlados o no controlados, y esto determina la manera en que actúa el regulador. Si se utilizan rectificadores controlados, el regulador controla la tensión terminal, como es de esperarse, mediante la manipulación del ángulo de disparo de los SCR. Si por el contrario, en el sistema solo hay rectificadores no controlados, lo que se tiene es que los transformadores de potencial y corriente son reactores saturables, de tal manera que el regulador actúa sobre el devanado de control de estos, regulando la realimentación terminales-rectificadores, y controlando así la excitación.

En el caso de rectificadores controlados la regulación es muy rápida, ya que la modificación del ángulo de disparo de los SCR requiere un tiempo de respuesta prácticamente despreciable.

En el caso de solo rectificadores no controlados la inductancia del devanado de control de los reactores saturables impone ya algún retardo, aunque aun así, la respuesta sigue siendo rápida.

En general, y como es de esperarse, tanto para el regulador como para la excitatriz la fuente de potencia son las terminales del turbogenerador. En caso de fallas, o durante el arranque, la potencia para ambos puede ser obtenida de una los SSAA de la unidad.

Estos sistemas en la actualidad tienden a predominar, entre otras razones, por ser

enteramente estáticos y por su muy rápida respuesta.

a) Sistema de rectificador controlado con fuente de potencial

En este sistema, la excitación del generador se suministra de un transformador de los terminales del turbogenerador o de los SSAA, y está regulada por un rectificador controlado.

Este tipo de sistema de excitación es también comúnmente conocido como sistema estático alimentado de barra o de transformador (bus-fed o transformer-fed, respectivamente). Ver Figura 2.9.

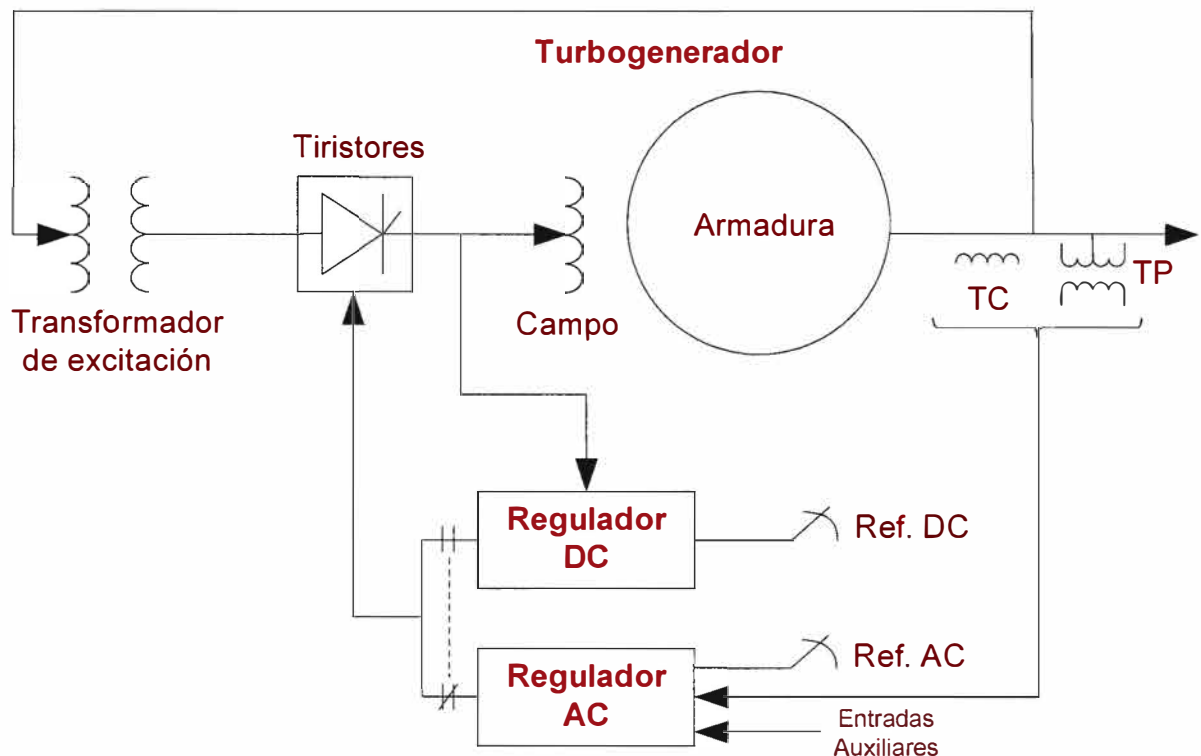


Figura 2.9 Sistema de rectificador controlado con fuente de potencial. [3]

Este sistema tiene una constante de tiempo muy pequeña. La máxima salida de tensión que puede entregar esta excitatriz es dependiente de la entrada de tensión AC. De aquí que durante condiciones de falla en el sistema, la caída de tensión en los terminales del generador hace que la tensión en la excitatriz se reduzca. Esta limitación del sistema de excitación, es en gran medida compensada por su respuesta virtualmente instantánea y alta capacidad de forzamiento del campo en condición inmediatamente posterior a la falla. Además, es barato y de fácil mantenimiento.

b) Sistema de rectificador de fuente compuesta sin rectificación controlada

La potencia para el sistema de excitación en este caso se obtiene utilizando la corriente y la tensión del turbogenerador principal. Esta puede ser ejecutada por medio de un transformador de potencial y un transformador de corriente con núcleo saturable. Alternativamente, la fuente de tensión y de corriente se puede combinar por la utilización

de un transformador monofásico, llamado transformador de corriente saturable. Ver Figura 2.10.

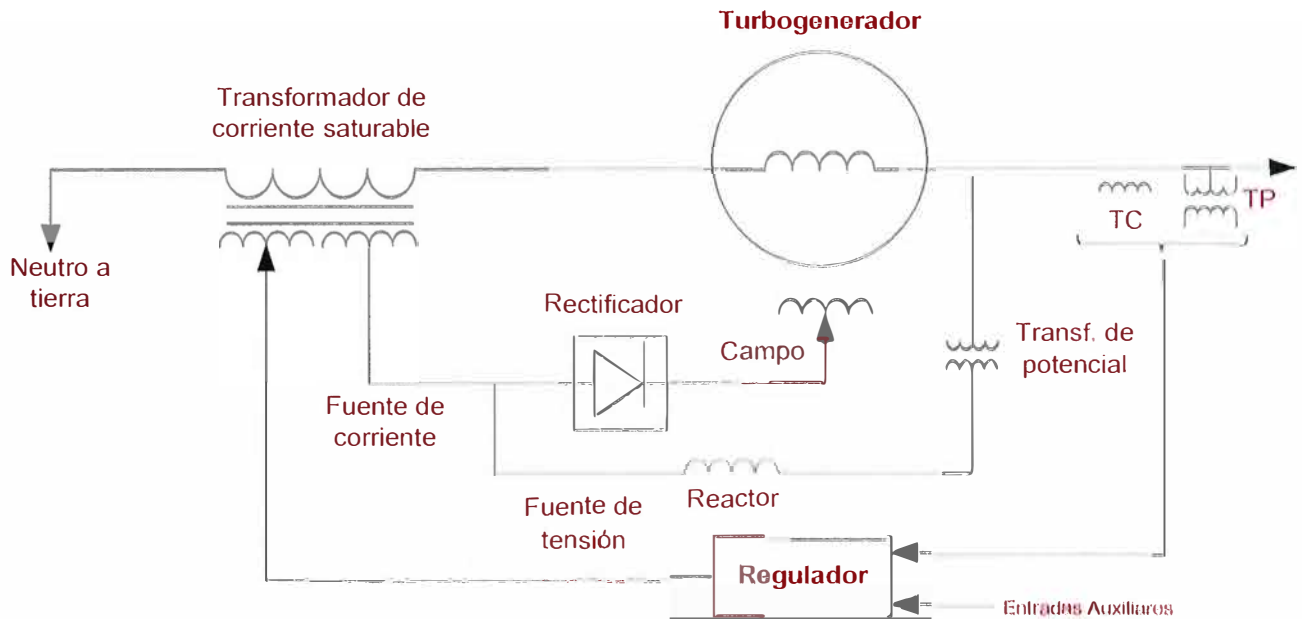


Figura 2.10 Sistema de rectificador de fuente compuesta sin rectificación controlada. [3]

El regulador controla la salida de la excitatriz a través de una saturación controlada del transformador en la excitación. Cuando el generador está en vacío, la corriente en la armadura es cero y la fuente de potencial suministra toda la potencia de excitación. En carga, parte de la excitación del generador es derivada de la corriente del generador. Durante condiciones de falla, con una gran disminución de la tensión terminal del turbogenerador, la entrada de corriente permite a la excitatriz suministrar una alta capacidad de forzamiento.

c) Sistema de excitación de fuente compuesta con rectificación controlada

Este sistema utiliza un rectificador controlado a la salida del circuito de la excitatriz con la fuente compuesta de tensión y corriente dentro del estator del generador para proveer potencia de excitación. El resultado es un sistema de excitación estático de respuesta inicial alta, con capacidad de forzamiento completa ante fallas.

La Figura 2.11 muestra este sistema. La tensión de la fuente está formada por un conjunto de tres devanados colocados en tres ranuras del estator del generador y un reactor lineal serie.

La fuente de corriente es obtenida desde un transformador de corriente en el neutro del estator. Estas fuentes están combinadas a través de un transformador y la salida resultante de AC se rectifica por diodos de potencia estacionarios. El control se efectúa por una combinación de diodos y SCR que forman un puente paralelo.

Un regulador de tensión estático AC controla los circuitos de encendido de los SCR y de

este modo regula la excitación del campo del generador. El reactor cumple dos funciones: contribuye a compensar la característica de SCE y reduce la corriente de falla en el SCE o el generador.

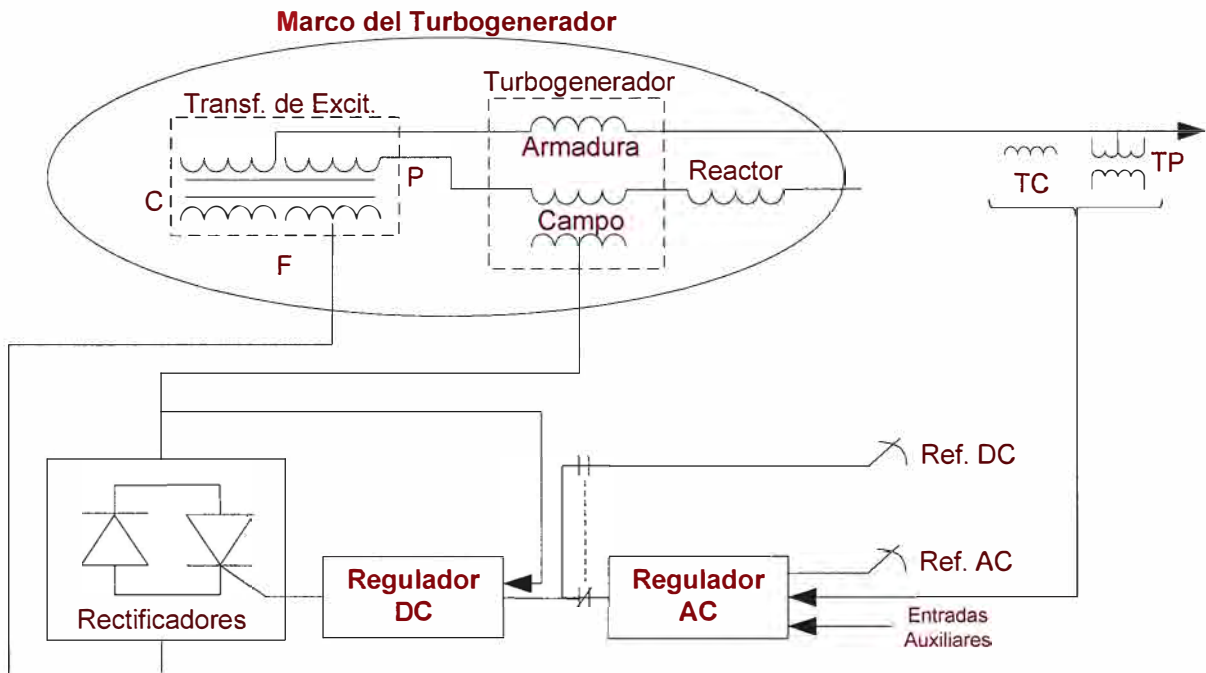


Figura 2.11 Sistema de excitación de fuente compuesta con rectificación controlada. [3]

CAPITULO III

IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE EXCITACIÓN MODERNO EN TURBOGENERADORES

3.1 Introducción:

La unidad TG3 de la C. T. Kallpa es una turbina de la marca Siemens, modelo SGT6-5000FD3, que inició su operación comercial el 24-03-2010.

El turbogenerador es de la marca Siemens y modelo SGEN6-1000A, con una potencia nominal de 216MVA y una potencia efectiva de 192MW, con una tensión en bornes del generador de 16.5KV y un sistema de excitación tipo estático de la marca Basler y modelo ECS2100 tal y como se muestra en la Tabla 3.1 y 3.2.

Siemens		Air cooled			
AC Generator,					
Machine Code	Serial Number	Year Built	Phases	Winding	Standard
SGEN6-1000A	12266	2009	3	Wye	ANSI
Rated Output	Power Factor	Stator Voltage	Stator Current	Field Voltage	Field Current
216,000 kVA	0.85	16.5 kV±5%	7558 A	243 V	1382 A
Inlet Water Temp	Cold Gas Temp	Stator Temp Rise Limit	Rotor Temp Rise Limit	Stator Thermal Class	Rotor Thermal Class
N/A	40°C	80.5°C	80°C	F	F
H2 Pressure	Altitude	Max Amb Temp	Min Amb Temp	Max Water Temp	Stator Water Temp
N/A	60 m	32°C	8°C	N/A	N/A
Duty	Frequency	Rotation	EE Viewed Rotation	Phase Sequence	Protection
S1	60 Hz	3600 RPM	CW	U ₁ -V ₁ -W ₁	IP54
Book	Mass				
MK-10063	261,269 kg				
					Made in
					USA

Tabla 3.1 Placa de características del turbogenerador TG3 – Kallpa. [6]

El ECS2100 de Basler Electric es un SCE que controla la tensión y/o la potencia reactiva del turbogenerador. Para el control de la excitación usa un microprocesador múltiple que proporciona una tecnología avanzada de control con precisión, protección y monitoreo, incluyendo aplicaciones nuevas y existentes para turbogeneradores que son movidos por los diferentes tipos de turbinas hidráulicas, vapor, gas y diesel.

Es un sistema modular flexible que usa un procesador de señal digital para altas velocidades computacionales requeridas en las funciones de control avanzadas y en las

comunicaciones para la aplicaciones de registros de eventos, data y las comunicaciones en los sistemas de control externos y una interfaz hombre maquina (HMI) para la operación y mantenimiento.

Tabla 3.2 Datos técnicos del sistema de excitación TG3 - Kallpa. [5]

Tensión de campo en el turbogenerador	242.9V
Potencia de la excitatriz	410KW
Corriente de campo	1382A
Tensión de campo de la excitatriz	275V

Una herramienta de software es utilizado para cambiar la configuración de las diversas funciones de límite y protección. El sistema de Basler se compone de dos bancos de convertidores de potencia SCR, cada uno con su propio control digital de disparo.

El control del operador puede es proporcionado a través de una interconexión cableada a un panel local y/o remoto, al DSC de la planta (T3000 para el caso de la unidad TG3 – Kallpa Generación).

La fuente de poder para el ECS2100 es suministrada a través de un transformador de excitación (Ver Figura 3.1 y 3.3), donde la línea de alta tensión sale de los terminales del turbogenerador. El secundario del transformador de excitación está conectado a la entrada de los puentes de SCR. El puente de SCR proporciona tanto la tensión positiva y de forzamiento negativo para un rendimiento óptimo.

El forzamiento negativo provee una respuesta rápida para rechazos de carga y desexcitación. Existe una fuente piloto, llamada “field flashing” para una inicial cuando los terminales del turbogenerador son usados como fuente de excitación. Esta energía proviene de una fuente monofásica en 120VAC.

Además, el ECS2100 está diseñado para un sistema de excitación estático. Las señales de disparo del SCR provienen del AVR. Circuitos de disparo duales y seguimiento automático son usados para asegurar una adecuada transferencia del controlador maestro al que se encuentra en standby en caso sea necesario.

El equipo ECS2100 se encuentra en armarios (Ver Figura 3.2) de la siguiente manera:

- Armario de lógica, para el control, comunicación y tarjetas I/O.
- Armario de conversión de potencia para las celdas de SCR y ventiladores de refrigeración. Los convertidores de potencia consisten en puentes rectificadores, configuración de filtros y circuitos de control.
- Armario de la línea de entrada que contiene al interruptor de campo 41 y los SSAA del sistema de excitación.

Las componentes y el tamaño de los armarios varían para diferentes requerimientos de

excitación, es decir, para una variedad de potencia de salida en el turbogenerador.

3.2 Características

3.2.1 Canales de control dual (M y R)

El ECS2100 está configurado con dos módulos de control idénticos, conocidos como principal (M) y redundante (R). Cada uno de los dos módulos tiene la capacidad de una adecuada regulación de tensión, limitadores, protección, secuencia de control, y funciones de disparo de los SCR.

Ambos módulos están conectados al generador de pulso de disparo de SCR (BCM), asociado con su propio puente convertidor de potencia.

Cada BCM tiene un estado de contacto seleccionado que determina el canal que controla el BCM.

En la opción de control redundante, M o R pueden ser el control maestro (activo), mientras que C supervisa tanto para determinar cuál debe ser el activo y cual debe estar en reserva. Además, cuando el canal que se encuentra como principal entra en falla, automáticamente se realizara una transferencia hacia el canal redundante (R) de manera instantánea y en línea, garantizando confiabilidad de la operación del sistema de excitación moderno.



Figura 3.1 Cubículo del sistema de excitación estática TG3 – KALLPA.

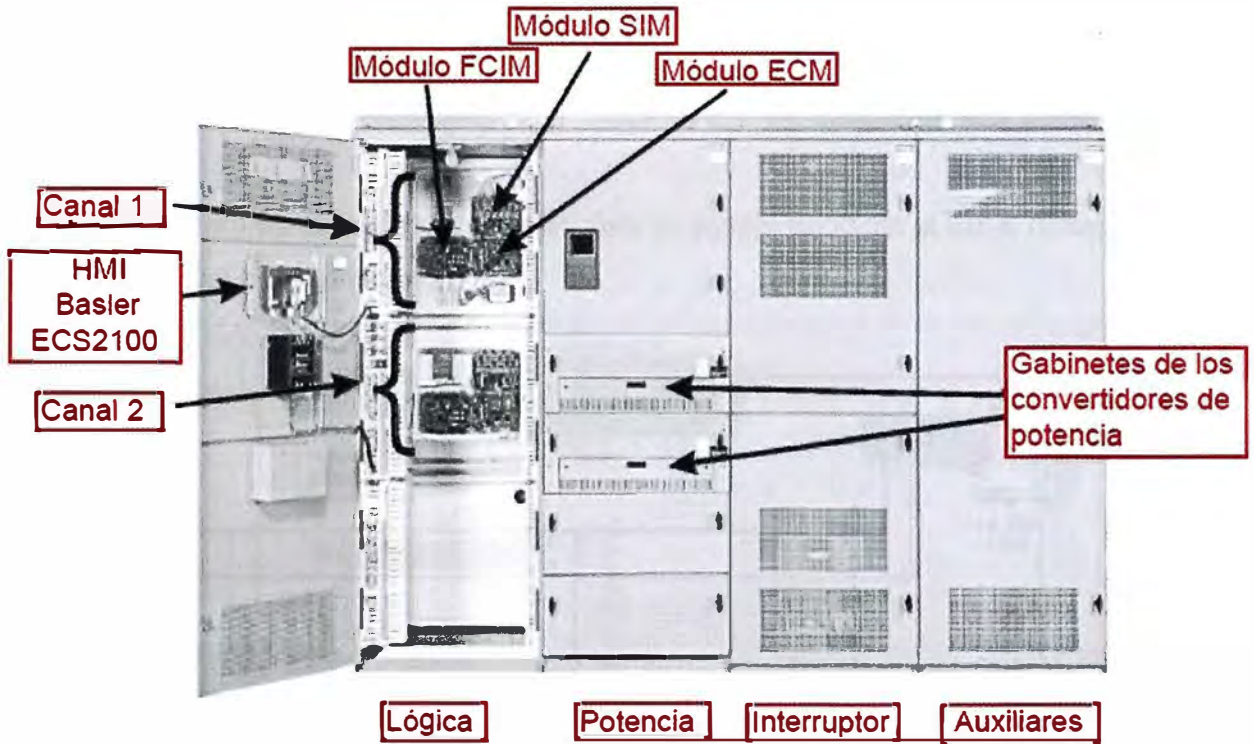


Figura 3.2 Distribución de equipos en el cubículo del ECS2100. [5]

HPS Hammond Power Solutions Inc.
 GUELPH, ONT. L1R 9W9 CANADA / GARDEN GROVE, CA 92640 USA

THREE PHASE DRY TYPE TRANSFORMER
 MADE IN CANADA

HV	16500VY			CUSTOMER REF.	
BL HV	125			SERIAL NO.	E060627
TERMINALS	H1	H2	H3	PART NO.	160092
	VOLTS	AMPS	RATED VOLTAGE	CONNECTION EACH PHASE	TYPE K CLASS
	17325	26.0	905	1-2	JAN
	18012	26.6	102.5	2-3	N/A
	18500	27.3	100	3-4	780
	16068	26.0	97.5	4-5	TEMP. RISE (MG. C)
	15675	26.7	88	5-6	115
					TEMP. CLASS
					220
					FREQ. (HZ)
					60
					IMPEDANCE % @ 180°C
					5.78
					IMP. IMA 780
LV	370V			ENCL. TYPE	NEMA 3R *
BL LV	10			CORE AND COIL WT	220KG/390LBS
TERMINALS	X1	X2	X3	TOTAL WT	309KG/680LBS
				WINDING	AL
				ENERGY EFFICIENCY	

* NEMA 3R WITH ENHANCED FEATURES
 TRANSFORMER IS SUITABLE FOR EXCITOR DUTY

SUITABLE FOR 100% OVERLOAD CURRENT WITH ALL NOT TO EXCEED 10 MINUTES

Figura 3.3 Placa de características del transformador excitación TG3 - Kallpa.

El sistema inicialmente está configurado de tal manera que el canal principal controla el BCM. En el caso que el canal principal se va a falla, un relé externo será energizado, que a su vez dirigirá el BCM para ignorar la señal de control adecuada que viene del canal redundante.

Un switch remoto es utilizado para el transferir el control principal al canal redundante, en caso de falla del canal principal.

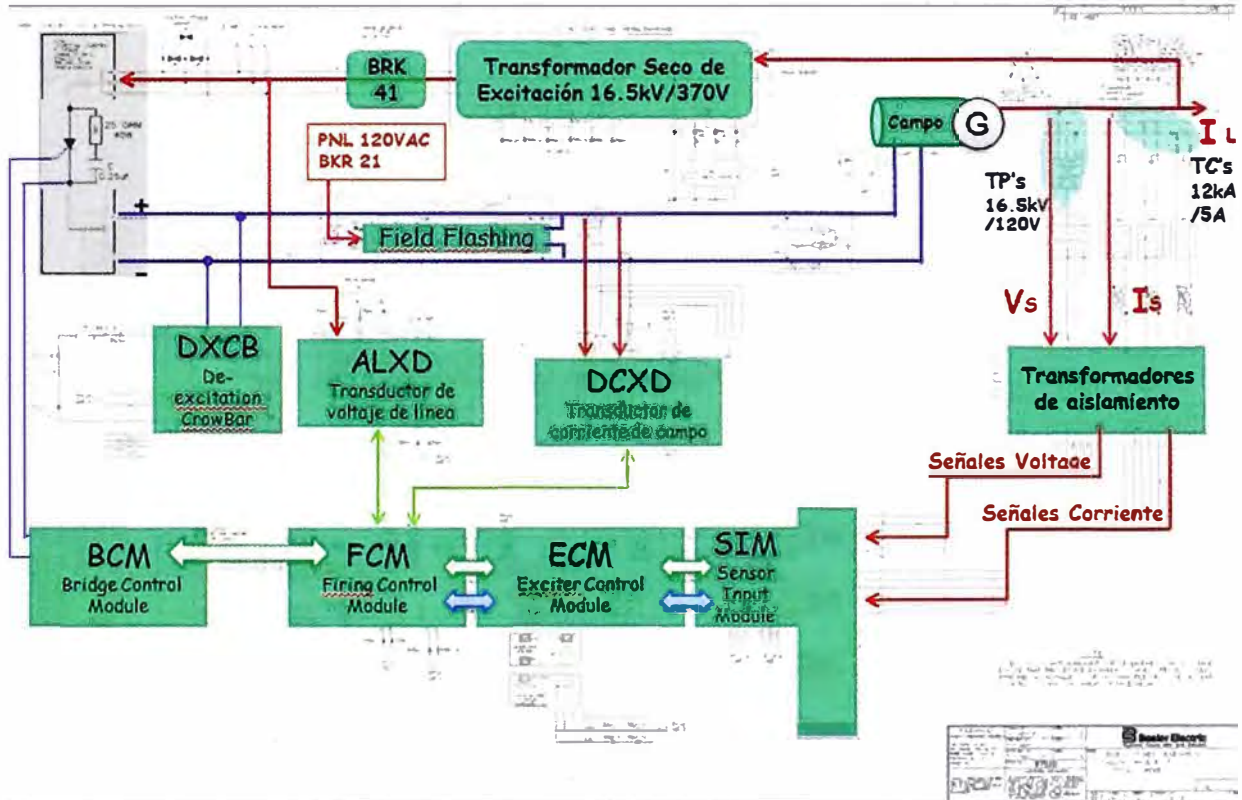


Figura 3.4 Esquema de control para el ECS2100. [5]

3.2.2 Módulo de control del puente (BCM)

El propósito del módulo de control de puente es generar los pulsos de disparo de los 6 SCR que se encuentran en operación. La salida del puente está conectada al devanado de campo del turbogenerador.

Una configuración de puente de onda completa permite tensiones positivas o negativas para ser aplicados al campo del turbogenerador.

Un BCM está localizado en cada conjunto de convertidores. Este genera pulsos de disparo necesarios para la actuación de los seis rectificadores de silicio controlados, SCR.

Un estado del SCR es usado para seleccionar cual cana realizará el control primario.

Una configuración de puente de onda completo permite tensiones positivos y negativos, sin embargo la corriente de campo no puede ser invertido ni forzado, siempre es positiva.

El sistema ECS2100 está configurado con dos módulos de control de puente.

Las funciones de monitoreo de cada BCM incluye la conducción de SCR, la temperatura

de cada puente y sus características técnicas.

Los dos grupos de convertidores están en paralelo, uno en redundante para aumentar la confiabilidad, y es importante mencionar que si en caso uno de los grupos se va a condición de falla automáticamente el otro grupo entrara en servicio y la unidad continuara en línea garantizando la confiabilidad del equipo. Además en línea se podrá inspeccionar, reparar y/o cambiar el grupo que se encuentra en falla.

Cada BCM individualmente controla las acciones de un solo grupo de puente de tiristores SCR.

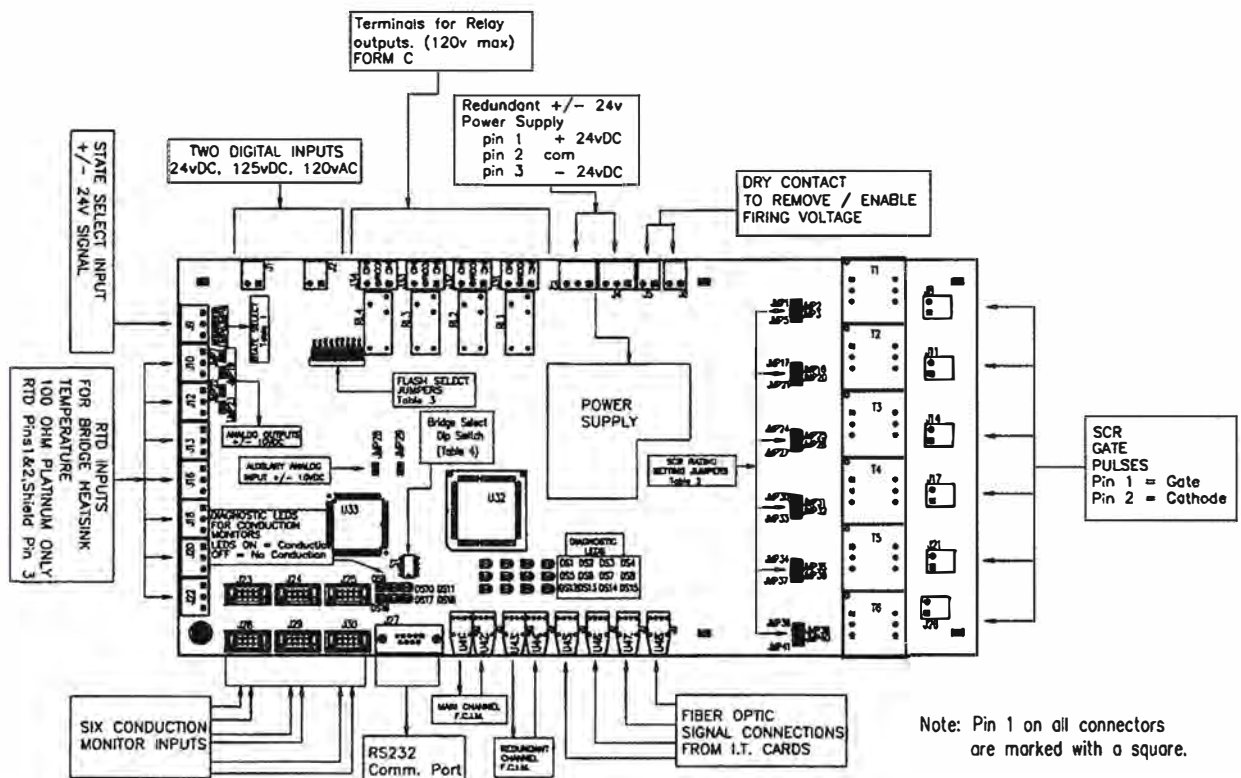


Figura 3.5 Esquema de módulo de control puente (BCM). [5]

3.2.3 Módulo de control de excitación (ECM)

En general, la totalidad de las funciones que tradicionalmente han sido proporcionados por módulos análogos individuales son incluidas en el módulo de software o bloques en la tarjeta ECM.

Es la tarjeta de control central en un canal de control para el sistema de control de excitación. El ECM contiene el control de excitación, limitadores, protecciones y software de comunicación. Cada sistema utiliza un módulo ECM por canal.

Se interrelaciona con el BCM debido a que este dispara un puente de SCR basado en los comandos recibidos del FCIM que a su vez recibe información del módulo de control de excitación ECM.

El ECM envía señales al FCIM que programa el nivel de salida de tensión de los puentes convertidores de potencia.

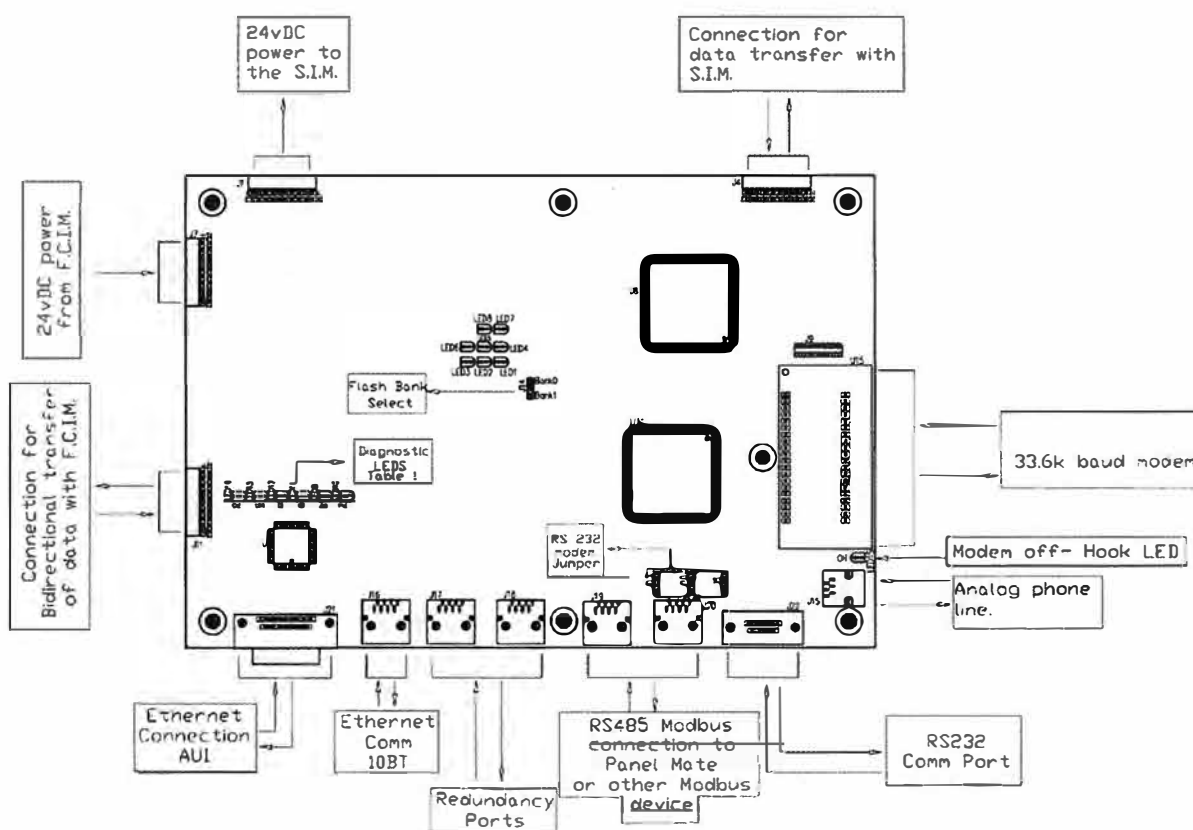


Figura 3.6 Esquema de módulo de control de excitación (ECM). [5]

3.2.4 Módulo de interfaz de control de disparo (FCIM)

El módulo de interfaz de control de disparo (FCIM) representa la comunicación entre el BCM y ECM (Ver Figura 3.8). Procesa la forma de onda de la fuente AC y determina el ángulo de disparo desde el ECM y cuando disparar cada SCR.

Proporcionan pulsos correctamente programados para disparar los SCR. La magnitud del nivel de corriente DC de los amplificadores de potencia se determina por pulsos sincronizados. Los pulsos se mueven sobre un rango de 180° en respuesta a la señal de entrada.

El FCIM recibe una señal de orden de disparo de la ECM y las señales de los transductores de la tensión de campo y la tensión secundaria del transformador de excitación. Basándose en esa información, la FCIM supervisa el control de disparo para puentes simples o múltiples. El módulo recibe información sobre el estado del puente de cada BCM. El FCIM indica la pérdida de cualquiera de los SCR, conteniendo alarmas de alta y baja temperatura. El ECM envía un comando de tensión del puente al FCIM. También envía el número requerido de puentes para la operación del FCIM. El FCIM usa el transformador de potencial para calcular la referencia de tiempo necesario para el disparo de los SCR, basándose en la forma de la onda de tensión de línea.

Bajo algunas condiciones de falla o arranques, la tarjeta FCIM puede proporcionar un

flujo continuo de pulsos de disparo para todos los SCR por lo que actúan como puentes de diodos rectificadores.

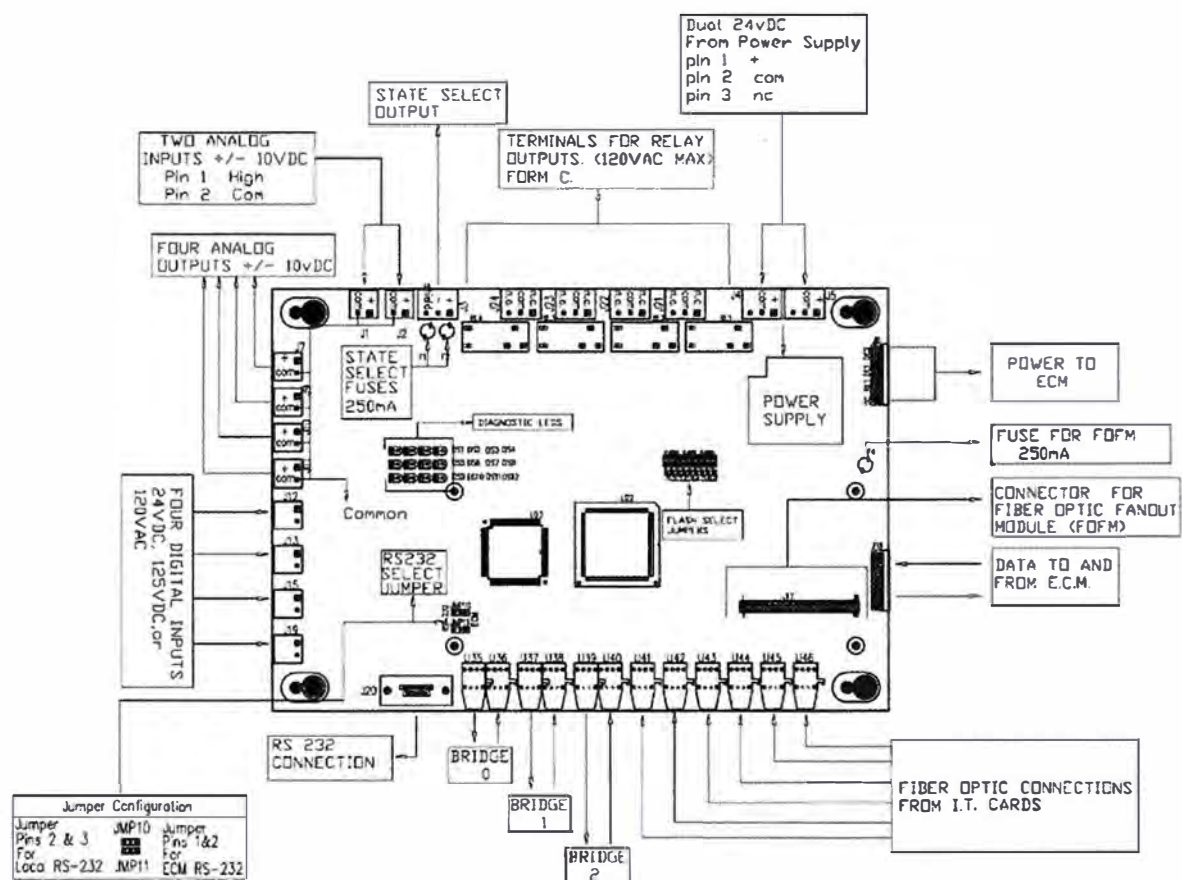


Figura 3.8 Esquema de módulo de interfaz de control de disparo (FCIM). [5]

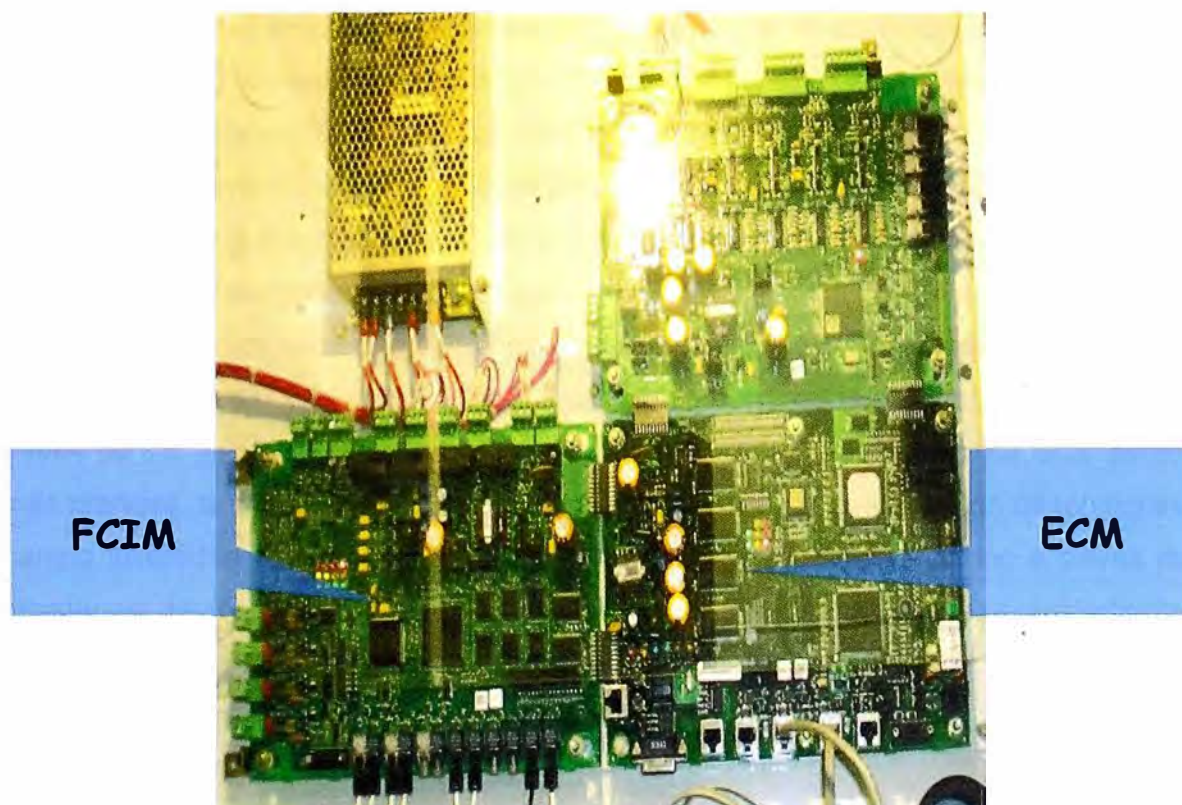


Figura 3.7 Tarjeta de control ECM y FCIM en el SCE Basler ECS2100.

3.2.5 Fuente dual del suministro de potencia

El sistema de excitación puede operar bajo rangos extremos de suministro de tensión. El SCE contiene de doble fuente de suministro de potencia que proporciona fiable control de potencia desde la fuente de excitación 120VAC y la batería de 125VDC.

Por tanto, el control de potencia está disponible independientemente de la operación del turbogenerador.

3.2.6 Detección de tierra del campo del turbogenerador

Un contacto a tierra en el campo del turbogenerador debe ser detectado desde la aparición, debido al peligro de al peligro de corto circuitos internos del devanado de campo, resultando un desequilibrio y vibraciones que pueden dañar la máquina.

La función del panel detector de tierra de la excitatriz es detectar un flujo de corriente de tierra desde los devanados de campo del turbogenerador al eje de la máquina aterrada.

El detector de tierra continuamente supervisa el campo de la máquina y detecta rango de corrientes de tierra que van desde 0.1mA a 15mA. Una alarma a distancia está disponible para mostrarse siempre que una tierra sea detectada.

3.2.7 Rápida de excitación

Un interruptor de campo DC no es necesario con el ECS2100. Por tanto, no hay necesidad de una resistencia de descarga de campo o interruptor de campo DC. Un contactor de alimentación AC, opera eléctricamente con 6 contactos auxiliares. El amplificador de potencia de la excitatriz es un convertidor completo (con SCR a lo largo de todo el puente trifásico) con la capacidad de forzar la disminución de la excitación rápidamente. El campo es des excitado por los pulsos de disparo negativos en el amplificador de la excitatriz estática. Esta acción hace que la energía almacenada en el campo será invertida nuevamente a la fuente, lo que reduce rápidamente la excitación del campo del turbogenerador a cero. Al abrir el contactor de campo, la energía de campo remanente será disipada muy rápidamente en una resistencia no lineal permanentemente conectada a través del campo. En situaciones de emergencia, cuando el contactor de campo AC abre sin la desexcitación de campo, la corriente de campo es descargada a través de los últimos SCR conductores o resistencias no lineales. En los SCE estáticos más grandes, la rápida desexcitación se logra mediante una combinación de tensiones de campo invertidas electrónicamente y el módulo DX que corta el campo a través de la resistencia de descarga. La energía almacenada en el campo es disipada rápidamente en la resistencia de descarga que reduce el campo de excitación a cero. El interruptor de campo AC es entonces abierto para completar la parada.

3.2.8 Módulo de desexcitación (DX)

El módulo DX es un circuito controlado de SCR que proporciona un camino alternativo

para la corriente de campo del turbogenerador cuando el camino normal no está disponible. El camino normal es a través del transformador de excitación, interruptor 41A y el campo del turbogenerador. En caso se interrumpa este camino, el circuito DX proporciona el camino de acceso alternativo seguro para disipar la energía del campo. Para proporcionar la ruta de acceso alternativa, el SCR DX se activa por una señal de control y/o excesivo tensión de campo negativo.

El control de disparo del SCR se implementa cuando el sistema de excitación proporciona una señal de desexcitación, típicamente cuando el dispositivo 41A, interruptor de alimentación AC, está abierto. La tensión de disparo activa el SCR cuando la tensión de campo supera un valor de tensión negativa preestablecido. La retroalimentación del sistema de excitación es proporcionada cuando la corriente está presente en el módulo DX. Un circuito sensor de corriente en el módulo proporciona una señal de lógica al sistema de excitación siempre que la corriente en el DX exceda un nivel mínimo preestablecido.

3.2.9 Módulo Crowbar (CB)

El módulo de Crowbar (CB) protege el campo del turbogenerador y el convertidor de potencia de excitación de excesivas tensiones de campo positivos. Dado que los convertidores de potencia son propensos a ser eliminados cuando opera el Crowbar, una resistencia es colocada en serie con el modulo para limitar la corriente en el puente. Retroalimentación del sistema de excitación es proporcionada cuando la corriente está presente en el Crowbar (Ver Figura 3.9).

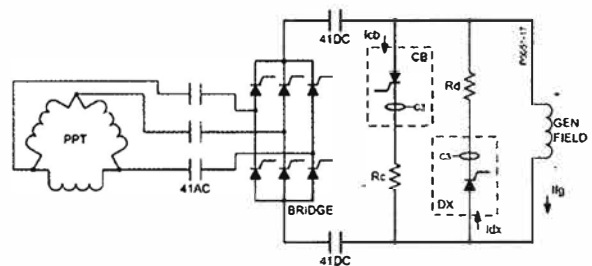


Figura 3.9 Esquema y representación física del módulo DXCB. [5]

Se instala en algunos turbogeneradores para evitar, bien una corriente negativa en el devanado de campo, o una tensión excesiva en el mismo, en algunas circunstancias especiales. El incidente típico que puede producir este tipo de problemas es un cortocircuito en la red.

Esta protección proporciona un camino alternativo para la corriente, actuando como un cortocircuito del devanado de campo. Este camino puede abrirse a través de un SCR que permita el paso de corriente a través de una resistencia de descarga, o también a través

de una resistencia no lineal o varistor.

3.2.10 Excitación inicial (Field Flashing)

El field flashing es requerido cuando la excitatriz estática recibe todo el suministro de energía de los terminales del turbogenerador y la tensión en bornes es igual a cero desde el arranque de la unidad.

Es necesaria una tensión piloto, hasta que la propia excitatriz estática asume la excitación de la máquina.

Con el fin de crear un perfil de la tensión del turbogenerador en el arranque, se requiere una fuente de corriente continua fiable para el field flashing.

Esta fuente de energía es aplicada momentáneamente al campo del turbogenerador durante el arranque por medio del contactor del field flashing (Ver Figura 3.10).

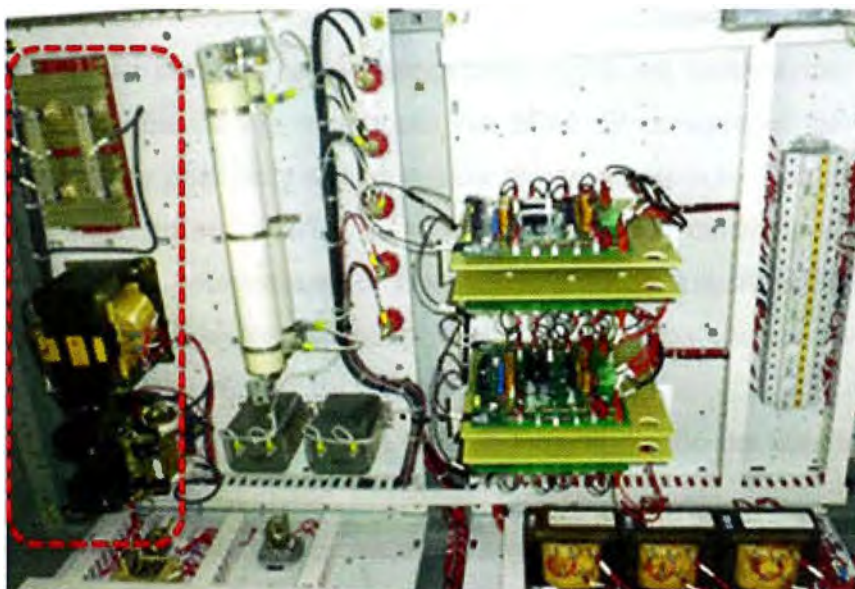


Figura 3.10 Representación física del "field flashing".

El circuito del field flashing incluye un temporizador para prevenir una elevada tensión de campo al inicio y minimizar la carga consumida desde la fuente.

El field flashing se desactiva cuando la tensión del turbogenerador llega a un valor dado o la corriente de campo excede un valor mínimo ajustable.

3.2.11 Lógica de disparo digital

El control de disparo digital de los SCR en el ECS2100 son supervisadas por un microprocesador situado en cada BCM. Un microprocesador independiente en el módulo de interfaz de control del puente (FCIM) controla todo el BCM.

El uso de un microprocesador en cada puente rectificador proporciona inteligencia y diagnóstico en cada puente individual. El uso de un FCIM permite simultáneos disparos de múltiples puentes.

La señal de error AC alimenta a un controlador PID en el módulo de excitación, y se envía a los microprocesadores en el FCIM de los circuitos de disparo digital, para

finalmente enviar la orden al BCM. Entonces el BCM inicia los pulsos que se envían a los SCR de los convertidores de potencia. El convertidor de potencia es trifásico, de seis pulsos, controlado por SCR cuya frecuencia de línea de entrada de corriente alterna puede estar en el intervalo de 20 a 480Hz. Los circuitos de disparo son sincronizados con la tensión de suministro AC y los SCR. Estos SCR están protegidos por fusibles.

3.2.12 Control del puente SCR

El control del puente SCR es generoso con el mantenimiento de sus equipos para múltiples puentes. Es decir, uno de cualquiera de los dos convertidores de potencia se puede apagar y ser reparado sin afectar el funcionamiento del otro puente. Cada convertidor de potencia está equipado con monitoreo de conducción y protección por sobre temperatura de los SCR.

3.2.13 Arreglo del convertidor de potencia

Cada convertidor de potencia está configurado como un puente de onda completo trifásico, seis SCR, que incluye el modulo del BCM. El convertidor de potencia aplica tensión de forzamiento positivo y negativo para el campo de la excitatriz. La corriente de campo, sin embargo, no se invierte. Los SCR conducen la corriente a través de ciclos con ángulos variables determinados por la señal de error de amplificación del regulador.

El regulador debe controlar la excitación variando la salida de los amplificadores de potencia, controlando los circuitos de disparo asociados.

Aunque la estructura del equipo ECS2100 están fijos, el diseño del puente convertidor de potencia se construye de módulos extraíbles que pueden ser eléctricamente aislados para facilitar el mantenimiento bajo carga (en servicio). Esto permite una fácil extracción de un banco convertidor de frecuencia integralmente para pruebas de rutina (Ver Figura 3.11).

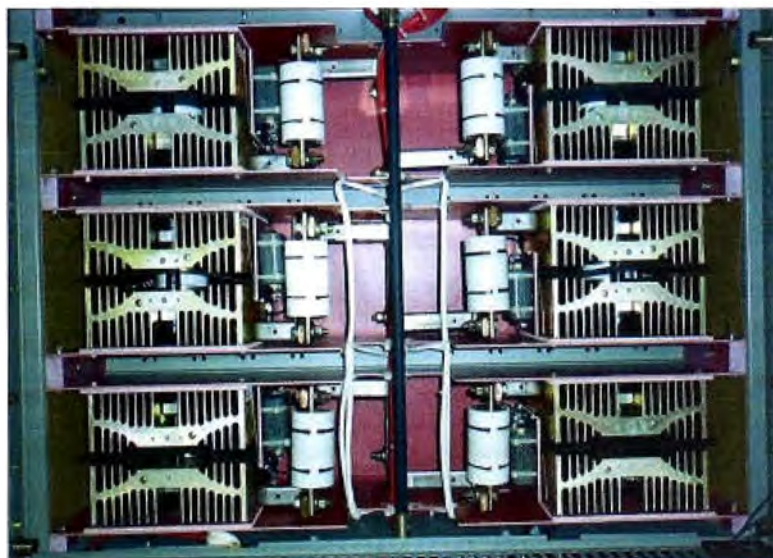


Figura 3.11 Convertidor de potencia trifásico de 6 pulsos.

3.2.14 Balance de corriente activa

Los algoritmos de corriente activa patentados (conocidos como "skip firing") es suministrado en el esquema de doble puente rectificador de potencia. Por monitoreo de temperatura de cada SCR en el convertidor de potencia, este algoritmo especial facilita un método electrónico para una adecuada distribución de corrientes a la salida del rectificador. Permite que las corrientes de excitación puedan llegar hasta 10KA DC continuamente, de acuerdo a los requerimientos de excitación previamente diseñados.

3.2.15 Redundancia de potencia

El ECS2100 está configurado con un convertidor de potencia en reserva con su BCM asociado. Esta redundancia es importante para asegurar que la falla de uno de los módulos o componentes no cause disparo de la unidad, sino en caso de falla el que estaba en reserva entre como principal.

El sistema de excitación digital ECS2100 tiene la capacidad de añadir redundancia en un solo canal o múltiples canales. Esta redundancia permite el funcionamiento del turbogenerador a carga base con un módulo del convertidor de potencia desactivado.

3.2.16 Protección de SCR

Tienen protección los SCR contra el excesivo ratio de cambio corriente y tensión. Conjunto de resistencias no lineales protegen contra excesivos transitorios de tensiones. Para los grandes sistemas de excitación, se suelen utilizar filtros de línea AC. Se proporciona protección contra la pérdida del pulso del circuito de disparo y pérdida de conducción en cualquier módulo de puente convertidor de potencia. Trampas usadas como dispositivos de protección de sobretensiones, son incluidas en la entrada del convertidor.

La sobretemperatura del SCR son monitoreados por sensores térmicos (RTD). Los sensores térmicos proporcionan indicación de temperatura. Típicamente, solo se muestra el que indica mayor temperatura.

3.2.17 Sistema de refrigeración

Un ventilador principal con un ventilador de reserva suministra refrigeración de aire forzado. El ventilador está diseñado para proporcionar una refrigeración adecuada en todo el módulo de potencia. Un circuito de transferencia automática es incluido, en caso falla el ventilador principal.

Los ventiladores están ubicados en la parte frontal superior del cubículo de potencia. También está diseñado para ser removido en operación. Un circuito de protección del motor del ventilador está incluido, así como una alarma de pérdida de flujo de aire. Se proporciona un switch de transferencia para definir cuál es principal y cuál es el redundante.

3.3 Operación del sistema de excitación moderno

El SCE ECS2100 para un sistema de excitación estática incluye el AVR para un control automático y manual. En el modo automático, el AVR controla la tensión en bornes del turbogenerador por suministro de la señal de control digital de los circuitos de disparo. El BCM genera pulsos de disparo para los amplificadores de potencia, en respuesta a la señal de regulador AC con el fin de controlar la corriente de salida del amplificador de potencia.

En modo manual, el regulador de corriente de campo DC controla el sistema por el censo de una señal a través de los circuitos de disparo para controlar la corriente de salida de los amplificadores de potencia.

3.3.1 Modos de regulación

Una variedad de funciones de control de retroalimentación son implementadas. El propósito de estas funciones es mantener la cantidad regulada a un setpoint específico. El setpoint es ajustable por acción del operador.

La ganancia del regulador, rango del setpoint, y la velocidad del ratio del setpoint son ajustables para todos los reguladores. La reducción de la ganancia transitoria es incluida en cada canal del regulador para los sistemas de excitación estáticos.

Otras funciones de control de retroalimentación es un estabilizador del sistema de excitación. Este método es típicamente usado en sistema de excitación tipo Brushless. Cada regulador tiene su propio ajuste para proporcionar una señal de referencia para el regulador. La velocidad del ratio, cuál puede ser ajustado por el operador, es ajustable entre setpoint mínimos y máximos.

Los setpoint mínimos y máximos pueden variar de 1 a 200s. Los setpoint ajustables tienen capacidad de indicación de posición. Hay 5 modos de regulación que pueden ser utilizados para varias funciones de control de retroalimentación.

a) Modo de regulación de tensión automático

En el modo de regulación de tensión automático, el ECS2100 mantiene la tensión del turbogenerador a valores $<0.2\%$ del setpoint desde vacío a carga base del turbogenerador. La tensión del turbogenerador se ajusta al rango de 40 a 110% de la tensión nominal (16.5KV).

b) Modo de regulación manual en función a la corriente de campo del turbogenerador

Cuando el sistema está en modo de regulación manual en base a la corriente de campo, la corriente de campo del turbogenerador está regulado por el ECS2100 para $\pm 0.5\%$ de la corriente de campo en vacío. El rango es ajustable del 20 al 125% de la corriente de campo en carga base.

c) Modo de regulación manual en función a la tensión de campo del turbogenerador

Cuando el sistema está en modo de regulación manual en base a la tensión de campo, la corriente de campo del turbogenerador está regulado por el ECS2100 para +/-0.5% de la tensión de campo en vacío. El rango es ajustable del 20 al 125% de la tensión de campo en carga base.

d) Modo de control VAR

En el modo control VAR, el sistema mantiene el VAR del turbogenerador a un setpoint previamente ajustado (con una banda muerta de 0.5 a 10% de la potencia nominal del turbogenerador MVA). El tiempo de retardo es ajustable desde 0.02 a 10s. El rango de ajuste del setpoint de los VAR es entre 100% sobrecargado a 100% subcargado.

e) Modo de control PF

En el modo de control del factor de potencia (PF), el sistema mantendrá el factor de potencia promedio con una ajustable banda muerta de 0.01 a 0.1 PF con un retraso de 0.02 a 10s, como los cambios de carga en el turbogenerador.

Debajo del setpoint ajustable o cuando la tensión esta fuera de rango de ajuste, el controlador del PF se apagará automáticamente y el sistema funcionara como un regulador automático o manual. El rango de ajuste es desde 10 a 100% de carga. El rango en el que el PF puede ser controlado es ajustando valores entre 0.1 (en retraso) a 0.1 PF (en adelante).

3.3.2 Seguimiento del setpoint del modo de operación

La función del seguimiento del setpoint permite un cambio fino prácticamente sin perturbaciones cuando se hace la transferencia de la regulación automática a la regulación manual o viceversa en condiciones estables.

El ancho de banda entre el controlador del comando de disparo y el seguidor del comando de disparo es ajustable desde 0.1 a un máximo de 10%. El tiempo de retardo durante el cual el ancho de banda puede ser excedido es ajustable desde 0.02 por más de 10s.

El controlador de VAR/PF toma señales en aumento o disminución y genera la referencia del setpoint para el regulador VAR/PF automático. El seguimiento del ajuste (cuando está habilitado) opera para aumentar o disminuir esta referencia hasta que la diferencia entre el regulador automático de tensión y las señales de error del regulador VAR/PF se encuentra dentro de una banda muerta deseada.

Si la señal está fuera por más de un retardo ajustable de la banda muerta en cuestión de segundos, una disminución o aumento será activada. La salida permanece activada hasta que la señal de equilibrio retorne al valor de la banda muerta.

3.3.3 Control de secuencia programable

El control de control de secuencia programable es la función que realiza el arranque, ejecución y control de parada del sistema de excitación digital ECS2100.

Todo el control es proporcionado en el PSC. El control de secuencia programable se compone de una serie de bloques lógicos que pueden ser acondicionados a las diferentes necesidades del cliente mediante el software ccTool.

3.3.4 Interface del operador

La flexibilidad en la interfaz de control del ECS2100 permite al operador monitorear el estado, operaciones de control y hace los ajustes de rutina en el AVR.

Esta pantalla táctil de 12.1 pulgadas se puede montar de forma local en el cubículo de excitación o de forma remota en sala de control o puede ser montado en ambos lugares.

3.3.5 Software ccTool

Es un software sencillo usado para configurar, monitorear y mantener el SCE ECS2100. Se proporciona a los operadores y personal de mantenimiento, con la contraseña de acceso a los parámetros de operación y opciones de configuración del ECS2100 a través de una laptop. Se incluye los siguientes niveles:

- Nivel 1: Capacidad de acceso básico, incluye la habilidad de monitorear valores del turbogenerador, parámetro de operación del regulador digital, constantes de tiempo y ajustes de limitadores y elementos de protección, libros de instrucciones y menús de ayuda.
- Nivel 2: Incluye el nivel 1, Permite al usuario la modificación de parámetros.
- Nivel 3: Incluye los niveles 1 y 2, gestión de la configuración, incluye capacidades para la reconfiguración de los bloques de control.

Al software ccTool se puede acceder localmente o desde una locación remota a través del puerto RS232 en el módulo ECM. La capacidad de acceso también incluye la capacidad de ver los datos recogidos por el registrador de eventos del ECS2100.

a) Grabadora de eventos transitorios

El registrador de eventos transitorios es un paquete de software que consta de tres programas de aplicaciones para la grabación y el procesamiento de eventos transitorios.

b) Grabadora de eventos y alarmas

La grabadora de alarmas y eventos genera una fecha y hora en un listado de eventos. Los eventos y las alarmas son incluidos en una lista preseleccionada. Los ítems incluidos son: operación de los limitadores, captura de las funciones de protección y captura de los limitadores, operación de las funciones de protección, falla interna en los controladores. Hasta 2000 eventos pueden ser registrados, luego se suben a un servidor usando el software ccTool.

Contiene al registrador de datos es un registro del valor de entradas seleccionadas. Los ítems para ser registrados se pueden seleccionar de 1 a 12 elementos. Las últimas 1000 muestras de un elemento son registrados. Lo siguiente es una lista de elementos que como mínimo pueden ser registrados:

- Potencia activa, reactiva y factor de potencia.
- Corriente y tensión de excitación.
- Temperatura de campo.

El tiempo entre la lectura de valores es seleccionable en incrementos de un segundo a partir de un segundo. Cuando lo solicite, los últimos 1000 valores registrados se pueden cargar mediante el software ccTool, finalmente el disco puede ser almacenado o impreso.

3.4 Funciones de control

3.4.1 Compensación reactiva

La compensación reactiva, ya sea caída o subida, se incluye con el sistema ECS2100. Estas funciones modifican la tensión del turbogenerador por la acción del regulador para compensar la caída en la impedancia en terminales de la máquina a un punto fijo del sistema. La acción se lleva a cabo mediante la inserción en el regulador de una tensión referencial equivalente al ajuste de la corriente reactiva del tiempo de caída de la impedancia. Tres tipos de compensación reactiva son disponibles con el ECS2100, los que usan un solo módulo de TC, que usan dos módulos de TC y los que usan un TC que responde tanto a las corriente resistivas como reactivas.

3.4.2 Estabilizador de sistema de potencia (PSS)

Para amortiguar las oscilaciones propias del rotor del turbogenerador, así como las oscilaciones de más baja frecuencia producidas en el sistema interconectado nacional, se emplea un circuito de estabilizador cuya función principal es la de introducir una señal de compensación a la entrada del amplificador de error de tensión del canal automático digital.

El PSS debe proporcionar una entrada de señal de control complementaria al regulador de tensión de la máquina para proporcionar una amortiguación positiva de las oscilaciones electromecánicas que ocurren como resultado de perturbaciones en el sistema de potencia.

Utiliza señales estabilizantes auxiliares para modular la tensión de campo del turbogenerador para amortiguar las oscilaciones del sistema. Tiene como señales de entrada: la velocidad en el eje, potencia eléctrica y frecuencia en terminales.

Mejora el desempeño dinámico del sistema de potencia, particularmente la estabilidad de pequeña señal.

Sin un control complementario, una continua acción del regulador de tensión puede

contribuir con amortiguamientos negativos a los cambios del sistema y estas oscilaciones pueden ser sostenidas e incluso pueden aumentar en amplitud.

El ECS2100 utiliza la configuración según “IEEE type 2, Integral of Accelerating Power”, entrada dual del PSS (potencia y frecuencia), algoritmo estabilizador del sistema de potencia. La función produce una señal de estabilización desde dos entradas: la desviación en la velocidad del turbogenerador y la potencia eléctrica. La polaridad de la señal es en la dirección para incrementar la excitación para desviaciones de frecuencia por encima de la frecuencia nominal. Esta entrada dual PSS incluye un filtro pasa alto.

Diferentes variables pueden ser utilizadas como entradas del estabilizador de potencia: velocidad, frecuencia, corriente activa del turbogenerador, potencia activa y/o aceleración. Todas estas variables hacen referencia a la posición física del rotor dentro del campo giratorio.

Esta posición física está representada por el ángulo interno de la unidad, el cual se define en una forma simple con la ecuación siguiente:

$$E = V + RI + JXI \quad (3.1)$$

Al incrementar el ángulo interno, el par de sincronización que se hace referencia en la fórmula 3.2 disminuye, con el riesgo de pérdida de excitación cuando se alcance un ángulo de 90°. Para una potencia eléctrica establecida, el ángulo interno δ depende del nivel de excitación de la máquina síncrona.

$$P = \frac{VE}{X} \text{Sen } \delta \quad (3.2)$$

Para niveles de excitación bajos (fuerza electromotriz E, pequeña) el ángulo interno crece y para niveles de excitación elevados (fuerza electromotriz grande) el ángulo interno disminuye. En otras palabras, entre mayor sea la excitación de la unidad, mayor será el par de sincronización, menor será el ángulo interno y mayor estabilidad presentará esta unidad para el sistema interconectado.

Lo anterior es particularmente válido durante los transitorios provocados por las oscilaciones naturales del rotor de la unidad o por las oscilaciones dinámicas originadas en el SEIN. Cada una de esas oscilaciones tiene su propia dinámica, en lo general la oscilación pendular del rotor tiene una frecuencia mayor (1 a 2 Hz) mientras que las oscilaciones provocadas por el sistema son del orden de fracción de Hertz.

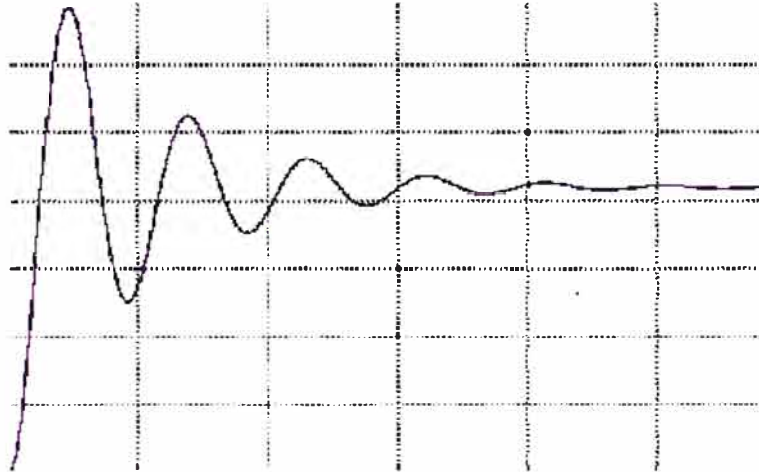
Dentro de este rango de frecuencias, el estabilizador de potencia tiene como objetivo añadir un amortiguamiento adicional con el fin de estabilizar el rotor cuya característica intrínseca es la de un sistema subamortiguado.

Al intentar controlar la posición del rotor en el campo giratorio del estator mediante un lazo adicional de regulación de posición, se introduce una función de transferencia del

segundo orden cuyos parámetros se deducen de la respuesta a escalones del rotor (periodo de oscilación ω_0).

$$H(s) = \frac{K}{\omega_0^2 + 2\zeta(\omega_0)s + s^2} \quad (3.3)$$

Dicha función de transferencia introduce un retardo de fase importante que imposibilita la estabilización del lazo cerrado de posición del rotor. La respuesta en lazo abierto es la siguiente:



Para contrarrestar este retraso de fase, el PSS debe producir un avance de fase de por lo menos 120° a 140° en la zona de frecuencias críticas para la estabilidad de la unidad o zona de frecuencias propias de oscilación del rotor.

Lo anterior se obtiene mediante el uso de un circuito de avance y retardo de fase (lead-lag) cuya función de transferencia es la siguiente:

$$H(s) = \frac{T_0s(1+T_1s)(1+T_2s)(K_1)}{1+T_0s(1+T_3s)(1+T_4s)} \quad (3.4)$$

Una vez centrado el filtro para producir el avance de fase requerido en la zona de las frecuencias mencionadas anteriormente, se procura maximizar el ajuste de la ganancia K_1 hasta alcanzar un valor que satisfaga el compromiso estabilidad de la respuesta.

El ajuste adecuado de las constantes de tiempo T_1 , T_2 , T_3 , T_4 da al círculo de avance-retardo de fase la característica en un filtro pasa-banda convencional. La utilización de la constante T_0 (wash-out) está relacionada con lo siguiente:

Las oscilaciones de baja frecuencia generadas por diversos motivos, variaciones de frecuencia del SEIN, variaciones de frecuencia de un sistema aislado, variaciones de carga originada por la turbina y cuyo periodo es relativamente bajo (0.01 a 0.2 Hz) no deben afectar el sistema de excitación y consecuentemente deben ser filtradas por un filtro "pasa alto" el cual reacciona solo a oscilaciones de mayor frecuencia (>0.2 Hz). Debido a las dos etapas de derivación, cualquier señal de alta frecuencia o ruido en la señal primaria (velocidad, aceleración, potencia) se verá seriamente amplificada. Este

fenómeno se reduce substancialmente por la introducción de una banda muerta que elimina el ruido de fondo y deja pasar solo las señales de corrección de la posición del rotor. En lo particular se hace énfasis sobre la materialización de circuitos derivadores mediante el uso de una constante de tiempo en el lazo de retroalimentación de amplificadores de alta ganancia. Con el uso de esta técnica se realizaron las funciones de transferencia $(1 + T1S)$ y $(1 + T2S)$.

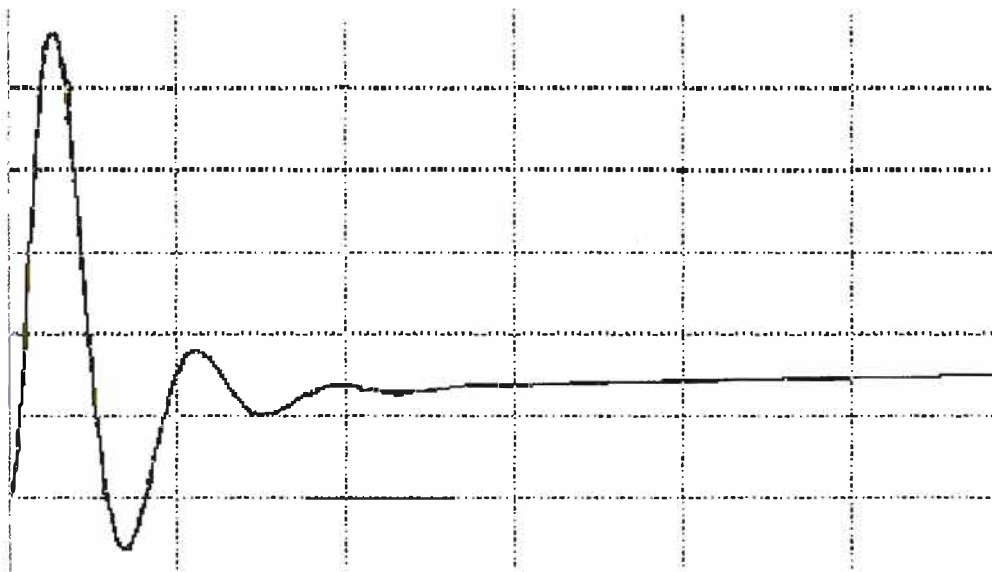
Los rangos de ajuste de las diferentes constantes de tiempo son los siguientes:

- $T0$: 0.25s a 50s (wash out time constant)
- $T1, T2$: 0.1s a 2s (Lead time constant)
- $T3, T4$: 0.002s a 0.2s (lag time constant)

Las frecuencias correspondientes son las siguientes:

- $F0$: 0.003 a 0.6 Hz
- $F1, F2$: 0.08 a 1.6 Hz
- $F3, F4$: 0.8 a 80 Hz

La activación de la señal del PSS se lleva a cabo cuando el operador de la unidad a través de un selector coloca el PSS en posición "ON". Esta señal a través de la señal de entrada actúa sobre la lógica del PLC operando una bandera interna que hace funcionar un selector de datos para colocar la señal del PSS en un registro de salida y generar la señal que se conectará en el punto de suma del amplificador de error de voltaje del canal Automático. El PSS también incorpora un umbral de baja potencia y automáticamente deshabilita la función del PSS cuando la potencia de los turbogeneradores cae por debajo de un valor predeterminado. A continuación se muestra el sistema con la respuesta del PSS:



3.5 Funciones de protección

El propósito de los limitadores es tomar el control de cualquiera de los reguladores, ya

sea manual o automático, y regular la cantidad particular, en el punto de entrega de los limitadores. Proporcionar un control de lazo de retroalimentación alternativo en los reguladores y cada limitador se proporciona con su propia ganancia ajustable, reducción de ganancia transitoria ajustable o algoritmo de amortiguamiento según sea necesario para proporcionar una operación de lazo estable cuando el limitador esta en control.

Los limitadores operan si la unidad está en el modo de regulación automática o manual. Todos los limitadores tienen alarmas asociadas con ellos. La primera alarma se genera cuando la entrega ha sido superada. Una segunda alarma para limitadores con retraso de tiempo, se genera después que el limitador ha caducado. Una tercera alarma es generada cuando el limitador ha tomado el control desde regulador.

Por otro lado, las funciones de protección operan tanto en modo manual como en automático. Estas funciones proporcionan indicaciones de alarma o comandos de disparo cuando operan.

Las funciones de protección no tienen a regular o limitar la señal. Para cada función de limitación hay asociado una función de protección. Los elementos de la protección están diseñados para respaldar las funciones de limitación en un esfuerzo por tomar el control y tratar de evitar un disparo del sistema.

3.5.1 Limitador de mínima excitación (MEL)

También conocido como límite de estabilidad de estado permanente, se basa en la estabilidad del turbogenerador. El limitador mantiene el punto de funcionamiento del turbogenerador dentro de la curva MW y MVAR ajustable.

3.5.2 Limitador de subexcitación (UEL)

El limitador de baja excitación impide la reducción de la excitación en el turbogenerador para niveles que puedan resultar en daños a la maquina mientras opera en modo subexcitado. El UEL se basa en la curva de capacidad.

El limitador mantiene el punto de operación del turbogenerador dentro de las curvas de MW y MVAR ajustables.

El UEL protege el generador para evitar que la excitación del generador se reduzca a un nivel tal que se excedan límites de estabilidad de pequeña señal o los límites de calentamiento de la región final del estator. La señal de control se obtiene de una combinación de la corriente y de la tensión o de la potencia activa y reactiva del generador. Debe ser coordinado con la protección de pérdida de excitación.

Las entradas del limitador son tomadas de los TC y TP. La salida del limitador es comparada con la señal de la tensión en una función para el control de los amplificadores de potencia.

El control de los amplificadores de potencia por el limitador evita la disminución de la

excitación de la maquina a niveles por debajo de lo deseado, ajustado a un valor característico.

3.5.3 Limitador de sobreexcitación (OEL)

El limitador de sobre excitación, actúa a través del regulador para devolver el valor de excitación a un valor predeterminado después de un retardo de tiempo durante el cual la sobre excitación fuerza el campo del turbogenerador.

El limitador funciona con una característica de tiempo inverso que permite que los valores más bajos de la sobre excitación para largos intervalos de tiempo y valores más altos para cortos intervalos de tiempo. Este limitador actúa reduciendo la excitación, mediante variaciones en los circuitos de disparo.

El límite de sobreexcitación mantiene la corriente o tensión del turbogenerador por debajo de un valor deseado o tensión de campo o corriente de campo que es ajustable.

Este limitador funciona con los limitadores instantáneos para proporcionar una operación de dos pasos. La primera operación es el limitador instantáneo, mientras que la segunda operación es el limitador con el tiempo de retraso.

El propósito del OEL es proteger al generador del sobrecalentamiento producido por sobre corrientes de campo prolongadas.

El OEL detecta una condición de elevada corriente de campo y después de un retardo de tiempo actúa sobre el regulador AC para bajar la excitación a un 110% de la corriente de campo nominal. Si esta acción no resulta desconecta el regulador AC y transfiere el control al regulador DC ajustando la referencia al valor nominal.

Existen dos tipos de retardo de tiempo fijo y de tiempo inverso. Este se ajusta a la curva de capacidad térmica del arrollamiento de campo. El limitador de corriente actúa a una tensión de excitación de 1,6.

3.5.4 Limitador de corriente de campo instantánea

El limitador de corriente de campo instantánea mantiene la corriente o tensión del turbogenerador por debajo de un nivel deseado. Ese nivel puede corresponder a un límite de corriente instantánea a un puente SCR.

El limitador instantáneo cambia automáticamente basado en el estatus del interruptor 52G. Cuando el interruptor 52G está abierto y la unidad fuera de línea, el limitador instantáneo tiene un ajuste. Cuando el 52G está cerrado y la unidad en servicio, el limitador instantáneo tiene un segundo ajuste.

3.5.5 Limitador Volts/Hertz (HXL)

El limitador Volts/Hertz mantiene el ratio de la tensión del turbogenerador y la frecuencia en línea por debajo de un valor deseado.

El limitador es aplicado al sistema de excitación cuando se debe operar en condiciones

adversas con una frecuencia por debajo del rango normal de funcionamiento. En estos casos, la razón para la operación a tensión reducida durante condiciones de baja frecuencia es evitar el efecto de calentamiento del excesivo flujo magnético en el turbogenerador, transformadores o dispositivos magnéticos.

CAPITULO IV

RESULTADOS DE LA IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA DE EXCITACIÓN MODERNO EN TURBOGENERADORES

El sistema de excitación moderno debe tener una adecuada respuesta ante cualquier circunstancia, ya sea en operación permanente o transitoria, logrando mantener en lapsos cortos de tiempo de forma casi instantánea, la capacidad del turbogenerador.

Entendiendo que el segundo caso mencionado es el más perjudicial y es el que necesita un mayor forzamiento del campo del turbogenerador; se ha elegido mostrar los resultados del funcionamiento óptimo del sistema de excitación estático de la unidad TG-3 de la C.T. Kallpa para cuatro eventos.

4.1 Evento 02-11-12, 17:57h

Disparo de la TV de C.T. Chilca Uno, por falla en su sistema de control. Se muestra a continuación, los valores de generación en la Central Termoeléctrica Chilca Uno, instantes antes de falla mencionada:

Tabla 4.1 Condiciones previas en la C. T. Chilca Uno.

N °	Central	Unidad	Potencia Activa (MW)	Potencia Reactiva (MVar)
1	Chilca	TG1	167.00	9.24
2	Chilca	TG2	164.21	7.81
3	Chilca	TG3	178.11	4.79
4	Chilca	TV	273.00	32.66

Al estar tanto la Central Termoelectrica Chilca Uno y Kallpa conectados al SEIN a traves de la SE Chilca 200KV, se verificará la capacidad de respuesta del sistema de excitación del turbogenerador de la unidad TG3 de Kallpa y se comprobará el forzamiento adecuado del campo que realiza para dicha contingencia satisfactoriamente.

Para ello se líneas abajo se ha colocado 3 curvas obtenidas del sistema de control distribuido (DCS) de la planta, particularmente llamado Ovation. Estas graficas describen valores de potencia activa, potencia reactiva y tension en bornes de generacion, separados en cuatro instantes donde se ven su respuesta antes, durante y posterior a los eventos.

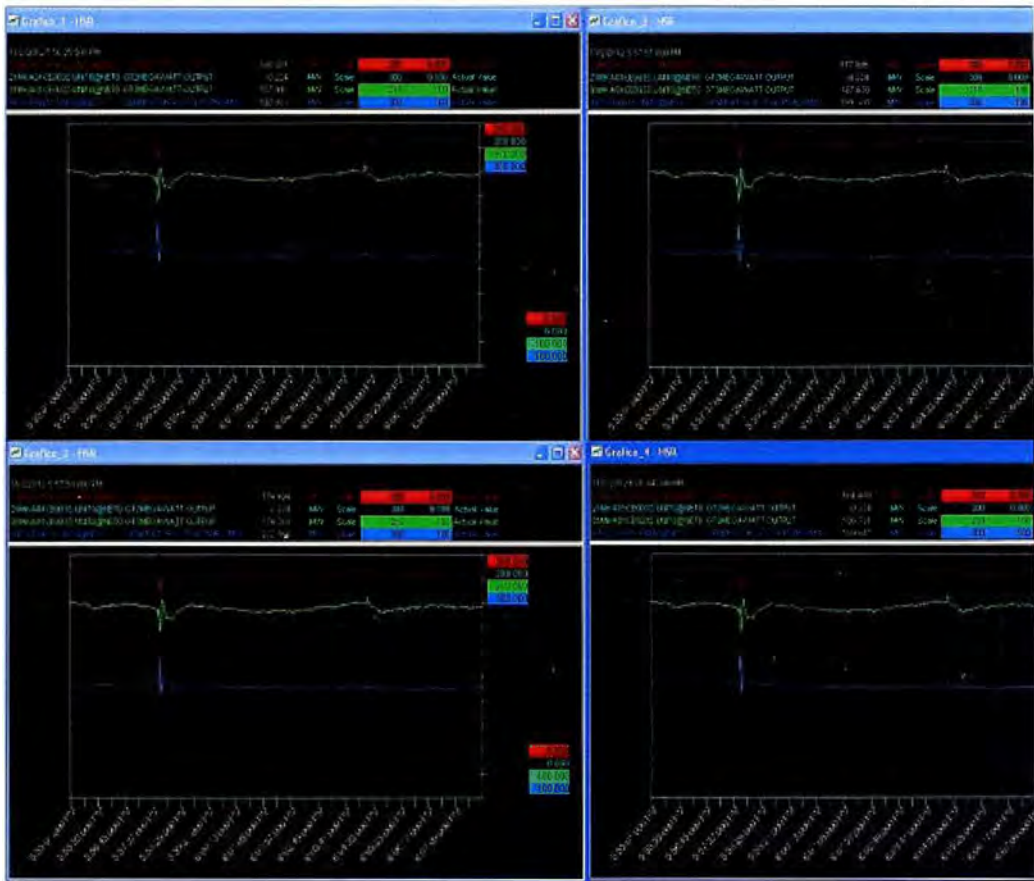


Figura 4.1 Gráfica de la potencia activa para el evento 1, de las unidades de la C.T. Kallpa.

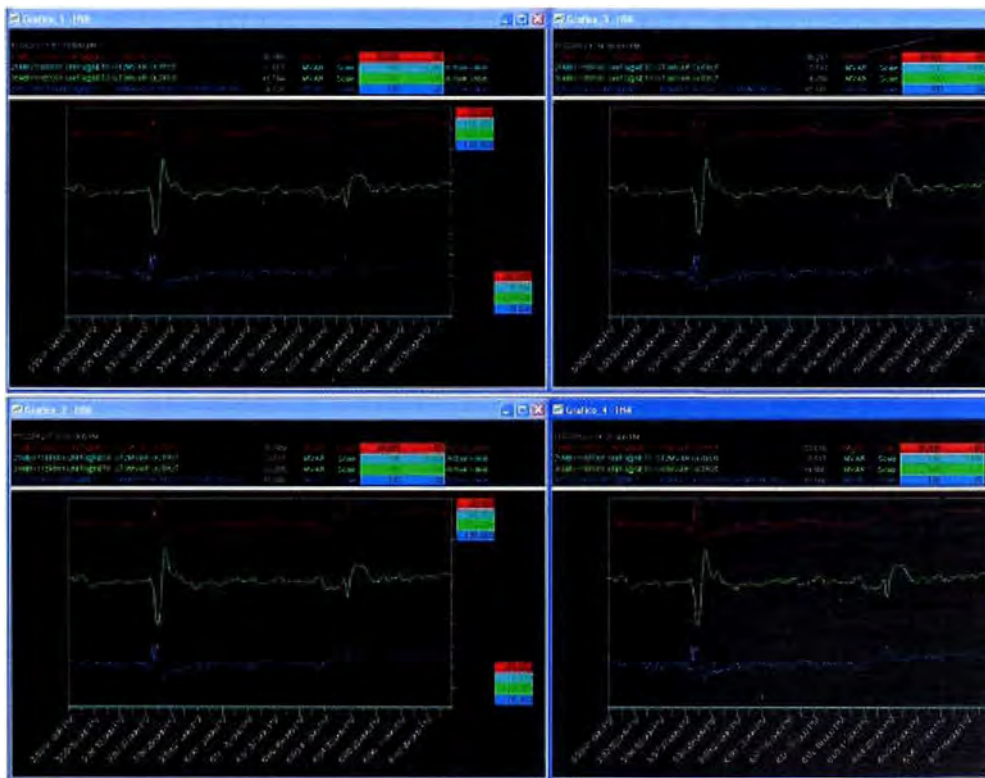


Figura 4.2 Gráfica de la potencia reactiva para el evento 1, de las unidades de la C.T. Kallpa.

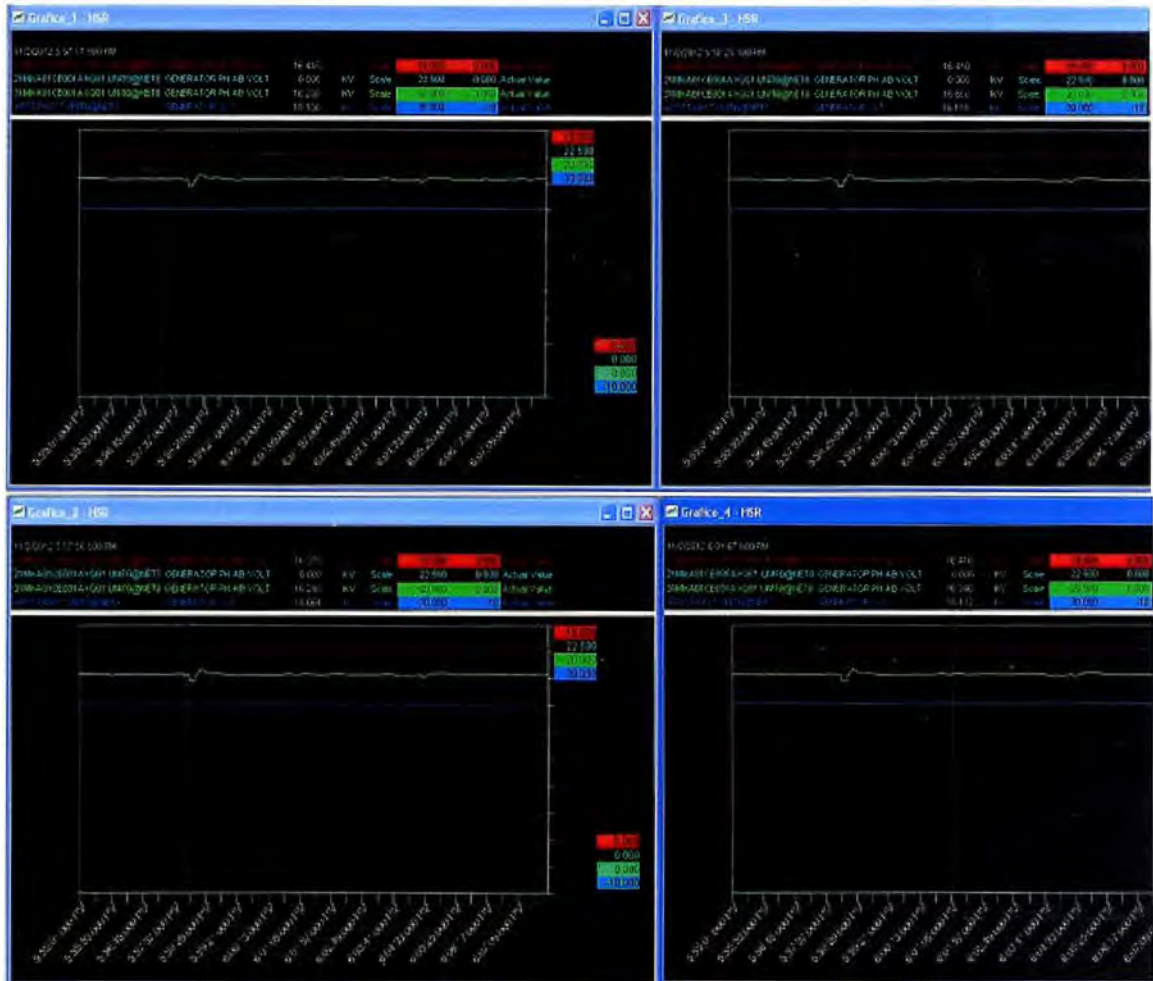


Figura 4.3 Gráfica de las tensiones para el evento 1, de las unidades de la C.T. Kallpa.

4.2 Evento 13-12-12, 11:59h

Disparo de las cuatro unidades de la C.T. Chilca Uno por cierre de la válvula de ingreso de gas ESDV. Se muestra a continuación, los valores de generación en la Central Termoeléctrica Chilca Uno, instantes antes de falla mencionada:

Tabla 4.2 Condiciones previas en la C. T. Chilca.

N°	EQUIPO	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)
1	TG11	162.9	31.98
2	TG12	162.7	31.3
3	TG21	185.3	32.1
4	TV	251.5	50.2

Al estar tanto la Central Termoelectrica Chilca Uno y Kallpa conectados al SEIN a través de la SE Chilca 200KV, se verificará la capacidad de respuesta del sistema de excitación del turbogenerador de la unidad TG3 de Kallpa y se comprobará el forzamiento adecuado del campo que realiza para dicha contingencia satisfactoriamente.



Figura 4.4 Gráfica de la potencia activa para el evento 2, de las unidades de la C.T. Kallpa.

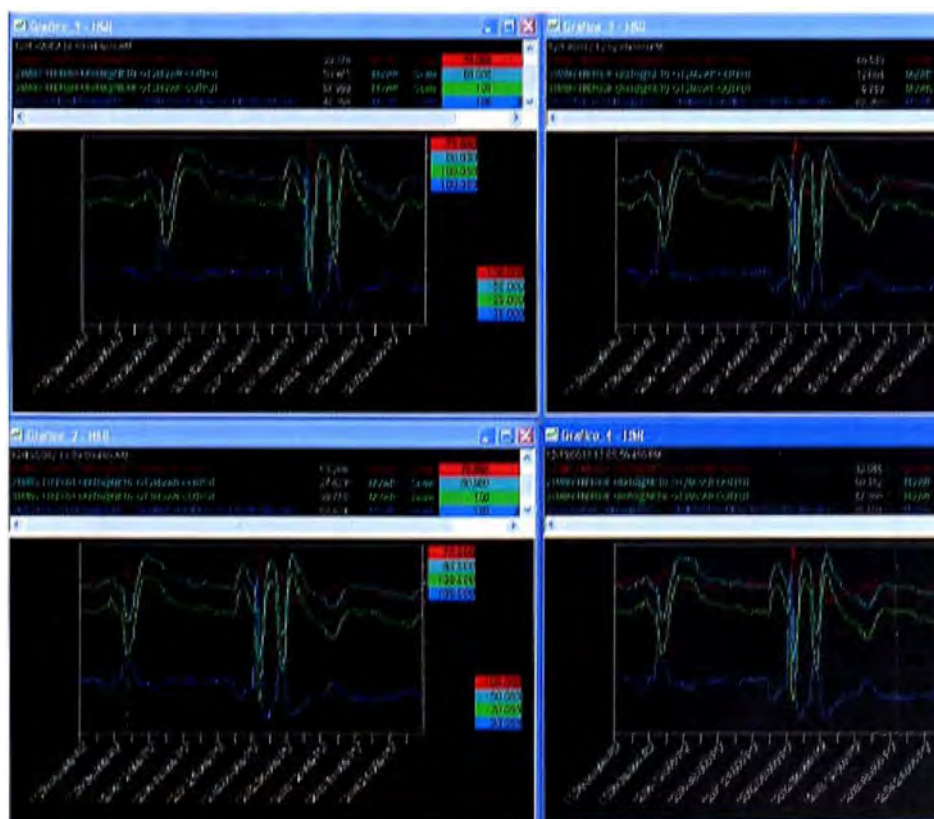


Figura 4.5 Gráfica de la potencia reactiva para el evento 2, de las unidades de la C.T. Kallpa.

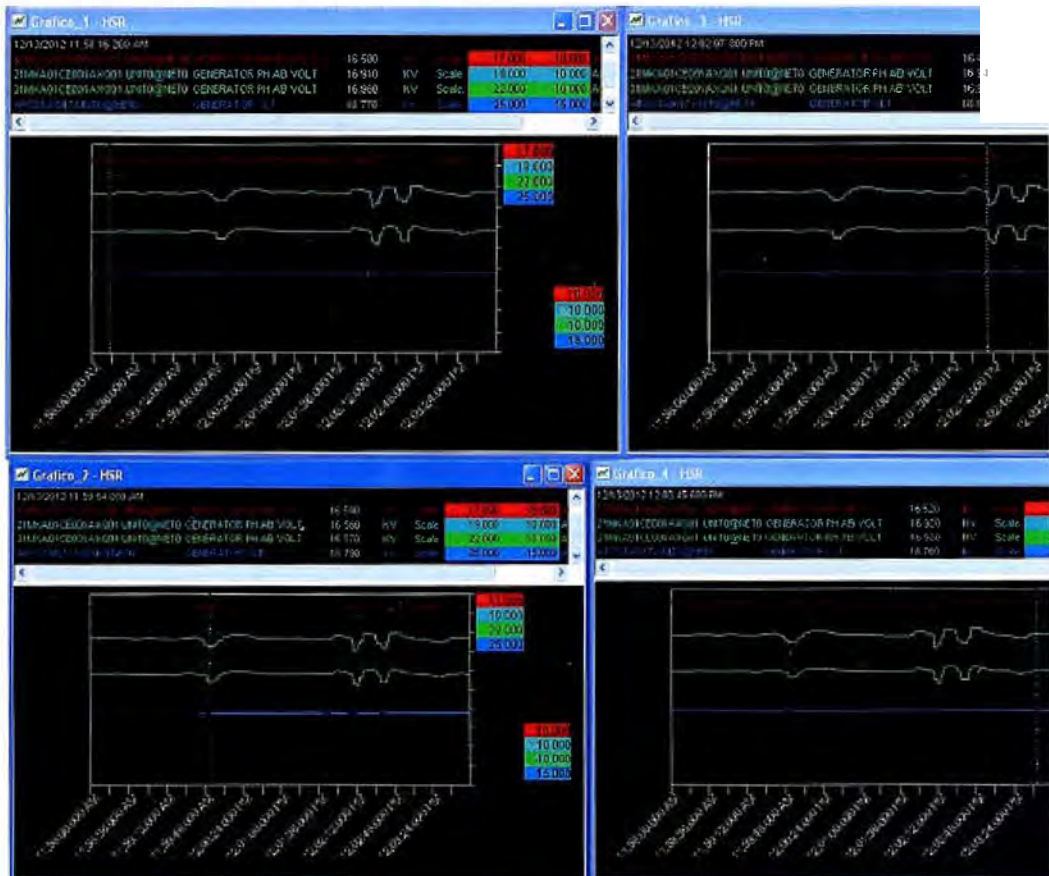


Figura 4.6 Grafica de la tensión para el evento 2, de las unidades de la CT. Kallpa.

4.3 Evento 09-09-13, 03:16h

Disparo de la TV de C.T. Kallpa debido a la activación de la protección eléctrica en L-2099 por sobre corriente ante falla externa. Se muestra a continuación, los valores de generación en la Central Termoeléctrica Kallpa, instantes antes de falla mencionada:

Tabla 4.3 Condiciones previas en la C.T. Kallpa.

N°	CENTRAL	UNIDAD	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)
01	CT-KALLPA	TG1	100.8	-2.4
02	CT-KALLPA	TG2	101.0	-39.2
03	CT-KALLPA	TG3	107.2	-33.0
04	CT-KALLPA	TV	207.1	24.2
05	CT-KALLPA	PLANTA	517.2	-49.8

Al estar tanto la Central Termoelectrica Chilca Uno y Kallpa conectados al SEIN a través de la SE Chilca 200KV, se verificará la capacidad de respuesta del sistema de excitación del turbogenerador de la unidad TG3 de Kallpa y se comprobará el forzamiento adecuado del campo que realiza para dicha contingencia satisfactoriamente.

Para ello se líneas abajo se ha colocado 1 curva obtenida del sistema de control distribuido (DCS) de la planta, llamado T-3000. Estas graficas describen valores de potencia activa, potencia reactiva y tensión en bornes de generación, separados en

cuatro instantes donde se ven su respuesta antes y después a los eventos.

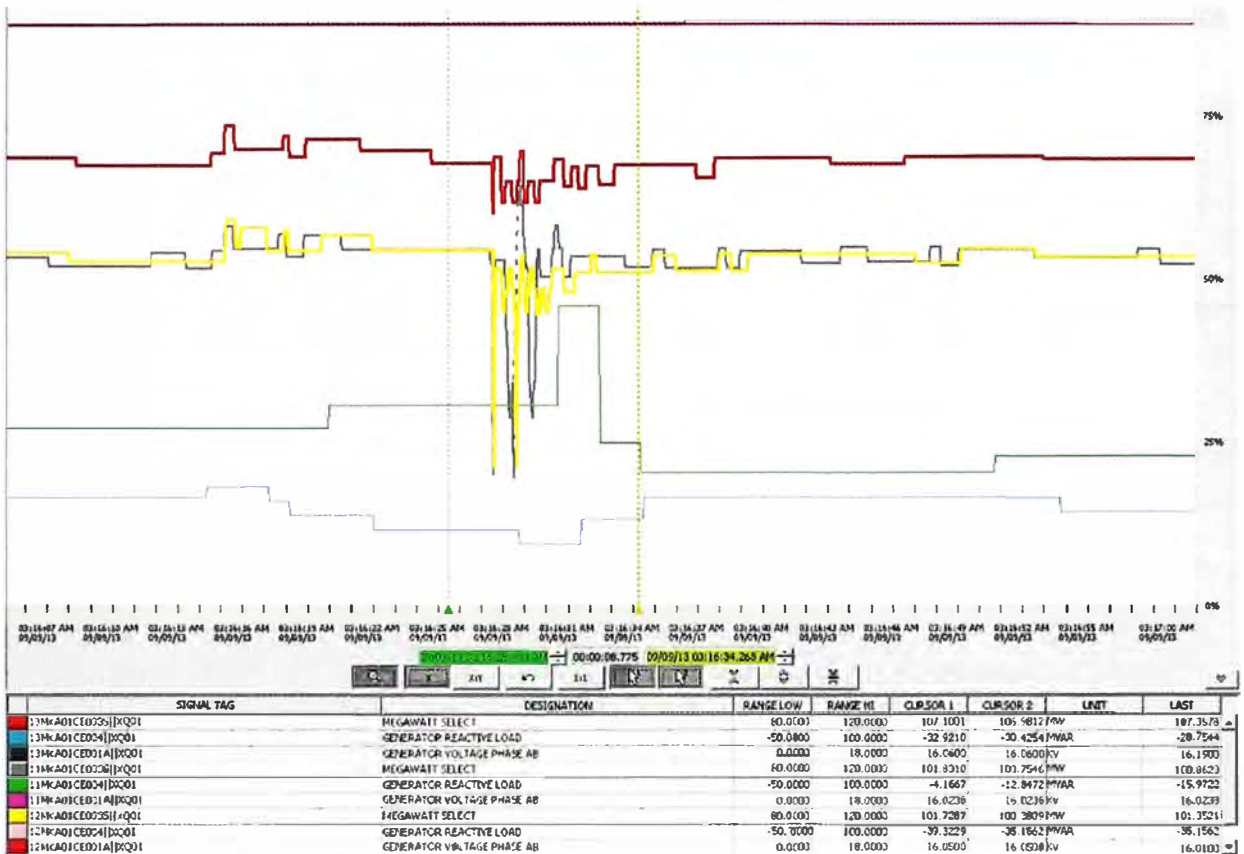


Figura 4.7 Gráfica de las potencias activas, reactivas y tensiones para el evento 3, de las unidades de la C.T. Kallpa.

4.4 Evento 19-07-13, 23:29h

Disparo de la TV de C.T. Kallpa debido a la activación de protección de protección de eléctrica en la barra de 4.16KV de servicios auxiliares del ciclo combinado. Se muestra a continuación, los valores de generación en la Central Termoelectrica Kallpa, instantes antes de falla mencionada:

Tabla 4.4 Condiciones previas en la C.T. Kallpa.

N°	CENTRAL	UNIDAD	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)
01	CT-KALLPA	TG1	192.5	34.2
02	CT-KALLPA	TG2	184.4	23.7
03	CT-KALLPA	TG3	187.0	16.8
04	CT-KALLPA	TV	294.3	49.2
05	CT-KALLPA	PLANTA	858.2	123.9

Al estar tanto la Central Termoelectrica Chilca Uno y Kallpa conectados al SEIN a través de la SE Chilca 200KV, se verificará la capacidad de respuesta del sistema de excitación del turbogenerador de la unidad TG3 de Kallpa y se comprobará el forzamiento adecuado del campo que realiza para dicha contingencia satisfactoriamente.

Para ello se líneas abajo se ha colocado 1 curva obtenida del sistema de control

distribuido (DCS) de la planta, llamado T-3000. Estas graficas describen valores de potencia activa, potencia reactiva y tension en bornes de generacion, separados en dos instantes donde se ven su respuesta antes y despues a los eventos.

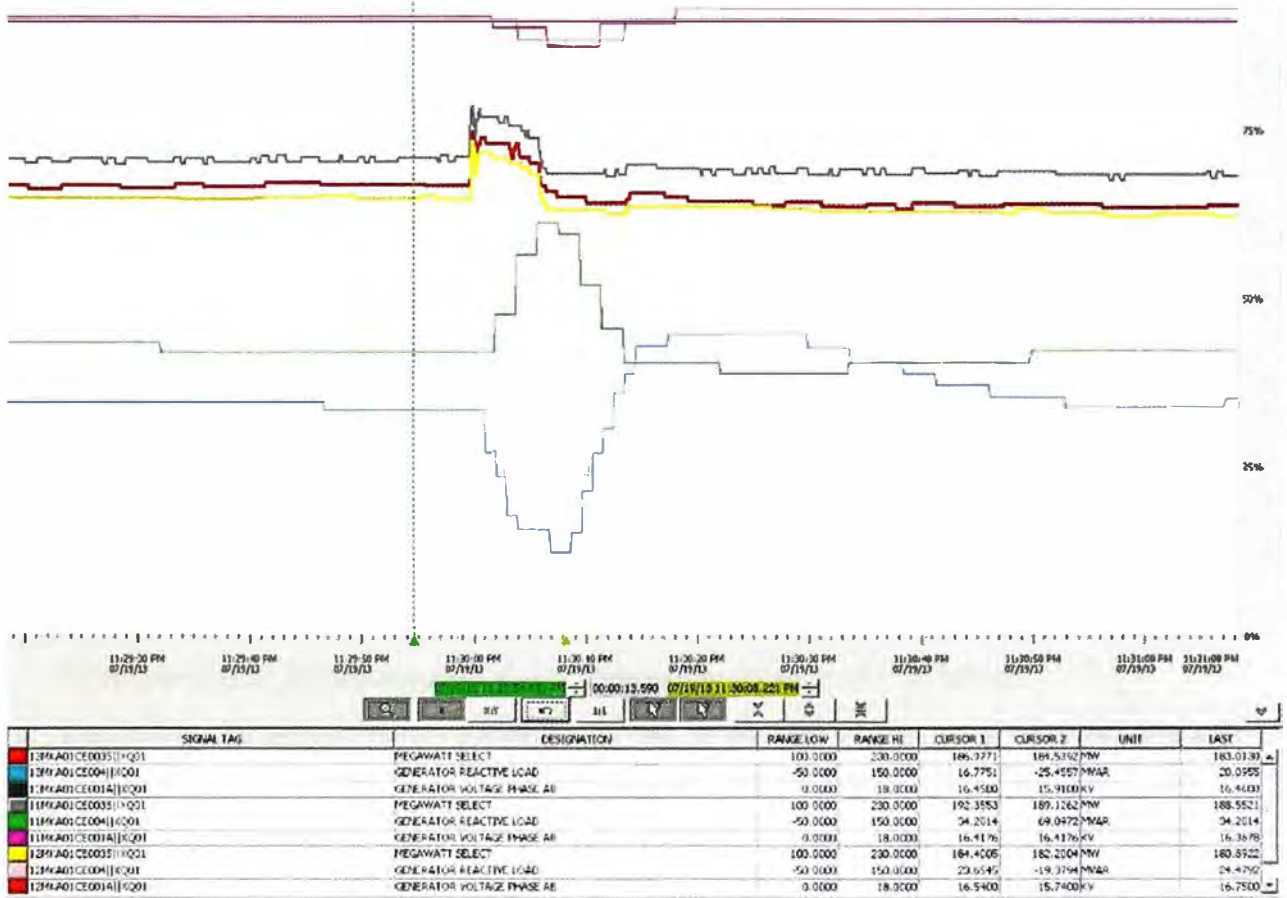


Figura 4.8 Gráfica de las potencias activas, reactivas y tensiones para el evento 4, de las unidades de la C.T. Kallpa.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. La función principal de un sistema de excitación es lograr suministrar y ajustar automáticamente la corriente de campo al turbogenerador y lograr mantener en los terminales del turbogenerador, una capacidad continua de tensión con la mínima variación.
2. El sistema de excitación debe ser capaz de responder a perturbaciones transitorias, logrando mantener en lapsos cortos de tiempo y de forma casi instantánea, constante la capacidad del turbogenerador. Además debe ser capaz de satisfacer las necesidades del sistema, aprovechando al máximo las capacidades del turbogenerador sin sobrepasar sus límites en un lapso corto de tiempo.
3. Los sistemas de excitación estáticos tienen la ventaja de ser muy baratos, además que debido a la inexistencia de partes móviles (las cuales están relacionados con un mayor desgaste mecánico), se disminuye el costo y la dificultad del mantenimiento.
4. Este sistema de excitación moderno tiene una constante de tiempo muy pequeña y posee respuesta virtualmente instantánea y alta capacidad de forzamiento del campo en condición posterior a la falla.
5. Un sistema de excitación de última generación, tiene un desempeño excelente (como se comprobó en el capítulo IV) y una alta confiabilidad, además de un mantenimiento mínimo que garantizan su viabilidad de utilización en las plantas ya existentes (en caso de renovación) o como modelo para las futuras plantas de energía que se instalarán en el país.
6. Un sistema de excitación moderno, mantiene la tensión terminal de la máquina en el valor definido por el operador, o a una determinada relación entre la tensión y carga reactiva en toda la región de la operación. Mantiene la tensión terminal dentro de los límites aceptables de trabajo, lo mismo en rechazos a plena carga y otros severos disturbios en el sistema de potencia.
7. Las funciones de control que vienen programadas en el sistema de excitación moderno, deben ser ajustadas, en base a las condiciones de operación que deseen obtenerse y las características físicas del generador. No está demás tener en cuenta plenamente que un mal ajuste en el sistema de excitación moderno puede causar

daños físicos en el turbogenerador y fluctuaciones de reactivos en el SEIN.

8. Un sistema de excitación moderno, es capaz de propiciar una excitación rápida en la partida del grupo sin sobrepaso de la tensión terminal; y responde con un desempeño adecuado, a los comandos del operador o sincronizador automático en el momento de la sincronización de la unidad con el sistema.
9. Un sistema de excitación moderno, posee una elevada velocidad de respuesta de manera que sea posible corregir las variaciones de tensión impuestas por variación de carga y/o generación.
10. En las especificaciones de un sistema de excitación moderno siempre debe considerarse, la disposición de los canales de control, automático o manual. El cambio automático a canal manual de control en el evento de falla del control automático (circuito seguidor). Controlador de corriente de campo para el control manual. Límites de tensión, estabilización del deslizamiento. Limitador de la corriente de campo. El control (limitador) de mínima corriente, protección de subexcitación. Protección electrónica para el transformador de excitación y SCR.
11. Un sistema de excitación moderno es capaz de aplicar tensiones positivas y negativas al campo, en valores realmente superiores al valor básico de excitación, buscando influenciar el torque de aceleración de manera que se mantenga la máquina en sincronismo con el sistema de potencia, inclusive, frente a severos disturbios en el mismo.
12. Un sistema de excitación moderno es capaz de limitar dinámicamente la corriente de excitación, de acuerdo con la característica de capacidad del propio campo, independientemente de la eventual necesidad de aumento de excitación que la malla de control de la tensión terminal imponga.
13. Un sistema de excitación moderno, es capaz de limitar dinámicamente la operación de la máquina en regiones próximas al límite de estabilidad, independientemente de la necesidad de decrecimiento de la excitación que la malla de control de la tensión terminal imponga.
14. Un sistema de excitación moderno es capaz de contribuir de manera efectiva para la amortiguación de oscilaciones electromecánicas que aparezcan en el sistema de potencia o en la propia unidad.

RECOMENDACIONES

1. Este informe de suficiencia debe entenderse como una guía práctica de actualización de conocimientos acerca de un sistema de excitación moderno y los resultados obtenidos permiten corroborar la importancia de su implementación en la industria de la generación eléctrica.

2. Los sistemas de excitación estáticos se equipan con multiprocesadores, ideados para ser cambiados íntegramente en caso de falla. Esto dificulta los intentos de reparación pues debido a su complejidad, por lo que es necesario un conocimiento experto del equipo, por parte del encargado del mantenimiento, para contrarrestar la complejidad de obtener repuestos específicos y no los módulos completos.
3. Se debe evaluar la principal desventaja de implementar un sistema de excitación moderno tipo estático, en donde la máxima salida de tensión que puede entregar es dependiente de la entrada de tensión en bornes de generación, por lo tanto, durante condiciones de falla, la caída de tensión en los terminales del turbogenerador hace que la tensión en la excitatriz se reduzca.
4. Finalmente, el mantenimiento más común en un sistema de excitación estático, es el referido a los anillos rozantes y escobillas. El desgaste prematuro de estos y su deterioro, es una consecuencia directa de un inadecuado trabajo de mantenimiento. Es un tema vital puesto que si existiera un corto circuito en esa zona los anillos rozantes se degradarían y restablecerlos, significaría varios días de indisponibilidad de la unidad generadora. En el caso del colector de la excitatriz de la TG3 de Kallpa, el fabricante recomienda un cambio integral de las escobillas cada tres meses y su monitoreo continuo preventivamente.

BIBLIOGRAFIA

- [1]. IEEE Std. 421.1-2007. "IEEE Standard Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machines", 2007.
- [2]. P. Kundur, "Power System Stability and Control", 1994.
- [3]. L. Vargas, "Sistemas de excitación de máquinas síncronas", Universidad de Chile, 2008.
- [4]. Basler Electric Company, "Excitation Control Equipment – Instruction Book", ECS2100 – Kallpa II phase III, 2009.
- [5]. Siemens Co., "Operating and Maintenance Manual for Generators", Kallpa II phase III, 2009.
- [6]. General Electric, "Electrical Data Generator", Kallpa IV, 2010.