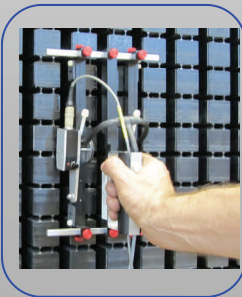


MANTENIMIENTO PREDICTIVO

PRODUCTO Y SERVICIOS PARA MOTORES Y GENERADORES



QUALITROL-IRIS POWER.....	3
MANTENIMIENTO PREDICTIVO	
◆ Beneficios del Mantenimiento Predictivo.....	4
MONITORIZACIÓN ON-LINE	
Monitorización de Descargas Parciales en Bobinados Estatóricos	
◆ Hidrogeneradores.....	7
◆ Motores y Motores alimentados con Inversores.....	8
◆ Turbogeneradores.....	9
◆ Monitorización en Continuo.....	10
◆ Tracll.....	11
◆ Sistema MicaMaxx de PDTech.....	11
Monitorización de Flujo en Bobinados Rotóricos	
◆ Rotor de Polos Lisos.....	12
◆ Rotor de Polos Salientes.....	14
Análisis de Firma de Corriente en Rotor de Motores de Inducción.....	15
Monitorización de Vibraciones en Cabezas de Bobina para Estatores.....	16
Monitorización del Entrehierro en Hidrogeneradores.....	17
Monitorización en la Puesta a Tierra del Eje.....	17
Monitorización Integrada de Máquinas.....	18
ENSAYOS OFF-LINE	
◆ EL CID—ensayo del núcleo del estator	19
◆ SWA—ensayo de apriete de cuñas en el estator.....	20
◆ RIV—vehículo de inspección robotizado.....	21
◆ DCR60 — ensayo de alta tensión CC en rampa.....	21
◆ PPM97—localizador de descargas parciales en Bobinados estatóricos.....	21
◆ Ensayo DRA3 de PDTech.....	22
◆ DeltaMaxx de PDTech—analizador digital de tangente de delta y capacidad.....	22
◆ PowerMaxx de PDTech PowerMaxx—sistema móvil de ensayos de alta tensión.....	22
SERVICIOS	
◆ Puesta en marcha y Ensayos.....	23
◆ Consultoría.....	24
◆ Cursos sobre ensayos y Mantenimiento de Máquinas.....	24
UN VISTAZO A QUALITROL.....	25
GALARDONES Y RECONOCIMIENTO DE QUALITROL-IRIS POWER.....	26
HISTORIA DE LOS ENSAYOS DE DESCARGAS PARCIALES.....	27



Plantilla de la Oficina Principal de Iris Power 2013



*Joseph Mbuyi—VP Qualitrol
Generación / PR Qualitrol Iris
Power LP*



Los Fundadores de Iris Power en 1991

Cuatro personas que trabajaron en Ontario Hydro (ahora conocida como Ontario Power Generation), la eléctrica más grande de Norte América por aquellas fechas, crearon Iris Power en 1990. Estas personas: Steve Campbell, Blake Lloyd, Greg Stone y Resi Zarb, invirtieron muchos años en la eléctrica realizando ensayos en bobinados de motores y generadores, así como desarrollando también nuevos métodos de monitorización on-line en proyectos de investigación financiados por Ontario Hydro, el Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI) y la Asociación Eléctrica Canadiense (CEA). Iris Power fue creada por estos pioneros, junto con Ontario Hydro, para comercializar la nueva tecnología por medio de una organización que compartía los mismos intereses como dueños y operadores de máquinas rotativas.

Desde su creación en 1990, Iris Power ha crecido desde sus cuatro fundadores hasta más de 120 asociados, principalmente como resultado de la enorme aceptación de sus productos de monitorización on-line de Descargas Parciales PDA y TGA. Más del 75% de los grandes generadores de las eléctricas Americanas y Canadienses están hoy equipadas para usar esta tecnología en su planificación de mantenimiento o reemplazo de bobinados estáticos.

En 1998, se produce un cambio de propiedad cuando Ontario Hydro y los cuatro creadores originales venden sus participaciones al Grupo de Tecnología Química Koch Chemical Technology Group (KCTG). KCTG, con sede en Wichita, Kansas, es un gran suministrador de equipos y servicios para la industria petroquímica.

En 2007, Iris Power adquiere Adwel, fabricante del sistema EL CID para pruebas del núcleo del estator y otros productos de ensayos off-line en generadores y motores. Con la incorporación de productos de monitorización on-line para el bobinado rotórico en 2007 y productos de monitorización de vibraciones en cabezas de bobina en 2011, Iris Power dispone ahora de una completa línea de herramientas on-line y off-line para facilitar el Mantenimiento predictivo en Bobinados de motores y generadores.

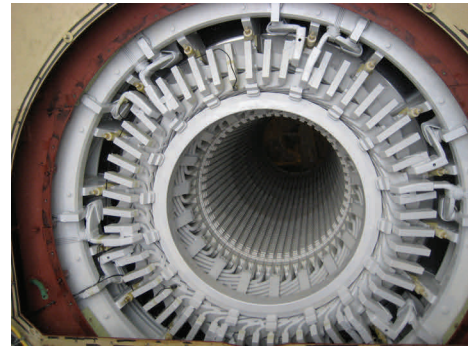
En 2010, Iris Power fue adquirido por la Corporación Qualitrol, una compañía Danaher. Qualitrol creó su Grupo de “Generación” formado por Iris Power, Adwel y PDTech.

MANTENIMIENTO PREDICTIVO

El Mantenimiento Predictivo (PdM), también llamado Mantenimiento Basado en la Condición, está siendo rápidamente aceptado como la mejor forma para minimizar costos generales de mantenimiento en activos de elevado costo, tales como grandes motores y generadores. PdM es un acercamiento al Mantenimiento planificado, donde los equipos se retiran de servicio cuando, y solo cuando, una monitorización on-line ofrece la indicación de que algún modo de fallo es inminente. Por tanto, las paradas de los equipos NO se basan en las horas de operación o tiempo transcurrido desde la última parada de mantenimiento.

La confianza en el mantenimiento planificado, basada en la condición real de la máquina, implica los siguientes requisitos previos:

- ◆ Los monitores deben de ser capaces de detectar la mayoría de los modos de fallo que es posible que ocurran. Si no, se filtrarían fallos sin anticipación, lo que minaría la confianza en la aproximación PdM.
- ◆ Debería de haber pocas falsas alarmas. Es decir, si un monitor indica un problema, un problema real debe estar presente.
- ◆ El monitor por sí mismo no debería causar un fallo, y el costo de la monitorización no debería de ser un irrazonable porcentaje del costo del motor o generador.



Estator de un turbogenerador

BENEFICIOS DEL MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN MOTORES Y GENERADORES

El tiempo entre paradas de la máquina puede extenderse si la monitorización revela que los Bobinados están en buena condición. Esto aumenta la disponibilidad, y ayuda a evitar los fallos causados inadvertidamente durante las paradas de inspección (tales como el olvido de una herramienta en la máquina).

- ◆ Se pueden encontrar problemas en etapas muy tempranas, permitiendo planificar una parada de mantenimiento en un momento adecuado. La experiencia también muestra que si la mayor parte de problemas se detectan en una etapa temprana, los costos de reparación son con frecuencia inferiores al 1% del costo que se produciría si el fallo se diera en servicio.
- ◆ Los rebobinados y otras grandes reparaciones se basan en la necesidad más que en el calendario o las horas de operación.

Históricamente, el análisis de vibraciones, análisis de lubricantes, y la termografía se han usado como herramientas PdM en los componentes mecánicos de las máquinas rotativas. Sin embargo, los bobinados del rotor y estator han venido requiriendo paradas de la máquina para ensayos off-line y la realización de inspecciones. Los ensayos off-line incluyen la resistencia de aislamiento, índice de polarización, pérdidas en el núcleo del estator, capacidad y tangente de delta en el bobinado estatórico, y ensayos growler, pole drop y surge en los bobinados del rotor.

En los últimos 35 años, una intensa investigación (financiada sobre todo por usuarios de máquinas y organizaciones representando a estos usuarios, tales como EPRI y CEA) han refinado y/o desarrollado varias tecnologías que pueden detectar la mayoría de problemas en rotor y estator de las máquinas durante el servicio normal. Estas nuevas tecnologías de monitorización incluyen:

- ◆ Medidas fiables de descargas parciales en el bobinado del estator usando métodos on-line.
- ◆ Detección de barras rotas en el rotor de motores de inducción usando análisis de firma de corriente.
- ◆ Detección de cortos entre espiras en el rotor de máquinas síncronas usando monitorización de flujo magnético.
- ◆ Detección de vibración en cabezas de bobina del estator usando acelerómetros de fibra óptica.

Junto a las convencionales monitorizaciones de vibración y temperatura, la mayoría de problemas en Bobinados se pueden detectar y abordarse con tiempo suficiente antes de que se produzcan fallos en servicio.

Iris Power y su plantilla han estado al frente del acercamiento de estas tecnologías de monitorización a las eléctricas, plantas petroquímicas, plantas de papel, minas y otros usuarios industriales de grandes motores y generadores.

DESCARGAS PARCIALES

Las Descargas Parciales (DP) son pequeñas chispas eléctricas que se producen en el interior del aislamiento eléctrico en Bobinados estatóricos desde 3kV nominales en adelante. La DP se produce siempre que haya pequeños espacios de aire o huecos dentro o en la superficie del aislamiento. Normalmente, los bobinados de estator bien fabricados que están en buen estado muestran muy poca actividad de DP.

Sin embargo, unos 60 años de experiencia nos indican que según un bobinado estatórico se deteriora por vibración de sus bobinados, funcionamiento a altas temperaturas, o contaminación de aceite, humedad y otros químicos, la actividad DP aumentará por un factor de diez o más.

La monitorización DP On-line detecta las principales causas raíz de fallo en Bobinados estatóricos. Ya que la monitorización DP puede realizarse durante la operación normal de motores o generadores, y usualmente ofrece dos o más años de aviso indicando riesgo de fallo, la monitorización de DP on-line se ha convertido en una herramienta muy potente de mantenimiento predictivo.

Iris Power es, en cualquier medida, el mayor suministrador mundial de sistemas de monitorización de descargas parciales on-line para bobinados estatóricos de motores y generadores. La razón principal de nuestro éxito es un método de medida que es fiable, objetivo y fácil de usar.

- ◆ La tecnología separa explícitamente las DP del bobinado estatórico de otros tipos similares de señales eléctricas llamadas ruido. El ruido, que es con frecuencia relativamente inocuo, viene de corona en la alimentación, chispeo de escobilla en anillos rozantes y puestas a tierra en el eje, operación e herramientas de potencia, etc. Otras tecnologías de DP precisan de un importante apoyo de expertos para separar las DP del ruido o necesitan de expertos que continuamente ajusten filtros y niveles para separar DP y ruido. La tecnología de Iris Power permite la realización de medidas objetivas por técnicos con una mínima formación de un día en planta. Iris Power realiza un seguimiento de indicaciones falsas en problemas de bobinados estatóricos que muestran ser <1.5% en máquinas donde había sospechas de altas DP.
- ◆ El sistema de Iris Power permite una interpretación objetiva de los resultados del ensayo por técnicos que han recibido tan poco como dos días de formación. La razón principal para esto se puede atribuir a la extensa base de datos de resultados de ensayos que Iris Power ha recogido y publica con frecuencia. En la mayor parte de casos, es fácil para un usuario de máquina determinar en minutos si el bobinado estatórico tienen problemas de aislamiento.
- ◆ El sistema de detección de DP es extremadamente fiable. Los acopladores capacitivos y los Stator Slot Couplers que se usan para detectar las señales DP han pasado ensayos exhaustivos y certificación para asegurar que es muy improbable que conduzcan un fallo en el bobinado estatórico.
- ◆ Los clientes de Iris Power han publicado docenas de artículos técnicos con más de 200 casos de estudio sobre la efectividad de la tecnología.



Fallo catastrófico de un Hidrogenerador



Fallo en el bobinado de estátor de un Motor



Fallo en barras estatóricas de un Turbogenerador

MONITORIZACIÓN ON-LINE DE BOBINADOS ESTATÓRICOS

La monitorización de DP On-line precisa la instalación permanente de sensores en la máquina. Los sensores se monitorizan de forma periódica con un equipo portátil especializado o mediante un sistema de monitorización en continuo conectado de forma permanente. El tipo de sensores, su posición de montaje, y la tecnología del instrumento usado para las medidas dependen todos de la máquina a monitorizar.

Los instrumentos portátiles de Iris Power se usan junto a un ordenador portátil que ejecuta un software de control diagnóstico que corre bajo Windows™. Este software permite al usuario definir la máquina en términos de tensión de operación, potencia de salida, diseño de aislamiento y una escogida secuencia de medidas de los pares de acopladores. Los resultados se pueden visualizar en el formato más adecuado del software de informes PDView™. Los diagramas básicos de DP de altura de pulso (2D) y fase de pulso (3D) PD permiten una fácil comparación, análisis y tendencias.

Los técnicos e ingenieros, que han asistido a los cursos de Iris Power para interpretación de DP, o aquellos que han revisado algunos de los muchos artículos publicados sobre el tema, pueden identificar los mecanismos clave de deterioro o envejecimiento en bobinados estáticos. El análisis proporciona al usuario una idea de los mecanismos de deterioro o envejecimiento del aislamiento tales como Bobinados sueltos, degradación de las cubiertas semiconductoras en la ranura, delaminación del muro aislante, separación de las capas de encintado del cobre debido al ciclo térmico, y posible contaminación o tracking en la zona de cabezas de bobina.

Iris Power también ofrece una línea de sistemas de monitorización en continuo para instalación permanente en un armario (líneas de instrumentos GuardII y TraclI). A diferencia de la línea de instrumentos portátiles, estos sistemas de monitorización en continuo consisten en unidades de adquisición dedicadas de modo específico al tipo de máquina a monitorizar. Se pueden conectar una o más unidades de adquisición a un ordenador central. Además, las unidades de adquisición de datos pueden conectarse al SCADA de la planta para incluir entradas importantes tales como carga, temperatura y tensión. Con el uso de estos sistemas, se pueden lanzar ensayos DP de modo automático, ofreciendo monitorización "manos-libres" de DP automatizada y remota. Los sistemas de monitorización de DP en continuo se han instalado en miles de motores y generadores.

IRIS POWER OFRECE SOLUCIONES DE MONITORIZACIÓN OPTIMIZADA PARA DESCARGAS PARCIALES EN:

- ◆ Hidrogeneradores
- ◆ Motores desde 3.3 kV en adelante
- ◆ Pequeños turbogeneradores de menos de unos cientos de MW
- ◆ Grandes turbogeneradores de más de unos cientos de MW
- ◆ Generadores en plataformas petrolíferas y barcos
- ◆ Monitorización en Continuo con la línea TraclI
- ◆ Monitorización en Continuo con la línea GuardII

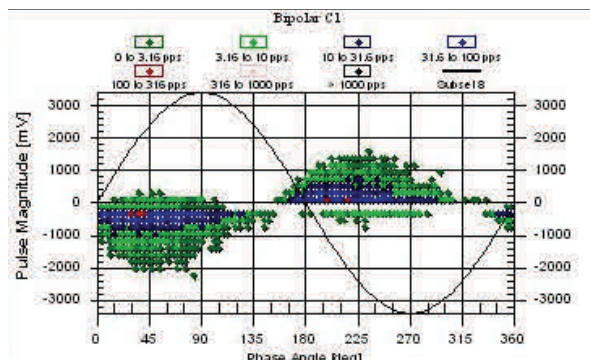


MONITORIZACIÓN DE DESCARGAS PARCIALES EN HIDROGENERADORES

El conjunto de monitorización on-line usado para detectar fenómenos de DP en hidrogeneradores implica la instalación permanente de acopladores capacitivos epoxi-mica de 80pF en el bus en anillo en (o cerca) del punto de conexión a las bobinas de fin de línea de cada paralelo de cada fase. La instalación "diferencial" y la calibración de los sensores se optimizan para asegurar una fiable separación de ruido y pulsos de DP. Típicamente, el número de pares de acopladores por fase se determina basándose en el número de paralelos de la máquina.

Con más de 60.000 sensores en servicio, los sensores epoxi-mica de 80pF con tensiones de 6.9, 16 y 25kV usan un diseño propietario y técnicas de fabricación que garantizan la seguridad y fiabilidad de operación. Exceden además todos los requerimientos de fiabilidad para sensores DP de las normas IEEE 1434 e IEC 60034-27-2. Las medidas DP on-line se aceptan alrededor del mundo como una importante herramienta de diagnóstico en la prevención de fallos inesperados en hidrogeneradores. Los problemas de aislamiento en el estator conducen al 50% de paradas imprevistas en hidrogeneradores, de acuerdo a un informe CIGRE de 2009.

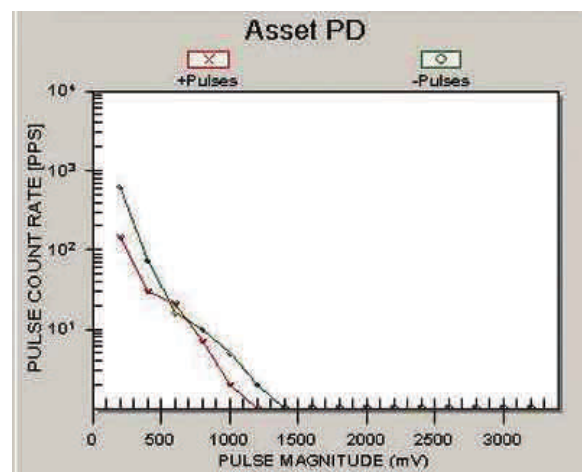
Usando la última tecnología en hardware y software, el PDA-IV™ es la cuarta generación de instrumentación portátil que se usa un mínimo de dos veces al año para la realización de medidas on-line. Las entradas digitales de alta-velocidad permiten una detección de pulsos más precisa y la separación de ruido externo. Alternativamente, las DP pueden monitorizarse en modo continuo con los sistemas HydroTracl™ o Hydro-GuardII™.



Posición de DP frente a fase CA



Instalación de acopladores capacitivos



Distribución de magnitud de pulsos DP

MONITORIZACIÓN PORTÁTIL DE DESCARGAS PARCIALES ON-LINE PARA MOTORES DE 3.3KV EN ADELANTE

En los motores industriales y en las eléctricas desde 3.3kV nominales en adelante se monitoriza su actividad de descargas parciales usando acopladores capacitivos de epoxi-mica de 80pF instalados en los terminales de alta tensión de estas máquinas. Típicamente solo son precisos tres sensores de 6.9kV o 16kV ya que la mayoría de motores se alimentan con significativas longitudes de cables de alta tensión, que atenúan y distorsionan cualquiera pulso de ruido que provengan de la alimentación del sistema, haciendo por tanto poco probable que la señal se confunda estas señales con las DP provenientes del estator.



Los sensores se incorporan en el interior de la caja de terminales del motor, y los cables coaxiales que provienen de los sensores se terminan en una caja separada para usarse en conjunto con bien un analizador portátil de DP tipo TGA-B™, o conectarse directamente a un monitor en continuo tipo a PDTracII™.

La elección de monitorización periódica usando el equipo TGA-B o monitorización continua usando el PDTracII depende de las prácticas de Mantenimiento de la planta, y en cierta medida en el nivel de tensión del motor. Las máquinas de 3.3kV y 4kV tienen tiempos más cortos hasta el fallo, de forma que una vez que los problemas en el aislamiento se vuelven preocupantes, la monitorización en continuo con el uso del PDTracII es una opción prudente para estas aplicaciones. Están disponibles certificaciones de áreas peligrosas o de radiación para sistemas de monitorización de DP para motores.



MONITORIZACIÓN DE DESCARGAS PARCIALES EN MOTORES ALIMENTADOS POR INVERSORES

Los motores de velocidad variable se están volviendo más ampliamente usados en eléctricas e industria. La experiencia nos muestra que cuando los motores se alimentan desde fuentes de tensión con inversores por modulación de anchura de pulso (VS-PWM), se crean un gran número de impulsos de tensión de cortos tiempos de subida cada segundo que pueden reducir la vida del sistema aislante del estator del motor. En los últimos 20 años, ha habido acuerdo en que estos impulsos de relativamente alta tensión pueden crear descargas parciales que deterioran los aislamientos entre espiras, a tierra y de fase, conduciendo al fallo del bobinado.

A fin de ayudar a los fabricantes de motores y usuarios de motores en el diagnóstico del riesgo de fallo debido a pulsos de inversores, Iris Power ha desarrollado dos soluciones:

- ◆ PDAAlert™ para motores de menos de 1000 V nominal.
- ◆ Versión de TGA-B modificado, junto a acopladores capacitivos de 80 pF, para máquinas de 1000 V en adelante.

El equipo PDAAlert™ de Iris Power puede usarse bien en modo off-line en combinación con generadores de impulsos comerciales; u on-line. Se desarrolló específicamente para ayudar a los diseñadores de motores a determinar las tensiones de inyección y extinción de DP en un bobinado en conjunto con los equipos de ensayo “surge” o impulso, que producen impulsos de tensión repetitivos con tiempos de subida de <300ns (según se indica en la IEC 60034-18-41).

El equipo PDAAlert de Iris Power contiene un acoplador especializado de línea de transmisión con una fuerte

supresión de los impulsos de tensión a la vez que detecta las componentes de alta frecuencia de las DP. La salida del equipo es un pulso de DP que puede mostrarse con respecto al impulso en un osciloscopio digital de doble canal. Alternativamente, el PDAAlert de Iris Power puede conectarse entre el motor y el inversor para medir si se producen DP durante la operación normal.

Para máquinas de tensiones mayores, Iris Power desarrolló el primer detector de DP mundial que puede usarse para medida de DP on-line con convertidores de Velocidad Variable por Modulación de Anchura de Pulso (VS-PWM). Usa los EMC convencionales de 80pF de Iris Power para detectar las DP en los terminales del motor. Para facilitar la presentación de las DP con respecto a la tensión CA, se usa un divisor de tensión auxiliar a fin de detectar la frecuencia fundamental de la tensión CA. Se usa una versión especial del equipo portátil TGA-B de Iris Power para suprimir los impulsos de tensión que provienen del inversor mientras que se mantienen la sensibilidad a las DP del estator. El TGA-B especial de Iris Power es capaz de mostrar las DP con respecto a un amplio rango de frecuencias fundamentales.

El TGA-B de Iris Power para convertidores de velocidad variable se viene usando desde 2007 cuando se comenzó su aplicación a motores para compresores de gas licuado (LNG).



MONITORIZACIÓN DE DESCARGAS PARCIALES ON-LINE PARA TURBOGENERADORES

Pequeños Turbogeneradores por debajo de unos pocos cientos de MW

Estas máquinas están dotadas típicamente con seis acopladores Epoxi-Mica (EMC) de 80pF. Se instala un set de 3 sensores en los terminales del generador y un segundo set de 3 sensores a corta distancia a lo largo del bus hacia el interruptor del generador o el transformador. La instalación "direccional" en cada fase del generador aprovecha la física de la propagación de pulsos de alta frecuencia por las barras, que conectan el generador al sistema. Tras la calibración del conjunto durante una parada, la instalación queda optimizada para ayudar en la determinación de la fuente de los pulsos registrados por el equipo TGA-B. El procedimiento de medidas (dos por año) incluye conectar el instrumento portátil TGA-B a los cables coaxiales calibrados que se terminan en una caja montada cerca del generador. Las características clave del equipo incluyen la comparación digital en el tiempo de los pulsos registrados, y una resolución de 6ns (correspondiente a unos 2m de distancia entre un par de acopladores capacitivos en cada fase).

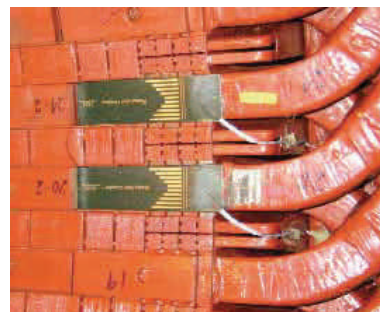
Para monitorización remota y en continuo, los sistemas Tracl™ y GuardII™ de Iris Power proporcionan más flexibilidad al control de la actividad de ensayos para la flota de generadores de una planta. Algunas importantes características del sistema incluyen la adquisición de datos basados en varias condiciones de adquisición, tales como temperatura del bobinado, humedad, carga y ten-

Grandes Turbogeneradores por encima de unos pocos cientos de MW

Las máquinas grandes suponen un desafío clave en la monitorización de DP debidos a los riesgos de ruido interno, que puede atribuirse a múltiples fuentes de arco y chispeo en el interior del estátor. Este ruido interno puede conducir a indicaciones falsas de problemas en el bobinado estatórico cuando se usan acopladores capacitivos. Para mitigar estos riesgos, Ontario Hydro e Iris Power diseñaron el Acoplador de Ranura de Estator (Stator Slot Coupler™, SSC). Esta antena de gran ancho de banda se instala durante una oportuna retirada del rotor, o en fábrica durante el montaje del estator. El SSC se inserta bajo la cuña de la bobina de fin de línea de cada paralelo, o entre las barras superior e inferior en la misma ranura, durante la fabricación o rebobinado. Los SSC se fabrican a medida para ajustarse al ancho de ranura de cada máquina. Se fabrican de materiales similares a los usados en los empaquetamientos de ranura. Los SSC no se conectan directamente a ningún componente de alta tensión de la máquina. Para generadores refrigerados por hidrógeno, los cables coaxiales de cada sensor se sacan mediante una penetración herméticamente sellada. Más de 1000 grandes generadores alrededor del mundo, de varios fabricantes y modelos, se han dotado de este sensor en las dos últimas décadas.

Las dos medidas anuales de DP se realizan con un instrumento TGA-S™. Las características únicas del acoplador SSC y de los TGA-S permiten la separación y presentación de la actividad de DP en las áreas de ranura y cabezas de bobina de la máquina. La interpretación de los resultados precisas de la asistencia del usuario a un corto curso de formación, o revisar la continuamente creciente lista de artículos técnicos disponibles al público.

Iris Power también ofrece el sistema de monitorización en continuo GuardII para grandes turbogeneradores. Este sistema ofrece monitorización de DP en continuo compatible con los datos obtenidos con el instrumento TGA-S.



Instalación de SSC



Instalación de EMC



SISTEMAS DE MONITORIZACIÓN DE DESCARGAS PARCIALES ON-LINE EN CONTINUO



Como una extensión a los instrumentos portátiles de monitorización de DP, Iris Power ofrece una compleja línea de sistemas de monitorización de DP automáticos. Un sistema típico

de monitorización de DP consiste en:

- ◆ los mismos sensores de DP instalados de modo permanente para su uso con el instrumento de DP portátil,
- ◆ una unidad de adquisición de datos de DP, montada de modo permanente adaptada al tipo de máquina a monitorizar (motor, turbo o hidrogenerador) y el grado de información de DP a registrar (datos resumen de DP, niveles de pulso o análisis de datos pulso-fase),
- ◆ un ordenador de control integrado con la red de área local de la planta (LAN).

Los monitores de DP on-line en modo continuo TracII™ son la evolución en su tercera generación de software y plataformas de comunicación. Las nuevas características incluyen:

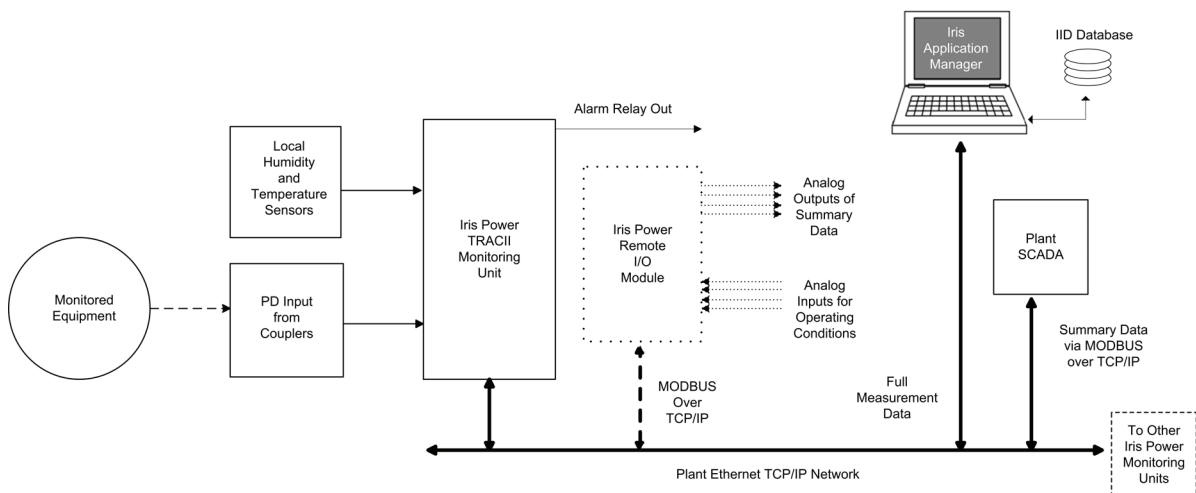
- ◆ Adquisición remota de medidas.
- ◆ Auto-configuración para ajustes óptimos del rango de medida.
- ◆ Auto-diagnóstico propio del monitor para permitir la solución de problemas a distancia del equipo.

Beneficios de la Monitorización en Continuo

- ◆ La monitorización automatizada en modo continuo de DP libera al usuario de la necesidad periódica de ensayos manuales y asegura que se recogen los datos de DP con precisión para tendencias con la frecuencia precisa.
- ◆ Comodidad en la vigilancia de plantas inaccesibles o en máquinas instaladas en localizaciones peligrosas donde las medidas en modo manual con equipamiento portátil puede ser complejas y/o caras.
- ◆ Inferiores costos de medida, permitiendo al personal de mantenimiento concentrarse en otros problemas mientras los datos de DP se recogen cómodamente.
- ◆ Acceso a los datos en cualquier momento y cualquier lugar del mundo por medio de conexiones LAN e internet.
- ◆ Capacidad para detectar problemas en el aislamiento de rápida evolución que podrían pasarse por alto entre ensayos periódicos en modo manual.
- ◆ Alarmas en niveles de DP avisando al usuario cuando deban tomarse acciones.
- ◆ Incorporar los parámetros clave de tendencias en el SCADA de planta.
- ◆ Capacidad para vincular el sistema de monitorización DP con otros paquetes de software incluidos sistemas expertos de Iris Power u otros fabricantes para análisis y diagnóstico de datos.
- ◆ Recogida de datos de DP precisos en todo momento, permitiendo una mejor interpretación de los resultados y tendencias en la condición de deterioro de la máquina incluso en la presencia de variaciones de carga tensión y temperatura de la máquina.

Todas las unidades de adquisición de DP de Iris Power emplean la misma técnica probada de separación de ruido y son completamente compatibles con nuestros sistemas portátiles, y nuestra base de datos de más de 400.000 resultados de ensayos, que permiten al usuario fijar niveles adecuados de alarmas de DP.

Hay tres tipos de sistemas de monitorización en continuo disponibles en Iris POWER: líneas TracII, GuardII y MicaMaxx™.

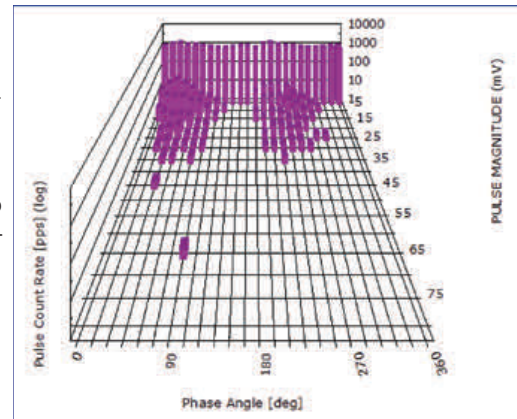


LINEA DE MONITORES TRACII™



Se trata de una línea económica de monitores que recogen las presentaciones de altura de pulso, DP con fase de reducida resolución y resultados resumen precisos para ejecutar tendencias, alarmas y diagnósticos simples. En caso de que los resultados de DP indiquen que se están produciendo problemas en el aislamiento, se usaría un instrumento portátil de mayor resolución para determinar la naturaleza del problema. Los monitores TracII están equipados con modos de funcionamiento y comunicación flexibles. Los productos de la línea de monitores TracII incluyen:

- ◆ Monitor PDTracII™ – para motores, pequeños generadores, apartamento y transformadores secos desde 3,3kV dotados de acopladores single-ended (1 sensor por fase). El PDTracII está certificado para áreas peligrosas.
- ◆ Monitor HydroTracII™ – para hidrogeneradores de cualquier potencia equipados con acopladores diferenciales PDA.
- ◆ Monitor BusTracII™ – para uso con acopladores direccionales tipo bus en motores y pequeños turbogeneradores.
- ◆ Monitor MarineTracII™ – para naves marinas y plataformas, que puede monitorizar hasta 4 generadores equipados con acopladores single-ended (1 sensor por fase).
- ◆ Monitor MCPDTracII™ – para uso con múltiples conjuntos de acopladores de instalación permanente en apartamento y barras de fase aislada.



MicaMaxx de PDTECH

El sistema de monitorización de DP on-line en continuo MicaMaxx para Bobinados de motores y generadores es una solución sencilla, y económica para alarmas de DP. A diferencia de la línea TracII, el MicaMaxx trabaja en la zona de baja frecuencia y detecta DP usando acopladores capacitivos de alta tensión de 1nF optimizados para el rango de detección de baja frecuencia. Al igual que todos los métodos de medida de BF, se precisa más habilidad para interpretar los resultados cuando está presenta ruido eléctrico importante.



MONITORIZACIÓN ON-LINE DE BOBINADOS DE ROTOR

Las encuestas a propietarios de máquinas indican reiteradamente que los Bobinados del rotor son la tercera causa más probable de fallos de motores y generadores, tras los fallos mecánicos y del estátor. Por esta razón, en 2004, Iris Power se embarcó en un importante programa de I+D para desarrollar mejores métodos de aviso de inminente fallo en el bobinado rotórico. Parte de esta I+D fue financiada por EPRI y la New York Power Authority. Como con la monitorización de DP en el bobinado estatórico, el objetivo fue el desarrollo de herramientas que pudieran usarse e interpretarse por personal de planta (si se desea), y aun así con un bajo riesgo de falsas indicaciones.

Al igual que Iris Power ha aprovechado las distintas construcciones de motores, hidrogeneradores y turbogeneradores para personalizar un sistema de medida de DP fácil de usar para cada tipo de máquina, se ha hecho lo mismo para los monitores de bobinados rotóricos. Por lo tanto, hay distintos productos disponibles para monitorizar la condición de:

- ◆ Rotor de polos lisos en turbogeneradores de alta velocidad y motores síncronos
- ◆ Rotor de polos salientes en hidrogeneradores y motores síncronos
- ◆ Rotores de jaula de ardilla en motores de inducción

MONITORIZACIÓN DE FLUJO ON-LINE PARA MOTORES DE ALTA VELOCIDAD Y BOBINADOS DE ROTOR EN GENERADORES DE POLOS LISOS



Casi todos los turbogeneradores tienen rotor de alta velocidad que giran desde 1500rpm a 3600rpm. Algunos rotores en grandes motores síncronos también giran a esta velocidad. Los cuerpos del rotor de estas máquinas tienen una forma cilíndrica y con frecuencia se habla de rotor cilíndrico o de polos lisos. Estos rotores tienen ranuras mecanizadas en las que se instalan conductores de cobre y aislamiento, para formar un electroimán. Se usa el aislamiento para evitar cortos entre las espiras de cobre, así como para evitar que el cobre entre en corto con el cuerpo del rotor.

Si los aislamientos entre espiras o a tierra son inapropiadamente instalados, los cortos se producen de inmediato. Sin embargo, es más probable que el aislamiento deteriore gradualmente con los años debido al envejecimiento mecánico, térmico o contaminación. Con el tiempo, pueden producirse cortos entre las espiras de cobre. Aunque estos cortos no requieran necesariamente una parada del motor o generador, si el número o la gravedad de los cortos aumentan, se vuelve muy probable una falta a tierra. Además, los cortos pueden conducir a vibraciones del rotor de mayor amplitud. En los casos graves, las altas vi-

braciones pueden forzar a los operadores de planta a parar la máquina.

Encontrar espiras en corto es problemático cuando la máquina está parada. Con frecuencia los cortos que puedan estar presentes en servicio desaparecen cuando el rotor se para, y perversamente, pueden aparecer cortos en la situación de parada que puedan no estar presentes cuando el rotor esté girando. Por tanto, es deseable un método para detectar la localización, el número y la gravedad de espiras en corto durante la operación normal del motor o generador. En el año 1970, GE desarrolló un método para detectar cortos entre espiras cuando el rotor del turbogenerador estaba girando y la salida del generador estaba en corto. Poco después, se desarrolló un método para detectar espiras en corto en el bobinado del rotor cuando el generador se conectaba a la red de potencia y suministraba carga. La técnica implicaba la inserción de una pequeña bobina en el entrehierro, entre el estátor y el rotor, para medir el flujo magnético “de fugas” de cada ranura del rotor. Una observación experta de la salida de la “sonda de flujo” en un osciloscopio podía detectar qué ranuras del rotor podrían contener espiras en corto.

Con posterioridad a estos desarrollos, muchos fabricantes de generadores y algunas compañías independientes proporcionaban sensores e instrumentación o servicios para encontrar espiras en corto en rotores de polos lisos. Sin embargo, hay dos limitaciones principales con esta tecnología:

- ◆ para ser sensibles a cortocircuitos en todas las bobinas y ranuras del rotor, la carga del generador tenía que ser variada en todo el rango de cargas del generador, y
- ◆ las sondas de flujo solo podían ser instaladas con el rotor fuera de la máquina. Además, las sondas de flujo tenían que montarse en las cuñas de ranura del estátor, y las sondas tenían una alta probabilidad de dañarse cuando se insertaba el rotor.

La primera limitación se ha convertido en un gran obstáculo en los últimos años, ya que muchas plantas no pueden cambiar la carga del generador sin permiso de un operador independiente del sistema (ISO). Además, en aplicaciones de motores de alta velocidad, con frecuencia no es posible variar sin problemas la carga de cero a plena carga.

SEGUNDA GENERACIÓN DE TECNOLOGÍA DE FLUJO EN ROTOR DE POLOS LISOS DE IRIS POWER

En 2008, tras muchos años de investigación de expertos en máquinas de Iris Power y expertos en campos magnéticos, Iris Power presenta la segunda generación de monitorización de flujo que da un gran salto para superar las principales limitaciones de la tecnología de la primera generación la detección de espiras en corto.

El primer avance fue el desarrollo patentado TFProbe™ con licencia del Bureau of Reclamation. Se trata de un circuito impreso flexible que puede pegarse directamente a los dientes del núcleo del estator, usualmente sin tener que retirar el rotor. Por tanto no es necesario taladrar las cuñas del estator. Esta es una clara ventaja para situaciones donde se han medido altas vibraciones en el rotor, y se precisa una sonda de flujo para confirmar si la causa son espiras en corto. La sonda TFProbe se puede usualmente montar usualmente sin una extracción de rotor, cara, arriesgada y duradera. La sonda TFProbe se usa en máquinas en las que el entrehierro entre el rotor y el estator es inferior a unos 50mm (2"). La sonda FFProbe™, que entra hacia el entrehierro se usa para entrehierros mayores.

El Segundo avance fue el desarrollo de nuevos algoritmos para interpretar los patrones de cualquiera de las sondas convencionales montadas sobre cuña, tales como las FFProbe o las sondas de flujo ofrecidas por muchos fabricantes de máquinas, o la sonda TFProbe. Esto, combinado con las mejoras en la instrumentación en cuanto a magnitud y resolución temporal, a menudo permite la detección y localización de cortos entre espiras en cualquier ranura de rotor de polos lisos, sin precisar cambios significativos en la carga. Este último avance ha hecho la detección de cortos entre espiras en el rotor tanto en motores como en turbogeneradores mucho más fácil que con la tecnología original.

RFAII-R™—DETECTOR PORTÁTIL DE CORTOS ENTRE ESPIRAS EN ROTOR DE POLOS LISOS

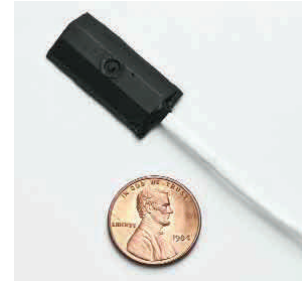
El RFAII-R es un instrumento portátil que mide las señales de tanto sondas convencionales de flujo montadas en cuña o de la TFProbe, y determina si están presentes cortos entre espiras. En la mayoría de los casos, se pueden identificar cortos entre espiras sin necesidad de cambios de carga. Si se suministra una señal "key phasor (sincronismo de giro)" al RFAII-R, se puede identificar la bobina y ranura que contienen el corto. Todas las medidas y cálculos se ejecutan en el RFAII-R, y el instrumento puede recoger datos sin precisar el uso de un portátil. Solo se precisa un ordenador para el ajuste y descarga de datos. El ensayo lleva solo unos minutos, y se repetirá normalmente dos veces al año o cuando se produzca un repentino incremento en la vibración de rodamientos.

El RFAII-R dispone de un modo donde el instrumento puede medir de modo independiente las señales de la sonda de flujo según el motor o generador se mueve por las diferentes cargas. Esto es una ventaja si se desea una mayor seguridad de la presencia de cortos entre espiras, de la que puede obtenerse de un ensayo a única carga. El software que muestra los resultados, indica con claridad, tanto de modo esquemático y en tablas, si los cortos están presentes y donde están localizados.

FluxTraII-R™—MONITOR EN CONTINUO DE CORTOS ENTRE ESPIRAS EN ROTOR DE POLOS LISOS

La tecnología FluxTraII-R es una segunda generación de sistemas de monitorización on-line en continuo de flujo magnético en el rotor que revolucionan la detección y alertan de la presencia de espiras en corto en rotor de 2 y 4 polos. Este sistema recoge y analiza datos de cualquier sonda de flujo en tiempo real, ofreciendo al personal de mantenimiento la localización de la bobina y severidad de las espiras corto.

Así mismo, la alta velocidad de adquisición, alta capacidad de resolución y algoritmos de análisis totalmente nuevos le permiten recoger y analizar los datos durante la operación normal así como durante una parada o arranque de la unidad (con la señal de sincronismo de eje conectada). Una vez configurado, el FluxTraII-R no precisa intervención del usuario, alertará cuando se detecten cortos entre espiras y es ideal para monitorizar el estado de aislamiento entre espiras del rotor antes de una parada o tras una reforma. Los datos pueden descargarse en remoto o local y pueden ser transmitidos en automático mediante protocolo Modbus TCP/IP a un sistema SCADA de la central.



Sonda TFProbe para máquinas de entrehierro <50mm



Sonda FFProbe para máquinas con gran entrehierro



MONITORIZACIÓN DE FLUJO ON-LINE PARA HIDROGENERADORES, MOTORES SÍNCRONOS DE BAJA VELOCIDAD Y MOTORES CON ROTOR DE POLOS SALIENTES

Con financiación parcial de EPRI y la New York Power Authority, Iris Power presenta el primer monitor comercial del mundo on-line para detectar espiras en corto en rotor de polos salientes en 2005. Los bobinados de rotor de polos salientes se construyen de forma completamente diferente de los de polos lisos. Cada polo es independiente con un núcleo laminado de acero alrededor del que se usa hilo esmaltado o tiras de cobre aisladas. Los conductores de cobre se aíslan unos de otro (aislamiento entre espiras), y del cuerpo del polo del rotor (aislamiento a tierra). Por lo general, los cortos en el aislamiento entre espiras de un hidrogenerador no causarán dificultades de operación. Sin embargo, si el número y severidad de los

cortos entre espiras aumentan con el tiempo, hay una indicación de que una falta a tierra puede ser inminente. En los motores de polos salientes, sin embargo, las espiras en corto pueden a menudo causar una vibración excesiva. Si no se corrige, la atracción magnética desequilibrada por las espiras en cortocircuito puede causar que el rotor golpee el estator, con consecuencias catastróficas. El desarrollo de un modo fiable on-line para detectar espiras en corto, ha dado a los operadores, por primera vez, una valiosa herramienta de mantenimiento predictivo para rotor de polos salientes. Además, se elimina la necesidad de realizar ensayos "pole drop" para detectar espiras en corto. El ensayo pole drop ha quedado ampliamente

reconocido como un modo poco fiable de encontrar espiras en corto en el rotor, ya que el ensayo solo puede realizarse con el rotor en parado, donde los cortos pueden desaparecer o formarse cortos no presentes durante el giro.

La tecnología Iris Power precisa la medida del flujo magnético principal en el entrehierro entre rotor y estator. La sonda TFProbe se pega a un diente de núcleo del estator durante una parada programada. Normalmente el TFProbe se instala con el rotor en su lugar. La salida de la sonda es una tensión proporcional al flujo magnético principal cruzando el entrehierro según gira el rotor.

RFAII-S™—DETECTOR PORTÁTIL DE CORTOS ENTRE ESPIRAS PARA ROTORES DE POLOS SALIENTES

Se desarrollaron e implementaron algoritmos únicos para rotor de polos salientes e implementados en el RFAII-S para detectar las perturbaciones en el flujo magnético causado por las espiras en corto. Si se proporciona una señal "key phasor" al equipo RFAII-S, el polo del rotor que contenga el corto puede ser identificado. Este sistema detecta con fiabilidad cortos entre espiras sin la necesidad de un monitor de entrehierro. Todas las medidas y cálculos se hacen con el equipo RFAII-S, y el instrumento puede recoger datos sin una conexión a un ordenador portátil. Solo se precisa un ordenador para el ajuste y descargas de datos. Este ensayo lleva unos pocos minutos y normalmente se repite dos veces al año. El software que muestra los resultados indica con claridad si los cortos están presentes en qué polos están ocurriendo. El software de presentación también puede mostrar la forma del rotor.

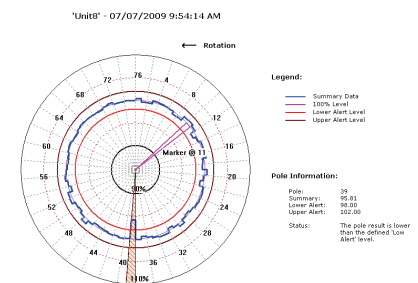
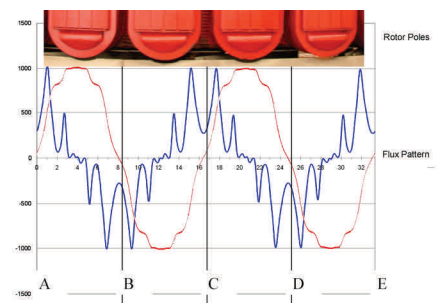


Diagrama polar mostrando espiras en corto en el polo 39 del rotor de un hidrogenerador de 76 polos.

FluxTraII-S™—MONITOR EN CONTINUO DE FLUJO EN ROTORES DE POLOS SALIENTES

El instrumento FluxTraII-S es un monitor de flujo rotórico on-line en modo continuo para la detección de cortos entre espiras de bobinados de rotor en máquinas de polos salientes tales como hidrogeneradores, generación en turbinas de bombeo reversible, y motores de polos salientes. El instrumento FluxTraII-S puede monitorizar y evaluar hasta cuatro máquinas a la vez, tal que cuando se detecta una espira en corto, se active un relé de alerta. El instrumento guarda las medidas de línea de base, el último set de medidas en alerta, y el último ensayo de medidas no alertadas. Los datos pueden descargarse en modo local o en remoto o pueden transmitirse en automático mediante protocolo Modbus TCP/IP al sistema SCADA de la planta.



Patrón de flujo medido por Iris Power RFAII-S

ANÁLISIS DE LA FIRMA DE CORRIENTE ON-LINE PARA LOCALIZAR ROTOR DEFECTUOSOS EN MOTORES DE INDUCCIÓN Y EXCENTRICIDAD DEL ROTOR

Los rotores de motores de inducción en jaula de ardilla no contienen aislamiento alguno. Aunque estos rotor de motores de inducción en jaula de ardilla son extremadamente fiables (es por lo que se usan en >99% de todos los motores CA), algunas veces fallan debido a barras "rotas" del rotor y anillos de corto fisurados. Tales fallos es más posible que ocurran en motores que soportan arranques frecuentes, o aplicaciones de alto par de arranque como para mover ventiladores. La pequeña corriente que fluye en el bobinado del rotor durante la operación normal desaparece o se reduce en una barra del rotor que esté fisurada o rota. Esto, a su vez, distorsiona el campo magnético del rotor. Dado que el campo magnético del rotor girando induce una corriente en el bobinado del estator, es posible detectar barras rotas en el rotor midiendo la corriente que viene desde el bobinado estático del motor.



Rotor con barra rota

El Análisis de Firma de Corrientes (CSA) se inventó originalmente por el Profesor Bill Thomson de la Universidad Robert Gordon en Escocia. Aunque las versiones iniciales de esta tecnología eran propensas a falsas indicaciones, el Profesor Thomson continuó su investigación y desarrolló muchas mejoras a la tecnología CSA. En 2002, Iris Power presenta la primera generación CSMeter™ que incorporaba las ideas del Profesor Thomson en un instrumento portátil y fácil de usar. En 2014, Iris Power presenta la tercera generación MDSP3™. El MDSP3 detecta la corriente del motor en una de las tres fases por medio de un transformador de corriente de pinza, bien en la alimentación principal en motores de baja tensión o sobre el secundario de un TI para motores de alta tensión. Tras más o menos un minuto, el MDSP3 muestra si el rotor del motor contiene alguna barra rota, o si el rotor tiene alguna excentricidad debido a los desiguales entrehierros entre rotor y el estátor. Muchos años de experiencia nos han mostrado que los algoritmos tienen una baja probabilidad de falsas indicaciones que han plagado otras herramientas CSA.

Prestaciones del MDSP3

Algoritmos Avanzados: El MDSP3 se desarrolla combinando algoritmos de análisis de corriente avanzados (CSA) para extraer con precisión el deslizamiento en operación de la corriente medida. Por tanto, los cálculos de deslizamiento pueden realizarse a distintas cargas para discriminar con precisión el deslizamiento y de ahí detectar las frecuencias del bobinado de jaula.

Simplicidad: El MDSP3 puede detectar fallos en el bobinado de jaula y excentricidad con el uso de una sencilla sonda de corriente conectada al transformador de corriente del motor o alrededor de uno de los terminales de fase.

Fiabilidad: En línea con otros instrumentos de Iris Power, el MDSP3 se diseñó para reducir de forma significativa el riesgo de falsas indicaciones distinguiendo entre ruido y problemas reales en las barras del rotor, con un suelo de ruido superior a 100 dB.

Medidas On-line: Todo el ensayo se hace on-line, en menos de 90 segundos, para encontrar problemas antes de que puedan causar daños adicionales al motor.

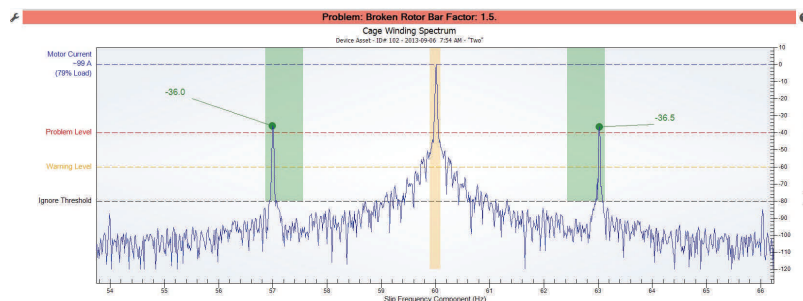
Rangos y precisión: El MDSP3 puede probar con precisión motores bajo distintas condiciones de carga donde otros sistemas de ensayo ofrecen resultados ambiguos. El MDSP3 dispone de dos



MDSP3 con sondas de corriente

sondas de corriente para cubrir un rango de corrientes extendido desde 5 A hasta 1000 A.

Portátil y seguro: El MDSP3 solo precisa una entrada de una sonda de corriente conectada directamente a uno de los terminales de fase o al lado secundario de un TI en el interruptor o CCM. El procesador MDSP3 se alimenta desde una conexión USB. No precisa Fuente o batería aparte.

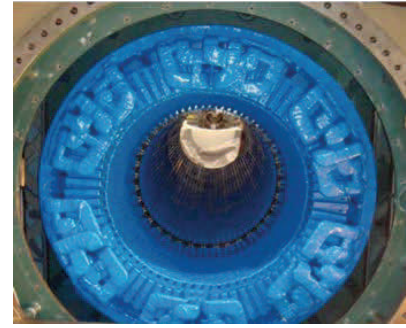


MONITORIZACIÓN DE VIBRACIÓN EN CABEZAS DE BOBINA PARA ESTADORES

CABEZAS DE BOBINA EN MOTORES Y GENERADORES

La zona de los bobinados estáticos fuera del núcleo del estátor son las cabezas de bobina. Las cabezas de bobina están a alta-tensión y precisan sujeción contra las vibraciones mecánicas generadas por las fuerzas magnéticas y mecánicas. Las cabezas de bobina se diseñan de forma que bajo circunstancias normales estos estreses mecánicos quedan suficientemente controlados para evitar daños. Sin embargo, las cabezas de bobina pueden dañarse por:

- ◆ Aflojamiento de los soportes y la estructura de los atados debido al envejecimiento mecánico y expansión térmica.
- ◆ Pobre diseño de las sujeciones en cabezas de bobina con condiciones de resonancia próximas a las fuerzas mecánicas primarias de la frecuencia de rotación y el doble de la frecuencia de alimentación (100/120Hz).
- ◆ Eventos anormales de operación tales como cortocircuitos generando estrés y movimientos de los componentes más allá de sus límites mecánicos.
- ◆ Movimiento relativo entre un componente y otro que puede erosionar el aislamiento de alta tensión en las bobinas.



La vibración en cabezas de bobina puede conducir a agrietamiento del aislamiento de barras/bobinas justo fuera de la ranura del estátor, y en casos graves, puede causar que los conductores de cobre se rompan por fatiga generando elevadas corrientes de arco. Al final, cualquiera de estas posibilidades puede conducir a faltas a tierra del estátor.

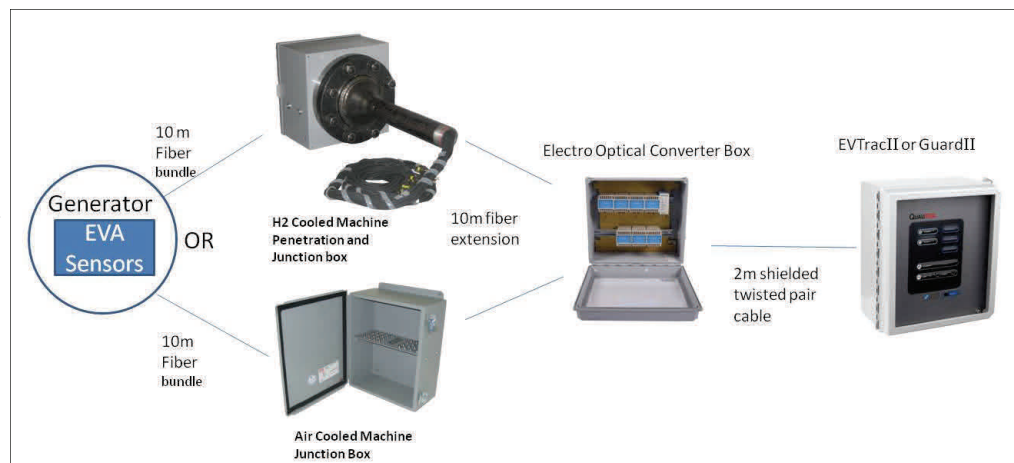
EVTRACII™—MONITOR ON-LINE DE VIBRACIONES EN CABEZAS DE BOBINA

La tecnología de Iris Power EVTracII permite una monitorización de vibración on-line en continuo robusta y económica que revoluciona la detección y alarmas de la presencia de aflojamiento en cabezas de bobina y vibración en bobinados de generadores y motores.

Este sistema recoge y analiza datos de vibración desde acelerómetros de fibra óptica en tiempo real, ofreciendo a la plantilla de Mantenimiento una herramienta para recoger y hacer tendencias de las condiciones de vibración en cabezas de bobina. Al usar la última tecnología en electrónica y alta velocidad de adquisición, el sistema procesa las señales de vibración y muestra los desplazamientos en el rango de frecuencias de interés. Una vez configurado, el EVTracII de Iris Power no precisa intervención del usuario, lanzará alarmas cuando se detecten niveles elevados de vibración, y es ideal para evaluar huellas y tenden-

cias de las vibraciones según las cabezas de bobina y su sistema de soporte vaya aflojando con el envejecimiento. El objetivo de la monitorización de la vibración en cabezas de bobina es registrar si las cabezas de bobina del estator están vibrando excesivamente durante la operación normal, de tal forma que cualquier vibración incipiente pueda detectarse y corregirse en una fase temprana, con tiempo previo al fallo. El sistema de monitorización consiste en cuatro componentes:

- ◆ acelerómetros para vibración en cabezas de bobina (EVA) montados en posiciones críticas de las cabezas de bobina,
- ◆ cable de fibra óptica para conectar los sensores fuera de la carcasa del motor o generador,
- ◆ unidad electroóptica para convertir las señales ópticas a milivoltios proporcionales a la aceleración,
- ◆ monitor EVTracII para digitalizar, procesar y almacenar los datos de vibración.



MONITORIZACIÓN ON-LINE ESPECIALIZADA DE MOTORES Y GENERADORES

AGTracII™—MONITORIZACIÓN EN CONTINUO DEL ENTREHIERRO DE GRANDES HIDROGENERADORES

El entrehierro es una medida de la distancia entre el diámetro externo del rotor y el diámetro interno del estator en un hidrogenerador. La monitorización del entrehierro es importante ya que tanto el estator como el rotor de las grandes máquinas hidráulicas pueden ser bastante flexibles y su forma y posición están influenciadas por las fuerzas centrífugas de operación, efectos térmicos, fuerzas magnéticas y fallos mecánicos del sistema. Las condiciones de descentrado y excentricidad como poco reducirán la eficiencia de operación y, en casos más graves pueden conducir a daños desde calentamiento inducido magnéticamente hasta roce rotor-estator.

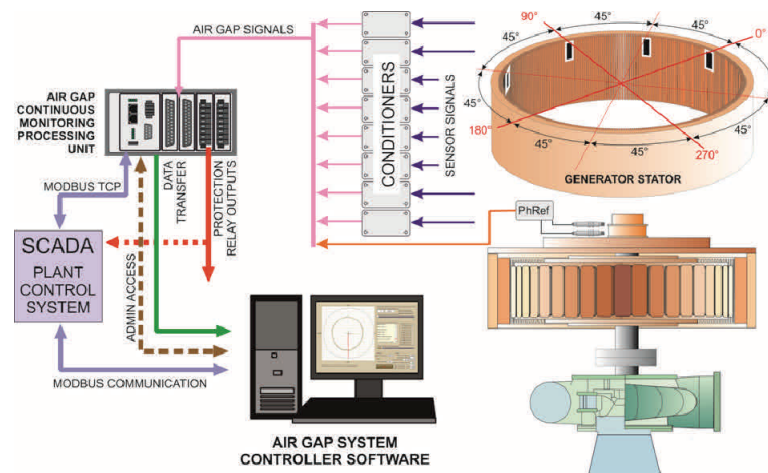
El AGTracII de Iris Power es una herramienta eficaz para la monitorización on-line del entrehierro. Usa sensores capacitivos de bajo perfil diseñados para una medida precisa del espacio entre el estator y el rotor. Ofrece un completo análisis en tiempo real, protección, control de alarmas y tendencias para esta importante aplicación.

El sistema puede usarse para recoger los datos como un sistema de monitorización permanente con capacidad de protección así como con un ordenador para visualizar datos en tiempo real durante la puesta en marcha, operación y/o mantenimiento. El sistema de entrehierro consta de 5 partes.

- ◆ Sensores Capacitivos de Entrehierro (de 4 a 16 sensores)
- ◆ Acondicionamiento de Sensores
- ◆ Sensor de Sincronismo (1 sensor)



- ◆ Unidad de Proceso y Monitorización en Continuo
- ◆ Software de Monitorización de Información (Se pueden recoger datos con el generador en parada)



SMTracII™—MONITORIZACIÓN DE CORRIENTE Y TENSIÓN EN EL EJE

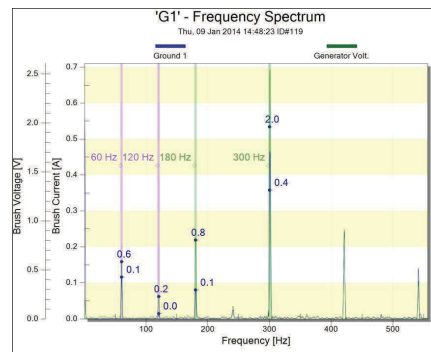
La monitorización de la tensión en el eje y la corriente en las escobillas de puesta a tierra del eje pueden aportar información adicional que confirme informaciones de la condición de la máquina rotativa. El SMTracII puede

diagnosticar las siguientes condiciones:

- ◆ Cortos entre espiras del Rotor
- ◆ Faltas a tierra en el bobinado del Rotor
- ◆ Puestas a tierra desgastadas o mal instaladas
- ◆ Problemas de aislamiento en cojinetes
- ◆ Problemas en el núcleo del estator

El SMTracII se basa en la plataforma TracII y puede comunicarse con los ordenadores de la central usando un puerto Ethernet Modbus en protocolo

TCP/IP y server FTP. Puede conectarse a cuatro sensores (hasta dos sensores de tensión y hasta dos sensores de corriente).



MONITORIZACIÓN INTEGRADA DE MÁQUINAS ROTATIVAS ON-LINE

GUARDII™—MONITORIZACIÓN BASADA EN LA CONDICIÓN PARA TURBOGENERADORES E HIDROGENERADORES



El GuardII de Iris Power es un monitor on-line en continuo que integra, en un solo instrumento la capacidad de detectar múltiples problemas en turbogeneradores e hidrogeneradores. El sistema GuardII tiene un diseño flexible, modular que puede incorporar una variedad de tecnologías y entradas de

sensores para cubrir las necesidades de la máquina rotativa basándose en los más comunes procesos de fallo para cada máquina en concreto. La plataforma GuardII puede monitorizar una o más de las siguientes:

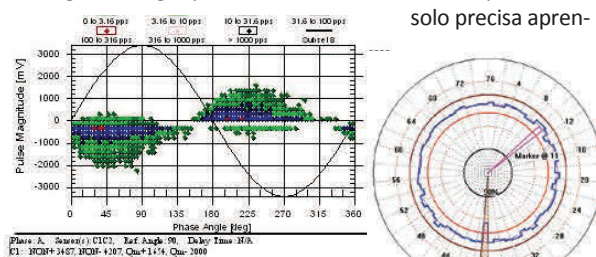
- ◆ Descargas Parciales
- ◆ Flujo Rotórico
- ◆ Vibración en Cabezas de bobina del estator
- ◆ Tensión y corriente en el eje

El GuardII monitoriza DP usando sensores de Iris Power, incluyendo los acopladores de ranura (SSCs) y condensadores epoxi-mica (EMC). Usa adquisición de datos basada en la condición y notificaciones de alerta, de forma que si los niveles de DP cambian entonces el personal de mantenimiento puede recibir la notificación de que ciertos procesos de fallos aparecen en la máquina.

Otro proceso de fallo usual es el desarrollo de espiras en corto en los bobinados del rotor. Para ello, el sistema GuardII incluye la capacidad de monitorizar flujo rotórico, y mediante el uso de algoritmos sofisticados, puede proporcionar el aviso de cortos entre espiras en el bobinado del rotor.

Un problema en los turbogeneradores son las vibraciones en cabezas de bobina. Estas cabezas de bobina están en orden en condiciones normales pero con estreses tales como expansión térmica o envejecimiento de la máquina, las cabezas de bobina pueden aflojarse y conducir a agrietamiento del aislamiento de las bobinas o barras y ruptura por fatiga de los conductores de cobre.

Todos estos parámetros se controlan y monitorizan mediante el software Iris Application Manager™ (IAM=Administrador de Aplicaciones de Iris). El IAM es una única plataforma para configurar, cargar y visualizar datos de forma tal que uno solo precisa aprende



Análisis exhaustivo en una sola pantalla

Beneficios del Sistema de Monitorización Basado en la Condición de Iris Power GuardII

Liderazgo en el conocimiento de Estator y Rotor: La evaluación del usuario sobre la condición del sistema de aislamiento estatórico usando los ensayos DP on-line es mucho mayor al tener acceso a la amplia base de datos de DP de Iris Power de más de 270.000 resultados de ensayos. Estos datos se usan también de modo automático para configurar los niveles de alerta del sistema GuardII de Iris Power. El GuardII emplea algoritmos avanzados para analizar datos de flujo en los bobinados del rotor de modo independiente de los cambios de carga. Esta tecnología detecta con precisión la presencia de espiras en corto.

Solución llave en mano: Cuando las plantas tienen sensores instalados para DP, flujo, y/o entrehierro (en hidrogeneradores), la instalación del

GuardII de Iris Power no precisa una parada y el esfuerzo en la instalación se limita a alimentar el monitor, configurarlo, y si se desea, establecer un enlace de comunicación a un ordenador remoto bajo Windows. En combinación con el Iris Application Manager (IAM), se pueden recoger resultados de varias máquinas rotativas que pueden monitorizarse en continuo en un momento dado. Esto reduce la carga sobre el personal de planta en la recogida de datos.

Plataforma flexible y modular: Están disponibles tecnologías adicionales tales como la monitorización de tensión en el eje y monitorización del entrehierro (para hidrogeneradores) y pueden integrarse con el sistema de monitorización GuardII de Iris Power. El GuardII puede combinar hasta 3

tecnologías según las necesidades del usuario.

Predicción fiable: El sistema GuardII de Iris Power ha afrontado únicos y rigurosos métodos de investigación para superar la interferencia eléctrica (ruido) que es típica en la mayoría de los ambientes de planta. Esto asegura medidas fiables y repetibles con una baja probabilidad de falsas alarmas.

Formación del cliente: Los datos son fáciles de interpretar por el personal de mantenimiento tras participar en los seminarios de formación ofrecidos por la plantilla de ingeniería experimentada de Qualitrol-Iris Power.

Sencillez de configuración: Los monitores GuardII pueden configurarse y actualizarse a los requerimientos de los clientes.

EQUIPOS DE ENSAYO OFF-LINE PARA MOTORES Y GENERADORES

Iris Power es capaz de ofrecer una amplia línea de herramientas especializadas que se usan en off-line para evaluar el estado de los bobinados de rotor y estator.

Estas herramientas off-line (máquina parada) incluyen:

- ◆ EL CID™ analizador del núcleo del estator
- ◆ SWAStator™ – analizador de acuñaado
- ◆ RIV™—Vehículo robotizado para EL CID, apriete de cuñas e inspección visual, con el rotor montado
- ◆ DCR60™—Ensayo de sobretensión CC en Rampa
- ◆ PPM-97™—Sonda RF de corona para localizar el origen de las DP

- ◆ PowerMaxx™ transformador para ensayos CA e instrumentación de diagnóstico asociada
- ◆ DeltaMaxx™ ensayos de DP off-line y de pérdidas dieléctricas ($\text{tg } \delta$)
- ◆ DRA3™—ensayo de polarización/depolarización en CC

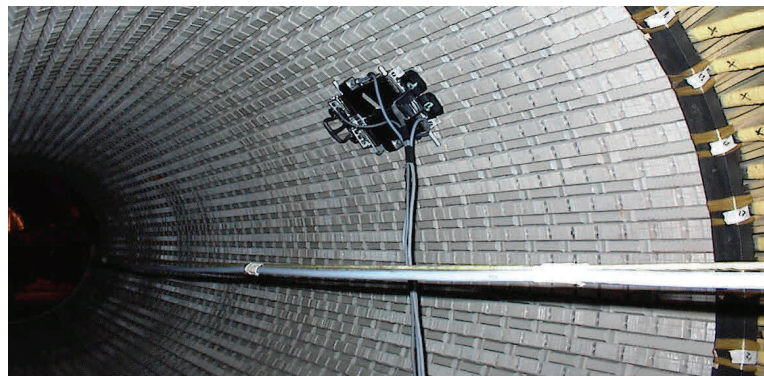
Todas estas herramientas complementan la instrumentación y monitores on-line para bobinados de rotor y estator, y ayudan al personal de Mantenimiento de planta en una mejor evaluación de las condiciones de los bobinados antes de las reparaciones o rebobinados así como después de las reparaciones.



ANALIZADOR DEL ESTADO DEL NÚCLEO EL CID

La invención en 1978 del ensayo EL CID por John Sutton y sus colegas en la eléctrica británica – CEGB – revolucionó la evaluación de núcleos de estator en motores, turbogeneradores e hidrogeneradores. Por primera vez, los propietarios de máquinas rotativas podían con facilidad y seguridad localizar problemas en las laminaciones del núcleo sin realizar un ensayo de “flujo nominal” que precisaba grandes corrientes y tensiones.

Los núcleos de estator, así como los polos en rotores de polos salientes y los rotores de inducción en jaula de ardilla, se fabrican con finas laminaciones de chapa magnética. Las laminaciones se aíslan unas de otras para evitar el flujo de corrientes axiales en el núcleo derivadas del flujo magnético principal, mejorando por tanto la eficiencia del motor o generador. Si el fino aislamiento entre las laminaciones queda en corto, fluirán una corriente axial que aumentará la temperatura del núcleo en las laminaciones en corto. Si quedan en corto suficientes laminaciones, cualquier punto caliente del núcleo en contacto con el aisla-



Ensayo EL CID robotizado desplazándose por un turbogenerador

miento del bobinado conducirá a un envejecimiento térmico rápido y faltas a tierra. Incluso si las laminaciones no están cerca del bobinado, al final la temperatura puede dispararse tanto que las laminaciones de la chapa comenzarán a derretirse, lo que rápidamente escalará el problema y de nuevo conducirá a una falta a tierra.

Antes del desarrollo del ensayo EL CID, la única forma de asegurarse de que no estaban presentes laminaciones en corto de importancia era inducir, en el núcleo, un flujo magnético casi el mismo que el que se daría en funcionamiento. Para ensayos del núcleo del estator, esto precisa la retirada del rotor, la instalación temporal de conductores grandes, de alta tensión

guiados por el hueco del estator y por fuera de la máquina. Para grandes generadores, es preciso alimentar esta bobina desde una fuente de CA de alta potencia, usualmente consumiendo muchos cientos de amperios y varios kV. Una vez que la bobina se energiza, se usa una cámara térmica para monitorizar los puntos calientes en el núcleo que puedan causar las laminaciones en corto. Con frecuencia lleva varios días realizar este ensayo y consume mucho trabajo. Además, la excitación del núcleo crea ciertos riesgos de Seguridad. Además, el alto flujo presente puede conducir a un calentamiento peligroso del núcleo (ya que no hay flujo de aire o hidrógeno para refrigerar al núcleo) que puede de por sí dañar al núcleo.

EQUIPOS DE ENSAYO OFF-LINE PARA MOTORES Y GENERADORES

El ensayo EL CID es fácil de ejecutar, precisa solo un pequeño bobinado de excitación, y la mayoría de las máquinas se pueden ensayar en solo un día por una persona. Los técnicos eléctricos pueden formarse y certificarse para realizar e interpretar el ensayo EL CID en solo 3 días con el curso Iris Power ACE. La mayoría de los expertos están de acuerdo de que el ensayo EL CID reemplaza por completo el ensayo de flujo nominal, excepto quizás en viejos hidrogenadores que tengan núcleos de estator divididos.

La ventaja principal del ensayo EL CID es que puede ejecutarse con un flujo relativamente bajo en el núcleo – típicamente solo el 4% del flujo nominal del núcleo en servicio. Más que depender del calentamiento del núcleo para detectar las laminaciones en corto, los cortos se detectan directamente por un sensor de flujo magnético (una bobina Chattock) que escanea de modo manual o robotizado el interior del núcleo del estator, o el exterior de la superficie de un rotor.

La detección directa de las Corrientes axiales (y su flujo magnético asociado) es mucho más sensible tanto para las laminaciones en corto superficiales como las más profundas que esperar a que suba la temperatura en un ensayo de flujo nominal. Una característica clave del ensayo EL CID es su capacidad de pasar por alto las corrientes axiales causadas por la propia excitación del bobinado, usando tecnología propietaria.



Ensayo EL CID en el núcleo del

SWA™—ANALIZADOR DE CUÑAS DEL ESTATOR

Uno de los más comunes mecanismos de envejecimiento de los bobinados del estator es cuando aparecen aflojamientos de barras o bobinas debido al aflojamiento de las cuñas del estator. Las bobinas o barras flojas en las ranuras del estator con el tiempo desgastarán el aislamiento ya que rozan contra el núcleo del estator bajo la influencia de las fuerzas magnéticas. Por tanto, es esencial mantener las cuñas fijas para asegurar un bobinado sin vibraciones. Desafortunadamente, las cuñas del estator, que normalmente están fabricadas de fibra de vidrio mejorada con epoxi o material de polyes-ter, tienden a encoger en servicio, conduciendo a aflojamiento. El aflojamiento on-line de bobinas o barras se detecta mediante los ensayos de DP on-line. Se puede obtener una indicación directa de la posibilidad de bobinas o barras flojas mediante la determinación del apriete de las cuñas.

Históricamente, el ensayo del acuñado se vino realizando de forma subjetiva para determinar si las cuñas estaban flojas. Precisaba la retirada del rotor y un experto impactaba cada cuña para determinar

si estaba suelta, pasable o ajustada, basándose en el sonido y la vibración retornada a los dedos. Se ejecutaba entonces un mapa de número de ranura frente a posición axial basándose en su apreciación subjetiva.

El SWA es el dispositivo de mapeo objetivo del acuñado más vendido del mundo. La sonda SWA se presiona sobre cada cuña y un “martillo” calibrado impacta la cuña, los detectores miden la vibración de la cuña debida al impacto. Algoritmos propietarios convierten la vibración en una escala indicativa de si cada cuña está floja, nivel medio o ajustada y el software crea de modo automático un mapa de presión del acuñado. Lo más relevante: cualquier persona formada en el ensayo que lo realiza obtiene el mismo resultado. Más allá, al igual que con el ensayo EL CID, la sonda SWA puede montarse sobre el robot RIV de Iris Power explorador de ranuras para que los mapas de presión de acuñado puedan ejecutarse sin la retirada del rotor – una importante reducción en los costos de realización de este ensayo.



EQUIPOS DE ENSAYO OFF-LINE PARA MOTORES Y GENERADORES

RIV™—ROBOT EXPLORADOR DE RANURAS PARA ENSAYOS EL-CID, SWA Y EVALUACIÓN VISUAL CON ROTOR INSERTADO

Históricamente, para encontrar cuñas flojas o problemas en las laminaciones del núcleo ha precisado que el rotor fuera retirado en hidro y turbogeneradores. Con el dispositivo robotizado RIV, que puede arrastrarse a lo largo de los dientes del núcleo del estator, es normalmente posible encontrar cuñas sueltas y problemas en el núcleo sin retirar el rotor. Con la opción de cámara de video montada sobre el RIV, es también posible examinar visualmente el núcleo del estator, orificios de ventilación e incluso la superficie del rotor. No tener que retirar el rotor ofrece una importante reducción en el tiempo y costo para completar estas tareas. Incluso más importante, la retirada e inserción del rotor es una tarea de alto riesgo en la que se pueden producir daños significativos al rotor o estátor. Por tanto, el RIV reduce el riesgo de problemas asociados a la retirada e inserción del rotor.



La mayoría de los principales fabricantes mundiales usan el RIV y los asociados equipos SWA y EL CID para realizar inspecciones con el rotor en su lugar para sus clientes.

DCR-60™—ENSAYO HIPOT DE CC EN RAMPA

El DCR-60 es un instrumento que de modo lento y suave incrementa la tensión de CC en bobinas o bobinados hasta un máximo de 60kV cc, mientras registra la corriente. El ensayo tiene varias ventajas sobre los ensayos hipot de CC convencionales:

- ◆ Con frecuencia, el equipo DCR-60 mostrará un incremento abrupto en la corriente según aumenta la tensión. Este incremento repentino es una indicación de que el fallo sobre el muro aislante es inminente, y de que el ensayo debería de interrumpirse para evitar un fallo completo sobre el aislamiento del estator. Por tanto, el equipo DCR-60 permite un ensayo hipot con un menor riesgo de fallo. Para empresas que se resisten a fallos debidos al ensayo de sobretensión, este ensayo ofrece algo de seguridad.
- ◆ Se ejecuta un registro automático



de tensión frente a corriente que puede usarse para comparar con ensayos futuros para determinar si las corrientes de fuga son mucho mayores.

- ◆ En algunos casos, la forma de la curva tensión-corriente puede ser indicativo de ciertos problemas en el bobinado estatórico tales como delaminación.
- ◆ Es mucho menos probable para los operarios aplicar de forma accidental una alta tensión que la adecuada para el bobinado evitando fallos innecesarios en el bobinado.

PPM-97™—SONDA RF DE CORONA PARA LOCALIZAR FUENTES DE DESCARGAS PARCIALES (DP)

Los ensayos on-line PDA y TGA identifican cuál de los bobinados del estátor tiene altas DP, y en consecuencia presenta mayor riesgo de fallo del bobinado. Sin embargo, estos ensayos on-line no permiten a los usuarios encontrar exactamente qué bobinas o barras tienen las mayores DP. A finales de 1940, Westinghouse desarrolló la primera sonda de corona para ayudar a localizar las zonas del bobinado con mayores DP. En 1960, la eléctrica Americana, TVA, publicó un circuito para una sonda de corona basada en una antena de "campo cercano" y circuitería de radio sintonizada a 5MHz. La sonda PPM-97 es la última ejecución de la sonda de corona, basada en la sonda original TVA, con una circuitería de RF más avanzada.

Cuando se produce la DP, genera señales de radiofrecuencia. Según las señales se propagan desde la fuente de DP, pierden intensidad de señal. La sonda PPM-97 trabaja detectando estas señales RF. Cuanto más próxima esté la antena de la sonda al origen, mayor es la señal detectada, que se mide en mA. Mediante el escaneo de la antena del PPM-97 sobre todo el bobinado del estator mientras está energizado a la tensión nominal, se pueden localizar todas las fuentes de DP dentro de unos pocos centímetros. Más aún, muchos años de experiencia han mostrado que si la magnitud de las DP en aislamiento epoxi mica excede de 20mA, entonces se están produciendo DP de gravedad. Este criterio de falla está recogido en la Norma IEEE 1434.



EQUIPOS DE ENSAYO OFF-LINE PARA MOTORES Y GENERADORES

DeltaMaxx™ de PDTech

El equipo DeltaMaxx de PDTech determina con alta precisión el factor de pérdidas dieléctricas (tangente de delta), la capacidad y actividad de descargas parciales en Bobinados de motores, transformadores, cables y condensadores

Tangente de Delta/Capacidad: El sistema registra la corriente a través de un condensador de referencia y del elemento a ensayar. Se mide la corriente mediante la caída de tensión sobre unas resistencias. Un conversor A/D de 16bits procesa estas tensiones. La diferencia del ángulo de fase entre la alta tensión y esta corriente se determina mediante un novedoso algo-

ritmo, que permite el cálculo del ángulo de pérdidas y la eliminación automática de diversas fuentes potenciales de error.

Medida de Descargas

Parciales: El DeltaMaxx de PDTech se configura para extraer los pulsos de DP de un condensador de acoplamiento interno. Las medidas de DP no precisan cargas externas o componentes adicionales, esto es, las impedancias de acoplamiento, preamplificadores, proceso de señales y la digitalización tienen lugar en la unidad de medida. Esta técnica permite situar a la unidad en la proximidad del objeto de ensayo y los ca-



bles largos de señal que podrían llegar a recoger interferencia ya no son necesarios. El DeltaMaxx de PDTech mide las DP en el rango de baja frecuencia y es compatible con las normas IEC 60270 y ASTM D1868.

DRA-3™ de PDTech, Analizador de Respuesta Dieléctrica en CC

El analizador de respuesta dieléctrica se usa para diagnóstico off-line del aislamiento de generadores, motores y transformadores. Mide las corrientes de carga y descarga del aislamiento del rotor o estator de un bobinado.

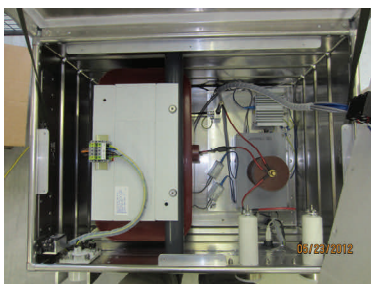
El sistema DRA-3 de PDTech permite conectar las tres fases y tierra de una vez. Las fases se miden secuencialmente una a una, sin interacción del personal de ensayo. Los pasos de medida se controlan y almacenan con un ordenador conectado al equipo.



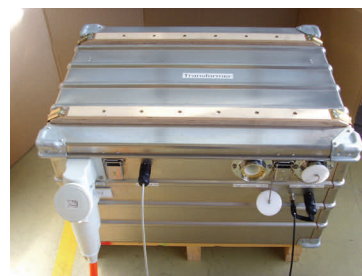
PowerMaxx™ de PDTech

El PowerMaxx de PDTech es una Fuente flexible libre de DP a 50/60 Hz CA para alimentar barras y Bobinados de hasta 15kVeff. El transformador puede suministrar hasta 0.85A (15.3kV) y cuando se usa con reactancias de compensación adicionales, el sistema puede suministrar a cargas de hasta 1 μ F. El sistema se alimenta de una salida de fase de 400 a 480 V, de 40 A.

El PowerMaxx de PDTech simplifica los ensayos off-line del estátor, tales como DP, tangente de delta, tip-up y la sonda de corona.



Controlador PowerMaxx



Transformador PowerMaxx

El personal de Iris Power lleva décadas de experiencia trabajando como técnicos expertos para fabricantes de máquinas rotativas, y/o como expertos en máquinas para eléctricas. Además durante décadas hemos estado participando activamente en la creación y revisión de normativas de ensayos IEC e IEEE. Miembros de la plantilla de Iris Power también han escrito dos libros sobre el diseño, fallos, ensayos o reparación de bobinados de máquinas rotativas. El resultado es probablemente la mayor concentración de know-how mundial en evaluación de la condición de bobinados de rotor y estátor. Más importante, este know how es claramente independiente ya que Iris Power ni fabrica ni repara motores ni generadores.

Iris Power ofrece cuatro tipos de servicios a sus clientes:

- ◆ Asesoramiento, supervisión y formación en la instalación de todos sus productos en las máquinas.
- ◆ Servicios de ensayo usando toda la instrumentación que Iris Power fabrica para bobinados de estátor y rotor, así como formación a los clientes que desean realizar sus propios ensayos e interpretación.
- ◆ Formación a nivel mundial de Mantenimiento de los distintos tipos de motores y generadores.
- ◆ Servicios de consultoría para evaluación de la condición del bobinado, investigaciones de fallos, así como especificaciones de máquina nueva y rebobinados.

Desde 1997 Iris Power ha organizado la Conferencia anual Iris Power de Máquinas Rotativas (IRMC), que ofrece un único foro no comercial para fabricantes de máquinas, propietarios de máquinas en toda la industria, suministradores para discutir las últimas innovaciones en máquinas, ensayos en máquinas, fallos y reparación de bobinados. Además del programa técnico consistente en papers de temas de máquinas rotativas, el IRMC también ofrece una amplia oferta de seminarios de formación. La conferencia atrae a asistentes de todo el mundo.

PUESTA EN MARCHA DE PRODUCTOS Y SERVICIOS DE ENSAYOS

La filosofía de Iris Power es que los propietarios de las máquinas deberían de disponer de las herramientas que les permitan instalar, por su cuenta, los distintos tipos de sensores e instrumentación de monitorización que producimos. También, los propietarios de máquinas deberían de ser capaces de realizar la interpretación de los resultados, si así lo deciden. Podemos hacer esto ya que hemos intentado de forma deliberada diseñar productos que puedan usarse por la plantilla de la central con normalmente solo unos pocos días de formación. Iris Power tiene seminarios cortos para la instalación, puesta en marcha y uso de sus sensores, monitores e instrumentación portátil. Estos seminarios se complementan con la prestación de asesoramiento in situ en la instalación de sensores y monitores. Normalmente tras ver la instalación de sensores y monitores en unas pocas máquinas, muchos clientes, si así lo eligen, tienen fácil realizar trabajos similares por sí mismos.

Algunos clientes prefieren externalizar la instalación y uso de sistemas de monitorización. Desde luego, Iris Power puede ofrecer ayuda en la instalación, ensayos y servicios de interpretación.

SERVICIOS DE ENSAYO ON-LINE

Los servicios y pruebas específicas que Iris Power realiza a través de su Grupo de Servicios de Campo incluyen:

- ◆ Selección de la localización de sensores DP, consejos de instalación, y puesta en marcha de sensores para un óptimo rendimiento,
- ◆ Ubicación de la sonda de Flujo y consejos de instalación,
- ◆ Localización de sensores de vibración en cabezas de bobina por fibra óptica e instalación,
- ◆ Instalación y puesta en marcha de sistemas en continuo de DP, flujo, vibración en cabezas de bobina y monitorización del entrehierro,
- ◆ Servicios de ensayos On-line de DP e interpretación,
- ◆ Ensayos e interpretación de ensayos On-line de detección cortos entre espiras en el rotor
- ◆ Servicios de ensayo e interpretación de vibraciones de cabezas de bobina on-line
- ◆ Ensayos e interpretación para detección de barras rotas en rotores de motores de inducción,
- ◆ Seminarios y formación en cualquiera de estos temas.

SERVICIOS DE ENSAYO OFF-LINE

Iris Power fabrica un agama de equipos de ensayo off-line para ayudar a los propietarios de máquinas y operadores a evaluar la condición de los bobinados de rotor y estátor. Iris Power ofrece seminarios cortos de formación en cómo usar estos equipos y cómo interpretar los resultados para toda la gama de equipos off-line que fabrica, incluyendo:

- ◆ Ensayo para núcleo estático EL CID,
- ◆ Analizador de acuñado SWA,
- ◆ Herramienta de ensayos robotizada RIV con "rotor dentro",
- ◆ Ensayos de impacto bump test (frecuencia natural),
- ◆ Unidad de hipot en rampa DCR,
- ◆ DP Off-line y tip-up en tangente de delta.

Además de la formación, Iris Power puede realizar servicios de ensayos e informes de interpretación para todas estas herramientas de ensayo off-line.

SERVICIOS DE CONSULTORÍA

Iris Power tiene muchos expertos en su grupo de Servicios Técnicos en Máquinas Rotativas (RMTS), cada uno con décadas de experiencia en la fabricación de motores y generadores, y /o Mantenimiento de las máquinas. Además, Iris Power tiene considerable experiencia en análisis de resultados e inspección de bobinados.

El resultado es una variada agrupación de conocimientos a la que pueden acceder propietarios y operadores de máquinas rotativas:

- ◆ Determinar la causa raíz de fallo en un bobinado.
- ◆ Evaluar la condición de los bobinados de rotor y estátor basándose en una serie de resultados de ensayos y/o inspecciones visuales.
- ◆ Determinar el mantenimiento necesario para mantener en funcionamiento motores y generadores.
- ◆ Preparar especificaciones de máquinas nuevas y rebobinados, ayudar al usuario a determinar que ofertas son las mejores y proporcionar servicios de inspección durante la fabricación de la máquina.

En los últimos 20 años, creemos que la plantilla de Iris Power ha escrito más artículos técnicos y libros en estos temas que cualquier otra organización del mundo – incluyendo a los fabricantes de máquinas.

CURSOS DE MANTENIMIENTO Y DIAGNÓSTICO DE ALTO NIVEL

Con cierta frecuencia, los expertos de Iris Power en motores y generadores realizan cursos en lugares clave sobre el Mantenimiento de motores y generadores, así como formaciones avanzadas e intensivas en ensayos de descargas parciales y EL CID. Estos cursos se imparten por los mejores expertos en estos temas en el mundo. El nivel es tan alto que, de hecho, los más importantes fabricantes de motores y generadores del mundo envían a su propia plantilla a estos cursos. Sin embargo, todos los cursos de Iris Power están pensados para los usuarios de máquinas, y se imparten desde un punto de vista del usuario. Estos cursos pueden también adaptarse y realizarse en la planta del cliente. Los cursos son normalmente de 3 o 4 días, e incluyen:

- ◆ Curso de Mantenimiento de Bobinados de rotor y estátor de motores
- ◆ Curso de Mantenimiento de bobinado de rotor y estátor en Hidrogeneradores
- ◆ Curso de Mantenimiento de Bobinados de rotor y estátor en Turbogeneradores
- ◆ Teoría de las DP, curso de aplicación e interpretación
- ◆ Curso de ensayo EL CID “ACE”

Los cursos de Mantenimiento revisan el diseño de los Bobinados de rotor y estátor, cómo fallan, ensayos y monitorización, así como reparación de bobinados y especificación de rebobinado.

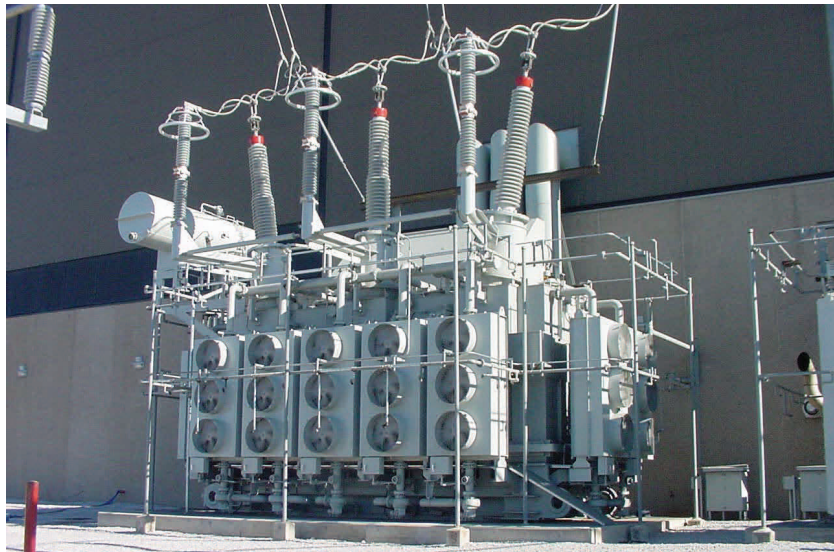


RESEÑA DE QUALITROL

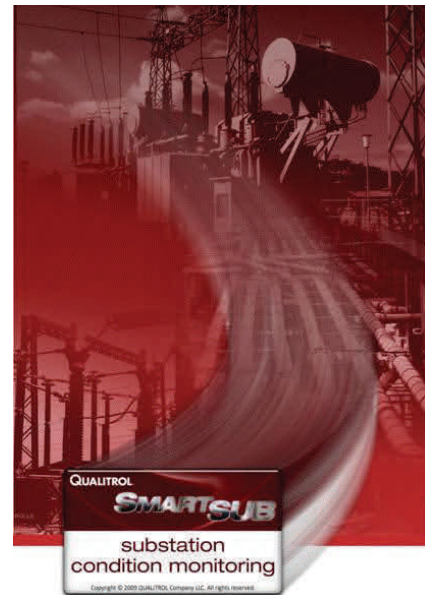
Fundada en 1945 con mejoras continuas en el núcleo del negocio, Qualitrol ofrece monitorización inteligente de activos basada en la condición y monitorización de transformadores por todo el mundo. Qualitrol es el mayor líder mundial, de mayor confianza y líder global en monitorización de descargas parciales, equipos de protección de activos y productos de información en generación, transmisión y distribución.

Qualitrol produce miles de tipos distintos de productos a demanda, adaptados para cumplir requerimientos únicos. Qualitrol es líder global en ventas e instalaciones de equipos de protección de transformadores, registradores de fallos y localizadores de fallos. Los productos incluyen:

- ◆ Dispositivos de Medida de Temperatura
- ◆ Controles de presión, calibradores y Relés
- ◆ Monitores de Transformadores
- ◆ Indicadores de Nivel de Líquido
- ◆ Indicadores de Caudal
- ◆ Registradores y Localizadores de Faltas
- ◆ Monitorización de Interruptores, Control y medidores de SF6
- ◆ Monitorización de Calidad de la Energía



Qualitrol también ofrece productos de formación y educacionales. Los instructores certificados de Qualitrol ofrecen a los alumnos el conocimiento integral que necesitan para operar los equipos Qualitrol en el mundo real. Cada instructor es un experto de campo, experto certificado, con lo que sabes que estás aprendiendo del mejor. Las clases inciden en el entrenamiento práctico de forma que gastas menos tiempo hablando y más tiempo en aprender las habilidades y conocimientos críticos.



QUALITROL
Defining Reliability



GALARDONES Y RECONOCIMIENTO DE IRIS POWER-QUALITROL

R&D 100

Iris Power ha recibido en dos ocasiones el prestigioso premio del panel independiente de jueces y editores de la revista R&D como uno de los productos más tecnológicamente significativos presentados en el Mercado. En 2001, el sistema de monitorización de descargas parciales HydroTrac para hidrogenadores recibió este reconocimiento. En 2006, el analizador de flujo rotórico on-line recibió el premio.



PUBLICACIONES

La plantilla de Iris Power ha publicado más de 300 artículos técnicos, algunos de los cuales han ganado premios de la Sociedad IEEE de Potencia y Energía y de la Sociedad IEEE de Aplicaciones industriales. Además, Greg Stone e Ian Culbert han sido los autores principales de dos libros:

“Handbook to Assess the Insulation Condition of Large Rotating Machines”, publicado por EPRI en 1989.

“Electrical Insulation for Rotating Machines - Design, Evaluation, Aging, Testing and Repair”, Segunda Edición, publicado por Wiley-IEEE Press en 2014.

COMPROMISO VOLUNTARIO

Iris Power ha apoyado a su plantilla en el voluntariado en asociaciones industriales tales como IEC, IEEE, CIGRE y NETA. Nuestra plantilla ha estado en la IEEE Society Presidents (DEIS, IAS) así como cargos en Conferencias (Simposio Internacional en Aislamiento Eléctrico, Conferencia Pulp and Paper, y la Electrical Insulation Conference.

PREMIOS DEL PERSONAL

1993 – Premio al Servicio Distinguido IEEE Forster “Notables Contribuciones y Liderazgo sostenido en el avance del campo de Aislamiento Eléctrico y Dieléctricos”.

1993 – Premio EPRI al Investigador Principal, por “contribuciones y liderazgo en el desarrollo de herramientas de diagnóstico EPRI para sistemas aislantes en equipos eléctricos de potencia”.

2001 – Medalla IEEE del Tercer Milenio por sus logros y contribuciones

2008—Premio IEC 1906 a las contribuciones Normativas en Sistemas de Aislamiento Eléctricos

2010 – Premio IEEE IAS a los Méritos en Ingeniería del Comité Industrial de Pasta y Papel

2011— Premio del Comité Técnico CIGRE

2012—Premio Thomas Dakin IEEE/DEIS por “el desarrollo de técnicas avanzadas de monitorización on-line de descargas parciales para máquinas rotativas”.

2013—Premio IEEE/DEIS/EIC John Tanaka al liderazgo distinguido por contribuciones en la Conferencias de Aislamiento IEEE

2014—Miembro del año de la Alianza NETA

Miembros Fellow IEEE Fellows y Senior: Greg Stone, Joseph Mbuyi, Blake Lloyd, Ian Culbert, Mladen Sasic, Resi Zarb

HISTORIA DE LOS ENSAYOS DE DESCARGAS PARCIALES ON-LINE EN MÁQUINAS ROTATIVAS

1949 Westinghouse presenta el primer ensayo on-line de DP (DP de ranura) “enfocado a expertos”.

1976-78 Greg Stone, uno de los fundadores de Iris Power y Mo Kurtz de Ontario Hydro, bajo contrato con la organización de eléctricas canadiense, CEA, y con el apoyo de Bill McDermid de Manitoba Hydro, desarrollan el ensayo on-line PDA para hidrogenadores. Este es el primer ensayo de DP on-line que puede ser realizado por un no-experto.

1985 Ontario Hydro licencia en exclusiva a FES Internacional Ltd. (predecesora de ADWEL) de Toronto para la producción y uso del instrumento PDA-H y acopladores tipo cable en hidrogenadores.

1978-89 Ontario Hydro desarrolla nuevos sensores: Acopladores tipo Bus y Acopladores de Ranura de Estator (SSC=Stator Slot Couplers™) e instrumentación (conocida desde entonces como TGA) para detección on-line de DP en motores y turbogeneradores. Al igual que con el ensayo PDA, esta es la primera tecnología para estas máquinas donde no se precisa la intervención de un especialista para la interpretación.

1990 Desde Ontario Hydro surge Iris Power Engineering Inc., que continua con éxito el desarrollo de las tecnologías SSC, TGA, y PDA. Iris Power se asegura el soporte de Ontario Hydro, CEA y EPRI y rápidamente domina el mercado.

1992 Tras asegurarse en exclusiva la licencia para fabricar el sistema PDA, Iris Power presenta el primer analizador comercial del mundo de posición de fase de los pulsos como parte de su tecnología totalmente digital PDA-IV™ para hidrogenadores.

1993 Iris Power anuncia la tecnología TGA-B™, diseñada específicamente para su uso con motores y pequeños turbogeneradores, y el TGA-S™ para su uso en grandes turbogeneradores de refrigeración por hidrógeno.

1994 Iris Power introduce con éxito el GenGuard™, el primer sistema comercial del mundo para monitorización en continuo de DP on-line. Iris Power también lanza el primer acoplador capacitivo de epoxi-mica (EMC) que cumple todos los códigos y normas clave para aparata de alta tensión.

2000 Iris Power introduce el PDAAlert™ que es el primer instrumento comercial del mundo capaz de medir DP sobre transitorios de tensión de 100ns de tiempo de subida de inversores.

2006 Iris Power publica que su estadística de error en fallos de interpretación es del orden de 1.5% en todas las máquinas que muestran DP “elevadas”. Esta tasa excepcionalmente baja es el paso más importante para un fiable mantenimiento predictivo.

2012 Iris Power-Qualitrol lanza la línea de productos GuardII™, el primer monitor integrado para Bobinados de generadores capaz de medir en modo continuo DP, flujo rotórico (cortos entre espiras del rotor) y vibración en cabezas de bobina del estator.

2014 Más de 15.000 máquinas disponen de sensores de DP y más de 3500 máquinas están ahora equipadas con monitores de DP on-line en modo continuo.



QUALITROL-IRIS POWER ES EL MAYOR SUMINISTRADOR MUNDIAL DE SISTEMAS DE MONITORIZACIÓN Y EQUIPOS DE ENSAYO PARA BOBINADOS DE MOTORES Y GENERADORES



A **QUALITROL**. Company

Iris Power LP
3110 American Drive
Mississauga, ON, Canada L4V 1T2
Phone: 1+905-677-4824
Fax: 1+905-677-8498
sales.iris@qualitrolcorp.com

www.irispower.com

Qualitrol Company LLC
1385 Fairport Road
Fairport, NY, USA 14450
Phone: 1+585-586-1515
Fax: 1+585-377-0220

www.qualitrolcorp.com



QUALITROL
Defining Reliability

S V1 | 11/14