

COMO OPTIMIZAR EL MANTENIMIENTO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Autor: Mauricio VEGA - Empresa: YPF S.A. - Email: mvegav@ypf.com

SINOPSIS

Históricamente se ha hecho énfasis en la planificación, programación y control de paradas de plantas, especialmente en plantas de generación eléctrica (*Cogeneraciones o Centrales Eléctricas*), donde el componente tecnológico en juego es importante, ya que la mayor demanda de recursos se produce cuando la misma se detiene por un largo periodo de tiempo, lo que implica crear un planning o programa de parada minucioso con la meta de reducir costos, tiempo de paros y reanudar lo antes posible su funcionamiento.

Entre los equipos dinámicos más complejos y costosos en la generación de energía, se destacan las Turbinas a Gas. Su operación debe vigilarse y monitorearse de manera conciente y continua, tanto para detectar fallas potenciales, como para programar su mantenimiento, con el fin de aumentar su confiabilidad, disponibilidad y vida del equipo o máquina.

El objetivo de esta presentación es contribuir con los diferentes sectores de Refino transmitiendo metodología, definición del alcance (*Workscope*), planificación de los trabajos (*Worklist*), ejecución, riesgos, entrenamiento y puntos críticos de una parada de una planta de cogeneración.

El presente trabajo incluye: Partes fundamentales de una Turbina a Gas Frame 6, sistema de combustión, ¿Que es un sistema de combustión mejorado?, equipos auxiliares, tipos de inspecciones programadas de mantenimiento, importancia de la inspección boroscópica, problemas típicos que se presentan en sus componentes, estrategia de mantenimiento y política de repuestos.

También se debatirá sobre como optimizar el tiempo de paro de una turbina, aplicando nuevas tecnologías de limpieza de álabes, como mejorar costos de reposición de piezas capitales con la utilización de sistemas o componentes Mejorados, como aplicar la historia y trazabilidad de las piezas del sistema de combustión y spool turbina, para decidir si se reemplaza o no la pieza y como gestionar los repuestos.

Concluimos que, con una buena gestión de repuestos y la aplicación de nuevas tecnologías en materiales podemos mejorar el ciclo de mantenimiento de una turbina y lograr una disminución de costos y posibilidades de cambio del ciclo original de mantenimiento. Esto reflejaría una reducción de costos significativos solo optimizando la gestión en paradas y estrategias de mantenimiento.

Cabe recordar que el uso cada vez mayor de la cogeneración constituye una parte importante del paquete de medidas necesarias para cumplir el protocolo de Kioto, la implementación de esta tecnología podría reducir emisiones de gases de efecto invernadero del sector energético.

COMO OPTIMIZAR EL MANTENIMIENTO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Autor: Mauricio VEGA - Empresa: YPF S.A. - Email: mvegav@ypf.com

INTRODUCCIÓN

Conceptos de la Gestión de un Proyecto o Parada

Las paradas de plantas proveen la oportunidad única para intervenir los activos, que normalmente no están disponibles durante la operación de la planta. El trabajo para una parada de planta de cogeneración se inicia cuando definimos el alcance (*Workscope*) e identificamos las tareas de la lista de trabajo (*Worklist*).

En la dirección del proyecto o parada se deberán aplicar los conocimientos, habilidades, herramientas y técnicas a las actividades de un proyecto para satisfacer los requisitos del mismo, esto se logra mediante la aplicación e integración de los procesos de inicio, planificación, ejecución, seguimiento, control y cierre.

El Jefe de proyecto o parada de mantenimiento de la planta de cogeneración es la persona responsable de alcanzar los objetivos establecidos.

La dirección de este proyecto incluye:

- Identificar los requisitos
- Establecer objetivos claros y posibles de realizar
- Equilibrar las demandas de calidad, alcance, tiempo y costos
- Adaptar las especificaciones, los planes y el enfoque a las diversas inquietudes y expectativas de los diferentes interesados.

Los jefes de parada o directores del proyecto a menudo hablan de una “*triple restricción*”

—Alcance, Tiempos y Costos del proyecto— a la hora de gestionar los requisitos concurrentes de un proyecto, la calidad del mismo se ve afectada por el equilibrio de estos tres factores. Los proyectos de alta calidad entregan el producto, servicio o resultado requerido con el alcance solicitado, puntualmente y dentro del presupuesto. La relación entre estos tres factores es tal que si cambia cualquiera de ellos, se ve afectado por lo menos otro de los mismos.

El *riesgo* de un proyecto es un evento o condición incierto que, si ocurre, tiene un efecto positivo o negativo al menos en uno de los objetivos de dicho proyecto, por ejemplo la falta de stock de una pieza capital en el medio de una parada es un riesgo negativo penalizando el tiempo de finalización y lo más probable el costo elevado de adquirir la pieza en estado urgente.

El proceso *Dirigir y Gestionar* la Ejecución del Proyecto requiere que el jefe de parada y el equipo realicen varias acciones para ejecutar el plan de gestión para cumplir con el trabajo definido en el enunciado del alcance del proyecto.

Algunas de esas acciones son:

- Realizar actividades para cumplir con los objetivos del proyecto. Definiciones, capacitación, investigación, etc.
- Dotar de personal, formar y dirigir a los miembros del equipo del proyecto asignados al mismo.
- Obtener presupuestos, licitaciones, ofertas o propuestas, según corresponda.
- Seleccionar proveedores

COMO OPTIMIZAR EL MANTENIMIENTO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Autor: Mauricio VEGA - Empresa: YPF S.A. - Email: mvegav@ypf.com

- Obtener, gestionar y utilizar recursos, incluidos los materiales, herramientas, equipos, repuestos e instalaciones.
- Implementar los métodos y normas planificados.
- Crear, controlar, verificar y validar los productos entregables del proyecto.
- Gestionar los riesgos e implementar actividades de respuesta al riesgo.
- Adaptar los cambios aprobados al alcance, planes y entorno del proyecto.
- Establecer y gestionar los canales de comunicación del proyecto, tanto externos como internos al equipo del proyecto.
- Recoger datos sobre el proyecto e informar sobre el costo, el cronograma, el avance técnico y de calidad, y la información de la situación para facilitar las proyecciones
- Recoger y documentar las lecciones aprendidas, e implementar las actividades de mejora de los procesos aprobados.

Definición del Alcance de la Parada

El enunciado del alcance describe, en detalle, los productos entregables del proyecto, también proporciona un entendimiento común del alcance entre los interesados (*stakeholders*), y describe los principales objetivos del mismo. También permite al equipo realizar una planificación más detallada, guía el trabajo del equipo durante la ejecución y proporciona la línea base para evaluar si las solicitudes de cambio o trabajo adicional están comprendidas dentro o fuera de los límites del proyecto.

El grado y nivel de detalle con que el enunciado del alcance del proyecto defina, qué trabajo se realizará y cual quedará excluido, puede determinar el nivel de éxito con que el equipo podrá controlar el alcance del proyecto en general. A su vez, gestionar el alcance puede determinar el nivel de éxito con que el equipo de dirección podrá planificar, gestionar y controlar la ejecución del proyecto. El enunciado del alcance detallado incluye, ya sea de forma directa o mediante referencia a otros documentos, lo siguiente:

Objetivos del proyecto

- Descripción del alcance de la parada. (*Turbina gas, Turbina Vapor, Caldera, etc.*)
- Requisitos del proyecto. (*Tipo de inspección*)
- Límites del proyecto. (*Tiempos de parada de planta*)
- Productos entregables del proyecto. (*Informe mecánico, informe de PEM*)
- Restricciones del proyecto. (*Costos, MDO*)
- Organización inicial del proyecto. (*Organigrama de la parada*)
- Riesgos iniciales definidos. (*Rotura piezas críticas en desmontaje*)
- Hitos del cronograma. (*Planning y camino crítico*)
- Estimación de costos. (*MDO, piezas de recambio, Grúas, etc.*)
- Especificaciones del proyecto. (*Detalle de los trabajos, tipos de herramientas necesarias, etc.*)

COMO OPTIMIZAR EL MANTENIMIENTO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Autor: Mauricio VEGA - Empresa: YPF S.A. - Email: mvegav@ypf.com

DESARROLLO

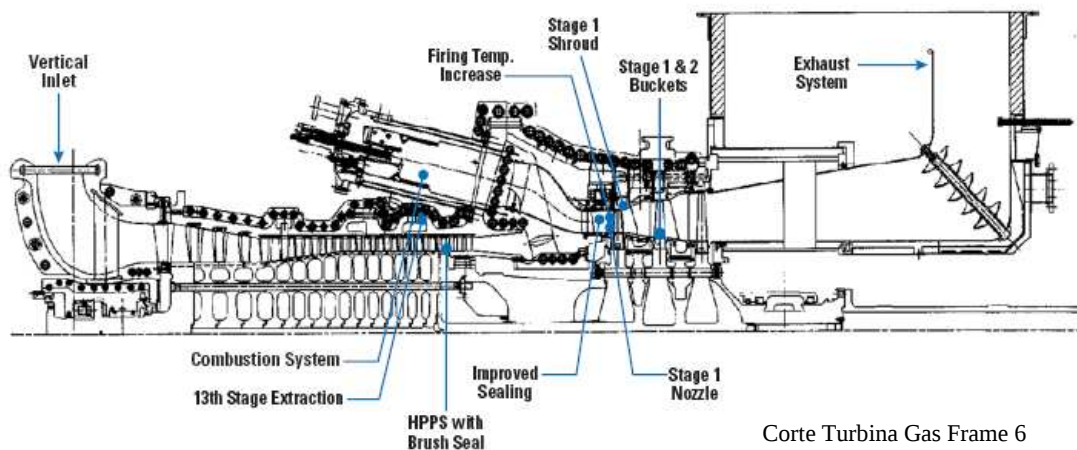
Partes Fundamentales de una Turbina a Gas Frame 6

El grupo de cogeneración *Frame 6* es una estación de energía compacta con turbina de gas y generador integrado. Esta formado por 4 grandes subgrupos

- Paquete de turbina gas Heavy Duty de eje único.
- Sistema de control.
- Equipos auxiliares: Motor de arranque, sistema de combustión, sistema de refrigeración y lubricación, etc.
- Paquete generador: Sistema de excitación, reductor de potencia o velocidad, sistema de refrigeración, generador síncrono refrigerado por aire

Referencias Modelo TG	Frame 6	
Velocidad / Frecuencia	5135 RPM / 50 Hz	
Caudal aire	493 T/h	
Relación Compresión	11,8	
	BASE	PICO
Temperatura de llama	1.104 °C	1.160 °C
Temperatura gases escape	539°C	574°C
Potencia	38,3 Mw	41,4 Mw
Rendimiento Térmico	31,4	31,6
Cámaras de combustión	10	
N° de Etapas Compresor/Turbina	17/3	

Los elementos fundamentales que constituyen una turbina a gas son: compresor axial, cámaras de combustión y Spool turbina de tres etapas, de eje único soportado por dos cojinetes lubricados a presión. En cuanto a su funcionamiento, el aire es aspirado de la atmósfera y comprimido para después pasar a la cámara de combustión donde se mezcla con el combustible y se produce la ignición; los gases calientes producto de la combustión fluyen a través de la turbina, donde se expansionan moviendo el eje que acciona el compresor de la turbina y por ende al generador. Del lado de aspiración del eje del rotor lleva acoplado un reductor de auxiliares que transmite potencia a otros ejes que a su vez accionan la bomba de combustible, bomba de lubricación y un compresor volumétrico para comprimir el aire de atomización.



Corte Turbina Gas Frame 6

Las turbinas a gas pueden utilizar distintos tipos de combustibles:

COMO OPTIMIZAR EL MANTENIMIENTO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Autor: Mauricio VEGA - Empresa: YPF S.A. - Email: mvegav@ypf.com

El estándar de la gran mayoría de las turbinas diseñadas por los fabricantes está concebido para consumir exclusivamente Gas Natural.

La mayoría de las turbinas dispone dos tipos, las que sólo están preparadas para quemar gas y las denominadas mixtas, que también consumen simultánea o alternativamente combustible líquido. Se diferencian entre sí, en el aspecto constructivo, en algunos elementos auxiliares y en la boquilla de inyección de combustible.

El combustible más utilizado es el denominado fuel-gas de Refinería, subproducto constituido por la fracción más ligera obtenido en la destilación del petróleo crudo. Está compuesto por hidrógeno, metano, etano, trazas de otros hidrocarburos parafínicos y otros incondensables.

- Gaseoso: Gas Natural – Propano – Fuel Gas refinería.
- Líquido: Livianos (GOA) - Pesados (GOPDV) de bajo azufre.

El contenido en los compuestos de azufre debe ser menor a 50 ppm, ya que en presencia de metales alcalinos puede producir corrosión en las partes metálicas calientes de la turbina.

Las turbinas mixtas emplean adicionalmente combustible líquido, fundamentalmente gasoil de vacío y destilado pesado que debe ser calentado para ajustar su viscosidad a la requerida. En los procesos de transferencia de gas a líquido es necesario utilizar un combustible intermedio: gasoil ligero. El combustible debe cumplir los límites indicados en la especificación del fabricante de la máquina, en cuanto a metales alcalinos y pesados.

Los combustibles empleados deberán estar libres de partículas e impurezas sólidas para evitar cualquier tipo de erosiones en los álabes de la turbina.

Cámara de Combustión

El sistema de combustión es tipo “Flujo invertido” que comprende 10 cámaras de combustión con los siguientes componentes: Camisas de flujo (*Flow Sleeve*), Cruzallamas (*Crossfire tube*), Pieza de transición (*Transition Piece*), tubos de llama (*Combustion liner*), inyectores (*Fuel Nozzle*), bujías (*Spark Plug*), detectores de llama. (Ver imagen sig.)

En el sistema de “flujo invertido”, el aire comprimido se descarga por el compresor y es conducido alrededor de la camisa de flujo y tubo de llama de cada una de las 10 cámaras de combustión.

Este aire, que rodea la camisa, fluye radialmente hacia adentro a través de pequeños agujeros en la pared del tubo de llama ingresando a la zona de combustión y dilución.

El combustible se suministra a cada cámara mediante un inyector que mezcla y pulveriza el combustible con la cantidad de aire adecuada. Las piezas de transición dirigen los gases calientes de los tubos de llama a la primera directriz.

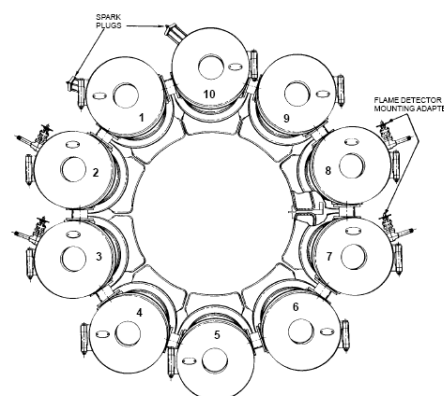
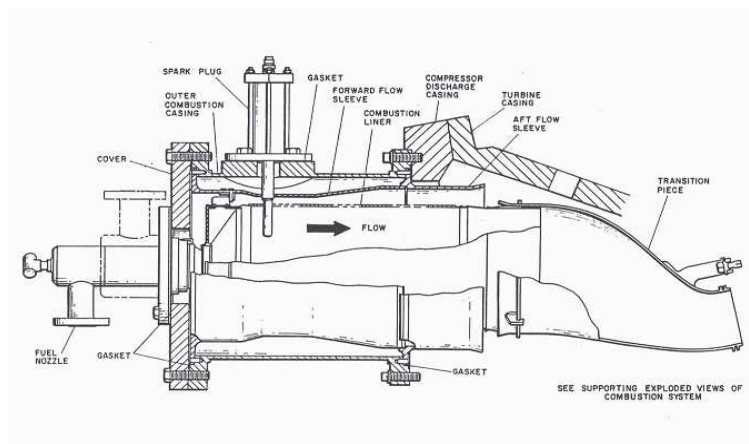
La combustión se inicia por medio de la descarga de dos bujías de alta tensión y electrodos retractiles, instalados en dos cámaras de combustión, los gases en el resto de las cámaras se encienden por la propagación del fuego a través de los cruzallamas.

Durante la secuencia de arranque es esencial la indicación de presencia de llama que se trasmita al sistema de control, por esto la máquina esta equipada con 4 sensores ultravioletas de llama instalados en dos cámaras

COMO OPTIMIZAR EL MANTENIMIENTO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Autor: Mauricio VEGA - Empresa: YPF S.A. - Email: mvegav@ypf.com

Las turbinas de gas funcionan con un elevado exceso de aire para que la temperatura de los productos de combustión al incidir en los alabes no sea excesiva (*Refrigeración*) y no se produzcan problemas de corrosión o fatiga térmica en los mismo. El índice de exceso de aire con el que trabaja las turbinas suele estar comprendido entre 2,75 y 5.



Cámaras de Combustión

Refrigeración de partes calientes

La refrigeración de las partes calientes se realiza con aire proveniente del compresor mediante la canalización del mismo hacia estos elementos. La zona de combustión se refrigera por el aire que circula por el exterior del tubo de llama y que en parte entra en la zona de fuego. En los álabes y directrices de las turbinas se utiliza un sistema de refrigeración, que consiste en pasar aire del compresor a través de un sistema de orificios diseñados al efecto. Todo esto permite aumentar la temperatura de combustión, y unido a la mejora de los materiales para resistir la corrosión en caliente y a los revestimientos resistentes a la corrosión que impiden que ésta ataque a los materiales directamente, han hecho que aumenten considerablemente las expectativas de vida y sean menos susceptibles a un fallo catastrófico.

Equipos Auxiliares

Sistema de Lubricación: El aceite lubricante circula hacia los dos cojinetes principales de la turbina, al cojinete del generador, al reductor de potencia y reductor de auxiliares.

Los principales componentes son:

- Depósito único para toda la turbina
- Bomba principal de lubricación
- Bomba auxiliar de lubricación
- Bomba de lubricación de emergencia
- Filtros de aceite
- Sistema de refrigeración de aceite

Sistema de aire de atomización: La función del sistema de atomización es fraccionar las gotas de combustible líquido para formar gotitas muy pequeñas, para asegurar la combustión rápida y total del combustible, dentro de la cámara de combustión.

Sistema de arranque: Motor eléctrico destinado a lanzar la máquina y llevarla a la velocidad de encendido de la misma.

COMO OPTIMIZAR EL MANTENIMIENTO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Autor: Mauricio VEGA - Empresa: YPF S.A. - Email: mvegav@ypf.com

Sistema contra incendio: Provista de una batería de CO₂ para activarse automáticamente en caso de incendio dentro del paquete acústico.

Sistema de filtrado admisión: Skid de filtros para garantizar cierta calidad de aire de admisión.

Sistema Virador: tiene la función de girar el rotor cuando la turbina se para y la máquina esta caliente para evitar que se pandee el rotor.

Reductor de auxiliares: transmite movimiento a las bomba de lubricación principal, al convertidor de par, compresor de atomización y bomba de combustible líquida.

Sistema Hidráulico: trabaja con el mismo aceite lubricante y transmite potencia para mover las IGV's (Inlet Guide Vane), servoválvula, válvula de gas y trip de la máquina.

Performances

La operación en régimen continuo en las turbinas de gas conduce a una degradación en el aprovechamiento térmico y en la potencia eléctrica generada. Esto es debido fundamentalmente al paulatino ensuciamiento y desgaste de las partes internas.

El ensuciamiento provoca una degradación temporal y afecta sobre todo al compresor, y en menor grado a la turbina. Es causado por la deposición de partículas contenidas en el aire (*polvo, aceite*), o formadas en la combustión, sobre los álabes móviles y fijos, afectando el rendimiento. Pueden ser eliminadas realizando limpiezas del compresor y la turbina, con el equipo fuera de servicio o con carga parcial. La limpieza on-line del compresor de aire se efectúa con agua desmineralizada, cada 4 días, mientras que la off-line se realiza mediante unos lavados con agua y productos de limpieza, varias veces al año o luego de una parada.

El intervalo óptimo de limpieza off-line está condicionado por el grado de contaminación ambiental y eficiencia de los filtros de aire. Un criterio normalmente aceptado es realizar la limpieza cuando se observa que la potencia cae sobre un 2% o cuando la eficiencia del compresor disminuye un 1%.

Pero los instrumentos no son lo suficientemente precisos para detectar la evolución de este tipo de degradación. Para complicar más la observación, la potencia generada es función de condiciones cambiantes: el caudal de inyección de vapor, la temperatura, presión y humedad del aire ambiental. Un criterio sencillo y efectivo es verificar la evolución de la eficiencia del compresor registrando el diferencial entre su temperatura de entrada y salida. El desgaste de las partes internas del compresor y de la turbina conduce a una degradación semipermanente que sólo puede ser restaurada mediante una reposición de las partes. Otro aspecto importante son los agrietamientos de origen térmico provocados en los procesos de arranque y parada, sobre todo en máquinas operadas en régimen de pico. Debido a estos daños por desgastes la potencia generada puede reducirse en un 4% y la eficiencia en un 2%, en el ciclo de tres años, o sea entre inspecciones de partes internas.

Objetivo de la Vigilancia en operación

La experiencia ha demostrado que en las turbinas a gas, algunos factores operativos influyen de forma importante en la vida de las piezas de cualquier máquina, en el caso de estas máquinas los factores son:

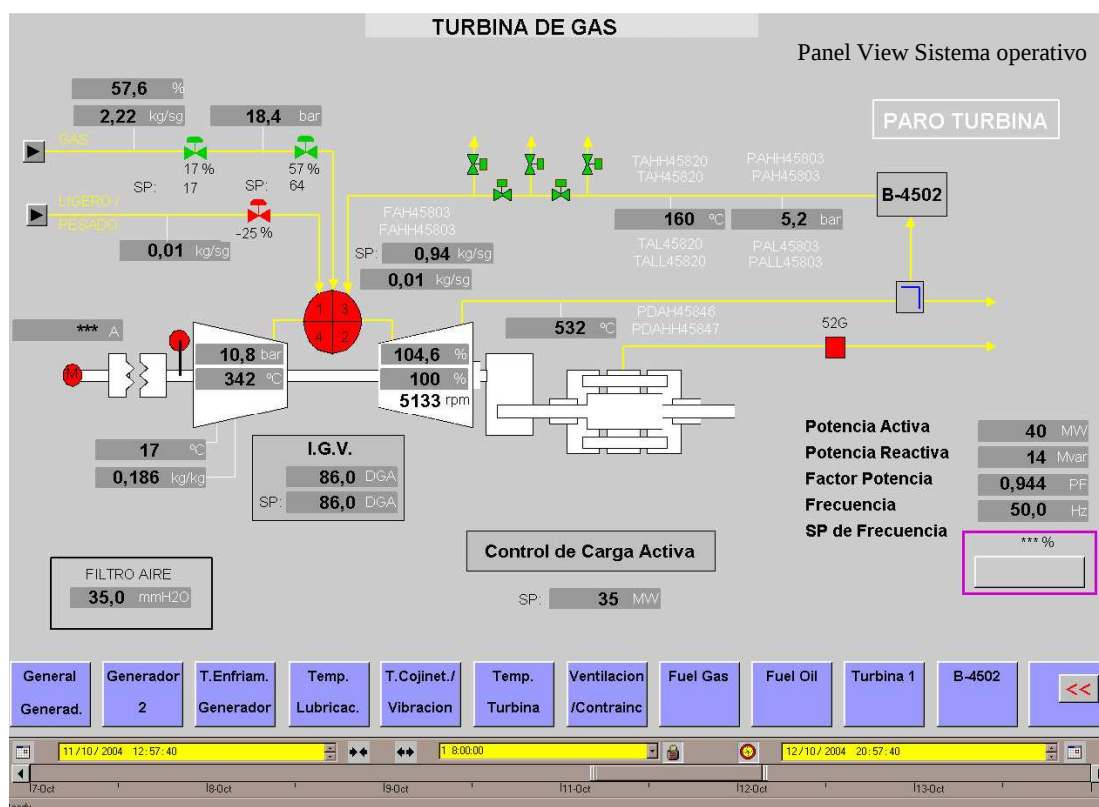
- Tipo de Combustible
- Frecuencia de Arranque (*Ciclos térmicos*)
- Trabajo en carga
- Ambiente (*aire*)

COMO OPTIMIZAR EL MANTENIMIENTO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Autor: Mauricio VEGA - Empresa: YPF S.A. - Email: mvegav@ypf.com

Para obtener mejor disponibilidad y fiabilidad se requiere poner en marcha una estructura de trabajo cuyas tareas se describen y precisan perfectamente.

- Evitar incidentes que, sin provocar graves consecuencias para la máquina, pueden perturbar el uso normal.
- Tomar las medidas necesarias para la conservación de la máquina.
- Disponer de información clasificada, una vez puesta en marcha la máquina se deberá abrir o confeccionar una serie de informes en donde volcarán los eventos y parámetros más importantes en cada turno. Entre esta información estará:
 1. Horas de llama
 2. Temperatura cojinetes/Temperatura y presión lubricante
 3. Cantidad de paros
 4. Anomalías – Alarmas
 5. Vibraciones
 6. Temperatura de Escape
 7. Consumo de combustible en función de la carga

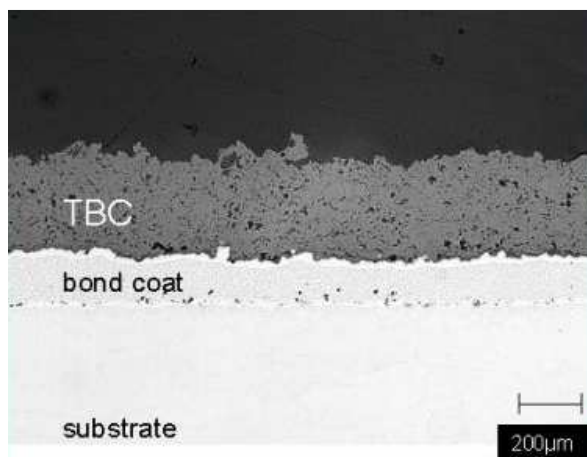


Sistema de Combustión Mejorado

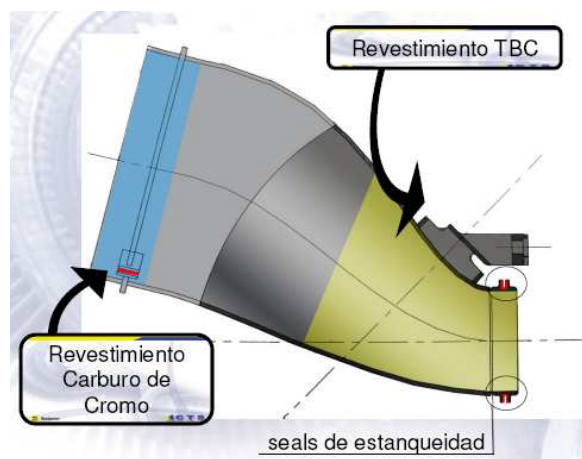
El sistema de combustión mejorado se basa en proteger las partes de las piezas de combustión que están expuestas al desgaste por fricción, vibraciones, erosión y fatiga térmica. Para protegerlas de las vibraciones y de la fricción se colocan insertos metálicos de mayor dureza, diseñados para minimizar el juego entre piezas y/o recubrimientos de carburos. Por la erosión y fatiga térmica se protegen las zonas más afectadas con una capa de TBC (*Thermal barrier coating*).

COMO OPTIMIZAR EL MANTENIMIENTO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Autor: Mauricio VEGA - Empresa: YPF S.A. - Email: mvegav@ypf.com



Micrografía Recubrimiento



Pieza de transición

Las barreras térmicas se emplean, como un avance tecnológico, en los tubos de llama y piezas de transición, se aplica un recubrimiento cerámico (TBC) aplicados en el lado interior (caliente) del componente a proteger, consistente en dos materiales de composición diferente, una capa intermedia (Bond Coat) aplicada a dicha superficie y un óxido aislante aplicado sobre la capa anterior (Top Coat), el espesor total es de 0,4 a 0,6 mm.

El beneficio de los TBC's es que provee una capa resistente de aislamiento que reduce la temperatura en el material base y mitiga los efectos de puntos calientes producidos por una distribución irregular de temperatura de los gases.

Las características excepcionales de la circonia estabilizada con itria ($ZrO_2-Y_2O_3$), tales como su baja conductividad térmica, buena resistencia a la corrosión y un alto coeficiente de expansión térmica, lo hacen el material comúnmente utilizado para aplicaciones como recubrimiento típico de una barrera térmica en la industria.

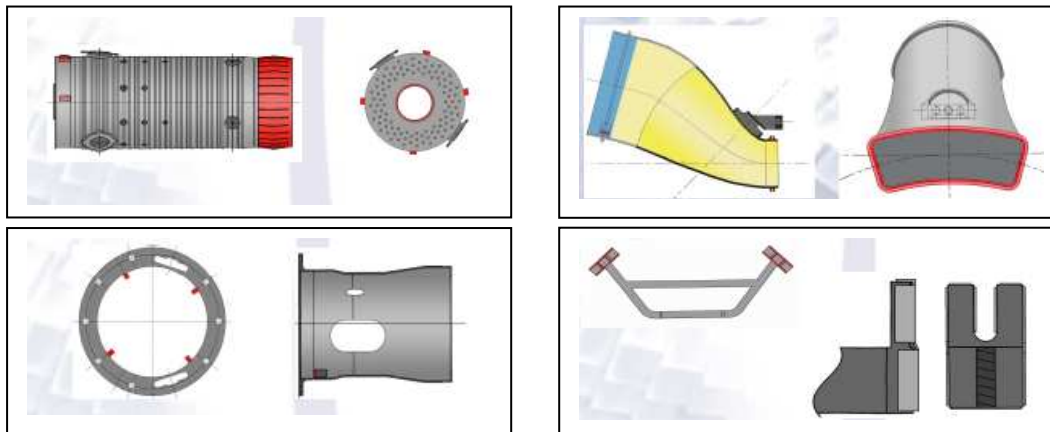
Los recubrimientos con aplicaciones en barreras térmicas se pueden considerar un sistema complejo, en el que se deposita un anclaje metálico sobre un sustrato metálico y sobre él, una capa cerámica. Como aislante térmico suele emplearse ZrO_2 estabilizada debido a su reducida conductividad térmica. Sin embargo, no es posible recubrir directamente un sustrato metálico con esta cerámica. Aunque el coeficiente de dilatación térmica de la ZrO_2 es alto en comparación con otras cerámicas, resulta pequeño en comparación con los metales para AISI 304 y níquel, respectivamente y podrían aparecer tensiones de cizalla en la intercara durante el procesado y el ciclado térmico que se produce durante la vida en servicio del componente. Estas tensiones en la intercara llegarían a provocar grietas y defectos en el recubrimiento.

Para evitar este problema se emplea un recubrimiento metálico intermedio rico en níquel y aluminio, que además protege al componente frente a la oxidación a alta temperatura. Esta capa intermedia (Bond Coat) aumenta la adhesión del recubrimiento cerámico al proporcionar una superficie rugosa de anclaje mecánico (capa de circonia estabilizada). Por otra parte, la resistencia de esta capa intermedia al ataque químico se debe a la presencia de elementos activos como el aluminio, que forman capas de óxidos (principalmente Al_2O_3) impidiendo la entrada de oxígeno en la estructura.

COMO OPTIMIZAR EL MANTENIMIENTO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Autor: Mauricio VEGA - Empresa: YPF S.A. - Email: mvegav@ypf.com

Áreas protegidas por recubrimientos



Fiabilidad de los componentes principales de la turbina

En este punto repasaremos que tipo de materiales se utilizan y cuales son los principales mecanismos de fallo en las partes calientes de la turbina, que por un lado provocan averías afectando a la fiabilidad y por otra generan la necesidad de un mantenimiento periódico.

Metalurgias de materiales empleados en partes calientes

Se considera que las turbinas de gas son la forma dominante de tecnología para la generación eléctrica para las próximas décadas debido a: su bajo costo, alta eficiencia, bajas emisiones, cortos tiempos de ejecución y probada fiabilidad. Las características de las turbinas de gas industriales tradicionales tenían relaciones de presión moderadas (6:1 a 15:1), temperaturas de fuego por debajo de los 1.260 °C y altas temperaturas de salida (aproximadamente 538 °C) resultando eficiencias del 28 al 32% en ciclo simple. En ciclo combinado con una caldera de vapor y una turbina de vapor se conseguían eficiencias del 55%. Los recientes avances tecnológicos de los fabricantes de turbinas han producido máquinas de diseño avanzado que mejoran notablemente la eficiencia y emisiones, los fabricantes desarrollan innovaciones tecnológicas tales como la combustión secuencial, relaciones de presión aproximándose a 30:1, temperaturas de entrada a la turbina de 1.427 °C y enfriamiento con vapor que consiguen eficiencias en turbinas de ciclo simple de cerca del 40% y en ciclo combinado del 60%. Los puntos clave para poder aumentar la temperatura de llama a la turbina han sido la mejora de los recubrimientos TBC's, las técnicas avanzadas de enfriamiento y la mejora de los materiales para alta temperatura.

Algunos Mecanismos de fallo en álabes y directrices

Estos elementos fallan debido a las extremas sollicitaciones mecánicas, unidas a la degradación por envejecimiento del material o impactos producidos por partículas.

Directrices y Álabes

Deben poseer propiedades de resistencia al Creep y ser capaces de soportar la distorsión creada por el empuje del gas y las tensiones térmicas, resistencia a la fatiga, resistencia a la corrosión y oxidación. En las inspecciones es frecuente observar grietas en las directrices, sobre todo en la primera etapa de álabes, sin embargo las tensiones existentes permiten su funcionamiento sin fallos.

COMO OPTIMIZAR EL MANTENIMIENTO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Autor: Mauricio VEGA - Empresa: YPF S.A. - Email: mvegav@ypf.com

La cuestión que se plantea al usuario es cuanto tiempo puede seguir funcionando la máquina sin reparación. La complejidad de las directrices hace casi imposible el cálculo de la tensión térmica que es esencial para analizar el crecimiento de grieta. Se utilizan métodos de mecanismos de fractura, análisis de fatiga y Creep para estimar la vida remanente, una manera más simple es reparar cuando se alcanza un tamaño de grieta predeterminado. En la segunda y sobre todo tercera directriz se producen deformaciones por Creep, debido a su mayor tamaño, que deben ser corregidas mediante mecanización en taller.

El daño por Creep es frecuente en los álabes de 1° etapa de las turbinas. El agrietamiento en los álabes motrices es mucho más crítico que en las directrices debido a las mayores solicitaciones mecánicas y fatiga, por lo que el tamaño de grieta crítica es muchísimo menor.



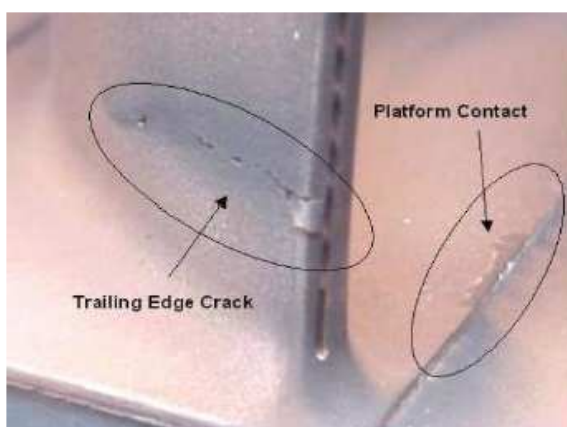
Fatiga Térmica 2° Directriz



Erosión y Oxidación Tip álabes 1° Etapa



Fatiga Térmica 2° Directriz



Grieta borde de fuga Directriz 1° Etapa

Mantenimiento Turbina Gas

La turbina de gas, como cualquier equipo dinámico de potencia, requiere un programa de inspecciones periódicas, con la reparación y sustitución de piezas, para obtener la máxima disponibilidad y fiabilidad.

Para preservar un buen funcionamiento de una turbina de gas existen cinco puntos clave:

- Impedir la llegada de metales alcalinos o metales pesados por cualquier vía de entrada: aire, combustible, agua o vapor de inyección.
- Evitar el paso de partículas, bien con el aire de entrada, o con el combustible.
- Mantener las correctas propiedades del aceite de lubricación.
- Vigilar el estado de la máquina y sus parámetros operativos.
- Efectuar las inspecciones periódicas dentro de los períodos especificados por el fabricante.

COMO OPTIMIZAR EL MANTENIMIENTO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Autor: Mauricio VEGA - Empresa: YPF S.A. - Email: mvegav@ypf.com

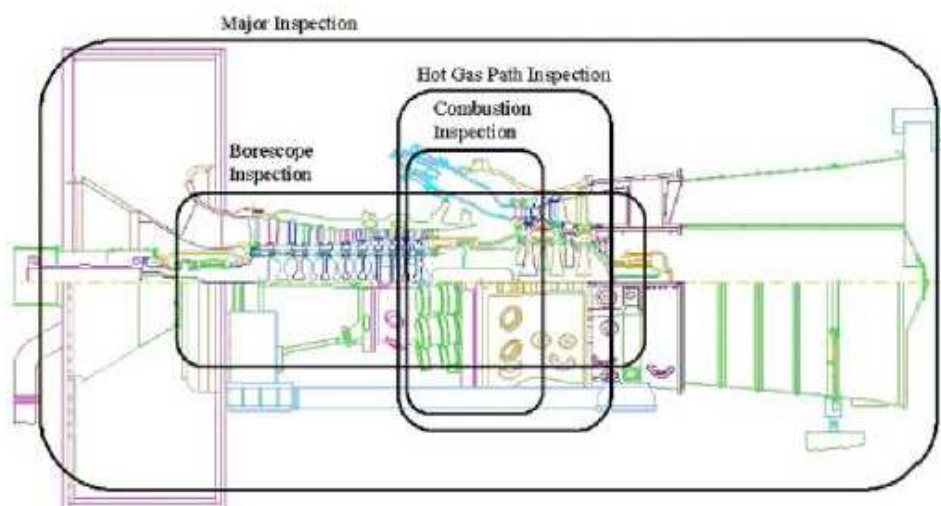
Mantenimiento con su actuación puede incidir sobre los cuatro últimos factores

El seguimiento en marcha de la turbina de gas lo realiza normalmente el usuario que deberá mantener informado a mantenimiento y al fabricante de la máquina. Por lo tanto, ciertas partes son sometidas a elevadas temperaturas y deben tener un diseño donde se utilizan materiales especiales. Los factores que afectan a la vida se categorizan en dos modos:

1. Desgaste debido a los ciclos térmicos, esencialmente la causa de grietas, erosiones y hendeduras. Desgaste causado por la frecuencia de arranques y paros de la máquina.
2. Desgaste debido a la corrosión, vibraciones entre piezas, etc. Desgaste típico causado por las horas de actividad

Los requisitos de reparación e inspección son establecidas por el fabricante de la máquina, determinando 5 tipos de inspecciones:

- Inspección Boroscópica (*IB*) / Borescope Inspection
- Inspección de Combustión (*IC*) / Combustion Inspection
- Inspección (*FNI*) / Fuel Nozzle Inspection
- Inspección Partes Calientes (*IPC*) / (*HGPI*) Hot Gas Path Inspection
- Inspección mayor (*IM*) / Overhaul



Inspección Boroscópica

Las inspecciones boroscópicas son inspecciones visuales en lugares inaccesibles para el ojo humano con la ayuda de un equipo óptico, el boroscopio. Se desarrolló en el área industrial a raíz del éxito de las endoscopias en humanos y animales. El boroscopio es un dispositivo largo y delgado en forma de varilla flexible. En el interior de este tubo hay un sistema telescópico con numerosas lentes, que aportan una gran definición a la imagen. Además, está equipado con una poderosa fuente de luz.

La imagen resultante puede verse en un monitor, o ser registrada en un videograbador o una impresora para su análisis posterior. Entre las ventajas de este tipo de inspecciones están la facilidad para llevarla a cabo sin apenas tener que desmontar nada y la posibilidad de guardar las imágenes, para su consulta posterior. Las boroscopías se utilizan para realizar inspecciones de motores alternativos de gas, turbina de gas, turbina de vapor, caldera, y en general, en cualquier equipo de difícil acceso cuyos fallos pueden ser observados a simple vista, pero lo que se pretende observar no está accesible con facilidad para el ojo humano, pues implica dificultad de acceso, o grandes

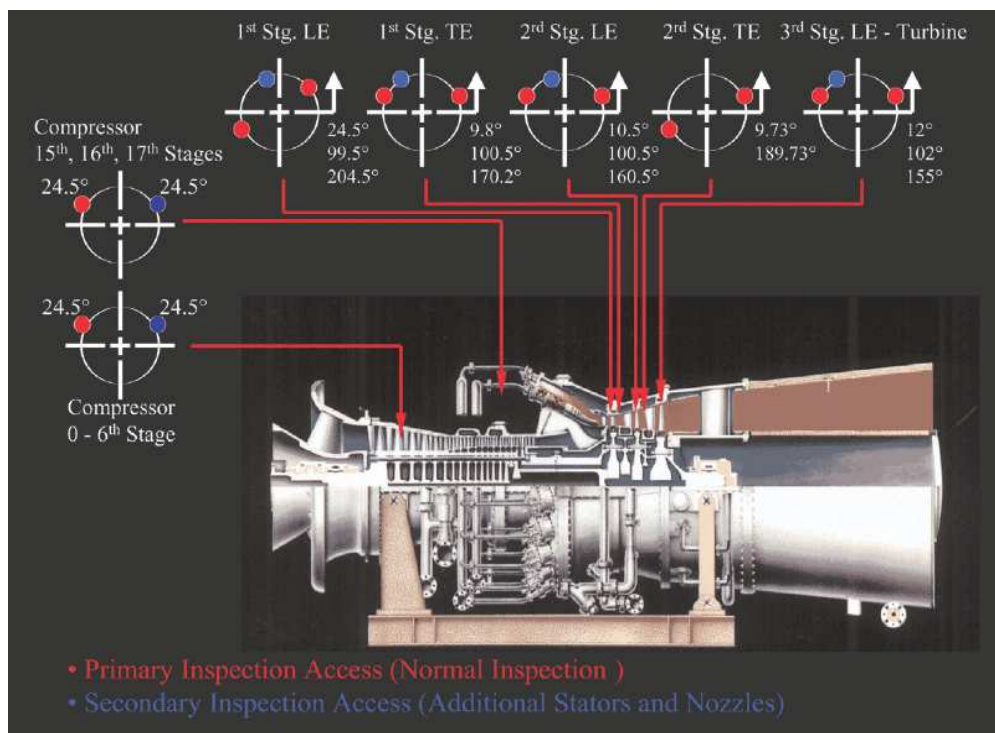
COMO OPTIMIZAR EL MANTENIMIENTO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Autor: Mauricio VEGA - Empresa: YPF S.A. - Email: mvegav@ypf.com

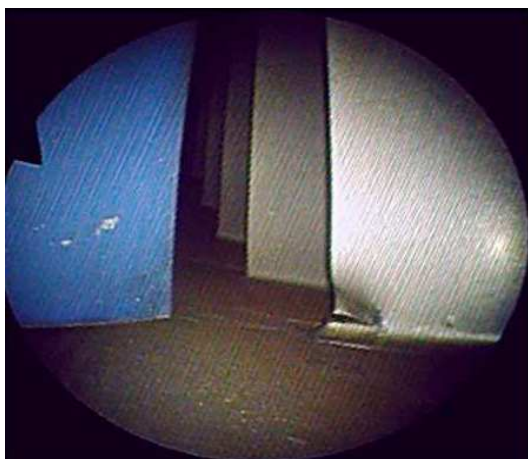
desmontajes. Así se utilizan para conocer el estado de las cámaras de combustión, de los quemadores y de los álabes en la turbina y compresor.

Método de inspección:

Una vez parada la máquina y que descienda la temperatura entre ruedas (*etapas*) por debajo de 83°C, se quitan los tapones de acceso en cada parte a inspeccionar, cada fabricante entrega un mapa de accesos que corresponde a cada máquina (*ver imagen*).



Galería de Imágenes y Daños típicos



FOD - Impacto base borde de ataque



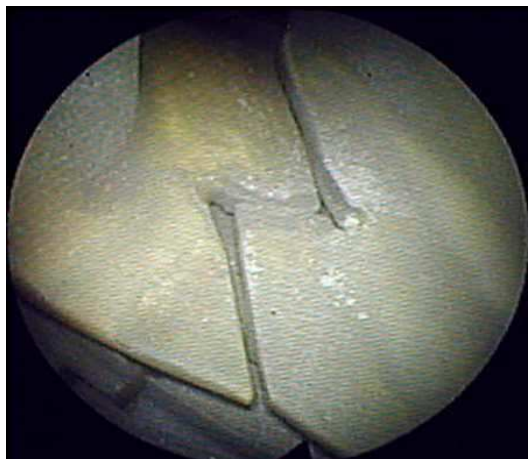
Grieta – Fatiga Térmica álabe etapa turbina

COMO OPTIMIZAR EL MANTENIMIENTO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

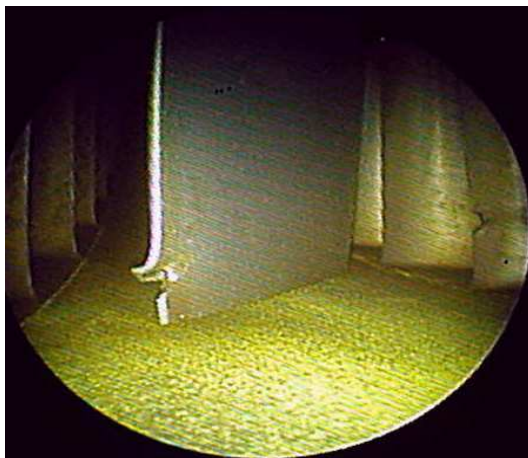
Autor: Mauricio VEGA - Empresa: YPF S.A. - Email: mvegav@ypf.com



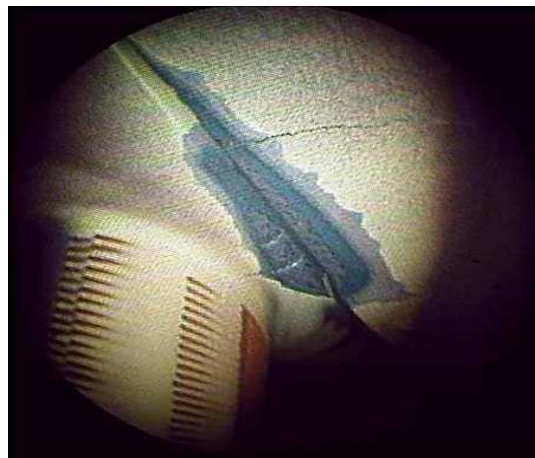
FOD – Impacto y roce tip álabe compresor



Desgaste encastre "Z" tip álabe turbina



FOD - parte superior álabe compresor



Remoción TBC álabe turbina

Programa de inspecciones:

Por las razones que han sido expuestas deben efectuarse inspecciones periódicas para restablecer la condición de las partes calientes de la máquina.

La frecuencia de las inspecciones depende básicamente del número de horas de servicio penalizadas en función del tipo de combustibles, horas de trabajo en régimen pico, número de disparos, formas de arranque, y la cantidad de vapor inyectada, definidas como horas equivalentes (*H EQ*) de funcionamiento.

$$H EQ = hGAS + 1,2 \cdot hGO + 1,7 \cdot hGOPVD + 48 \cdot DISPAROS$$

Se diferenciará entre los siguientes tipos de inspecciones recomendadas por el fabricante:

Inspección Endoscópica: del compresor y de la turbina: se realiza cada 8.000 horas equivalentes. Permite identificar desgastes, impactos, estado de los recubrimientos, fisuras en álabes y directrices.

Inspección de Combustión (IC): se efectúa cada 8.000 horas equivalentes. Se desmonta y revisa el estado de los inyectores, cámaras de combustión completa, estado de los IGV's.

COMO OPTIMIZAR EL MANTENIMIENTO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Autor: Mauricio VEGA - Empresa: YPF S.A. - Email: mvegav@ypf.com

Inspección de Inyectores (FNI- Fuel Nozzle Inspection): se efectúa cada 8.000 horas equivalentes. Se desmonta y revisa el estado de los inyectores.

Inspección de Partes Calientes (IPC): se realiza cada 24.000 horas equivalentes e incluye, además de la IC, el desmontaje para inspección de las directrices de la turbina, que normalmente se sustituyen por un juego recuperado de repuesto, y la inspección de los álabes de la turbina.

Inspección Mayor (IM): cada 48.000 horas. Adicionalmente respecto a la IPC, se destapa el compresor y turbina para verificar el estado del rotor y de los álabes estáticos. También se desmonta el rotor del generador.

Planificación de una Parada de Cogeneración (WorkList)

Capacitación

El objetivo es lograr la adaptación del personal para el ejercicio o para una determinada función o ejecución de una tarea específica en un tiempo limitado.

Objetivos particulares de la capacitación:

- Incrementar la productividad de la parada de planta.
- Promover la eficiencia del trabajador, sea supervisor, oficial o jefe.
- Promover la mejora del sistema de procedimientos administrativos y de permisos de trabajos.
- Facilitar la supervisión del personal.
- Contribuir a la reducción de accidentes de trabajo.
- Contribuir a la reducción de los costos de operación o Mantenimiento.

Los beneficios de la capacitación.

Por lo general, los beneficios de la capacitación de una parada de mantenimiento tienen que ver con la reducción de los costos operacionales de la misma a partir de una mejor utilización de los recursos. Algunos de los beneficios de la capacitación son tangibles, en el sentido de que pueden ser medidos y valorizados con razonable exactitud y relativa facilidad. Estos tienen que ver con economías en el uso de recursos tales como personal, recursos, materiales, servicios, equipos e instalaciones.

- Menor tiempo de adaptación a un nuevo trabajo.
- Menor necesidad de supervisión.
- Disminución de accidentes.
- Aumento del rendimiento
- Menores necesidades de asesoría externa.
- Economías relacionadas con el uso de equipos e instalaciones (*reducción del tiempo ocioso de los equipos e instalaciones por concepto de fallas y ajustes*).

Una de las opciones de capacitación, si el grupo o empresa cuenta con diversas turbinas, es crear grupos de personas y destinarlas a otras plantas mientras estas están realizando una inspecciones de turbina, de esta forma el equipo podrá ver las distintas maniobras, criterios y toma de decisiones en distintas circunstancias.

COMO OPTIMIZAR EL MANTENIMIENTO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Autor: Mauricio VEGA - Empresa: YPF S.A. - Email: mvegav@ypf.com

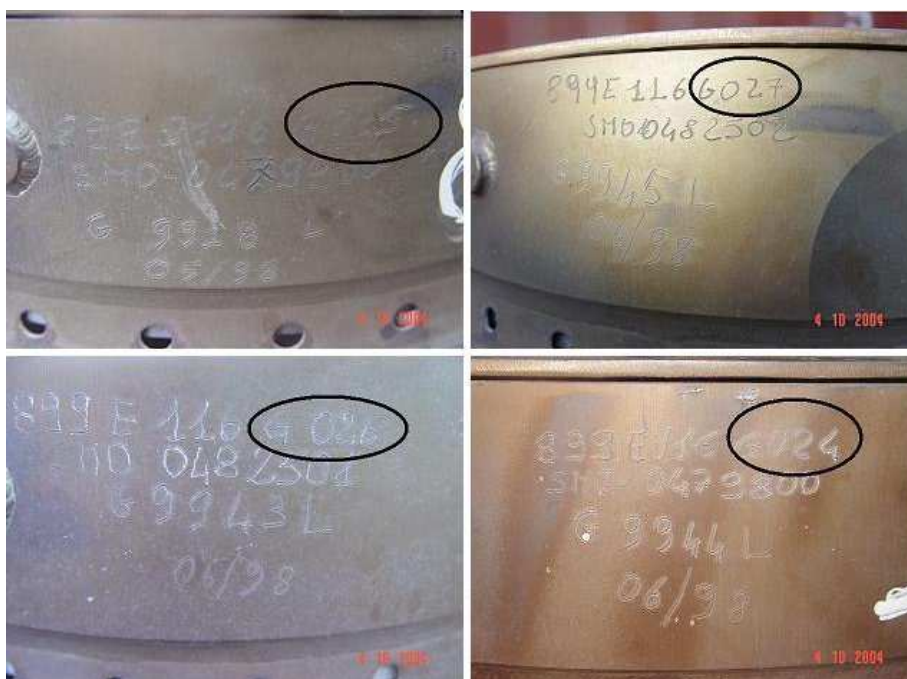
Política y Gestión de Repuestos

El tener una aplicación (Ver imagen) de gestión de repuestos es importante ya que podemos definir e identificar cada equipo de nuestra planta y colgar de él, la lista de materiales y repuestos asociados. De esta forma podremos definir y controlar el stock mínimo de seguridad y disponibilidad antes de una parada y gestionar los pedidos y suministros correspondientes.

Es importante saber que las turbinas están formadas por componentes capitales (*Kit de álabes, tubos de llama, etc.*) y componentes básicos (*ejes, tornillos, sellos, etc.*) que tienen distintos tiempos de fabricación y aprovisionamiento.

Equipo	Denominación	Material	Cantidad	Unidad	Clases de material
60015929	TURBINA DE GAS FGB-6551				
	T-FT-649		1	UN	
	00000000070011400 FT-640: TURBINA GAS ALSTOM MS-8001B		1	UN	
	00000000070011291 S. 0512: INYECTOR DUAL FUEL		1	UN	
	00000000070011292 S. 0218: TERNOPAR		1	UN	
	00000000070011293 S. 0522: VIRADOR HIDRAULICO		1	UN	
	0000000000005596 ACTUADOR GEEPF 9160717P005		1	UN	
	0000000000005595 ELECTROVALVULA BOWORTH 4WE10D32CG125N0K4 L		1	UN	
	0000000000005584 CARTUCHO GEEPF 9160717P001 (ACEIT)		4	UN	
	0000000000005631 FILTRO GEEPF H3737AD01		1	UN	
	0000000000005632 VALVULA HANNEBMAN 026 DP2-53 150V		1	UN	
	00000000000121252 FILTRO GEEPF 225A0753P003		1	UN	
	00000000000121336 KIT GEEPF 91606032P001 (JUNTAS)		1	UN	
	00000000000121370 VALVULA DENISON R4S0353331A1		1	UN	
	00000000000121530 VALVULA GEEPF 261A1301P006		1	UN	
	00000000000121542 VALVULA RETENCION GEEPF 114A3759P006		2	UN	
	00000000000056236 JUNTA GEEPF 150A1343P122 (TORICA)		1	UN	
	00000000000121168 BOMBA GEEPF 351A1301P005		1	UN	
	0000000000070011294 S. 0540: SERVOVALVULA FUEL-GAS		1	UN	
	0000000000070011295 S. 0541: SERVOVALVULA FUEL-GAS		1	UN	
	0000000000070011296 S. 0544: VALVULA GAS		1	UN	
	0000000000070011297 S. 0510: BOMBA FUEL OIL		1	UN	
	0000000000070011298 S. 0511: VALV PARG FUEL-OIL		1	UN	
	0000000000070011299 S. 0516: VALVULA BY-PASS FUEL		1	UN	
	0000000000070011300 S. 0546: DETECTOR VELOCIDAD MAGNE		1	UN	
	0000000000070011301 S. 0548: IOV VARIABLE ACTUATOR		1	UN	
	0000000000070011302 S. 0549: BOMBA ENGRAN ACEITE HIDR		1	UN	
	0000000000070011303 S. 0556: SIST. HIDRAU ACTUA IOV'S		1	UN	
	0000000000070011304 S. 0557: TRANSISORES		1	UN	
	0000000000070011305 S. 0607: COMPRESOR AIRE ATOMIZACI		1	UN	
	0000000000070011306 S. 0611: BOMBA FUEL OIL		1	UN	
	0000000000070011307 S. 0613: DIVISOR DE FLUJO		1	UN	
	0000000000070011308 S. 0623: TERNOCUPLA ESCAPE		1	UN	
	0000000000070011309 S. 0627: BOMBA ACEITE LUB ALTA PR		1	UN	
	00000000000055208 BOMBA GEEPF 255A408P001 (ACEITE BP)		1	UN	
	00000000000121337 KIT GEEPF 343321		1	UN	
	00000000000121268 KIT GEEPF 342902 (JUNTAS)		1	UN	
	00000000000121339 KIT GEEPF CAT4380		1	UN	
	0000000000070011310 S. 0637: MODIF. THERMOUCUPLE		1	UN	
	0000000000070011311 S. 0701: CAMARA DE COMBUSTION		1	UN	
	0000000000070011312 S. 0702: PIEZA DE TRANSICION		1	UN	
	0000000000070011313 S. 0703: CAMARA DE COMBUSTION		1	UN	
	0000000000070011314 S. 0705: CARCASA TURBINA		1	UN	

También es importante llevar el control de horas de llama y N° de serie de cada pieza o kit instalado en la zona caliente, de esta forma nos ayudaría a estimar la vida útil de la pieza y programar su reemplazo o reparación antes de abrir la máquina. Por ejemplo un kit de álabes de 1° etapa puede sufrir varias restauraciones antes de llegar a las 100.000 H EQ, que el fabricante recomienda su sustitución por un kit nuevo, si el kit esta en buen estado pero ya han pasado más de 100.000 horas, se deberá reemplazar por otra, ya que su estructura metalográfica ha sido modificada con los ciclos térmicos.



COMO OPTIMIZAR EL MANTENIMIENTO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Autor: Mauricio VEGA - Empresa: YPF S.A. - Email: mvegav@ypf.com

Con tiempo de antelación se deberá inspeccionar cada kit o piezas de nuestro almacén, que supuestamente se utilizarán en la parada, la mayoría pueden ser restauradas, por tal motivo se deberá verificar la documentación y el estado de reparación, con el objetivo de no encontrarse en el momento de su montaje y descubrir algún desperfecto que impida la operación de montaje. Esto llevaría a retrasos importantes ya que estas piezas no son de fácil reparación y rápida entrega.

Por ejemplo un kit de alabes del rotor, nuevos o restaurados, lleva una documentación asociada del mismo, uno de esos documentos es el mapa de montaje o distribución (*Moment Weight*) que garantiza que esa secuencia de montaje no modificar el equilibrado del rotor. Por ese motivo el no disponer de esa documentación produciría retrasos inaceptables en una parada de este tipo.

Ejecución y Riesgos

Es de suma importancia el contar con el listado de herramientas especiales para el desmontaje y montaje de la máquina, llaves de impacto, llaves de 12 caras, pastillas hidráulicas, Jakets, torres de alineación, elementos de medición, llaves de torque, etc., ubicados en un container metálico (*pañol de herramientas*) organizados y en orden.

En la mayoría de los casos en la zona del escape la tornillería se suele gripar, teniendo que utilizar taladros magnéticos de gran potencia.



Pañol de Herramientas



Taladro magnético zona Escape

Se debe disponer de sectores de limpieza y acopio de piezas con la finalidad de acondicionar, realizar NDT's y evaluar las piezas desmontadas, estos lugares tienen que estar protegidos de la lluvia, tierra y tener fácil accesos.



COMO OPTIMIZAR EL MANTENIMIENTO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Autor: Mauricio VEGA - Empresa: YPF S.A. - Email: mvega@ypf.com

Zona Limpieza Combustión



Zona Limpieza piezas

Zona Limpieza Tornillería

Uno de los puntos críticos para minimizar el tiempo de la parada es la optimización de la limpieza del rotor compresor y carcasa estator compresor. El rotor esta formada por 960 álabes y otros tantos en el estator, del cual con el paso del tiempo se van depositando sales y suciedad en la superficie de cada álabe disminuyendo el rendimiento del compresor. Para ello se debe, en cada IM, realizar una limpieza integral de los mismos.



Zona Limpieza y Restauración Rotor Generador



Desmontaje Rotor Turbina

Esta limpieza en campo, se realiza manualmente álabe por álabe (*ver imagen*) utilizando guantes especiales para protegerse las manos y desengrasantes para remover la suciedad de la superficie. Esta operación puede ser reemplazada por una nueva tecnología de limpieza utilizando una proyección de pellets de CO₂ (*Dry Ice Blasting*) del cual se logran limpiezas sin erosión.



COMO OPTIMIZAR EL MANTENIMIENTO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Autor: Mauricio VEGA - Empresa: YPF S.A. - Email: mvegav@ypf.com

Limpieza de álabes manual

Limpieza de álabes con Blasting de CO₂



Limpieza Stator Compresor

Esta optimización de tiempos llega a resultados reales de 8 horas efectivas de una sola persona contra 48 horas efectivas de 4 personas.

Cómo funciona el chorro de hielo seco o Dry Ice Blasting?

Las partículas (*pellets*) de hielo seco son aceleradas por medio de alta presión de aire, para luego impactar contra la capa de material residual que se desea eliminar. El resultado de la limpieza se debe a la acción combinada de tres efectos:

Efecto cinético: El impacto de los pellets de hielo seco proyectados produce roturas en la capa de material residual y la suelta.

Efecto térmico: La baja temperatura de los pellets hace que los materiales de la capa residual y de la superficie subyacente se contraigan de modo que se reduce la adherencia entre ellos. La capa residual se suelta y se agrieta, dejando penetrar el hielo seco hasta la superficie a limpiar.

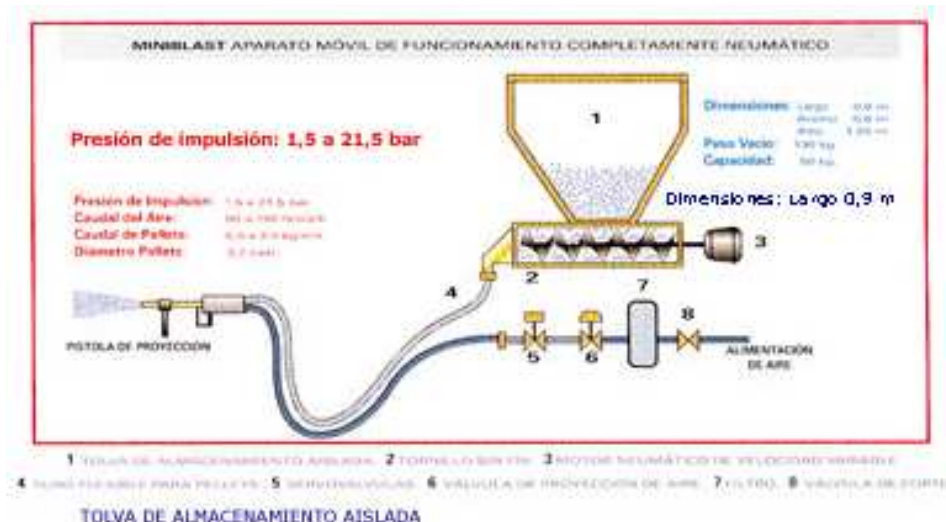
Efecto de sublimación y explosión: Al entrar en contacto con la superficie, el hielo seco se calienta y comienza a sublimar, es decir que pasa inmediatamente del estado sólido al estado gaseoso (CO₂), penetrando por entre las grietas y por debajo de la capa residual. Al sublimar, el gas CO₂ se expande y aumenta 700 veces de volumen, produciendo una explosión que levanta y desprende la capa residual de la superficie subyacente.

¿Produce el proceso de la limpieza criogénica erosión?

A diferencia de los métodos convencionales, la limpieza criogénica no produce erosión, se pueden limpiar elementos cromados o niquelados, circuitos impresos o delicadas piezas de plástico, la no erosión garantiza la vida útil de las piezas y esto es especialmente importante en los álabes de una turbina.

COMO OPTIMIZAR EL MANTENIMIENTO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Autor: Mauricio VEGA - Empresa: YPF S.A. - Email: mvegav@ypf.com



¿Hay problemas de seguridad?

No hay problemas de seguridad, de todas formas hay que vigilar los niveles de CO₂ en espacios confinados. En estos casos donde hay que aplicar la limpieza en sitios donde se puede acumular el CO₂ por poca ventilación se obliga a utilizar un detector portátil de CO₂, vigilando que su concentración no supere 5000 ppm. Hay que tener precauciones con las proyecciones de CO₂ sólido en la zona de limpieza (*zona donde está la pistola*) y el operario usará guantes de goma, gafas de seguridad y tapones para los oídos.

Optimización de los trabajos y costos

El ciclo de mantenimiento típico de una turbina gas con sistema de combustión Standard tiene este formato, respetando el cambio de piezas del sistema de combustión cada 8.000 H EQ.



Cuando las áreas de contacto de todas estas piezas del sistema de combustión han sido protegidas por recubrimientos o insertos de sacrificio (*Sistema Combustión Mejorado*), aportadas de acuerdo a un diseño especial del fabricante, la vida de la pieza podrían extenderse hasta un máximo de 24.000 H EQ, esto quiere decir que, cuando en las IC se desmontaban todas las piezas de la combustión y se reemplazaban una a una, ahora solo debemos realizar una inspección boroscópica para validar el desgaste de estas piezas mejoradas y cambiar los inyectores si corresponde.

De esta forma reemplazando un sistema de combustión Standard por uno mejorado, nuestra IC se transformará en una FNI, quedando el ciclo de mantenimiento de esta forma:



Es importante reflejar que en este ciclo de mantenimiento, el costo de una inspección IC respecto a una FNI es mucho menor, reflejándose el ahorro en repuestos al no tener que reemplazar ciertas partes.

COMO OPTIMIZAR EL MANTENIMIENTO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Autor: Mauricio VEGA - Empresa: YPF S.A. - Email: mvegav@ypf.com

En el siguiente cuadro podemos comparar el costo de reemplazo de las diferentes piezas en cada inspección.

Cant.	Pieza Capital	Costo piezas IC (U\$S)	Costo piezas FNI (U\$S)
10	Inyectores	13.800	13.800
10	Tubos de Llamas	24.200	-
10	Piezas de Transición	40.100	-
20	Crusallamas	2.470	-
10	Camisas de flujo	6.740	-
1	Inspección Boroscópica		10.000
	Total	87.310	23.800

Precios representativos de cada reparación

Dentro de las restauraciones hay distintos niveles de reparación, en la tabla anterior, hemos sido conservadores y reemplazamos los inyectores en una FNI.

En este análisis no hemos tenido en cuenta la MDO de 20 personas aproximadamente y logística asociada para la limpieza de piezas menores, NDT's, grúas, etc..

Implementando una gestión de repuestos, trazabilidad e historial de las piezas utilizadas en las turbinas, hemos determinado que para máquinas que utilizan gas natural como combustible principal las piezas de combustión se encuentran en buen estado en cada FNI. Esto nos lleva a poder cambiar

una vez más nuestro ciclo de mantenimiento, extendiendo el intervalo de una FNI a 12.000 H EQ quedando así:



Como podemos ver la reducción de costos a niveles de mantenimiento en piezas y MDO son muy significativos por los siguientes motivos:

- Transformación de las inspecciones de combustión (IC) en Inspecciones de inyectores (FNI- *Fuel Nozzle Inspection*).
- Eliminación de dos FNI en un ciclo total de Mantenimiento.
- Reducción del tiempo de paro de la planta de cogeneración (*deja de producir energía para autoabastecerla o venderla*).

COMO OPTIMIZAR EL MANTENIMIENTO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Autor: Mauricio VEGA - Empresa: YPF S.A. - Email: mvegav@ypf.com

CONCLUSIÓN

Un proyecto de parada de una planta de cogeneración es un plan de actividades tendiente a ejecutar trabajos que no pueden ser realizados en una turbina durante la operación normal de la planta y principalmente están orientados hacia el reemplazo de partes o componentes por vencimiento de su vida útil, inspección de equipos, incorporación de mejoras o modificaciones y correcciones de fallos. Cabe destacar, que el éxito de un proyecto de parada de mantenimiento depende del alcance, costo, plazo, riesgo y calidad que se logren, tanto durante la planificación, programación, ejecución y control de la misma.

Con la implementación de planes de capacitación del personal interviniente en las paradas, uso de aplicaciones de gestión de repuestos, seguimiento de piezas reparadas y documentación asociada, se llegarán a resultados favorables en la planificación y ejecución de este tipo de proyectos de mantenimiento.

El ciclo de mantenimiento típico de una Turbina de Gas Frame 6 puede optimizarse con la aplicación de nuevas tecnologías, materiales avanzados y nuevos servicios de limpieza de álabes en campo, que mejoren el tiempo de paro de la misma.

El ciclo de mantenimiento típico de una Turbina de Gas con sistema de combustión Standard tiene este formato:



Si a nuestras máquinas le incorporamos un sistema de combustión mejorado, utilizando piezas con la aplicación de nuevos materiales de sacrificio en zonas de contacto o fricción y recubrimientos TBC en zonas de alta temperatura, transformamos la inspección de combustión (IC) en una inspección de inyectores (FNI- Fuel Nozzle Inspection), esto reducirá el costo por no reemplazar varias piezas de la combustión, quedando el ciclo de esta forma:



A su vez si estas máquinas trabajan con combustibles limpios (*Gas Natural*) las piezas de combustión garantizan una estabilidad al desgaste y las paradas que suelen realizarse a las 8.000 H EQ (*horas equivalentes*), podríamos extenderlas a 12.000 H EQ, eliminando dos de las FNI del ciclo total. Quedando de esta forma:



COMO OPTIMIZAR EL MANTENIMIENTO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Autor: Mauricio VEGA - Empresa: YPF S.A. - Email: mvegav@ypf.com

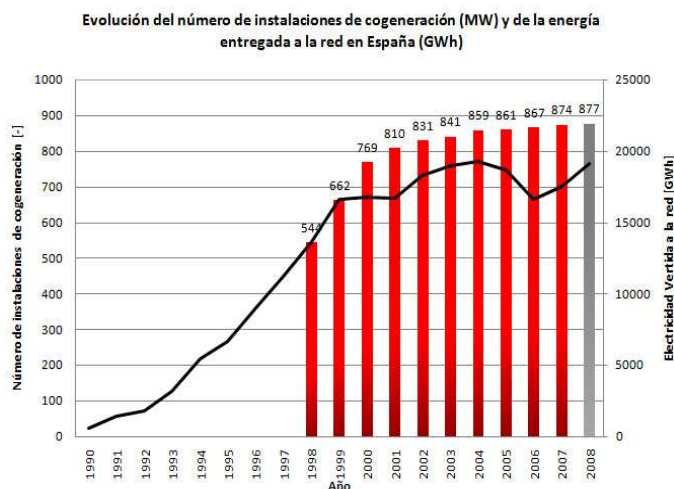
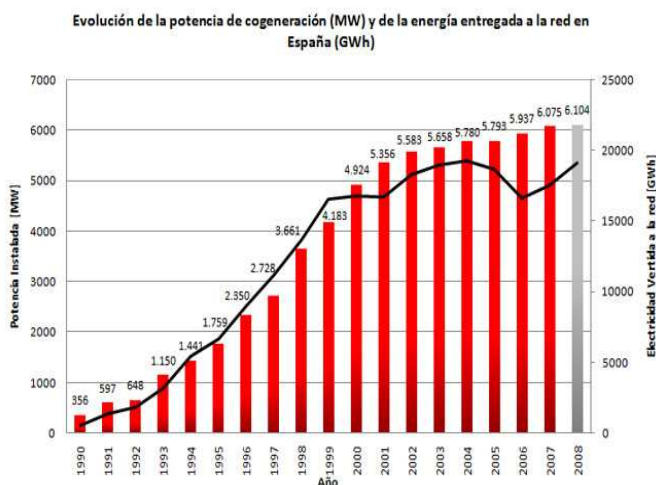
Resulta importante destacar que la duración del ciclo total de mantenimiento no fue modificada respetando las 48.000 H EQ de la IM (*Inspección Mayor*) que el fabricante recomienda, punto crítico del mantenimiento donde la máquina se desmonta y verifica por completo.

Una vez aplicado este último ciclo de mantenimiento se verá reflejada la disminución de costos, especialmente de mano de obra, y repuestos, al eliminar las IC transformarlas en FNI y en una segunda etapa la eliminación de dos FNI del ciclo total.

Resulta necesario destacar la importancia de las inspecciones boroscópicas, como herramienta indispensable para llevar a cabo estos cambios y mejoras, con la aplicación de dicha tecnología se desarrollarán nuevas alternativas de monitorización de la turbina, que incidirá en la manera de visualizar el mantenimiento.

La cogeneración es, de todas las alternativas de aprovisionamiento energético, la más racional, tanto desde el punto de vista de eficiencia energética, como desde la perspectiva medioambiental de reducción de las emisiones contaminantes. Así la producción simultánea de calor y electricidad "in situ" supone un importante ahorro de energía primaria frente a los sistemas convencionales debido al aprovechamiento conjunto de ambas energías. Asimismo el menor consumo de energía para la producción de electricidad conduce a un menor impacto medioambiental, que unido al uso de combustibles menos contaminantes lleva consigo una importante disminución de las emisiones a la atmósfera.

Citamos como ejemplo la evolución de la potencia de cogeneración instalada en España:



El porcentaje de producción de cogeneración en España es del orden del 11 %. Si se suspendieran las actuales cogeneraciones Españolas, la cifra nacional de emisiones de CO₂ se incrementaría en más de un 3%. El Parlamento Europeo exige que, para el año 2012, cada estado miembro de la Unión Europea, obtenga el 18 % de la producción de electricidad a través de este método.

La cogeneración contribuye significativamente a la reducción de la cifra nacional de emisiones de CO₂ y tiene un importante potencial de crecimiento que hace posible reducciones adicionales. La cogeneración es un actor importante y singular para contribuir al cumplimiento del Protocolo de Kioto.

COMO OPTIMIZAR EL MANTENIMIENTO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Autor: Mauricio VEGA - Empresa: YPF S.A. - Email: mvegav@ypf.com

BIBLIOGRAFIA

1. Gestión de Proyectos “PMBOK® Project Management Institute (PMI)” - 2004.
2. “V Jornadas de Mantenimiento Repsol- Refineria Petronor”, 1997..
3. Christian J. Faddegon, “Limpieza del compresor de una turbina de gas”, FP, 1998.
4. Huishof HJM, Berstein HL. “Development of a life management system for General Electric MS6001 combustion turbines”. Power Gen 1997.
5. Humilla DJ, Hoeft R. Heavy-duty gas turbine. “Operating and maintenance considerations”. GE Power Systems, Schenectady, New York. (GER 3620E).
6. Johnston JR: “Performance and reliability improvements for heavy-duty gas turbines”. GE Power Systems, Schenectady, New York. (GER 3571).
7. Conway M, Ekstron T. “Reliability and availability of advanced-technology ge gas turbines”. GE Power Systems, Schenectady, New York). (GER 4162).
8. Gas Turbine Design Philosophy – GER-3432D – 1994
9. PW Schilke. “Advanced Gas turbine Materials and Coatings” – GER-3569F - 1996
10. “Manual Operativo y de Mantenimiento Turbina Frame 6 “- General Electric.
11. Beitran A, Pepe JJ. “Advanced gas turbines material and coatings”. GE Power Systems, Schenectady, New York. (GER 3569E).
12. M.Vega, “Informe General Inspección Mayor TG-1 Alstom MS-6001B”, Repsol-YPF, 2004.
13. Stuck AE. “Performance improvement and inspection interval extension at barking power station”. GE Power Systems. Power Gen, 1997.
14. Javaloy M. “Disponibilidad/Fiabilidad de turbinas de gas en Repsol”. Repsol-YPF, 2000.
15. “Advanced turbine Support”, Newsletter 3-6-8, 2004.
16. J. Gómez-García, P. Poza, V. Utrilla .”Crecimiento y Caracterización de Recubrimientos Cerámicos con Aplicaciones como Barreras Térmicas”.
17. “Inspection & Technical Services”, 2008