



# ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

Titulación:

INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL MECÁNICO

Título del proyecto:

IMPLANTACIÓN DE PLAN DE MANTENIMIENTO TPM EN  
PLANTA DE COGENERACIÓN

Alumno: Lorenzo Sanzol Iribarren

Tutor: Paulino Martínez Landa

Pamplona, 15 de Septiembre de 2010



# ÍNDICE

<b>1.- INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>8</b>
1.1.- ¿QUÉ ES EL MANTENIMIENTO INDUSTRIAL?.....	8
1.2.- HISTORIA DEL MANTENIMIENTO.....	8
1.3.- TIPOS Y MODELOS DE MANTENIMIENTO.....	10
1.3.1.- TIPOS DE MANTENIMIENTO.....	10
1.3.2.- LA DIFICULTAD PARA ENCONTRAR UNA APLICACIÓN PRÁCTICA A LOS TIPOS DE MANTENIMIENTO.....	12
1.3.3.- MODELOS DE MANTENIMIENTO.....	13
1.3.3.1.- Modelo Correctivo.....	13
1.3.3.2.- Modelo Condicional.....	13
1.3.3.3.- Modelo Sistemático.....	14
1.3.3.4.- Modelo de Mantenimiento de Alta Disponibilidad.....	14
1.3.4.- LA REALIDAD DEL MANTENIMIENTO INDUSTRIAL....	15
1.3.5.- OTRAS CONSIDERACIONES.....	17
1.4.- LA COGENERACIÓN.....	19
1.4.1.- PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LA COGENERACIÓN.....	20
1.4.2.- EL ELEMENTO PRIMARIO: MOTOR DE GAS O TURBINA.....	20
1.4.3.- ELEMENTOS DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN.....	22
1.4.4.- TIPOS DE PLANTAS DE COGENERACIÓN.....	23
1.4.4.1.- Cogeneración con motor de gas.....	23
1.4.4.2.- Cogeneración con turbina de gas.....	24
1.4.4.3.- Cogeneración con turbina de vapor.....	25
1.4.4.4.- Cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas y vapor.....	26
1.4.4.5.- Cogeneración con motor de gas y turbina de vapor.....	28
<b>2.- ANTECEDENTES Y OBJETIVOS.....</b>	<b>29</b>
2.1.- ANTECEDENTES.....	29

2.1.1.- PLANTA DE COGENERACIÓN.....	29
2.1.1.1.- Motores Rolls-Royce tipo K.....	31
2.1.1.2.- Motores Rolls-Royce tipo B.....	31
2.1.1.3.- Calderas de recuperación.....	32
2.1.1.4.- Calderas de gas.....	33
2.1.1.5.- Planta de tratamiento de aguas.....	34
2.1.1.6.- Circuitos de refrigeración de motores tipo K.....	34
2.1.1.7.- Circuitos de refrigeración de motores tipo B.....	35
2.1.1.8.- Máquinas de absorción.....	36
2.1.1.9.- Máquinas Trane de tornillo.....	36
2.1.1.10.- Compresores.....	37
2.1.1.11.- Estación ERM.....	37
2.1.1.12.- Subestaciones eléctricas.....	37
2.2.- OBJETO DEL PFC.....	37
<b>3.- RECOPIACIÓN Y PRESENTACIÓN DE DATOS.....</b>	<b>42</b>
3.1.- ESTADO INICIAL DEL PLAN DE MANTENIMIENTO.....	42
3.2.- LISTADO DE TAREAS DIARIAS Y PERIÓDICAS.....	45
3.3.- PARTES ORIGINALES.....	54
3.3.1.- PARTE DE CONTROL DE PLANTA.....	54
3.3.2.- PARTE DE CONTROL DE MOTORES TIPO K.....	54
3.3.3.- PARTE DE MÁQUINAS DE ABSORCIÓN.....	55
3.3.4.- PARTE DE MÁQUINAS TRANE DE TORNILLO.....	55
3.3.5.- PARTE DE COMPRESORES.....	55
3.3.6.- PARTE DE CALDERAS.....	55
3.3.7.- PARTE DE ANÁLISIS DE AGUAS Y DOSIFICACIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS.....	56
3.3.8.- PARTE DE LECTURA DE CONTADORES.....	56
3.3.9.- PARTE DE CONTROL DE TEMPERATURA DE ESCAPE DE MOTORES.....	56
3.3.10.- PARTE DE SEGURIDADES DE PLANTA.....	57
3.3.11.- PARTE DE STOCK DE PRODUCTOS QUÍMICOS.....	57
3.3.12.- PARTE DE CONSUMO DE	
REGENERACIONES.....	57

3.3.13.- OTROS PARTES.....	58
3.4.- AVERÍAS HABITUALES EN PLANTAS DE COGENERACIÓN.....	58
3.4.1.- FALLOS EN MOTORES DE GAS.....	59
3.4.1.1.- Gripado.....	59
3.4.1.2.- Sobrepresión en el cárter.....	60
3.4.1.3.- Detonaciones.....	60
3.4.1.4.- Alta temperatura del agua de refrigeración.....	61
3.4.1.5.- Baja presión de aceite del circuito de lubricación.....	61
3.4.1.6.- Alta temperatura de aceite de lubricación.....	61
3.4.1.7.- Altas vibraciones en cigüeñal.....	61
3.4.1.8.- Altas vibraciones en turbocompresor.....	62
3.4.1.9.- Fallo en el encendido.....	62
3.4.1.10.- Bajo rendimiento (mayor consumo de combustible).....	62
3.4.1.11.- Alta temperatura en cámaras de combustión.....	63
3.4.1.12.- Fallos en la alimentación a equipos de control.....	63
3.4.2.- FALLOS EN CALDERA.....	64
3.4.3.- FALLOS EN EL CICLO AGUA- VAPOR.....	64
3.4.4.- FALLOS EN EL SISTEMA DE AGUA DE REFRIGERACIÓN.....	65
3.4.5.- FALLOS EN LA ESTACIÓN DE GAS (ERM).....	66
3.4.6.- FALLOS EN EL ALTERNADOR.....	66
3.4.7.- FALLOS EN EQUIPOS DE ABSORCIÓN.....	66
3.4.8.- FALLOS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS.....	66
3.4.9.- FALLOS EN EL SISTEMA DE CONTROL.....	67
<b>4.- DESARROLLO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO.....</b>	<b>68</b>

4.1.- MODIFICACIONES AL ANTIGUO PLAN DE MTO.....	69
4.1.1.- LISTADO DE TAREAS DIARIAS Y PERIÓDICAS.....	69
4.1.2.- MODIFICACIÓN DE PARTES DE CONTROL.....	78
4.1.2.1.- PARTE DE CONTROL DE PLANTA.....	78
4.1.2.2.- PARTE DE CONTROL DE MOTORES TIPO K.....	79
4.1.2.3.- PARTE DE MÁQUINAS DE ABSORCIÓN.....	79
4.1.2.4.- PARTE DE MÁQUINAS TRANE DE TORNILLO..	79
4.1.2.5.- PARTE DE COMPRESORES.....	80
4.1.2.6.- PARTE DE CALDERAS.....	80
4.1.2.7.- PARTE DE ANÁLISIS DE AGUAS Y DOSIFICACIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS.....	80
4.1.2.8.- PARTE DE LECTURA DE CONTADORES.....	81
4.1.2.9.- PARTE DE CONTROL DE TEMPERATURA DE ESCAPE DE MOTORES.....	81
4.1.2.10.- PARTE DE SEGURIDADES DE PLANTA.....	81
4.1.2.11.- PARTE DE STOCK DE PRODUCTOS QUÍMICOS.....	82
4.1.2.12.- PARTE DE CONSUMO DE REGENERACIONES.	82
4.1.2.13.- OTROS PARTES.....	82
4.1.2.14. PARTE DE VUELTA AL TURNO.....	83
4.2.- NUEVAS TAREAS DE MANTENIMIENTO TPM.....	83
4.2.1.- ANÁLISIS DE VIBRACIONES.....	83
4.2.1.1.- TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE VIBRACIONES.....	84
4.2.1.2.- PUNTOS DE MEDICIÓN DE VIBRACIONES.....	84
4.2.1.3.- FALLOS DETECTABLES POR VIBRACIONES EN MÁQUINAS ROTATIVAS.....	85
4.2.1.4.- PARTE DE ANÁLISIS DE VIBRACIONES.....	88
4.2.1.4.1.- Selección de puntos de medición.....	88

4.2.1.4.2.- Recogida de resultados y análisis de datos.....	90
4.2.2.- REGLAJE DE VÁLVULAS.....	91
4.2.3.- LUBRICACIÓN.....	92
4.2.4.- LIMPIEZAS.....	93
4.2.5.- ANÁLISIS DE ACEITE.....	94
4.2.6.- OTRAS TAREAS.....	95
4.3.-PRÓXIMAS ACTUACIONES.....	96
4.3.1. ANÁLISIS DE VIBRACIONES.....	96
4.3.2. TERMOGRAFÍAS.....	97
<b>5.- CONCLUSIONES.....</b>	<b>99</b>
5.1.- OBJETO DEL PROYECTO.....	99
5.2.- ASIGNACIÓN DE TAREAS.....	99
5.3.- TAREAS NUEVAS.....	100
5.4.- MODIFICACIÓN DE PARTES.....	101
5.5.- CONCLUSIONES FINALES.....	102
<b>6.- BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>103</b>
<b>ANEXO: PARTES DE CONTROL DE INSTALACIONES.....</b>	<b>105</b>

# 1.- INTRODUCCIÓN

## 1.1.- ¿QUÉ ES EL MANTENIMIENTO INDUSTRIAL?

Definimos habitualmente mantenimiento como el conjunto de técnicas destinado a conservar equipos e instalaciones en servicio durante el mayor tiempo posible, buscando la más alta disponibilidad y con el máximo rendimiento.

El mantenimiento industrial engloba las técnicas y sistemas que permiten prever las averías, efectuar revisiones, engrases y reparaciones eficaces, dando a la vez normas de buen funcionamiento a los operadores de las máquinas, a sus usuarios, y contribuyendo a los beneficios de la empresa. Es un órgano de estudio que busca lo más conveniente para las máquinas, tratando de alargar su vida útil de forma rentable para el usuario.

## 1.2.- HISTORIA DEL MANTENIMIENTO

A lo largo del proceso industrial vivido desde finales del siglo XIX, la función mantenimiento ha pasado diferentes etapas. En los inicios de la revolución industrial eran los propios operarios quienes se encargaban de las reparaciones de los equipos. Conforme las máquinas se fueron haciendo más complejas y la dedicación a tareas de reparación aumentaba, empezaron a crearse los primeros departamentos de mantenimiento, con una actividad diferenciada de los operarios de producción. Las tareas en estas dos épocas eran básicamente correctivas, dedicando todo su esfuerzo a solucionar las fallas que se producían en los equipos.

A partir de la Primera Guerra Mundial y, sobre todo, de la Segunda, aparece el concepto de fiabilidad, y los departamentos de mantenimiento buscan no sólo solucionar las fallas que se producen en los equipos sino además prevenirlas, actuar para que no se produzcan. Esto supone crear una nueva figura en los departamentos de mantenimiento, personal cuya función es estudiar qué tareas de mantenimiento deben realizarse para evitar las fallas. El personal indirecto, que no está involucrado directamente en la realización de las tareas, aumenta, y con él los costes de mantenimiento. Pero se busca



umentar y fiabilizar la producción, evitar las pérdidas por averías y sus costes asociados. De este modo aparecen casi sucesivamente diversos métodos de mantenimiento, cada uno aplicado a las necesidades concretas de cada proceso industrial: el Mantenimiento Preventivo (revisiones y limpiezas periódicas y sistemáticas), el Mantenimiento Predictivo (análisis del estado de los equipos mediante el análisis de variables físicas), el Mantenimiento Proactivo (implicación del personal en labores de mantenimiento), la Gestión de Mantenimiento Asistida por Ordenador (GMAO), y el Mantenimiento Basado en Fiabilidad (RCM). El RCM como estilo de gestión de mantenimiento, se basa en el estudio de los equipos, en análisis de los modos de fallo y en la aplicación de técnicas estadísticas y tecnología de detección. Podríamos decir que el RCM es una filosofía de mantenimiento básicamente tecnológica.

Paralelamente, sobre todo a partir de los años 80, comienza a introducirse la idea de que puede ser rentable volver de nuevo al modelo inicial: que los operarios de producción se ocupen del mantenimiento de los equipos. Se desarrolla el TPM, o Mantenimiento Productivo Total, en el que algunas de las tareas normalmente realizadas por el personal de mantenimiento son ahora realizadas por operarios de producción. Esas tareas ‘transferidas’ son trabajos de limpieza, lubricación, ajustes, reaprietes de tornillos y pequeñas reparaciones. Se pretende conseguir con ello que el operario de producción se implique más en el cuidado de la máquina, siendo el objetivo último de TPM conseguir “Cero Averías”. Como filosofía de mantenimiento, el TPM se basa en la formación, motivación e implicación del equipo humano (desde el personal de producción y de mantenimiento hasta los altos mandos), en lugar de la tecnología.

TPM y RCM no son formas opuestas de dirigir el mantenimiento, sino que ambas conviven en la actualidad en muchas empresas. En algunas de ellas, RCM impulsa el mantenimiento, y con esta técnica se determinan las tareas a efectuar en los equipos; después, algunas de las tareas son transferidas a producción, en el marco de una política de implantación de TPM. En otras plantas, en cambio, es la filosofía TPM la que se impone, siendo RCM una herramienta más para la determinación de tareas y frecuencias en determinados equipos.

Como se puede comprobar, las diferentes técnicas de mantenimiento han ido evolucionando a lo largo del último siglo en función de las carencias que se observaban

en cada uno de los modelos de mantenimiento al aplicarlos a la situación industrial real, de manera que unas engloban a otras, algunas interactúan entre ellas, y todas se han ido adaptando a los nuevos usos de la industria.

En la actualidad son las necesidades concretas de cada equipo y de cada industria las que marcan el modelo de mantenimiento que optimiza sus recursos y sus necesidades. Por lo general, el método que se impone mayoritariamente es el Mantenimiento Productivo Total o TPM, que incluye las tareas de Mantenimiento Preventivo y Predictivo, integrado siempre en un modelo de Gestión de Mantenimiento Asistida por Ordenador (GMAO), y apoyado según necesidades por el modelo de Mantenimiento Basado en Fiabilidad (RCM).

### **1.3.- TIPOS Y MODELOS DE MANTENIMIENTO**

Este apartado trata de detallar la tradicional división en tipos de mantenimiento, destacando que esta división, aparte de una simple concepción académica o con fines formativos, no tiene mayor utilidad. No es posible determinar que, para una máquina concreta, el tipo de mantenimiento a aplicar es uno de los tradicionales (correctivo, programado, predictivo, etc). Es más práctico aplicar otro concepto: el modelo de mantenimiento. Los diferentes modelos de mantenimiento se definen como una mezcla de los diferentes tipos de mantenimiento en las proporciones necesarias para cada equipo.

#### **1.3.1.- TIPOS DE MANTENIMIENTO**

Tradicionalmente, se han distinguido cinco tipos de mantenimiento, que se diferencian entre sí por el carácter de las tareas que incluyen.

- Mantenimiento Correctivo: Es el conjunto de tareas destinadas a corregir los defectos que se van presentando en los distintos equipos y que son comunicados al departamento de mantenimiento por los usuarios de los mismos.

- **Mantenimiento Preventivo:** Es el mantenimiento que tiene por misión mantener un nivel de servicio determinado en los equipos, programando las intervenciones de sus puntos vulnerables en el momento más oportuno. Suele tener un carácter sistemático, es decir, se interviene aunque el equipo no haya dado ningún síntoma de tener un problema.

- **Mantenimiento Predictivo:** Es el que persigue conocer e informar permanentemente del estado y operatividad de las instalaciones mediante el conocimiento de los valores de determinadas variables, representativas de tal estado y operatividad. Para aplicar este mantenimiento, es necesario identificar variables físicas (temperatura, vibración, consumo de energía, etc.) cuya variación sea indicativa de problemas que puedan estar apareciendo en el equipo. Es el tipo de mantenimiento más tecnológico, pues requiere de medios técnicos avanzados, y en ocasiones, de fuertes conocimientos matemáticos, físicos y/o técnicos.

- **Mantenimiento Cero Horas (Overhaul):** Es el conjunto de tareas cuyo objetivo es revisar los equipos a intervalos programados bien antes de que aparezca ningún fallo, bien cuando la fiabilidad del equipo ha disminuido apreciablemente de manera que resulta arriesgado hacer previsiones sobre su capacidad productiva. Dicha revisión consiste en dejar el equipo a “cero horas” de funcionamiento, es decir, como si el equipo fuera nuevo. En estas revisiones se sustituyen o se reparan todos los elementos sometidos a desgaste. Se pretende asegurar, con gran probabilidad, un tiempo de buen funcionamiento fijado de antemano.

- **Mantenimiento En Uso:** es el mantenimiento básico de un equipo realizado por los usuarios del mismo. Consiste en una serie de tareas elementales (tomas de datos, inspecciones visuales, limpieza, lubricación, reapriete de tornillos, etc.) para las que no es necesario una gran formación, sino tan solo un entrenamiento breve. Este tipo de mantenimiento es la base del TPM (Mantenimiento Productivo Total).

### 1.3.2.- LA DIFICULTAD PARA ENCONTRAR UNA APLICACIÓN PRÁCTICA A LOS TIPOS DE MANTENIMIENTO

Esta división de Tipos de Mantenimiento presenta el inconveniente de que cada equipo necesita unas tareas de mantenimiento particulares, que serían una mezcla entre esos tipos definidos anteriormente, de manera que no podemos pensar en aplicar uno solo de ellos a un equipo en particular.

Así, por ejemplo, en un motor determinado nos ocuparemos de su lubricación (mantenimiento preventivo periódico), si lo requiere mediremos sus vibraciones o sus temperaturas (mantenimiento predictivo), quizás le hagamos una puesta a punto anual (puesta a cero) y repararemos las averías que vayan surgiendo (mantenimiento correctivo). La mezcla más idónea de todos estos tipos de mantenimiento nos la dictarán estrictas razones ligadas al coste de las pérdidas de producción en una parada de ese equipo, al coste de reparación, al impacto ambiental, a la seguridad y a la calidad del producto o servicio, entre otras.

El inconveniente, pues, de la división anterior es que no es capaz de dar una respuesta clara a la siguiente pregunta: ¿Cuál es el mantenimiento que debo aplicar a cada uno de los equipos que componen una planta concreta?

Para dar respuesta a esta pregunta, es conveniente definir el concepto de Modelo de Mantenimiento. Un Modelo de Mantenimiento es una mezcla de los anteriores tipos de mantenimiento en unas proporciones determinadas, y que responde adecuadamente a las necesidades de un equipo concreto. Podemos pensar que cada equipo necesitará una mezcla distinta de los diferentes tipos de mantenimiento, una mezcla determinada de tareas, de manera que los modelos de mantenimiento posibles serán tantos como equipos puedan existir. Pero esto no es del todo correcto. Pueden identificarse claramente cuatro de estas mezclas, complementadas con otros dos tipos de tareas adicionales, según veremos más adelante.

### 1.3.3.- MODELOS DE MANTENIMIENTO

Cada uno de los modelos que se exponen a continuación incluye varios de los tipos anteriores de mantenimiento, en la proporción que se indica. Además, todos ellos incluyen dos actividades: inspecciones visuales y lubricación. Esto es así porque está demostrado que la realización de estas dos tareas en cualquier equipo es rentable. Incluso en el modelo más sencillo (Modelo Correctivo), en el que prácticamente abandonamos el equipo a su suerte y no nos ocupamos de él hasta que nos se produce una avería, es conveniente observarlo al menos una vez al mes, y lubricarlo con productos adecuados a sus características. Las inspecciones visuales prácticamente no cuestan dinero (estas inspecciones estarán incluidas en unas gamas en las que tendremos que observar otros equipos cercanos, por lo que no significará que tengamos que destinar recursos expresamente para esa función). Esta inspección nos permitirá detectar averías de manera precoz, y su resolución generalmente será más barata cuanto antes detectemos el problema. La lubricación siempre es rentable. Aunque sí representa un coste (lubricante y la mano de obra de aplicarlo), en general es tan bajo que está sobradamente justificado, ya que una avería por una falta de lubricación implicará siempre un gasto mayor que la aplicación del lubricante correspondiente.

Hecha esta puntualización, podemos definir ya los diversos modelos de mantenimiento posibles.

#### 1.3.3.1.- Modelo Correctivo:

Este modelo es el más básico, e incluye, además de las inspecciones visuales y la lubricación mencionadas anteriormente, la reparación de averías que surjan. Es aplicable, como veremos, a equipos con el más bajo nivel de criticidad, cuyas averías no suponen ningún problema, ni económico ni técnico. En este tipo de equipos no es rentable dedicar mayores recursos ni esfuerzos.

#### 1.3.3.2.- Modelo Condicional:

El modelo de mantenimiento condicional incluye las actividades del modelo anterior, y además, la realización de una serie de pruebas o ensayos, que condicionarán

una actuación posterior. Si tras las pruebas descubrimos una anomalía, programaremos una intervención; si por el contrario, todo es correcto, no actuaremos sobre el equipo.

Este modelo de mantenimiento es válido en equipos de poco uso o equipos en que, a pesar de ser importantes en el sistema productivo, su probabilidad de fallo es baja.

#### 1.3.3.3.- Modelo Sistemático:

Este modelo incluye un conjunto de tareas que realizaremos sin importarnos cual es la condición del equipo. Además se tomarán algunas mediciones y se realizarán ciertas pruebas para decidir si realizamos otras tareas de mayor envergadura. Por último, resolveremos las averías que surjan.

Es un modelo de gran aplicación en equipos de disponibilidad media, de cierta importancia en el sistema productivo y cuyas averías causan algunos trastornos. Es importante señalar que un equipo sujeto a un modelo de mantenimiento sistemático no tiene por qué tener todas sus tareas con una periodicidad fija. Simplemente, un equipo con este modelo de mantenimiento puede tener tareas sistemáticas, que se realicen sin importar el tiempo que lleva funcionando o el estado de los elementos sobre los que se trabaja. Es la principal diferencia con los dos modelos anteriores, en los que para realizar una tarea debe presentarse algún síntoma de fallo.

Este modelo se aplica a equipos que cuando está en operación deben ser fiables, por lo que se justifica realizar una serie de tareas con independencia de que hayan presentado algún síntoma de fallo, como por ejemplo el tren de aterrizaje de un avión o el propio motor del avión.

#### 1.3.3.4.- Modelo de Mantenimiento de Alta Disponibilidad:

Es el modelo más exigente y exhaustivo de todos. Se aplica en aquellos equipos que bajo ningún concepto pueden sufrir una avería o un mal funcionamiento. Son equipos a los que se exige, además, unos niveles de disponibilidad altísimos, por encima del 90%. La razón de un nivel tan alto de disponibilidad es en general el alto coste en producción que tiene una avería. Con una exigencia tan alta, no hay tiempo para el mantenimiento que requiera parada del equipo (correctivo, preventivo sistemático). Para

mantener estos equipos es necesario emplear técnicas de mantenimiento predictivo, que nos permitan conocer el estado del equipo con él en marcha, y a paradas programadas, que supondrán una revisión general completa, con una frecuencia generalmente anual o superior. En esta revisión se sustituyen, en general, todas aquellas piezas sometidas a desgaste o con probabilidad de fallo a lo largo del año (piezas con una vida inferior a dos años). Estas revisiones se preparan con gran antelación, y no tiene por qué ser exactamente iguales todas las veces.

En este modelo no se incluye el mantenimiento correctivo, es decir, el objetivo que se busca en este equipo es “cero averías”. En general no hay tiempo para subsanar convenientemente las incidencias que ocurren, siendo necesario en muchos casos realizar reparaciones rápidas provisionales que permitan mantener el equipo en marcha hasta la próxima revisión general. Por tanto, la “puesta a cero” anual (o periódica) debe incluir la resolución de todas aquellas reparaciones provisionales que hayan tenido que efectuarse a lo largo del año.

Algunos ejemplos de este modelo de mantenimiento pueden ser los siguientes:

- Turbinas de producción de energía eléctrica.
- Hornos de elevada temperatura, en los que una intervención supone enfriar y volver a calentar el horno, con el consiguiente gasto energético y con las pérdidas de producción que trae asociado.
- Equipos rotativos que trabajan de forma continua.
- Depósitos reactores o tanques de reacción no duplicados, que sean la base de la producción y que deban mantenerse en funcionamiento el máximo número de horas posible.

#### 1.3.4.- LA REALIDAD DEL MANTENIMIENTO INDUSTRIAL

Por desgracia, el porcentaje de empresas que dedican todos sus esfuerzos a mantenimiento correctivo y que no se plantean si esa es la forma en la que se obtiene un máximo beneficio (objetivo último de la actividad empresarial) es muy alto. Son muchos los responsables de mantenimiento, tanto de empresas grandes como pequeñas,

que creen que el resto de técnicas están muy bien en el campo teórico, pero que en su planta no son aplicables: parten de la idea de que la urgencia de las reparaciones es la que marca y marcará siempre las pautas a seguir en el departamento de mantenimiento.

Desde que las empresas entendieron que deberían diferenciar la sección de personal dedicada a producción del personal dedicado al cuidado de los equipos e instalaciones, los departamentos de mantenimiento han estado tradicionalmente subordinados a producción, siempre por debajo en la línea jerárquica de la empresa.

El concepto de cliente interno aparece a mediados de los años 80, con la introducción masiva de las formas de gestión de empresas japonesas. Es un concepto muy interesante para cadenas de producción, en las que una fase de la producción proporciona la ‘materia prima’ con la que se elaborará la siguiente. Es necesario, en estos casos, que la fase anterior compruebe que entrega un producto que alcanza perfectamente las especificaciones que necesita la fase siguiente.

Este concepto de cliente interno se aplicó también a otros departamentos, estableciéndose en multitud de empresas en que Mantenimiento es el ‘proveedor’ de producción y éste, por tanto, su cliente. Según esa concepción, otros departamentos, como Ingeniería, Métodos o Compras, también son proveedores de Producción.

Esta forma de establecer la relación entre Mantenimiento y Producción tal vez sea válida en entornos en los que no existe Gestión de Mantenimiento, donde Mantenimiento tan solo se ocupa de la reparación de las fallas que comunica Producción. Pero esta situación es muy discutible cuando el mantenimiento se gestiona, entendiéndose por gestionar tratar de optimizar los recursos que se emplean. En estos casos, Producción y Mantenimiento son dos elementos igualmente importantes del proceso productivo, dos ruedas del mismo carro. Un carro que, por cierto, tiene más ruedas: Ingeniería, Compras, Calidad, Administración... Para que la organización funcione es necesario que funcionen todos sus departamentos, cada una de sus áreas. Podríamos decir incluso que la eficiencia de una organización está determinada por el departamento que peor funcione. De nada sirve una empresa en la que el Departamento de Calidad es estupendo si el Departamento Comercial no consigue colocar en el mercado el producto o servicio; de poco sirve, igualmente que el Departamento de



Mantenimiento sea excelente si la producción está pésimamente organizada, y viceversa.

En resumen, parece evidente que el objetivo del Departamento de Mantenimiento de una empresa será la aplicación de un Plan de Mantenimiento integral que optimice la vida de los equipos y reduzca al máximo las fallas, siempre en coordinación con el resto de departamentos de la empresa para tratar de garantizar la máxima eficiencia del proceso y obtener una productividad óptima.

### 1.3.5.- OTRAS CONSIDERACIONES

En el diseño del Plan de Mantenimiento, deben tenerse en cuenta dos consideraciones muy importantes que afectan a algunos equipos en particular. En primer lugar, algunos equipos están sometidos a normativas legales que regulan su mantenimiento, obligando a que se realicen en ellos determinadas actividades con una periodicidad establecida.

En segundo lugar, algunas de las actividades de mantenimiento no podemos realizarlas con el equipo habitual de mantenimiento (sea propio o contratado) pues se requiere de conocimientos y/o medios específicos que solo están en manos del fabricante, distribuidor o de un especialista en el equipo.

Estos dos aspectos deben ser valorados cuando tratamos de determinar el modelo de mantenimiento que debemos aplicar a un equipo.

#### a. Mantenimiento Legal:

Algunos equipos están sometidos a normativas o a regulaciones por parte de la Administración. Sobre todo, son equipos que entrañan riesgos para las personas o para el entorno. La Administración exige la realización de una serie de tareas, pruebas e inspecciones, e incluso algunas de ellas deben ser realizadas por empresas debidamente autorizadas para llevarlas a cabo. Estas tareas deben necesariamente incorporarse al Plan de Mantenimiento del equipo, sea cual sea el modelo que se decida aplicarle.

Algunos de los equipos sometidos a este tipo de mantenimiento son los siguientes:

- Equipos y aparatos a presión.
- Instalaciones de Alta y Media Tensión.
- Torres de refrigeración.
- Determinados medios de elevación, de cargas o de personas.
- Vehículos.
- Instalaciones conrainscendios.
- Tanques de almacenamiento de determinados productos químicos.

b. Mantenimiento subcontratado a un especialista:

Cuando hablamos de un especialista, nos referimos a un individuo o empresa especializada en un equipo concreto. El especialista puede ser el fabricante del equipo, el servicio técnico del importador, o una empresa que se ha especializado en un tipo concreto de intervenciones. Como hemos dicho, debemos recurrir al especialista cuando no tenemos conocimientos suficientes o no tenemos los medios necesarios.

Si se dan estas circunstancias, algunas o todas las tareas de mantenimiento deberemos subcontratarlas a empresas especializadas.

El mantenimiento subcontratado a un especialista es en general la alternativa más cara, pues la empresa que lo ofrece es consciente de que no compite. Los precios no son precios de mercado, sino precios de monopolio. Debe tratar de evitarse en la medida de lo posible, por el encarecimiento y por la dependencia externa que supone. La forma más razonable de evitarlo consiste en desarrollar un Plan de Formación que incluya entrenamiento específico en aquellos equipos de los que no se poseen conocimientos suficientes, adquiriendo además los medios técnicos necesarios.

## 1.4.- LA COGENERACIÓN

Cogeneración significa producción simultánea de dos o más tipos de energía. Normalmente las energías generadas son electricidad y calor, aunque puede ser también energía mecánica y calor (y/o frío).

La producción simultánea supone que puede ser utilizada simultáneamente, lo que implica proximidad de la planta generadora a los consumos, en contraposición al sistema convencional de producción de electricidad en centrales termoeléctricas independientes, donde también se desprende calor, pero éste no es aprovechado y ha de ser eliminado al ambiente.

Recordemos que la termodinámica obliga a la evacuación de una cierta cantidad de calor en todo proceso térmico de producción de electricidad, ya que todo el calor absorbido no puede transformarse en trabajo. El objetivo de la cogeneración es que no se pierda esta gran cantidad de energía.

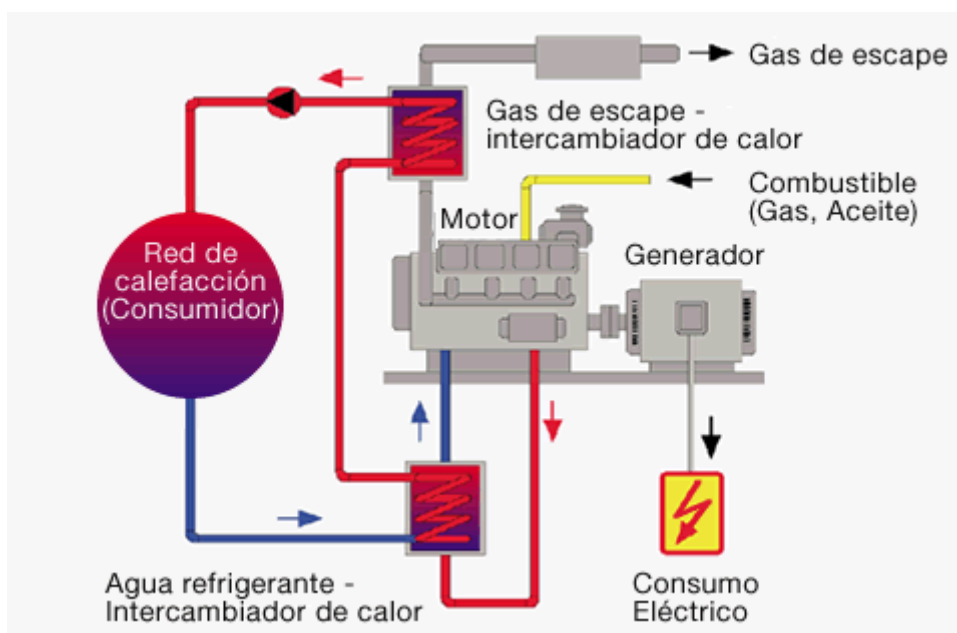


Figura 1: Esquema básico de funcionamiento de una central de cogeneración con motor de gas

#### 1.4.1.- PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LA COGENERACIÓN

Analizando lo que antecede podemos señalar las principales características diferenciales de la cogeneración, a saber:

- Se aprovechan varios tipos de energía, por lo que tiene un potencial de rendimiento mayor que una central convencional. A su vez este mayor rendimiento da origen a tres de sus mayores ventajas: menor consumo de combustible, coste de producción menor y menor impacto ambiental.
- Se produce la energía donde se consume, por lo que hay menores pérdidas por transporte y aumenta la autonomía de las fábricas.

#### 1.4.2.- EL ELEMENTO PRIMARIO: MOTOR DE GAS O TURBINA

Cuando se escribe o se habla de cogeneración y sus aplicaciones, ya sea en una instalación concreta o en general, siempre se suele comenzar por el elemento primario, esto es, el motor, la turbina de gas o de vapor. Por el contrario cuando se estudia, cuando se gesta el proyecto, cuando se analizan las diferentes posibilidades, ha de hacerse al revés: debe comenzarse por las necesidades de calor del proceso, tanto en cantidades como en el tipo (nivel de temperatura, fluido caloportador, etc.) para a partir de ahí determinar el tipo de máquinas que pueden proporcionarnos esta energía térmica y su tamaño y diseño. Como resultado tendremos una o varias instalaciones que para esa energía térmica, producen diferentes cantidades de electricidad y con diferente rendimiento y que por tanto tendrán diferente rentabilidad económica.

Es interesante destacar que el análisis de las necesidades de proceso no se debe restringir a la situación actual sino que hay que investigar si hay posibilidades de modificaciones futuras en el aprovechamiento del calor que permitan la instalación de una planta de cogeneración más eficiente y por ende más rentable. Es importante resaltar nuevamente que la base de la cogeneración es el aprovechamiento del calor.

Una central termoeléctrica tradicional transforma la energía química contenida en un combustible fósil en energía eléctrica. Normalmente se quema un combustible fósil (carbón, fuelóleo, gasóleo, gas natural) para producir una energía térmica, la cual es convertida en energía mecánica, que mediante un alternador se transforma en energía eléctrica, de alta calidad. Tradicionalmente la energía térmica se transformaba en mecánica mediante un ciclo de vapor o mediante una turbina de gas (plantas llamadas de punta o de picos, por su facilidad para suministrar energía con rapidez en los momentos de mayor demanda). En las plantas más eficientes de este tipo el rendimiento en la producción de electricidad no supera el 45%; el resto se tira a la atmósfera en forma de gases de escape, a través de chimeneas y en los sistemas de condensación y enfriamiento del ciclo termodinámico.

La proporción de energía química convertida en energía eléctrica es baja porque la mayoría del calor se pierde al ser el calor desechado de baja temperatura, o en otras palabras, tiene poca capacidad para desarrollar un trabajo útil en una central eléctrica (baja exergía).

En época reciente se ha dado un paso muy importante en el aumento del rendimiento de las centrales eléctricas con la introducción del ciclo combinado con gas natural, que consiste en el aprovechamiento del calor en dos niveles, con dos ciclos, uno de gas (con turbina de gas) y otro de vapor (con turbina de vapor). El resultado es que el rendimiento eléctrico conjunto llega al 60 %.

Pero la mayoría de los procesos industriales, comerciales o de servicios requieren calor a una temperatura relativamente baja, de forma que estos procesos sí que pueden aprovechar ese calor que de otra forma se desecharía. De esta manera, estos procesos pueden simultanear la producción de electricidad y el aprovechamiento de ese calor residual. Este diferente concepto de aprovechamiento energético es el que realizan las plantas de cogeneración, llegando a un rendimiento global que pueden oscilar entre el 75% y el 90% de la energía química contenida en el combustible.

### 1.4.3.- ELEMENTOS DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Los elementos comunes a cualquier planta de cogeneración son los siguientes:

- a. Fuente de energía primaria: Suele ser gas natural, gasóleo o fuelóleo.
- b. El elemento motor: Es el elemento encargado de convertir energía térmica o química en mecánica. Dependiendo del tipo de planta, puede tratarse de turbinas de gas, turbinas de vapor o motores alternativos.
- c. El sistema de aprovechamiento de energía mecánica: En general suele estar formado por un alternador que la transforma en energía eléctrica, muy versátil y fácil de aprovechar, pero también puede tratarse de compresores, bombas, etc., donde la energía mecánica se aprovecha directamente.
- d. El sistema de aprovechamiento de calor: Puede tratarse de calderas recuperadoras de calor de gases de escape, secaderos o intercambiadores de calor, o incluso unidades de absorción que producen frío a partir de este calor de bajo rango.
- e. Sistemas de refrigeración: Al final del ciclo, siempre una parte de la energía térmica contenida en el combustible no será aprovechada en la planta y debe ser evacuada. Las torres de refrigeración, los aerocondensadores o los intercambiadores suelen ser elementos habituales de estos sistemas. Un objetivo muy importante del diseño de una planta de cogeneración es minimizar esta cantidad de calor desaprovechada y evacuada a la atmósfera.
- f. Sistema de tratamiento de agua: Tanto el sistema de refrigeración como el de aprovechamiento de calor requieren unas especificaciones en las características físico-químicas del fluido que utilizan (generalmente agua) que requiere de una serie de sistemas para su tratamiento y control.
- g. Sistema de control: Este sistema se encarga del gobierno de las instalaciones, normalmente muy automatizadas.

h. Sistema eléctrico: Permite tanto la alimentación de los equipos auxiliares de la planta como la exportación/importación de energía eléctrica necesaria para cumplir el balance. La fiabilidad de esta instalación es muy importante, así como la posibilidad de trabajo en isla, lo que permite alimentar la fábrica en situación de deficiencia de la red externa y estar disponible inmediatamente en el momento que se restablezcan las condiciones del servicio.

i. Otros sistemas auxiliares: Sistemas necesarios para el funcionamiento de los equipos, tales como aire comprimido, sistemas de ventilación, aire acondicionado, etc., propios de los procesos industriales.

#### 1.4.4.- TIPOS DE PLANTAS DE COGENERACIÓN

##### 1.4.4.1.- COGENERACIÓN CON MOTOR DE GAS

Estas plantas utilizan gas, gasóleo o fuel-oil como combustible. Son muy eficientes eléctricamente, pero son poco eficientes térmicamente. El sistema de recuperación térmica se diseña en función de los requisitos de la industria y en general se basan en la producción de vapor a baja presión (hasta 10 bares), aceite térmico y en el aprovechamiento del circuito de alta temperatura del agua de refrigeración del motor. Son también adecuadas para la producción de frío por absorción, bien a través del vapor generado con los gases en máquinas de doble efecto, o utilizando directamente el calor del agua de refrigeración en máquinas de simple efecto.

Este tipo de instalaciones es conveniente para potencias bajas (hasta 15 MW) en las que la generación eléctrica es muy importante en el peso del plan de negocio. Los motores son la máquina térmica que más rendimiento tiene, pues es capaz de convertir actualmente hasta el 45% de la energía química contenida en el combustible en energía eléctrica, y se espera que en los próximos años este rendimiento aumente.

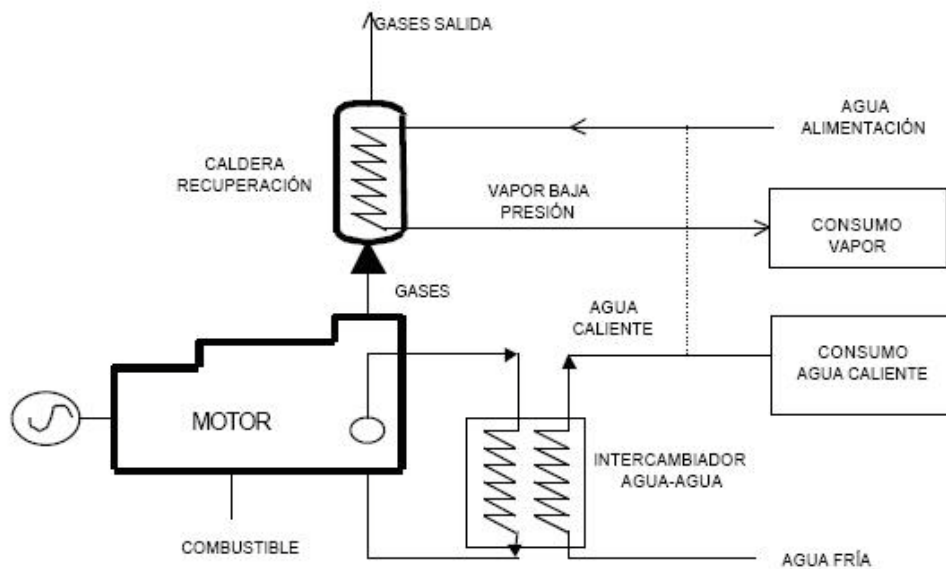


Figura 2: Esquema de central de cogeneración con motor de gas

#### 1.4.4.2.- COGENERACIÓN CON TURBINA DE GAS

En los sistemas con turbina de gas se quema combustible en un turbogenerador. Parte de la energía se transforma en energía mecánica, que se transformará con la ayuda del alternador en energía eléctrica. Su rendimiento eléctrico es inferior al de los motores alternativos, pero presentan la ventaja de que permiten una recuperación fácil del calor, que se encuentra concentrado en su práctica totalidad en sus gases de escape, que está a una temperatura de unos  $500^{\circ}\text{C}$ , idónea para producir vapor en una caldera de recuperación.

Cuando se presenta en el denominado ciclo simple, el sistema consta de una turbina de gas y una caldera de recuperación, generándose vapor directamente a la presión de utilización en la planta de proceso asociada a la cogeneración. Su aplicación es adecuada cuando los requisitos de vapor son importantes ( $>10$  T/h), situación que se encuentra fácilmente en numerosas industrias (alimentación, química, papelera, etc.). Son plantas de gran fiabilidad y económicamente rentables cuando están diseñadas para una aplicación determinada.

El diseño del sistema de recuperación de calor es fundamental, pues su economía está directamente ligada al mismo, ya que a diferencia de las plantas con motores



alternativos el precio del calor recuperado es esencial en un ciclo simple de turbina de gas.

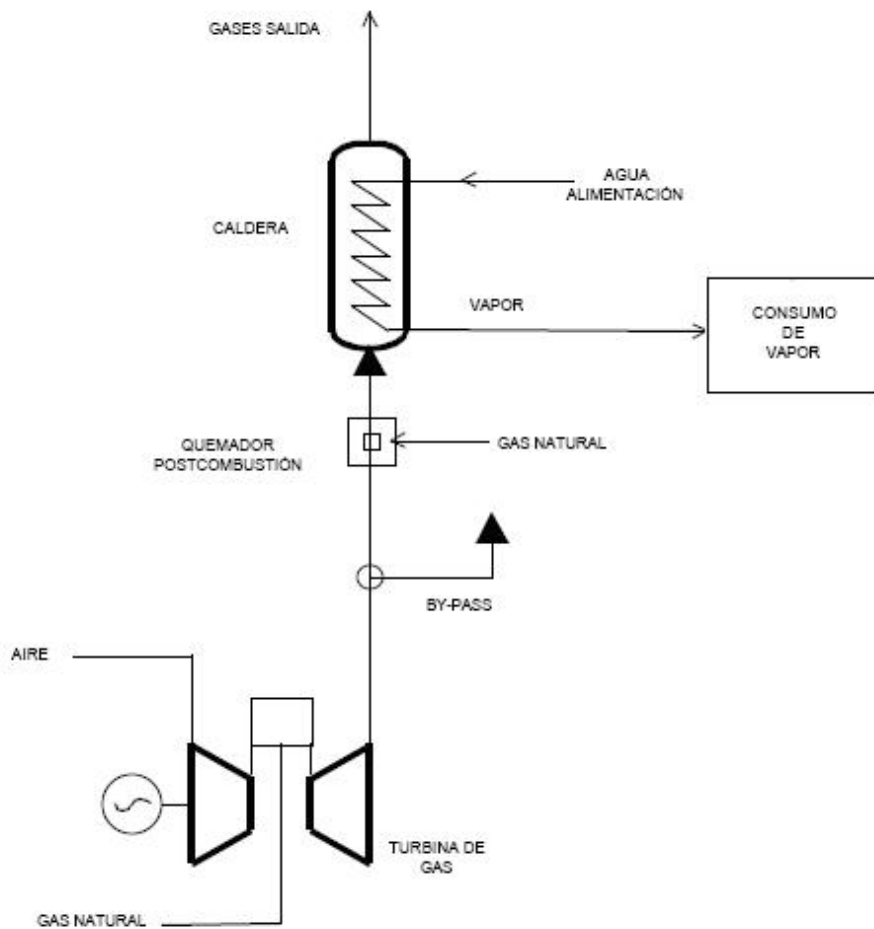


Figura 3: Esquema de planta de cogeneración con turbina de gas

#### 1.4.4.3.- COGENERACIÓN CON TURBINA DE VAPOR

En estos sistemas, la energía mecánica se produce por la expansión del vapor de alta presión procedente de una caldera convencional. El uso de esta turbina fue el primero en cogeneración, aunque actualmente su aplicación ha quedado prácticamente limitada como complemento para ciclos combinados o en instalaciones que utilizan combustibles residuales, como biomasa o subproductos residuales que se generan en la industria principal a la que está asociada la planta de cogeneración.

Dependiendo de la presión de salida del vapor de la turbina se clasifican en turbinas a contrapresión, en donde esta presión está por encima de la atmosférica, y las turbinas a

condensación, en las cuales la presión está por debajo de la atmosférica y han de estar provistas de un condensador. En ambos caso se puede disponer de salidas intermedias, extracciones, haciendo posible la utilización en proceso a diferentes niveles de presión.

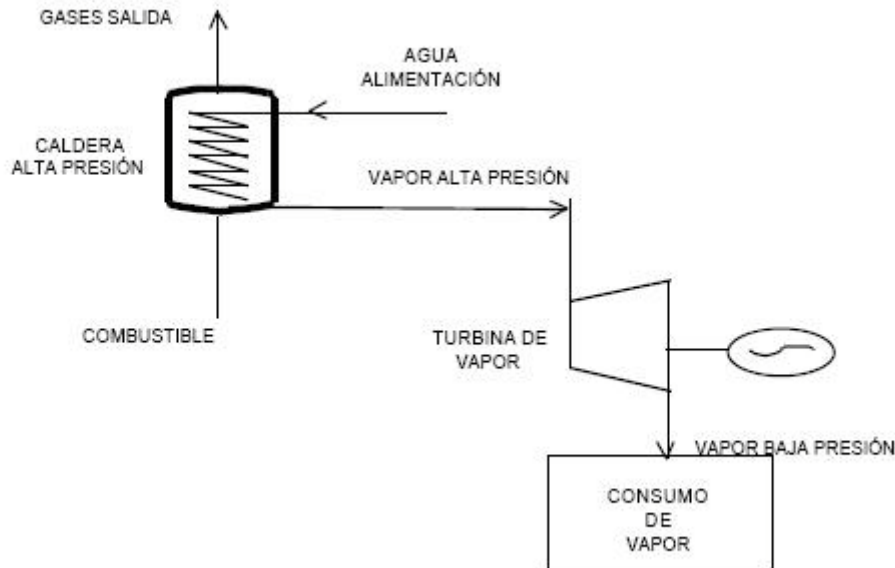


Figura 4: Esquema de planta de cogeneración con turbina de vapor

#### 1.4.4.4.- COGENERACIÓN EN CICLO COMBINADO CON TURBINA DE GAS Y VAPOR

La aplicación conjunta de una turbina de gas y una turbina de vapor es lo que se denomina "Ciclo Combinado". En el gráfico adjunto puede verse que los gases de escape de la turbina pueden tirarse a la atmósfera si no se requiere aprovechamiento térmico, a través del bypass, o pueden atravesar la caldera de recuperación, donde se produce vapor de alta presión. Este vapor puede descomprimirse en una turbina de vapor produciendo una energía eléctrica adicional. La salida de la turbina será vapor de baja presión, que puede aprovecharse como tal o condensarse en un condensador presurizado, produciendo agua caliente o agua sobrecalentada, que será utilizado en la industria asociada. Si la demanda de vapor es mayor que la que pueden proporcionar los gases de escape, puede producirse una cantidad de vapor adicional utilizando un quemador de postcombustión, introduciendo una cantidad adicional de combustible (gas natural) directamente a un quemador especial con el que cuenta la caldera. Esto puede hacerse porque los gases de escape son aún suficientemente ricos en oxígeno (en un

ciclo combinado con motor alternativo no podría hacerse, ya que los gases de escape son pobres en oxígeno).

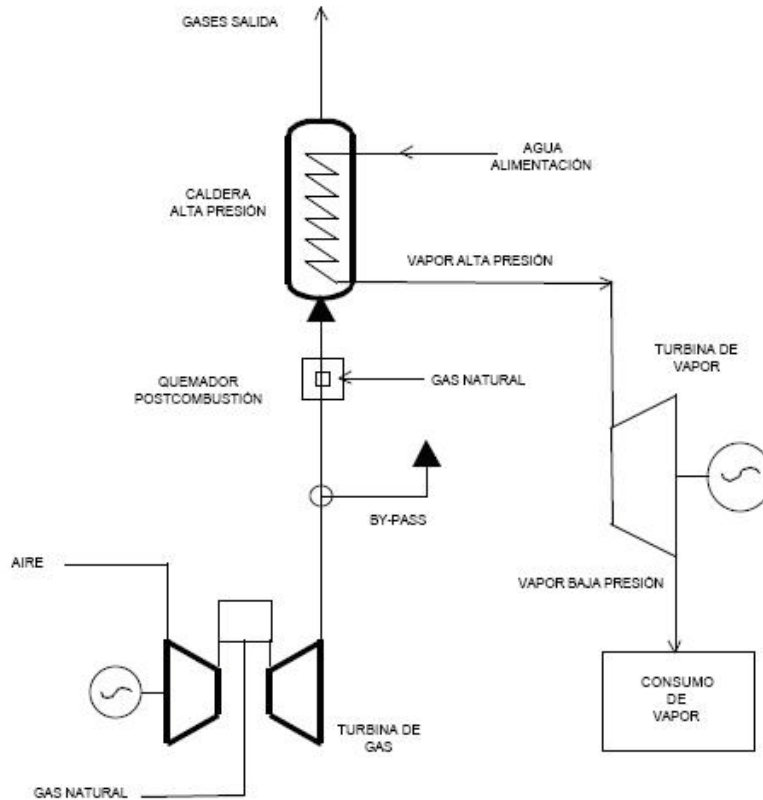


Figura 5: Esquema de planta de cogeneración de ciclo combinado con turbina de gas y vapor

En un ciclo combinado con turbina de gas el proceso de vapor es esencial para lograr la eficiencia del mismo. La selección de la presión y la temperatura del vapor vivo se hace en función de las turbinas de gas y de vapor seleccionadas, selección que debe realizarse en base a criterios de eficiencia y economía. Por ello se requiere una ingeniería apropiada capaz de crear procesos adaptados al consumo de la planta industrial asociada a la cogeneración, que al mismo tiempo dispongan de gran flexibilidad que posibilite su trabajo eficiente en situaciones alejadas del punto de diseño.

Una variante del ciclo combinado expuesto, en el que la turbina de vapor trabaja a contrapresión (esto es, descomprime el vapor entre una presión elevada y una presión inferior, siempre superior a la atmosférica) es el ciclo combinado a condensación, en el que el aprovechamiento del calor se realiza antes de la turbina de vapor, quedando ésta como elemento final del proceso. El vapor de salida se condensa en un condensador que

trabaja a presión inferior a la atmosférica, para que el salto térmico sea el mayor posible.

#### 1.4.4.5.- COGENERACIÓN CON MOTOR DE GAS Y TURBINA DE VAPOR

En este tipo de plantas, el calor contenido en los humos de escape del motor se recupera en una caldera de recuperación, produciendo vapor que es utilizado en una turbina de vapor para producir más energía eléctrica o energía mecánica. El circuito de refrigeración de alta temperatura del motor se recupera en intercambiadores, y el calor recuperado se utiliza directamente en la industria asociada a la planta de cogeneración. El rendimiento eléctrico en esta planta es alto, mientras que el térmico disminuye considerablemente. Es interesante para plantas con demandas de calor bajas que rentabilizan la inversión por la venta de energía eléctrica, fundamentalmente.

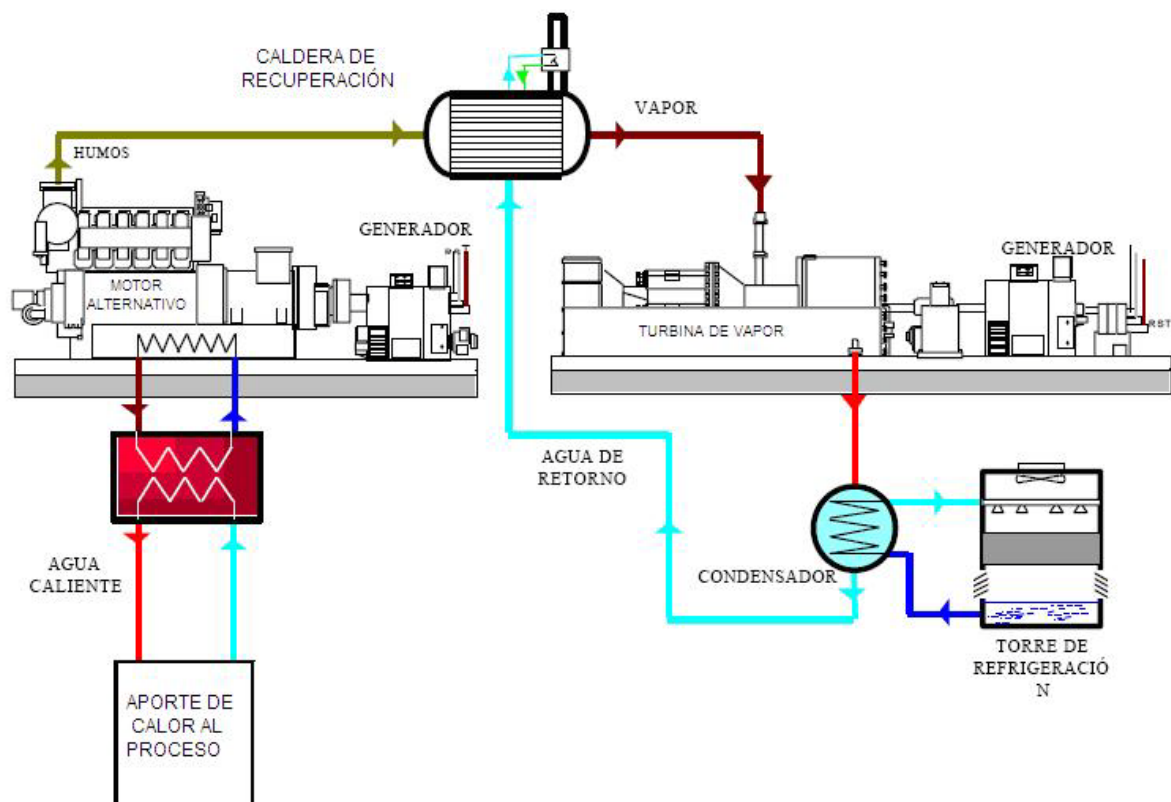


Figura 6: Esquema de planta de cogeneración con motor de gas y turbina de vapor

## **2.- ANTECEDENTES Y OBJETIVOS**

### **2.1.- ANTECEDENTES**

Viscofan SA es una empresa fundada en el año 1975 cuyo origen y sede central se encuentra en Navarra (oficinas comerciales en Pamplona y fábrica en Cáseda) que, a través de sucesivas inversiones y adquisiciones, ha desarrollado una implantación multinacional. En la actualidad cuenta con plantas en seis países (en Estados Unidos, Mexico, Brasil, Alemania, República Checa y Serbia) y presencia comercial en los principales mercados mundiales.

Además, desde 1988, Viscofan se encuentra presente en el sector de las conservas vegetales a través de la adquisición del Grupo IAN, con marcas líderes en la producción y distribución de espárragos, aceitunas y tomates.

El Grupo Viscofan es el único productor y distribuidor en el mundo de todas las familias de envolturas artificiales, con una amplia gama de productos en celulósica, colágeno de pequeño calibre y de gran calibre, fibrosa y plásticos, ejerciendo como proveedor de tripas artificiales a diferentes tipos de industrias, siendo la principal la industria cárnica y alimentaria en general.

Las tripas, también llamadas envolturas, se utilizan para proporcionar o dar forma a distintas emulsiones de alimentos de una manera eficiente. En muchos casos la tripa es un molde que después de la cocción se retira sin que llegue al consumidor final. En otros casos las tripas son el empaquetado último, la presentación final como la ve el consumidor.

#### **2.1.1.- PLANTA DE COGENERACIÓN**

La cogeneración lleva arraigada en la planta de Viscofan SA en la localidad de Cáseda (Navarra) desde el año 1993, siendo fundamental en el importante proceso de expansión que ha sufrido la empresa en los últimos 15 años.

En un primer momento se instalaron en esta planta tres motores de gas de 3 MW de potencia cada uno y una caldera de recuperación de gases de escape. Dos años después se instaló un cuarto motor similar a los anteriores, y en años posteriores se fueron cambiando las obsoletas calderas de fuel por dos calderas de gas con capacidad para

producir hasta 35 T/h cada una, con el fin suministrar vapor a las nuevas líneas de producción que se habían construido en la empresa. El aumento en el consumo eléctrico de la fábrica, la antigüedad de la planta de cogeneración, la experiencia adquirida por técnicos y mandos y las expectativas de negocio llevaron a la dirección del Grupo Viscofan a la instalación de una nueva central de cogeneración. En una primera fase se pusieron en funcionamiento en mayo de 2008 dos motores de gas de 8,5 MW cada uno, unidos a una caldera de recuperación. Un año más tarde se ponía en marcha la segunda fase, réplica exacta de la anterior. Por último, durante la primavera de 2010 se han sustituido dos de los motores de la planta antigua por otros dos motores de segunda mano algo más modernos (llegan a producir 3,3 MW cada uno) de características similares, así como una nueva caldera de recuperación para estos cuatro motores.

Se presentan brevemente a continuación las instalaciones que componen la planta de cogeneración de la empresa Viscofan SA en la localidad de Cáseda (Navarra), que servirá de guía para la mejor comprensión de las tareas de mantenimiento que se van a desarrollar en el “Plan de mantenimiento TPM” objeto de este proyecto:



Figura 7: Vista exterior de planta de cogeneración antigua (salas de motores y caldera de recuperación)

### 2.1.1.1.- Motores Rolls-Royce tipo K

La planta antigua consta de cuatro motores de la marca Rolls.Royce, los denominados tipo K. Estos motores tienen el honor de ser los primeros en el mundo de la marca en haber superado las 100000 horas de funcionamiento.

El motor 1 y el motor 4 son del modelo G I de 18 cilindros en V, la primera versión de los tipo K de Rolls-Royce, de 3 MW de potencia, mientras que los antiguos motores 2 y 3 (retirados con el record de horas de la marca, más de 130000 horas de funcionamiento) han sido sustituidos recientemente por otros dos de segunda mano del modelo G III, que produce hasta 3,3 MW.

Cada motor está instalado en una sala independiente, y los gases de escape de todos ellos se recogen en un conducto que se lleva a la caldera de recuperación nº 5.



Figura 8: Motor nº 4 de la planta de cogeneración antigua.

### 2.1.1.2.- Motores Rolls-Royce tipo B

La nueva planta de cogeneración consta de cuatro motores también de la marca Rolls-Royce, la primera generación de los denominados tipo B, con 20 cilindros y 8,5 MW de potencia producida.



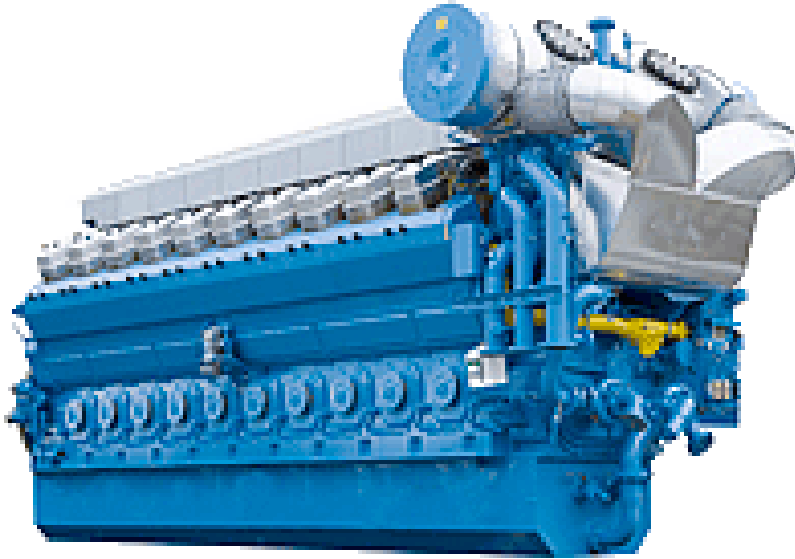


Figura 9: Motor de gas Rolls-Royce tipo B de 20 cilindros.

Los motores están colocados dos en cada sala, y sus gases de escape van a dos calderas de recuperación. Por comodidad se les ha numerado entre el 5 y el 8, de tal manera que los gases de escape de los motores 5 y 6 van a la caldera de recuperación 8 y los de los motores 7 y 8 van a la caldera 9.

#### 2.1.1.3.- Calderas de recuperación

Las calderas de recuperación utilizan el calor residual de los gases de escape de los motores para producir vapor, necesario en el proceso productivo de la empresa.

Por las características y necesidades de la empresa el vapor húmedo se eleva a unos 10 bares de presión y a una temperatura ligeramente por encima de los 180 °C.

En la actualidad las tres calderas de recuperación, las nº 5, 8 y 9, son calderas pirotubulares de la marca Umisa, capaces de producir hasta 10 T/h cada una. Su producción es constante, dependiendo de la buena marcha de los motores.



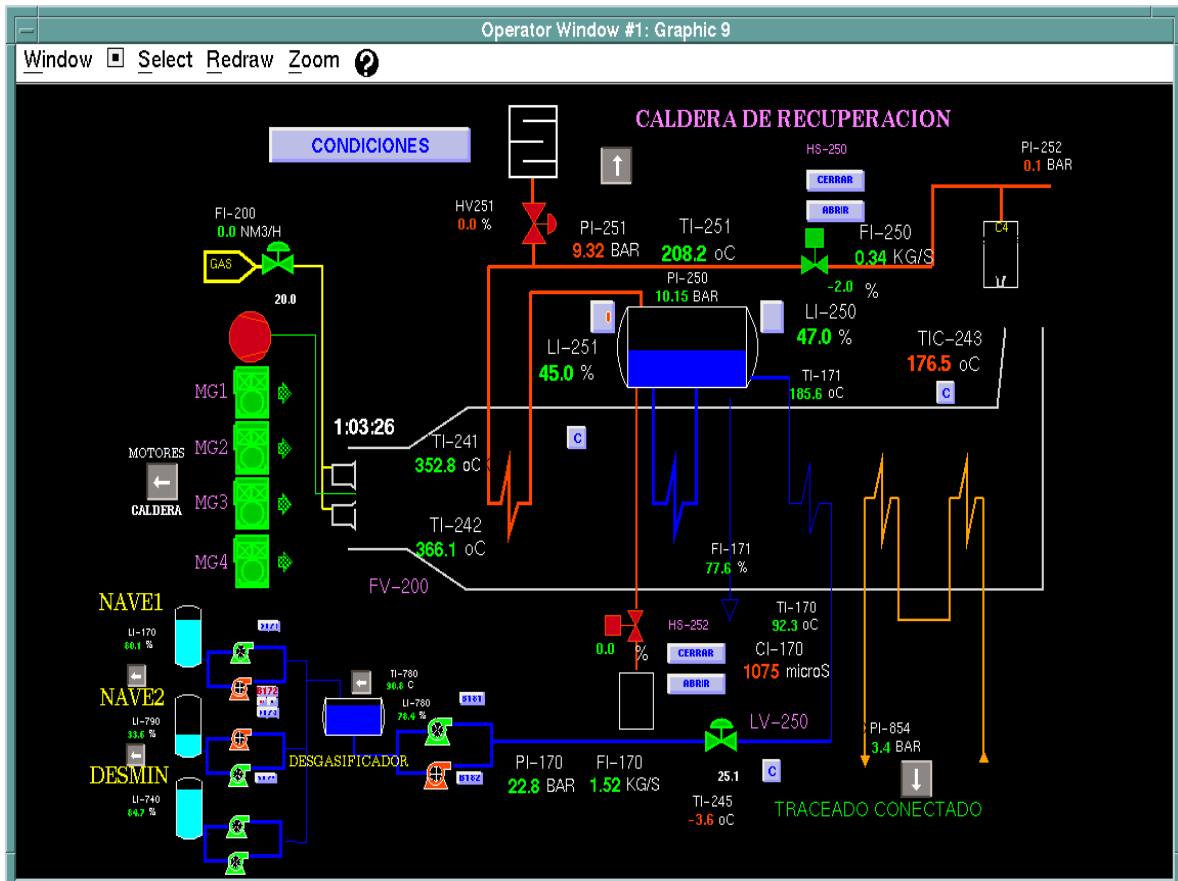


Figura 10: Esquema de control en el DCS de alimentación de agua y de gases de escape de motores a caldera de recuperación nº 5.

#### 2.1.1.4.- Calderas de gas

En la actualidad la planta de cogeneración de Viscofan SA cuenta con dos calderas de gas piro-tubulares con economizador y sobrecalentador de la marca Valtec-Umisa, que actúan de apoyo a las calderas de recuperación para mantener el suministro de vapor en función de la demanda de la fábrica.

Teniendo en cuenta que la producción de vapor de las calderas de recuperación es constante mientras no se pare ningún motor, son siempre las calderas de gas las que regulan la producción de vapor en función de la demanda.

A día de hoy, tras la implantación de la nueva central de cogeneración, el abastecimiento de vapor a fábrica (unas 35 T/h, con máximos de 40 T/h) se realiza en su mayor parte mediante el vapor producido por las calderas de recuperación (unas 30 T/h con todos los motores en funcionamiento), por lo que se mantiene una caldera de gas en funcionamiento mientras que la otra se deja caliente en “stand by”, preparada para entrar en servicio de inmediato si la situación lo requiere.

#### 2.1.1.5.- Planta de tratamiento de aguas

La planta de tratamiento de aguas consta de tres cadenas desmineralizadoras que producen el agua desmineralizada con la que se abastece a las calderas.

Las regeneraciones de las resinas de los permos de las cadenas constan de varios procesos químicos en los que se realizan varios lavados y contralavados con agua, sosa y ácido clorhídrico.

El agua desmineralizada se mezcla dentro del desgasificador atmosférico con los condensados de vapor que retornan de fábrica para ser reutilizados de nuevo.

#### 2.1.1.6.- Circuitos de refrigeración de motores tipo K

Los motores tipo K constan de dos circuitos de refrigeración, los denominados circuitos de Alta Temperatura y de Baja Temperatura, a partir de ahora AT y BT.

Por el especial diseño de la antigua planta de cogeneración en busca de la máxima eficiencia energética, el agua que refrigera los motores es la misma que va después a intercambiar el calor absorbido en estos con los consumos de fábrica, por lo que resulta evidente que son extremadamente sensibles a cualquier variación de presión y/o temperatura.

El circuito de AT refrigera las camisas de los motores, para después ceder en la fábrica el calor absorbido a las calderas de agua caliente y las máquinas de absorción 1 y 2, entre otros consumos, y volver de nuevo a la planta de cogeneración. Antes de entrar al motor, y si es necesario, se acaba de refrigerar en las torres de refrigeración de cogeneración, teniendo siempre como consignas fundamentales del circuito la presión y temperatura de entrada al motor.

El circuito de BT es el encargado de refrigerar el aceite de los motores. También realiza algunos precalentamientos en la fábrica antes de retornar a las torres a adecuarse a las consignas de presión y temperatura requeridas para entrar al motor.



Figura 11: Sala de auxiliares de planta antigua. En primer plano, intercambiador de agua; en el centro, bombas de BT (tuberías verdes); al fondo, bombas de AT (tuberías calorifugadas).

#### 2.1.1.7.- Circuitos de refrigeración de motores tipo B

En la nueva planta de cogeneración encontramos circuitos de agua de AT y BT que realizan las mismas funciones que en la antigua, aunque en este caso se ha primado la seguridad sobre el aprovechamiento máximo.

El circuito de AT tiene un anillo para cada motor que intercambia con el circuito general que va a fábrica a calentar las máquinas de absorción 3 y 4, la caldera de nave 3, etc. Este circuito general se refrigera mediante aerotermos en lugar de en torres de refrigeración como en la otra planta.

El circuito de baja en cambio, sí que es común a los cuatro motores, aunque debido a la ausencia de consumos a esas temperaturas ni siquiera se transporta hacia la fábrica, sino que se lleva a intercambiar directamente a sus torres de refrigeración.

### 2.1.1.8.- Máquinas de absorción

Las máquinas de absorción son máquinas en las que, aprovechando la liberación energética producida en una serie de procesos químicos, se consigue producir agua fría al introducir un agua caliente o vapor que también es refrigerado.

Para su funcionamiento también constan de un tercer circuito de agua que es calentado en la máquina y que necesitan de torres de refrigeración para evacuar el calor.

Debido a la demanda de agua fría en fábrica, la planta consta de dos máquinas de absorción ligadas al circuito de AT de la planta vieja y otras dos que se abastecen con el agua de AT de la planta nueva.

#### Ciclo Máquinas Absorción Trane

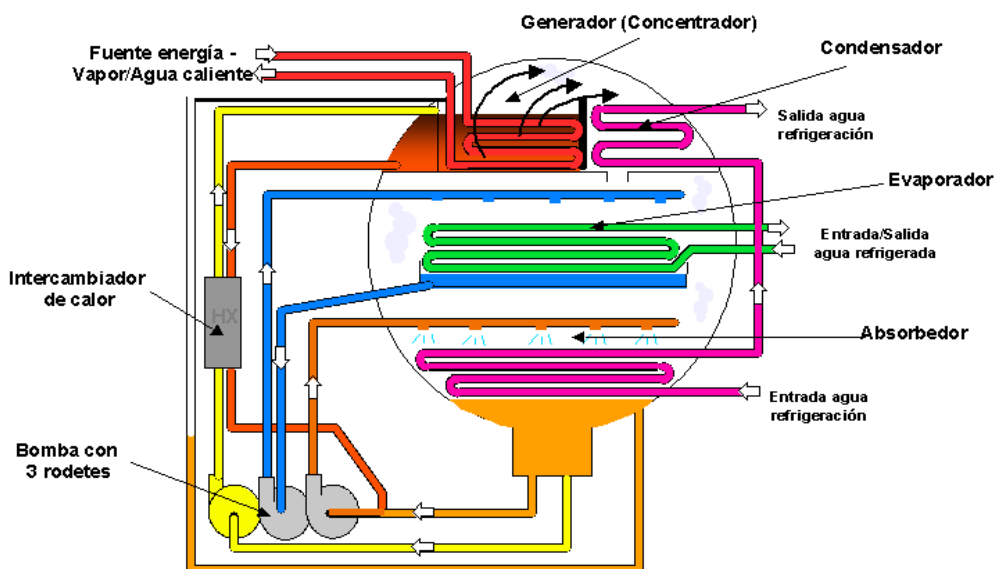


Figura 12: Ciclo básico de una máquina de absorción

### 2.1.1.9.- Máquinas Trane de tornillo

Las máquinas Trane de tornillo son unas máquinas de frío que tienen por misión apoyar a la producción de agua fría en épocas de gran demanda, normalmente durante los días más duros del verano.

En la actualidad, tras la puesta en marcha de la nueva planta de cogeneración y de las nuevas máquinas de absorción, prácticamente no se utilizan.

#### 2.3.1.10.- Compresores

Desde la planta de cogeneración se controla también el suministro de aire de instrumentación a toda la fábrica, para lo que se dispone de dos compresores Ingersoll-Rand que aseguran el suministro.

#### 2.1.3.11.- Estación ERM

Desde la estación ERM se gestiona el suministro de gas. Es uno de los puntos de mayor peligro de la fábrica y fundamental en cuanto a suministro, pues de ello depende el funcionamiento de motores y calderas de gas.

#### 2.1.3.12.- Subestaciones eléctricas

Al igual que la estación ERM, las subestaciones eléctricas son una de las instalaciones más críticas, puesto que de su perfecto estado depende la correcta transformación y evacuación de la energía eléctrica generada en la planta.

## **2.2.- OBJETO DEL PFC**

Se tiene por objeto del proyecto la elaboración de un “Plan de mantenimiento TPM” en la planta de cogeneración de la empresa Viscofan SA, situada en la localidad de Cáseda (Navarra).

Se pretende actualizar las tareas de mantenimiento preventivo y predictivo a los nuevos usos de la industria aprovechando la implantación en los tres últimos años de la nueva central de cogeneración.

De este modo, se presentarán las tareas de mantenimiento que se vienen desarrollando en la antigua planta de cogeneración desde el año 1993 con el fin de adecuarlas a la situación actual y de introducirlas en un plan de mantenimiento integral que abarque a toda la planta (planta antigua, de 1993, y planta nueva, desde 2008).

Se enumeran a continuación las principales tareas que se pretende introducir en el nuevo “Plan de mantenimiento TPM”. Para la mayor comprensión de las mismas se realizará una breve descripción de cada una de ellas y las modificaciones que se pretende introducir.

a.- Partes diarios

Todos los días y en cada uno de los turnos (mañana, tarde y noche) se realizan unos partes de control de instalaciones, que incluyen la toma de datos de interés y la revisión visual de todos los equipos.

Estos partes son los siguientes: parte de control de planta, parte de control de motores tipo K, parte de máquinas de absorción, parte de compresores, parte de calderas, parte de máquinas Trane de tornillo, análisis de aguas y dosificación de productos químicos, lectura de contadores.

Se pretende actualizar y distribuir por turnos cada uno de estos partes, ya que muchos están obsoletos o se han ido modificando sobre la marcha.

b- Vuelta al turno

Todos los días y en todos los turnos los operarios realizan un control visual de todas las instalaciones (motores tipo K, motores tipo B, calderas de recuperación, calderas de gas, máquinas de absorción, máquinas Trane de tornillo, compresores, salas eléctricas, salas auxiliares, torres de refrigeración, planta de desmineralización,...), aunque no existe un documento que indique qué se debe revisar y cómo.

Una vez completada la segunda fase de la ampliación de la planta, se pretende realizar un listado de los equipos a revisar diariamente, con el fin de unificar criterios y garantizar un control óptimo de los equipos más importantes y que más pueden afectar al funcionamiento y aprovechamiento máximo de la planta.

c- Análisis de aguas y dosificación de productos

El análisis y tratamiento de aguas es fundamental en una planta de cogeneración en la que se utilizan tantos circuitos de agua diferentes (circuitos de AT y BT en plantas vieja y nueva, agua desmineralizada, agua de red, agua de circuitos de refrigeración, circuitos de agua fría, vapor producido, retorno de condensados, etc.) y en tan diferentes condiciones (temperatura, presión, pH, conductividad, tratamiento con productos químicos, etc.).

La ampliación de la planta de cogeneración ha duplicado este trabajo de análisis y dosificación de productos. Se explicará detalladamente el funcionamiento de cada uno de los circuitos y se modificarán los partes para hacerlos lo más comprensibles posible, con el fin de llevar un mejor control.

d- Parte de seguridades de planta (semanal)

Desde la implantación de la planta de cogeneración en el año 1993 se realiza un parte semanal de seguridades de planta que incluye el control de los equipos fundamentales para el funcionamiento de la planta: compresores de arranque, grupo electrógeno, bombas de AT y BT, conductos a calderas, seguridades de calderas, circuitos de aceite, engrases, etc.

Tras la puesta en marcha de la nueva planta se han duplicado los equipos, luego este parte se ha visto ampliado. Se pretende modificar algunas de las tareas a realizar, introduciendo algunas nuevas y trasladando otras a otras partes, como el parte de vuelta al turno.

e- Análisis de vibraciones en motores tipo K y tipo B

Desde la puesta en marcha de los dos primeros motores tipo B, en la primera fase de la ampliación de la central de cogeneración, se viene analizando mensualmente las vibraciones de todos los motores (los nuevos tipo B y los antiguos tipo K). Este sistema de control nos ha permitido conocer algunas averías y proceder a su reparación antes de que se produzca un daño más grave en los elementos del motor.

Puesto que el análisis de vibraciones es un sistema de reciente implantación, todavía se encuentra en proceso de estudio y mejora, aunque sus ventajas ya han sido contrastadas.

#### f- Reglaje de válvulas en motores tipo B

Desde la puesta en marcha de los primeros motores tipo B se vienen realizando mediciones de la altura de las válvulas de admisión y de escape cada 750 horas con los técnicos de Rolls-Royce. Para el control de las mediciones se preparó un parte de control en Excel que da muestra del desgaste de los asientos y ayuda a decidir y programar los cambios de culatas en los motores. Se seguirá realizando esta tarea hasta que Rolls-Royce consiga eliminar este desgaste de asientos.

#### g- Otras tareas

Se enumeran a continuación otras tareas que también deben ser incluidas en el plan de mantenimiento preventivo y predictivo.

- **MOTORES:** control de temperaturas de escape de motores, revisiones periódicas de motores tipo K y tipo B (cambio de bujías, precámaras, chiclés, aceite turbo, filtros de aceite, etc.), limpieza diaria de turbos, cambio de filtros de turbos, etc.
- **CALDERAS:** purgas de fondo, purgas de nivel.
- **CIRCUITOS DE AGUA CALIENTE Y VAPOR:** control de consumos en fábrica, retorno de condensados, aprovechamiento térmico, vaciado y llenado de circuitos.
- **CIRCUITOS DE AGUA FRÍA:** control de consumos en fábrica, correcto funcionamiento de máquinas de frío, relleno de piscinas.
- **TORRES DE REFRIGERACIÓN:** control de funcionamiento, niveles, vacío.
- **PLANTA DE DESMINERALIZACIÓN:** correcto funcionamiento, estado de resinas, niveles de depósitos.

Asimismo se pretende estudiar la implementación de algunas tareas que ya se realizan en otros lugares de la fábrica y que podrían resultar interesantes para el nuevo plan de



mantenimiento TPM, como son la realización de termografías periódicas en puntos calientes de especial relevancia, el análisis de vibraciones en motores de bombas, ventiladores, etc. o la elaboración de un plan de engrase que abarque más elementos de la planta de cogeneración que los que se engrasan en la actualidad dentro del plan de engrase general de la fábrica.

### **3.- RECOPIACIÓN Y PRESENTACIÓN DE DATOS**

Como la planta de cogeneración de la empresa Viscofan SA lleva en marcha desde el año 1993, resulta evidente que a la hora de diseñar un Plan de Mantenimiento no se parte desde cero.

De este modo se presentarán en primer lugar las tareas que se desarrollaban en la planta hasta la puesta en marcha de la nueva central de cogeneración (mediados de 2008) para a continuación exponer las modificaciones, mejoras o novedades que se introduzcan en cada una de las tareas a desarrollar.

También es importante reseñar que el Plan de Mantenimiento desarrollado durante los dos últimos años ha evolucionado conforme se han ido conociendo las necesidades de la nueva planta de cogeneración, y todavía tiene un amplio margen de evolución y mejora para adaptarse en base a criterios de excelencia y calidad a los nuevos usos de la industria, como así se pretende.

#### **3.1.- ESTADO INICIAL DEL PLAN DE MANTENIMIENTO**

En el momento en que se comenzó a estudiar la posibilidad de desarrollar un Plan de Mantenimiento integral para la planta de cogeneración de Viscofan SA, previendo el gran número de tareas (algunas duplicadas, otras novedosas) que se deberían acometer a partir de que se pusiese en marcha la nueva central de cogeneración, se decidió estudiar las tareas que se desarrollaban hasta la fecha para modernizarlas y adaptarlas a la nueva situación.

A continuación se presentarán el listado de “Labores rutinarias en planta de cogeneración y plantas auxiliares”, con última actualización a mes de agosto de 2003 y que supone la primera base para enumerar todas las tareas que desarrollaban los operarios de la planta.

**LABORES RUTINARIAS EN PLANTA DE COGENERACION Y PLANTAS AUXILIARES**

**ago-03**

<b>COMUNES A TODOS LOS TURNOS</b>
CONTROL MOTORES COGENERACION
MAQUINA 1 Y 2 DE ABSORCION
CONTROL PLANTA CAPTACION (FILTROS Y PERMOS EN SERVICIO, CAUDALES PRESIONES ETC.)
CONTROL PLANTA DESMINERALIZACION (FILTRO Y CADENA EN SERVICIO, PRESIONES CAUDALES ETC.)
CONTROL TURBOCOMPRESOR Nº 3
CALDERA Nº 4 Y AUX. (CONTADORES DE FUEL, TEMPERATURA, ESTADO DE LAS INSTALACIONES ETC.)
CALDERA Nº 6 Y AUX. (PARTE, HACER PURGAS DE FONDO)
ANALISIS DE AGUAS CORRESPONDIENTES AL TURNO (ESTAN ESPECIFICADOS EN EL PARTE DE AGUAS)
CONTROL PLANTA DE COGENERACION
COMPROBAR MEDIANTE EL CONTROL DE TEMPERATURAS EL ESTADO DE LOS CILINDROS DE CADA MOTOR.
CONDUCCION DE TODAS LAS CALDERAS RESETEANDO EL RELOJ CADA HORA Y 45 MINUTOS.
MANTENIMIENTO Y SEGUIMIENTO DE MOTORES ULSTEIN
ESTADO BOMBA B83-84
RECAMBIOS
ATENDER INCIDENCIAS E IMPREVISTOS
EN GENERAL, OPERAR, SUPERVISAR Y CONTROLAR LA PLANTA DE COGENERACION CON EL OBJETIVO DE PRODUCIR EL MÁXIMO DE ELECTRICIDAD Y CON LA MÁXIMA EFICIENCIA. SUMINISTRO SEGURO E ININTERRUMPIDO DE VAPOR, AGUA CALIENTE Y FRIA, AIRE DE PLANTA E INSTRUMENTACION A FABRICACION.

<b>ESPECIFICAS DEL TURNO DE MAÑANA</b>
TOMAR LECTURAS DE CONTADORES ELECTRICOS Y GAS NATURAL
GRABAR LOS DATOS DE CONTADORES AL ORDENADOR
PURGAR DESGASIFICADOR
SEGURIDADES PLANTA DE COGENERACION ( <b>SABADO-DOMINGO</b> )
CONTRALAVADO EVAPORADOR DE CALDERA Nº 5 ( <b>DOMINGO</b> )
COMPROBACION SEGURIDADES CALDERA Nº 6 ( <b>1VEZ DENTRO DE LOS SIETE DIAS</b> )
ENFRIADORAS TRANE ABS.
SOPLADO CON GAS DE LOS FILTROS DE LAS E.R.M. ( <b>1 VEZ DENTRO DE LOS SIETE DIAS</b> )
CAMBIO DE FILTROS EN TURBOS Y VENTILADORES DE MOTOR Nº 1 ( <b>CUANDO ESTEN SUCIOS</b> )
MANTENIMIENTO DE LIMPIEZA DE LA SALA Y MOTOR Nº 1

<b>ESPECIFICAS TURNO TARDE</b>
RELLENAR DOSIFICADORAS PARA TRATAMIENTO DE AGUAS
TRATAMIENTO ANTIALGAS EN TORRES REFRIGERACION ( <b>DOS DIAS EN VERANO- 1 DIA EN INVIERNO</b> )
CAMBIO DE FILTROS EN TURBOS Y VENTILADORES DE MOTOR Nº 2 ( <b>CUANDO ESTEN SUCIOS</b> )
ANALIZAR CONDENSADOS DE NAVES 1,2 Y 3 ( <b>SABADO-DOMINGO</b> )
CONROL MAQUINAS DE AGUA FRIA, TRANE TORNILLO 1 Y 2
COMPROVACION ESTADO CIRCUITOS DE TRASIEGO (AGUA: FRIA,AT,BT,VAPOR, FUEL,AIRE DE PLANTA INSTRUMENTACION, ACEITE).
MANTENIMIENTO DE LIMPIEZA DE LA SALA Y MOTOR Nº 2

<b>ESPECIFICAS TURNO NOCHE</b>
HACER PURGAS EN EVAPORADOR CALERA Nº 5
LAVADO DE TURBOS
VACIADO DE CICLONES

METER DATOS DEL PARTE DE AGUAS AL ORDENADOR
REVISIONES PROGRAMADAS MOTORES ULSTEIN
LIMPIEZA DE FILTROS CENTRIFUGOS
HACER VACIO EN LAS MAQUINAS DE ABSORCION ( <b>MINIMO 1 VEZ A CADA UNA EN LOS 7 DIAS</b> )
ANALIZAR AGUA REFRIGERACION COMPRESOR 3 Y TANQUE DE CAPTACION. ( <b>1 VEZ EN 7 DIAS</b> )
CAMBIO DE FILTROS EN TURBOS Y VENTILADORES DE MOTORES Nº 3 Y 4
MANTENIMIENTO DE LIMPIEZA DE LAS SALAS Y MOTORES Nº 3 Y 4

<b>TAREAS FIN DE MES</b>
RELLENO DEL CARTER DE LOS MOTORES HASTA NIVEL MAXIMO
CAMBIAR DE MES TODOS LOS PARTES
MEDIR EL NIVEL DE ACEITE EN LOS TANQUES DE "LIMPIO Y DIARIO"
COMPROBAR NIVEL DE AGUA EN EL SIFON DEL TANQUE DE ACIDO
COMPROBAR SEPARADOR DE ACEITE
TOMAR MUESTRAS DE AGUAS Y CONDENSADOS (ANALISIS IHC)
CALIBRAR PHMETRO, CONDUCTIVIMETRO,.....
VACIADO DEL AGUA DEL TANQUE DE ACEITE LIMPIO Y FUEL.
RECUESTO RECAMBIOS EN PLANTA
PRODUCTOS QUIMICOS EN STOCK
IMPRIMIR LOS INFORMES DE AGUAS DEL MES

Tabla 1: Listado de “Labores rutinarias en planta de cogeneración y plantas auxiliares”, actualizado en agosto de 2003.

### **3.2.- LISTADO DE TAREAS DIARIAS Y PERIÓDICAS**

Tomando como origen este listado se preparó un nuevo listado de tareas diarias (separadas por turnos de mañana, tarde y noche) y tareas periódicas con el fin de actualizar el anterior listado (ya no se llevaba desde Cogeneración el control de los permos de la planta de Captación; no existía el compresor nº 3, se había sustituido por los compresores 4 y 5; había una nueva caldera de vapor, la nº 7; etc.) y cuantificar los tiempos invertidos en cada tarea, para conocer las necesidades del puesto en cuanto a horarios y personal.

El nuevo listado se presenta dividiendo las tareas diarias en turnos de mañana, tarde y noche, es decir, acomodando estas a los turnos que se desarrollan en la planta, y presentando un largo listado de tareas periódicas que va desde tareas rutinarias pero que no tienen un horario fijo hasta tareas semanales, mensuales u ocasionales.

Es evidente la imposibilidad de cuantificar el tiempo que ocupa cada avería, reparación o maniobra en una instalación tan amplia y compleja como es una planta de cogeneración, donde el número de equipos es tan variado y los diversos contratiempos resultan imposibles de listar por su enorme extensión y variedad.

El “Listado de tareas diarias” y el “Listado de tareas periódicas” de la planta de cogeneración de Viscofan SA, a fecha aproximada de abril de 2008, antes de la puesta en marcha de la nueva central de cogeneración, son los siguientes:

<b>LISTADO DE TAREAS DIARIAS (Mayo 2008)</b>				
<b>TAREA</b>	<b>PERIODO</b>	<b>UBICACIÓN</b>	<b>TIEMPO</b>	<b>COMENTARIOS</b>
Parte de control de planta.	MAÑANA	Sala de control (DCS).	30 min.	
Parte de motores.	MAÑANA	Salas motores tipo K.	40 min.	Vuelta por salas de motores para ver que todo está en orden.
Parte de máquinas de absorción.	MAÑANA	Absorción.	20 min.	Vuelta por absorción y compresores.
Parte de compresores 4 y 5.	MAÑANA	Compresores 4 y 5.	20 min.	Vuelta por absorción y compresores.
Parte de calderas 6 y 7.	MAÑANA	Salas calderas 6 y 7.	20 min.	
Mirar temperaturas de escape de motores.	MAÑANA	Sala de control (Moland).	20 min.	Comprobar si algún cilindro está "cantando" en previsión de una posible parada.
Reset de calderas y revisión general de estado de las calderas.	MAÑANA	Salas calderas 4, 5, 6 y 7.	15 min.	Mínimo cada 1,75 horas.
Análisis de aguas.	MAÑANA	Desmineralización.	50 min.	Dureza, pH, conductividad y cloro en aguas de AT y BT, agua desmineralizada, cadena desmineralizadora, agua de aporte y torres de absorción y cogeneración.
Limpieza quemador caldera 4.	MAÑANA	Sala caldera 4.	15 min.	Limpiar fuel del quemador.
Purgas de calderas 4, 5, 6 y 7.	MAÑANA	Salas calderas 4, 5, 6 y 7.	15 min.	Purgas de fondo, de nivel y de seguridad.
Purga del desgasificador.	MAÑANA	Desgasificador.	5 min.	
Comprobación de purga continua de las calderas.	MAÑANA	Salas calderas 4, 5, 6 y 7.	5 min.	

Comprobación de botellas de propano en calderas 4 y 6.	MAÑANA	Calderas 4 y 6.	5 min.	
Comprobación de la temperatura del fuel (tanques exterior e interior).	MAÑANA	Tanques de fuel.	5 min.	
Parte de control de planta.	TARDE	Sala de control (DCS).	30 min.	
Parte de motores.	TARDE	Salas motores.	40 min.	Vuelta por salas de motores para ver que todo está en orden.
Parte de máquinas de absorción.	TARDE	Absorción.	20 min.	Vuelta por absorción y compresores. Se dosifica en máquina de absorción.
Parte de compresores 4 y 5.	TARDE	Compresores 4 y 5.	20 min.	Vuelta por absorción y compresores.
Parte de calderas 6 y 7.	TARDE	Salas calderas 6 y 7.	20 min.	
Mirar temperaturas de escape de motores.	TARDE	Sala de control (Moland).	20 min.	Comprobar si algún cilindro está "cantando" en previsión de una posible parada.
Reset de calderas y revisión general de estado de las calderas.	TARDE	Salas calderas 4, 5, 6 y 7.	15 min.	Mínimo cada 2 horas.
Análisis aguas.	TARDE	Desmineralización.	20 min.	Dureza, pH, conductividad y cloro en agua del desgasificador y de las calderas de agua caliente de N1 y N2.
Parte de máquinas Trane de tornillo.	TARDE	Máquinas Trane de tornillo.	20 min.	
Limpieza quemador caldera 4.	TARDE	Sala caldera 4.	15 min.	Limpiar fuel del quemador.
Purgas de calderas 4, 5, 6 y 7.	TARDE	Salas calderas 4, 5, 6 y 7.	15 min.	Purgas de fondo, de nivel y de seguridad.
Comprobación de datos de análisis de agua de la mañana y del día anterior para realizar dosificaciones.	TARDE	Partes sala de control.	5 min.	

Dosificación de productos químicos.	TARDE	Calderas y torres (cogen. y absorción viejas y nuevas).	40 min.	Dosificación en calderas 5, 6, 7 y 8, línea de vapor, torres de absorción y cogeneración, desgasificador, circuitos de AT y BT.
Dos veces por semana, tratamiento antialgas en las torres de absorción.	TARDE	Torres de absorción.	30 min.	
Comprobación de purga continua de las calderas.	TARDE	Calderas 4, 5, 6 y 7.	5 min.	
Comprobación de botellas de propano en calderas 4 y 6.	TARDE	Calderas 4 y 6.	5 min.	
Comprobación de la temperatura del fuel (tanques exterior e interior).	TARDE	Tanques de fuel.	5 min.	
Parte de control de planta.	NOCHE	Sala de control (DCS).	30 min.	
Parte de motores.	NOCHE	Salas motores.	40 min.	Vuelta por salas de motores para ver que todo está en orden.
Parte de máquinas de absorción.	NOCHE	Absorción.	20 min.	Vuelta por absorción y compresores.
Parte de compresores 4 y 5.	NOCHE	Compresores 4 y 5.	20 min.	Vuelta por absorción y compresores.
Parte de calderas 6 y 7.	NOCHE	Salas calderas 6 y 7.	20 min.	
Mirar temperaturas de escape de motores.	NOCHE	Sala de control (Moland).	20 min.	Comprobar si algún cilindro está "cantando" en previsión de una posible parada.
Reset de calderas y revisión general de estado de las calderas.	NOCHE	Salas calderas 4, 5, 6 y 7.	15 min.	Mínimo cada 2 horas.
Análisis de aguas.	NOCHE	Desmineralización.	50 min.	Dureza, pH, conductividad y PPM en condensados de naves 1, 2 y 3 y agua de calderas 4, 5, 6 y 7.
Parte de contadores eléctricos y de gas.	NOCHE	Salas de control pl. vieja y nueva, eléctricas, motores, oxid. regenerativo, ERM, subestación eléctrica, cald. 4, tanque fuel, sala eléct. N2.	1 hora	Contadores eléctricos y de gas de toda la fábrica (a medianoche).



Limpieza quemador caldera 4.	NOCHE	Sala caldera 4.	15 min.	Limpiar fuel del quemador.
Purgas de calderas 4, 5, 6 y 7.	NOCHE	Salas calderas 4, 5, 6 y 7.	15 min.	Purgas de fondo, de nivel y de seguridad.
Purga del economizador de la caldera 5.	NOCHE	Caldera 5.	10 min.	
Comprobación de purga continua de las calderas.	NOCHE	Calderas 4, 5, 6 y 7.	5 min.	
Comprobación de botellas de propano en calderas 4 y 6.	NOCHE	Calderas 4 y 6.	5 min.	
Comprobación de la temperatura del fuel (tanques exterior e interior).	NOCHE	Tanques de fuel.	5 min.	
Meter en el ordenador los datos de los análisis de agua de todo el día y de lecturas de contadores.	NOCHE	Sala de control.	40 min.	
Lavado de los turbos de los motores.	NOCHE	Motores.	25 min.	Hay que ir cada semana al laboratorio a por agua destilada.
Vaciado de ciclones en la terraza de los motores.	NOCHE	Terraza de los motores.	15 min.	

Tabla 2: “Listado de tareas diarias”, creado en mayo de 2008.

## LISTADO DE TAREAS PERIÓDICAS (Mayo 2008)

TAREA	PERIODO	UBICACIÓN	TIEMPO	COMENTARIOS
Control de planta de cogeneración.	SIEMPRE	Toda la fábrica.	Indefinido.	Control, mantenimiento y correcto funcionamiento de todas las máquinas (motores, calderas, máquinas de absorción, Tranes de tornillo, compresores, grupos electrógenos) e instalaciones que están a nuestro cargo: marcha, prioridades, caudales o aperturas de bombas, torres, válvulas, intercambiadores, ventilación de salas, dosificadoras, juntas, etc.. Inspección continua al realizar partes, coger muestras, a través del DCS, etc., con especial atención en épocas con temperaturas extremas.
Se realiza vacío en las máquinas de absorción.	Dos veces por semana.	Absorción.	2 horas.	
Desmontaje, limpieza, montaje y comprobación de precámaras.	Continuamente.	Almacén cogeneración.	Indefinido.	En función de revisiones.
Solución de paradas de motores.	En cualquier momento; impredecible.	Salas motores.	Indefinido.	Cambios de bujías, precámaras, presostatos, termopares, bobinas, etc.. Se intenta solucionar. Si no, llamar a Rolls-Royce.
Revisiones programadas de motores.	Cada 1000 horas en cada motor.	Salas motores.	2 horas (sin incidencias).	Revisiones programadas cada 1000 horas. Cambio de bujías, precámaras, limpieza de chiclés, tubos de gas, bobina, relleno o cambio de aceite de turbos.

Cambio de filtros de los turbos.	Cada 10 o 15 días.	Salas motores.	30 min.	Cuando están sucios.
Cambio de filtros de la aspiración de las salas de los motores.	Cada 10 o 15 días.	Salas motores.	2 horas.	Cuando están sucios.
Cambios de filtros de aceite.	Cada 5000 horas en cada motor.	Salas motores.	1 h.	En revisión de 5000 h.
Limpieza de filtros centrífugos.	Cada 5000 horas en cada motor.	Salas motores.	1 h.	En revisión de 5000 h.
Cambio de aceite de los cojinetes del alternador.	Cada 5000 horas en motor 4.	Salas motores.	1 h.	En revisión de 5000 h.
Control de envío de repuestos de Rolls-Royce, preparación del pedido y recogida de paquetería del almacén.	Semanal.	Sala de control y almacén cog.	Indefinido.	
Carga y descarga con la carretilla de todo el material enviado para Rolls-Royce.	Según necesidad.	Planta cogeneración.		
Apoyo a los técnicos de Rolls-Royce cuando hacen revisiones o reparaciones en los motores.	Continuamente.	Salas motores.	Indefinido.	Aislar, vaciar o llenar motor, parar o poner en marcha bombas, ir al almacén de repuestos, mover bultos,...
Apoyo al personal de mantenimiento de Viscofan cuando vienen a hacer reparaciones en la planta.	Continuamente.	Planta cogeneración.	Indefinido.	
Atención a personal de mantenimiento de empresas exteriores cuando vienen a hacer reparaciones.	Continuamente.	Planta cogeneración.	Indefinido.	Aislar circuitos, vaciarlos, abrir y cerrar válvulas, controlar instalaciones.
Lectura de las UPS de la sala de control.	Diario.	Sala de control.	5 min.	Se apunta aprox. diariamente, da igual el turno.
Análisis de condensados de vapor de la nave 1 y piscina de agua fría.	Sábado (TARDE).	Nave 1 y desmineralización.	50 min.	Dureza, pH y conductividad de condensados de Lurgi, caldera de agua caliente, máquina, secadero y N1, y agua de interior de caldera de agua caliente y piscina de 1 °C.

Análisis de condensados de vapor de nave 2 y nave 3.	Domingo (TARDE).	Nave 2 y desmineralización.	50 min.	Dureza, pH y conductividad de condensados de Lurgi 5, Lurgi+caldera de agua caliente, máquina, secadero principal, secadero auxiliar, intercambiador tejado y N2, y agua de interior de caldera de agua caliente, en nave 2; y secaderos, caldera de agua caliente, concentrador y N3, en nave 3.
Contralavado de caldera 5, purgas y control de nivel.	Domingo (MAÑANA).	Caldera 5.	10 min.	
Parte de seguridades de planta.	Fin de semana (MAÑANA).	Planta cogeneración.	1 hora.	Revisión de compresores, aceite bombas, grupos electrógenos, juntas, ...
Cambio de bombas de fuel y limpieza de filtros de caldera 4.	Fin de semana (MAÑANA).	Caldera 4.	30 min.	
Limpieza sala de calderas 4, 6 y 7; y alrededores de caldera 5 y torres de absorción y cogeneración.	Mensual.	Calderas y torres.	30 min.	Cuando se ve sucio.
Limpieza salas de motores.	Todas las semanas.	Salas motores.	1 hora.	Cuando se ve sucio.
Limpieza sala de auxiliares, desmineralización, sala eléctrica.	Mensual.	Planta cog. y desmineralización.	30 min.	Cuando se ve sucio.
Limpieza y ordenamiento del almacén (repuestos y herramienta).	Mensual.	Almacén cogeneración.	1 hora.	Cuando se ve sucio.
Limpieza de los filtros de la ERM.	Semanal.	ERM.	10 min.	Al hacer el parte de contadores.
Recuento de stock de productos químicos.	PRIMER DÍA DE MES	Almacén prod. químicos.	1 hora.	
Relleno de piscinas de agua fría de 1 °C y 4 °C.	Según necesidad.	Piscinas de agua fría (N1).	20 min.	
Subida de productos químicos con la carretilla.	Según necesidad.	Alm. prod. químicos a planta cog.	Indefinido.	Desde el almacén hasta los lugares de dosificación.
Limpieza de intercambiadores.	Mensual.	Sala de auxiliares.	2 h.	Se limpian intercambiadores de BT Haciendo recircular química. Se deja

				varias horas.
Lecturas de contadores de vapor.	ÚLTIMO DÍA DE MES	Lurgui y nave 3.	30 min.	
Cambio de partes en el tablón.	ÚLTIMO DÍA DE MES	Sala de control.	10 min.	
Control de los consumos de las regeneraciones de las cadenas desmineralizadoras.	Continuamente.	Sala de control (DCS) y desmin.		
Relleno de aceite de motores.	Mensual.	Salas motores.		Periódicamente según necesidad y hasta el máximo el último día de mes.
Recogida de muestras de aceite de los motores.	Cada 1000 horas de funcionamiento.	Salas motores.	10 min.	
Trasiego de aceite de tanque de aceite limpio al de diario.	Según necesidad.	Depósitos de aceite.	10 min.	
Vaciado del foso de aceite sucio.	Según necesidad.	Foso de aceite y depósitos.	10 min.	
Recogida de aguas para llevar a analizar a laboratorio externo.	Mensual.	Planta cogeneración.	1 h.	

Tabla 3: “Listado de tareas periódicas”, creado en mayo de 2008.

### 3.3.- PARTES ORIGINALES

Como se puede observar, en los anteriores “Listado de tareas diarias” y “Listado de tareas periódicas” se nombran una serie de partes que se rellenan diariamente, semanalmente o mensualmente. Se presentan estas partes para hacernos una idea de las tareas de mantenimiento preventivo que se desarrollaban en la antigua planta de cogeneración.

#### 3.3.1.- PARTE DE CONTROL DE PLANTA

El “Parte de control de planta” es un parte que sirve a los operarios para tener una visión general del estado de todas las instalaciones que tiene a su cargo. Se rellena en la propia sala de control tomando los datos directamente del Sistema de Control Distribuido (DCS).

Se recogen datos de todas las instalaciones que se controlan desde Cogeneración: motores tipo K, calderas, estación ERM, circuitos de refrigeración de Alta Temperatura y Baja Temperatura, torres de refrigeración, circuitos de aceite, sistemas de ventilación, planta de desmineralización, retorno de condensados, máquinas de absorción, máquinas de frío de tornillo, compresores de aire, grupos electrógenos, circuitos de agua fría...

En todas estas instalaciones se controlan parámetros como temperatura, presión, caudal, apertura de válvulas, marcha/paro, etc.

Por motivos de seguridad y confidencialidad no se presenta este “Parte de control de planta”, que es fundamental para el control global de la planta, por lo que todos los operarios lo rellenan al menos una vez por turno.

#### 3.3.2.- PARTE DE CONTROL DE MOTORES TIPO K

El “Parte de control de motores” es un parte que se rellena *in situ* en las propias salas de los motores y en el que, de manera parecida al parte anterior, se recogen un gran número de parámetros de los motores tipo K.

Algunos de estos parámetros ya están reflejados en el Sistema de Control Distribuido DCS, pero resulta muy práctico el rellenerlo porque sirve a la par de inspección visual del estado de los propios motores, dando opción a encontrar fugas de agua o de aceite, grietas, altas vibraciones, etc. antes de que se produzcan averías más graves.

Al igual que en el anterior parte, se va a evitar presentar el “Parte de control de motores tipo K” en este proyecto por motivos de confidencialidad.

### 3.3.3.- PARTE DE MÁQUINAS DE ABSORCIÓN

El “Parte de máquinas de absorción” sirve para conocer el estado general de las máquinas de absorción de la planta vieja. También en este parte se recogen parámetros de temperatura, presión, caudal u horas de funcionamiento, que nos da una visión global del estado de la máquina. En función de los datos obtenidos se decide actuar sobre la máquina realizándole vacío o abriendo o cerrando caudales de entrada o salida.

En este parte los datos más importantes que se controlan son la temperatura de salida del agua fría y la temperatura de cristalización del bromuro de litio.

### 3.3.4.- PARTE DE MÁQUINAS TRANE DE TORNILLO

El “Parte de máquinas Trane de tornillo” se realiza principalmente en verano y nos da muestra del funcionamiento de estas máquinas que sirven para apoyar en el enfriamiento del circuito de agua fría en épocas de mayor temperatura.

### 3.3.5.- PARTE DE COMPRESORES

El “Parte de compresores” es una toma de datos del funcionamiento de los compresores nº 4 y nº 5, que se realiza tres veces al día (en cada turno) en la sala de compresores.

### 3.3.6.- PARTE DE CALDERAS

El “Parte de calderas” se rellena en las dos calderas de gas, las calderas nº 6 y nº 7. Se realiza también una vez por turno y, además de la recogida de datos de interés (presiones, temperaturas, caudales,...) y de la inspección visual, incluye la realización de purgas de fondo para arrastrar lodos y de purgas en los niveles visuales.

### 3.3.7.- PARTE DE ANÁLISIS DE AGUAS Y DOSIFICACIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS

El “Parte de análisis de aguas y dosificación de productos químicos” se va completando a lo largo del día entre todos los operarios.

En el turno de mañana se realizan análisis de las torres de refrigeración de cogeneración y absorción, del agua de aporte, agua desmineralizada y agua de la cadena en funcionamiento, y de los circuitos de Alta Temperatura y Baja Temperatura de las dos plantas.

Por la tarde se analiza el agua del desgasificador y se dosifican productos químicos en el desgasificador, en los circuitos de AT y BT, en las líneas de vapor, en todas las calderas (de gas y de recuperación) y en las torres de refrigeración de cogeneración y absorción.

Por último, en el turno de noche se analizan el agua de todas las calderas y el retorno de condensados, y se meten los datos diarios al ordenador.

En función de los resultados obtenidos en los análisis se modifican las cantidades de productos químicos dosificadas o se actúa abriendo o cerrando purgas continuas.

### 3.3.8.- PARTE DE LECTURA DE CONTADORES

Todos los días, a las 00.00 horas, se realiza el “Parte de lectura de contadores”. En él se apuntan los datos de contadores de gas y eléctricos en varios puntos de la fábrica (estación ERM, motores y calderas 6 y 7 para el gas; motores, subestación eléctrica, sala eléctrica) con el fin de cotejarlos con los datos de telemedida o de encontrar problemas de suministro o de sobreconsumo.

### 3.3.9.- PARTE DE CONTROL DE TEMPERATURA DE ESCAPE DE MOTORES

Originariamente el “Parte de control de temperatura de los motores” se realizaba diariamente en todos los turnos. No era apenas eficiente, pues se trata de apuntar las temperaturas de todos los cilindros del motor varias veces en un espacio de tiempo no muy amplio con el fin de observar si alguna sufría variaciones notables que demostraran algún fallo en la combustión.

En la actualidad, debido a la formación de los técnicos, estos pueden detectar si un cilindro “canta” mediante la observación de picos en la exportación eléctrica. Es en este



momento cuando realizan este “parte de control de temperaturas de escape” con el fin de saber qué bujía o precámara es posible que falle en las próximas horas y estar al tanto para su reparación.

### 3.3.10.- PARTE DE SEGURIDADES DE PLANTA

El “Parte de seguridades de planta” es uno de los partes más importantes que se desarrollan en la planta de cogeneración de Viscofan SA. Se realiza semanalmente, siempre en el turno de mañana del fin de semana.

En este parte se realiza una revisión minuciosa del funcionamiento de todos los equipos auxiliares de la planta de cogeneración, indispensables para su buen funcionamiento. Se comprueba el funcionamiento del grupo electrógeno de emergencia, del compresor de aire de emergencia, se revisan y purgan las botellas de aire de arranque, se cambian las bombas de alimentación de las calderas, se comprueba el engrase de las bombas, y se revisan juntas de dilatación, rack de tuberías y planta de desmineralización.

Debido a la importancia de los equipos que se revisan, este parte es imprescindible en el plan de mantenimiento de la planta.

### 3.3.11.- PARTE DE STOCK DE PRODUCTOS QUÍMICOS

El “Parte de stock de productos químicos” se realiza una vez al mes con el fin de saber la cantidad de aceite y de productos químicos que se tiene en stock. De este modo, sabiendo el consumo diario aproximado de cada producto, se pueden realizar los pedidos con suficiente antelación como para no quedarse sin suministro en ningún momento.

### 3.3.12.- PARTE DE CONSUMO DE REGENERACIONES

El “Parte de consumo de las regeneraciones” es un parte en el que se rellena la cantidad de ácido clorhídrico y de sosa que se consumen en cada regeneración de las cadenas de la planta de desmineralización, leyendo en el control distribuido DCS el descenso del nivel de los depósitos de estos productos. Simplemente se registra por seguridad, para cerciorarse de que el consumo de estos productos químicos peligrosos es el adecuado.

### 3.3.13.- OTROS

Existen en la planta otros partes de control que, por no extendernos en su presentación, solamente nombraremos por encima, como es el caso del “Parte de control de relleno de aceite de los motores” o el “Parte de control de stock de repuestos de motores”.

El primero se rellena directamente sobre una tabla de Excel guardada en el ordenador que utilizan los operarios en la sala de control. Sirve para conocer el consumo mensual de aceite de cada motor y para predecir posibles fugas o averías.

El segundo es una hoja en la que se apuntan los repuestos (bujías, precámaras, termostatos, manómetros, presostatos, filtros,...) de los motores que se han consumido semanalmente, en base al cual se hace un pedido semanal a Rolls-Royce para tener siempre material básico en stock y poder hacer pequeñas reparaciones rápidamente. Resulta esencial para poder realizar pequeñas actuaciones en los motores sin necesidad de esperar la llegada de un técnico o un repuesto.

## 3.4.- AVERÍAS HABITUALES EN PLANTAS DE COGENERACIÓN

Aunque los fallos típicos de cada planta dependen de los modelos específicos de cada uno de los equipos que componen la planta, es posible generalizar una serie de fallos que pueden considerarse habituales en las plantas de cogeneración. Sin pretender realizar un estudio profundo y detallado de estos fallos, se exponen en este capítulo los síntomas, causas y consecuencias de cada uno de ellos, tratando en algunos casos de exponer cómo corregirlos o evitarlos.

Debido a su especial importancia, y aunque su mantenimiento es realizado principalmente por los técnicos del fabricante, se presentan más detalladamente las principales averías que ocurren en motores de gas. Esto no debe hacer pensar que las averías en las instalaciones de recuperación de calor o en los sistemas auxiliares deben preocupar menos al técnico de la planta, ya que a pesar de que su gravedad es inferior, son mucho más frecuentes que las que afectan al motor.

### 3.4.1.- FALLOS EN MOTORES DE GAS

La mayor parte de los fallos en motores de gas tienen cuatro orígenes principales:

- a.- Fallos de diseño.
- b.- La cogeneración comercial entre fabricantes, que lleva a que éstos garanticen prestaciones que no se corresponden con el desarrollo de la técnica.
- c.- Las duras condiciones de uso de algunos de los equipos, obligados a producir al 100% de su capacidad (en muchos casos, realmente por encima de ese 100% real).
- d.- Negligencias graves de operación.

#### 3.4.1.1.- Gripado

Se entiende en general por gripado la avería que se produce cuando dos piezas que actúan conjuntamente mediante rozamiento, una fija y otra móvil, se agarrotan o sueldan entre sí. En el caso del motor, este efecto se produce entre pistón y cilindro o entre los casquillos y el cigüeñal.

El gripado pistón-camisa aparece normalmente por cuatro causas: un fallo en la lubricación, un fallo en la refrigeración, desequilibrio de biela que produce un desgaste diferencial en el cilindro y defectos en uno de los segmentos, el llamado aro de compresión o aro de fuego. El gripado suele producirse en la parte alta del cilindro, donde las condiciones son más extremas.

Por su alto coste y por la gravedad de esta avería, los motores están equipados con una serie de instrumentos capaces de detectar con antelación un problema que pueda conducir al gripado del motor. Aún así, resulta curioso que el gripado del motor no sea una avería rara e infrecuente. En un buen número de ocasiones detrás de un gripado hay una negligencia grave de operación o de mantenimiento del motor: arranques sucesivos en condiciones de fallo, desconexión de los sistemas de protección, alarmas repetidas a las que no se hace caso, etc.

El gripado del cigüeñal consiste en el bloqueo de uno de los cojinetes del cigüeñal, y que impide o dificulta su movimiento. El cigüeñal tiene dos tipos de cojinetes: los que unen éste al bloque motor y los que lo unen con cada una de las bielas. Cualquiera de ellos es susceptible de sufrir un gripado.

#### 3.4.1.2.- Sobrepresión en el cárter

Cuando el aceite entra en contacto con una superficie que se encuentra a una temperatura elevada puede producirse la vaporización parcial de éste. Estos vapores crearán una presión adicional en el cárter, que se suele detectar por medios ópticos (que detectan una niebla) o a través de sensores de presión.

La presencia de vapores de aceite no es perjudicial en sí misma, sino que detecta la presencia de un posible problema grave en otra parte. Es la parte caliente que está en contacto con el aceite lo que es importante descubrir.

#### 3.4.1.3.- Detonaciones

La detonación o *knocking* aparece cuando la mezcla gas-aire se inflama bruscamente antes de que salte la chispa en la bujía, cuando el pistón no ha alcanzado aún el momento preciso. Se provoca, por tanto, una fuerza que se opone al movimiento normal del cigüeñal.

Los factores que intervienen en el *knocking* son los siguientes:

- La instrumentación del sistema anti-knocking: esta instrumentación, como cualquier otra puede fallar e indicarnos que está habiendo un problema que en realidad no existe.
- Fallo en el detector inductivo (pick-up) que indica la posición del volante de inercia.
- El estado del aceite de lubricación.
- La composición del gas: el gas con un número de metano bajo tiene una capacidad detonante mayor que un gas natural con un número de metano mayor, ya que produce los radicales libres necesarios para el inicio de la reacción a una temperatura inferior.
- El estado de las camisas: si éstas han perdido el bruñido, es decir, la superficie rugosa que retiene el aceite, parte de éste puede pasar a la cámara de combustión y provocar puntos calientes.
- Las bujías: la combustión detonante puede conducir a una elevación anormal de la temperatura de los electrodos de la bujía, con el consiguiente pre-encendido superficial. El pre-encendido producido por la detonación puede realimentar e intensificar ésta, pudiendo llegarse a producir un pre-encendido de avance creciente extremo y errático. Este fenómeno se conoce como *wild pind*.

Las principales consecuencias del fenómeno de detonación son: degradación acelerada de pistón, camisa y válvulas; disparo del motor al activarse el sistema de protección anti-knocking; pérdida de rendimiento y de potencia, al tener que bajar la temperatura de cámaras de combustión para evitarlo.

#### 3.4.1.4.- Alta temperatura del agua de refrigeración

Cuando el motor recibe el agua o fluido con el que tiene que refrigerarse a una temperatura excesiva, es evidente que éste no será capaz de evacuar con eficacia el calor generado en el cilindro. Por esta razón, para prevenir un fallo mayor, el motor suele dar una alarma, y si el problema persiste, terminará parando.

#### 3.4.1.5.- Baja presión de aceite del circuito de lubricación

Este fallo, que por supuesto hace parar el motor, puede deberse a falta de nivel de aceite, a una obstrucción en tuberías o un fallo en la bomba de aceite. Por la criticidad de este fallo, la bomba de lubricación suele y debe ser una bomba mecánica acoplada al eje de giro, de forma que siempre que esté en marcha el motor la bomba esté dando presión, sin depender del suministro eléctrico o del sistema de control. Determinado motores están equipados además con una bomba de emergencia.

#### 3.4.1.6.- Alta temperatura de aceite de lubricación

Si el intercambiador aceite-agua que se encarga de la refrigeración del aceite está sucio, el caudal del agua de refrigeración no es el específico o su temperatura es más alta de lo debido, puede aparecer en el motor una alarma de "alta temperatura del aceite de lubricación", que puede provocar un disparo del motor si alcanza ciertos valores.

#### 3.4.1.7.- Altas vibraciones en cigüeñal

Si se detectan altas vibraciones en el cigüeñal, puede ser debido a causas externas al motor, como el estado del acoplamiento con el alternador, a la desalineación del conjunto motor-reductor o a vibraciones que provengan del propio reductor.

Si se descartan esas causas, un alto nivel de vibraciones puede ser debido a: mal estado de los sensores de vibración o de las tarjetas acondicionadoras de señal (falsa señal), desequilibrio del cigüeñal (por un deficiente contrapesado de éste), mal estado de cojinetes de bancada o de biela, gripado de algún cilindro, mal estado de alguna biela.

#### 3.4.1.8.- Altas vibraciones en turbocompresor

El turbocompresor es el otro elemento de motor en el que se mide el nivel de vibraciones. En caso de detectarse un alto nivel de vibraciones, las causas suelen ser las siguientes:

- Error en el elemento sensor o en el transmisor. Como siempre, puede tratarse de una señal falsa.
- Desequilibrio en el elemento rotor, por incrustaciones o por roturas en los álabes de turbina o compresor.
- Mal estado de cojinetes o rodamientos del eje.

#### 3.4.1.9.- Fallo en el encendido

Las bujías en los motores de gas han sido tradicionalmente uno de los puntos débiles de estos motores que han traído de cabeza tanto a los ingenieros de los diversos fabricantes, a los servicios de asistencia técnica y a los propios técnicos de mantenimiento de las plantas. La reparación suele ser sencilla: una vez detectado que hay un fallo en una bujía, se para el motor, se sustituye y se vuelve a arrancar. Cualquier operador de planta mínimamente entrenado es capaz de realizar esta sencilla operación. No es la reparación, pues, lo que complica esta avería, sino su alta frecuencia y el alto coste de la bujía.

Además de las bujías, las cajas de encendido que regulan el salto de la chispa y los sistemas de detección de la posición del volante de inercia suelen presentar fallos habituales.

#### 3.4.1.10.- Bajo rendimiento (mayor consumo de combustible)

Actualmente y debido a los altos precios del gas combustible, uno de los mayores problemas que puede tener un motor es que su consumo sea mayor que el

estipulado. Esto irá en contra del plan de negocio y de las garantías que el fabricante del motor o el contratista de operación y mantenimiento ofrecen al promotor de la planta.

Las causas de una posible pérdida de rendimiento podrían ser las siguientes:

- Fallo en el turbocompresor, de forma que la presión y caudal de aire o mezcla que es capaz de proporcionar es menor a la de diseño.
- Detonaciones, que obligan a reducir las presiones y temperaturas de la cámara de combustión.
- Fallos en bujías.
- Mal estado de las válvulas de admisión o escape.
- Mal estado del aro de compresión del pistón.
- Composición inadecuada del gas.
- Aumento de la temperatura de la nave donde se aloja el motor y de la que éste forma el aire para la combustión.

#### 3.4.1.11.- Alta temperatura en cámaras de combustión

Cuando el motor detecta una temperatura anormalmente alta en alguna de las cámaras de combustión indica en primer lugar una alarma. Si sobrepasa un valor establecido, realiza una parada del motor para evitar averías mayores. Las causas pueden ser las siguientes:

- Termopar en mal estado.
- Fallo en el turbocompresor, que estaría alimentando de mezcla combustible o de aire a una presión más alta de lo debido.
- Composición anormal del gas combustible.
- Temperatura excesiva del aire de admisión.
- Fallo en la refrigeración de la camisa.

#### 3.4.1.12.- Fallos en la alimentación a equipos de control

Los equipos de control del motor deben estar alimentados por una tensión constante, ajena a las oscilaciones que puede tener la red o incluso a la interrupción del suministro. Por ello, los sistemas de control suelen tener una alimentación segura, a

partir de un sistema de alimentación ininterrumpida, SAI. Este sistema debe proporcionar una tensión segura, de un valor más o menos preciso, y un muy bajo nivel de variación o rizado.

Los fallos en este sistema pueden provocar el borrado de los dispositivos programables que llevan las tarjetas electrónicas que componen los sistemas de control.

### 3.4.2.- FALLOS EN CALDERA

Los fallos más habituales en caldera suelen ser los siguientes:

- Fugas en válvulas. Las más propensas son las que soportan unas condiciones de trabajo más difíciles, esto es, las válvulas de control de la zona de alta presión, en caso de que la turbina tenga varios niveles de presión. Las fugas en las válvulas de seguridad y en las de drenaje son también habituales.
- Fallos en la instrumentación (lazos de control de nivel de agua en los calderines, lazos de presión, lazos de caudal y lazos de temperatura).
- Fugas de vapor y de agua por tuberías externas.
- Roturas internas en haces tubulares (pinchazos) y colectores. Estas roturas suelen tener su origen en corrosiones, fatiga del material, defectos de construcción y defectos de diseño.
- Obstrucción de filtros.
- Fallos en los motores y en las bombas de agua de alimentación
- Desprendimiento y deterioro del material aislante (calorifugado), que hace que los humos, con energía térmica aprovechable, salgan al exterior por sitios inapropiados.

### 3.4.3.- FALLOS EN EL CICLO AGUA- VAPOR

Los fallos habituales relacionados con el ciclo agua-vapor son los siguientes:

- Fugas en tuberías.
- Fallos de válvulas motorizadas.
- Fallos en válvulas manuales.
- Mal funcionamiento de las válvulas de derivación (by-pass).
- Obstrucción de válvulas de atemperación.



- Fallos en válvulas de purga.
- Suciedad en el condensador.

#### 3.4.4.- FALLOS EN EL SISTEMA DE AGUA DE REFRIGERACIÓN

En las plantas con un sistema de refrigeración semiabierto (con torre de refrigeración), los principales fallos que pueden ocurrir son los siguientes:

- Fallos en las bombas de agua de reposición a la torre.
- Roturas y obstrucciones en el circuito de reposición y en el de purga de la torre, y en válvulas de dichos circuitos.
- Fallos en válvulas en el circuito de reposición y en el de purga de la torre.
- Fallos en bombas de impulsión al condensador.
- Roturas y obstrucciones en el circuito de impulsión al condensador, y en las válvulas de dicho circuito.
- Desequilibrio en las aspas de ventiladores.
- Fallos en el sistema de transmisión de movimiento desde el motor al ventilador.
- Fallos en los variadores electrónicos que controlan los ventiladores.
- Fallos en el control de nivel de la torre.
- Corrosiones e incrustaciones en el circuito.

En las plantas con sistema de refrigeración basado en aerocondensadores los fallos más habituales son:

- Desequilibrio en las aspas de los ventiladores.
- Fallos en el sistema de transmisión de movimiento desde el motor al ventilador.
- Fallos en los variadores que controlan los ventiladores.
- Fallos en la instrumentación de control de temperatura.
- Roturas en tuberías de los haces tubulares.
- Incrustaciones en el interior de tuberías del aerocondensador.
- Fallos en válvulas del aerocondensador.

### 3.4.5.- FALLOS EN LA ESTACIÓN DE GAS (ERM)

Los fallos más comunes en la ERM son los siguientes:

- Válvulas que no funcionan correctamente.
- Fallos en el sistema de calentamiento de gas.
- Fugas de gas por soldaduras de tubos o por válvulas. El fallo más importante que puede ocurrir es la fuga de gas con incendio de éste.

### 3.4.6.- FALLOS EN EL ALTERNADOR

Los fallos que suelen presentarse en los alternadores de las plantas de cogeneración suelen ser:

- Fallo en el ventilador que refrigera el equipo.
- Vibraciones en el rotor.
- Alta temperatura en cojinetes.
- Bloqueo del eje rotor, como caso extremo del fallo anterior.
- Fallos en el sistema de excitación.
- Cortocircuito en bobinadas, por defectos o deterioro del aislamiento.

### 3.4.7.- FALLOS EN EQUIPOS DE ABSORCIÓN

Los fallos típicos de estos equipos son los siguientes:

- Cristalización de la disolución de bromuro de litio.
- Perforación de alguno de los haces tubulares de los intercambiadores.
- Fallo en la bomba de vacío.

### 3.4.8.- FALLOS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

A continuación se exponen las averías más típicas a que están sometidos los sistemas eléctricos, tanto de alta tensión como de baja, de una planta de cogeneración:

- Fallos en las protecciones del transformador principal, de servicio o auxiliares.
- Alta temperatura en los transformadores principales, por fallo en la ventilación.
- Fallo en el cambiador de carga de transformadores.
- Fallo mecánico en el interruptor principal o en los seccionadores.
- Fallo en la medida de energía importada/exportada.
- Fallo en las protecciones de la línea.
- Rotura o derivación de la línea de alta tensión desde el interruptor principal hasta la subestación de la red eléctrica.

#### 3.4.9.- FALLOS EN EL SISTEMA DE CONTROL

El sistema de control de la planta suele ser un elemento robusto y fiable. No obstante, pueden producirse algunos fallos achacables a este sistema:

- Fallo en la alimentación eléctrica de los sistemas de control.
- Fallos provocados por unas condiciones ambientales de la sala de control inadecuadas, como son temperatura, humedad, suciedad, vibración.
- Bloqueo del sistema de control por causas informáticas.
- Deficiente calibración de lazos de control.

## **4.- DESARROLLO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO**

Una vez conocidas todas las tareas desarrolladas en la planta de cogeneración antigua, es el momento de conocer las nuevas tareas que se van a desarrollar tras la puesta en marcha de la nueva central de cogeneración.

En un principio, parece evidente que muchas de las tareas van a ser copia de las ya desarrolladas en la planta antigua.

De este modo se desarrollará un primer punto en el que se presenten las modificaciones introducidas en el listado de tareas diarias y en los partes originales desde que solo existía la planta de cogeneración antigua (hasta abril de 2008) hasta que ya están en funcionamiento las dos fases de la nueva planta (mitades de 2009) y ya se tiene un conocimiento importante de las necesidades de la nueva instalación (primavera de 2010).

Es importante reseñar en este punto que desde la puesta en funcionamiento de la nueva central, el departamento de Cogeneración cuenta con un operario más, que desarrolla su actividad de lunes a viernes en horario de jornada partida y que libera a los cinco operarios que trabajan a turnos (todos los días del año en turnos de mañana, tarde y noche) de algunas de las tareas que desarrollaban con anterioridad.

A continuación se presentarán las nuevas tareas de mantenimiento que se vienen desarrollando en el departamento de Cogeneración desde la instalación de la nueva planta, principalmente el análisis de vibraciones en todos los motores y los reglajes de válvulas en los nuevos motores tipo B.

Y por último, se comentarán las ideas que se tienen para próximas actuaciones dentro del Plan de mantenimiento integral de la planta, pero que por falta de tiempo y de medios todavía no han podido ser desarrolladas. En este apartado destacan la posibilidad de realizar más análisis de vibraciones en otros equipos de la planta (bombas, ventiladores,...) y la realización de termografías en “puntos calientes” de la planta, principalmente embarrados y conexiones eléctricas de gran importancia.

## **4.1.- MODIFICACIONES AL ANTIGUO PLAN DE MANTENIMIENTO**

### **4.1.1.- LISTADO DE TAREAS DIARIAS Y PERIÓDICAS**

Si en el apartado 3.2. se presentaban el “Listado de tareas diarias” y el “Listado de tareas periódicas” actualizado a fecha de mayo de 2008 como una introducción a las tareas de mantenimiento que se realizaban en la planta de cogeneración antigua, antes de entrar en servicio la nueva central de cogeneración, ahora se van a presentar los mismos listados actualizados a fecha de mayo de 2010, con las dos plantas ya a pleno rendimiento y con algunas modificaciones en cuanto a tareas (algunas ya obsoletas, otras de reciente creación) y a tiempos (se han incrementado los tiempos de varias tareas por haberse duplicado los equipos).

La primera gran novedad que se observa es la inclusión de un nuevo turno de jornada partida, pues desde la puesta en marcha de la planta nueva el Departamento de Cogeneración cuenta con un nuevo operario.

Como se observa, este se encarga diariamente de los análisis de aguas, con el apoyo de los operarios de turnos, que se han visto duplicados con la creación de la nueva planta. También todos los días realiza el parte de vuelta al turno y, semanalmente, el parte de seguridades.

De este modo se libera de trabajo a los operarios de turnos, para que el control sobre las dos plantas de cogeneración sea mayor ahora que los equipos, y en consecuencia las averías, se han visto incrementados de manera notable.

También son novedades la realización una vez al mes de análisis de vibraciones en todos los motores, y el apoyo a los técnicos de Rolls-Royce al realizar reglajes de válvulas en los nuevos motores cada 750 horas.

Por último es reseñable el incremento de tiempos en algunas tareas comunes tras la puesta en marcha de la nueva planta, ya que se han de hacer el doble de análisis, de revisiones o de dosificaciones, y la existencia muchos más equipos y, consecuentemente, más averías y dificultades.

## LISTADO DE TAREAS DIARIAS (Mayo 2010)

TAREA	PERIODO	UBICACIÓN	TIEMPO	COMENTARIOS
Análisis de aguas de circuitos y torres.	JOR. PARTIDA	Desmineralización.	1,5 horas	Dureza, pH, conductividad y cloro en aguas de AT y BT planta antigua, AT y BT circuito nuevo, AT motores, agua desmineralizada, cadena desmineralizadora, agua de aporte, torres de absorción y cogeneración antiguas y torres de absorción y refrigeración de BT nuevas.
Comprobación de datos de análisis de agua de la mañana y del día anterior para realizar dosificaciones.	JOR. PARTIDA	Partes sala de control.	5 min.	
Dosificaciones de productos químicos.	JOR. PARTIDA	Calderas y torres (cogen. y absorción viejas y nuevas).	1 hora	Dosificación en calderas 5, 6, 7 y 8, líneas de vapor, torres de absorción y cogeneración, desgasificador, circuitos de AT y BT de plantas antigua y nueva.
Análisis aguas.	JOR. PARTIDA	Desmineralización.	20 min.	Dureza, pH, conductividad y cloro en agua del desgasificador y de las calderas de agua caliente de N1 y N2.
Análisis de aguas.	JOR. PARTIDA	Desmineralización.	50 min.	Dureza, pH, conductividad y PPM en condensados de naves 1, 2 y 3 y agua de calderas 5, 6, 7, 8 y 9.
Parte de vuelta al turno	JOR. PARTIDA	Toda la fábrica.	1 hora	Inspección visual y revisión de todos los equipos e instalaciones importantes de la planta de cogeneración.
Parte de control de planta.	MAÑANA	Sala de control (DCS).	30 min.	
Parte de motores.	MAÑANA	Salas motores tipo K.	40 min.	Vuelta por salas de motores para ver que todo está en orden.
Parte de máquinas de absorción.	MAÑANA	Absorción.	20 min.	Vuelta por absorción y compresores.

Parte de compresores 4 y 5.	MAÑANA	Compresores 4 y 5.	20 min.	Vuelta por absorción y compresores.
Parte de calderas 6 y 7.	MAÑANA	Salas calderas 6 y 7.	20 min.	
Parte de vuelta al turno.	MAÑANA	Toda la fábrica.	1 hora	Inspección visual y revisión de todos los equipos e instalaciones importantes de la planta de cogeneración.
Mirar temperaturas de escape de motores.	MAÑANA	Sala de control (Moland).	20 min.	Comprobar si algún cilindro está "cantando" en previsión de una posible parada.
Reset de calderas y revisión general de estado de las calderas.	MAÑANA	Salas calderas 5, 6, 7, 8 y 9.	15 min.	Mínimo cada 1,75 horas.
Purgas de calderas 5, 6, 7, 8 y 9.	MAÑANA	Salas calderas 5, 6, 7, 8 y 9.	15 min.	Purgas de fondo, de nivel y de seguridad.
Purga del desgasificador.	MAÑANA	Desgasificador.	5 min.	
Comprobación de purga continua de las calderas.	MAÑANA	Salas calderas 5, 6, 7, 8 y 9.	5 min.	
Comprobación de botellas de propano en caldera 6.	MAÑANA	Caldera 6.	5 min.	
Análisis de aguas de circuitos y torres.	MAÑANA	Desmineralización.	1,5 horas	Dureza, pH, conductividad y cloro en aguas de AT y BT planta antigua, AT y BT circuito nuevo, AT motores, agua desmineralizada, cadena desmineralizadora, agua de aporte, torres de absorción y cogeneración antiguas y torres de absorción y refrigeración de BT nuevas.
Parte de control de planta.	TARDE	Sala de control (DCS).	30 min.	
Parte de motores.	TARDE	Salas motores.	40 min.	Vuelta por salas de motores para ver que todo está en orden.
Parte de máquinas de absorción.	TARDE	Absorción.	20 min.	Vuelta por absorción y compresores. Se dosifica en máquina de absorción.
Parte de compresores 4 y 5.	TARDE	Compresores 4 y 5.	20 min.	Vuelta por absorción y compresores.
Parte de calderas 6 y 7.	TARDE	Salas calderas 6 y 7.	20 min.	

Parte de vuelta al turno.	TARDE	Toda la fábrica.	1 hora	Inspección visual y revisión de todos los equipos e instalaciones importantes de la planta de cogeneración.
Mirar temperaturas de escape de motores.	TARDE	Sala de control (Moland).	20 min.	Comprobar si algún cilindro está "cantando" en previsión de una posible parada.
Reset de calderas y revisión general de estado de las calderas.	TARDE	Salas calderas 4, 5, 6 y 7.	15 min.	Mínimo cada 2 horas.
Parte de máquinas Trane de tornillo.	TARDE	Máquinas Trane de tornillo.	20 min.	
Purgas de calderas 5, 6, 7, 8 y 9.	TARDE	Salas calderas 5, 6, 7, 8 y 9.	15 min.	Purgas de fondo, de nivel y de seguridad.
Comprobación de purga continua de las calderas.	TARDE	Salas calderas 5, 6, 7, 8 y 9.	5 min.	
Comprobación de botellas de propano en caldera 6.	TARDE	Caldera 6.	5 min.	
Comprobación de datos de análisis de agua de la mañana y del día anterior para realizar dosificaciones.	TARDE	Partes sala de control.	5 min.	
Dosificaciones de productos químicos.	TARDE	Calderas y torres (cogen. y absorción viejas y nuevas).	1 hora	Dosificación en calderas 5, 6, 7 y 8, líneas de vapor, torres de absorción y cogeneración, desgasificador, circuitos de AT y BT de plantas antigua y nueva.
Análisis aguas.	TARDE	Desmineralización.	20 min.	Dureza, pH, conductividad y cloro en agua del desgasificador y de las calderas de agua caliente de N1 y N2.
Parte de control de planta.	NOCHE	Sala de control (DCS).	30 min.	
Parte de motores.	NOCHE	Salas motores.	40 min.	Vuelta por salas de motores para ver que todo está en orden.
Parte de máquinas de absorción.	NOCHE	Absorción.	20 min.	Vuelta por absorción y compresores.
Parte de compresores 4 y 5.	NOCHE	Compresores 4 y 5.	20 min.	Vuelta por absorción y compresores.



Parte de calderas 6 y 7.	NOCHE	Salas calderas 6 y 7.	20 min.	
Parte de vuelta al turno.	NOCHE	Toda la fábrica.	1 hora	Inspección visual y revisión de todos los equipos e instalaciones importantes de la planta de cogeneración.
Mirar temperaturas de escape de motores.	NOCHE	Sala de control (Moland).	20 min.	Comprobar si algún cilindro está "cantando" en previsión de una posible parada.
Reset de calderas y revisión general de estado de las calderas.	NOCHE	Salas calderas 4, 5, 6 y 7.	15 min.	Mínimo cada 2 horas.
Parte de contadores eléctricos y de gas.	NOCHE	Salas de control pl. vieja y nueva, eléctricas, motores, oxid. regenerativo, ERM, subestación eléctrica, cald. 4, tanque fuel, sala eléct. N2.	1 hora	Contadores eléctricos y de gas de toda la fábrica (a medianoche).
Purgas de calderas 5, 6, 7, 8 y 9.	NOCHE	Salas calderas 5, 6, 7, 8 y 9.	15 min.	Purgas de fondo, de nivel y de seguridad.
Comprobación de purga continua de las calderas.	NOCHE	Salas calderas 5, 6, 7, 8 y 9.	5 min.	
Comprobación de botellas de propano en caldera 6.	NOCHE	Caldera 6.	5 min.	
Purga del economizador de la caldera 5.	NOCHE	Caldera 5.	10 min.	
Meter en el ordenador los datos de los análisis de agua de todo el día y de lecturas de contadores.	NOCHE	Sala de control.	40 min.	
Lavado de los turbos de los motores.	NOCHE	Motores.	25 min.	Hay que ir cada semana al laboratorio a por agua destilada.
Vaciado de ciclones en la terraza de los motores K.	NOCHE	Terraza de los motores.	15 min.	
Análisis de aguas.	NOCHE	Desmineralización.	50 min.	Dureza, pH, conductividad y PPM en condensados de naves 1, 2 y 3 y agua de calderas 5, 6, 7, 8 y 9.

Tabla 4: "Listado de tareas diarias", actualizado en mayo de 2010.

## LISTADO DE TAREAS PERIÓDICAS (Mayo 2010)

TAREA	PERIODO	UBICACIÓN	TIEMPO	COMENTARIOS
Control de planta de cogeneración.	SIEMPRE	Toda la fábrica.	Indefinido.	Control, mantenimiento y correcto funcionamiento de todas las máquinas (motores, calderas, máquinas de absorción, Tranes de tornillo, compresores, grupos electrógenos) e instalaciones que están a nuestro cargo: marcha, prioridades, caudales o aperturas de bombas, torres, válvulas, intercambiadores, ventilación de salas, dosificadoras, juntas, etc.. Inspección continua al realizar partes, coger muestras, a través del DCS, etc., con especial atención en épocas con temperaturas extremas.
Se realiza vacío en las máquinas de absorción.	Dos veces por semana.	Absorción.	2 horas.	
Desmontaje, limpieza, montaje y comprobación de precámaras.	Continuamente.	Almacén cogeneración.	Indefinido.	En función de revisiones.
Solución de paradas de motores.	En cualquier momento; impredecible.	Salas motores.	Indefinido.	Cambios de bujías, precámaras, presostatos, termopares, bobinas, etc.. Se intenta solucionar. Si no, llamar a Rolls-Royce.
Revisiones programadas de motores.	Cada 1000 horas en cada motor.	Salas motores.	2 horas (sin incidencias).	Revisiones programadas cada 1000 horas. Cambio de bujías, precámaras, limpieza de chicle, tubos de gas, bobina, relleno o cambio de aceite de turbos.
Cambio de filtros de los turbos.	Cada 10 o 15 días.	Salas motores.	30 min.	Cuando están sucios.
Cambio de filtros de la aspiración de las salas de los motores.	Cada 10 o 15 días.	Salas motores.	2 horas.	Cuando están sucios.
Reglaje de válvulas en motores nuevos con técnicos de RR.	Aprox. cada 750 horas en cada motor.	Salas motores.	2 h.	Se comprueba así el desgaste de los asientos y se determina qué culatas hay que cambiar. Si se puede se hace coincidir con revisiones.

Análisis de vibraciones en motores.	Mensual (primeros de mes).	Salas motores.	4 h. (30 min. cada motor)	Se miden las vibraciones en unos puntos concretos de los motores para detectar posibles averías.
Cambios de filtros de aceite.	Cada 5000 horas en cada motor.	Salas motores.	1 h.	En revisión de 5000 h.
Limpieza de filtros centrífugos.	Cada 5000 horas en cada motor.	Salas motores.	1 h.	En revisión de 5000 h.
Cambio de aceite de los cojinetes del alternador.	Cada 5000 horas en motor 4.	Salas motores.	1 h.	En revisión de 5000 h.
Control de envío de repuestos de Rolls-Royce, preparación del pedido y recogida de paquetería del almacén.	Semanal.	Sala de control y almacén cog.	Indefinido.	
Carga y descarga con la carretilla de todo el material enviado para Rolls-Royce.	Según necesidad.	Planta cogeneración.		
Apoyo a los técnicos de Rolls-Royce cuando hacen revisiones o reparaciones en los motores.	Continuamente.	Salas motores.	Indefinido.	Aislar, vaciar o llenar motor, parar o poner en marcha bombas, ir al almacén de repuestos, mover bultos,...
Apoyo al personal de mantenimiento de Viscofan cuando vienen a hacer reparaciones en la planta.	Continuamente.	Planta cogeneración.	Indefinido.	
Atención a personal de mantenimiento de empresas exteriores cuando vienen a hacer reparaciones.	Continuamente.	Planta cogeneración.	Indefinido.	Aislar circuitos, vaciarlos, abrir y cerrar válvulas, controlar instalaciones.
Lectura de las UPS de la sala de control.	Diario.	Sala de control.	5 min.	Se apunta aprox. diariamente, da igual el turno.
Análisis de condensados de vapor de la nave 1 y piscina de agua fría.	Sábado (TARDE).	Nave 1 y desmineralización.	50 min.	Dureza, pH y conductividad de condensados de Lurgi, caldera de agua caliente, máquina, secadero y N1, y agua de interior de caldera de agua caliente y piscina de 1 °C.
Análisis de condensados de vapor de nave 2 y nave 3.	Domingo (TARDE).	Nave 2 y desmineralización.	50 min.	Dureza, pH y conductividad de condensados de Lurgi 5, Lurgi+caldera de agua caliente, máquina, secadero principal, secadero auxiliar, intercambiador tejado y N2, y agua de interior de caldera de agua caliente, en

				nave 2; y secaderos, caldera de agua caliente, concentrador y N3, en nave 3.
Contralavado de caldera 5, purgas y control de nivel.	Domingo (MAÑANA).	Caldera 5.	10 min.	
Parte de seguridades de planta.	Fin de semana (MAÑANA).	Planta cogeneración.	1,5 horas.	Revisión de compresores, aceite bombas, grupos electrógenos, juntas, ...
Limpieza sala de calderas 6, 7, 8 y 9; y alrededores de caldera 5 y torres de absorción y cogeneración.	Mensual.	Calderas y torres.	30 min.	Cuando se ve sucio.
Limpieza salas de motores.	Todas las semanas.	Salas motores.	1 hora.	Cuando se ve sucio.
Limpieza sala de auxiliares, desmineralización, sala eléctrica.	Mensual.	Planta cog. y desmineralización.	30 min.	Cuando se ve sucio.
Limpieza y ordenamiento del almacén (repuestos y herramienta).	Mensual.	Almacén cogeneración.	1 hora.	Cuando se ve sucio.
Limpieza de los filtros de la ERM.	Semanal.	ERM.	10 min.	Al hacer el parte de contadores.
Recuento de stock de productos químicos.	PRIMER DÍA DE MES	Almacén prod. químicos.	1 hora.	
Relleno de piscinas de agua fría de 1 °C y 4 °C.	Según necesidad.	Piscinas de agua fría (N1).	20 min.	
Subida de productos químicos con la carretilla.	Según necesidad.	Alm. prod. químicos a planta cog.	Indefinido.	Desde el almacén hasta los lugares de dosificación.
Limpieza de intercambiadores.	Mensual.	Sala de auxiliares.	2 h.	Se limpian intercambiadores de BT Haciendo recircular química. Se deja varias horas.
Lecturas de contadores de vapor.	ÚLTIMO DÍA DE MES	Lurgui y nave 3.	30 min.	
Cambio de partes en el tablón.	ÚLTIMO DÍA DE MES	Sala de control.	10 min.	
Control de los consumos de las regeneraciones de las cadenas desmineralizadoras.	Continuamente.	Sala de control (DCS) y desmin.		
Relleno de aceite de motores.	Mensual.	Salas motores.		Periódicamente según necesidad y hasta el máximo el último día de mes.

Recogida de muestras de aceite de los motores.	Cada 1000 horas de funcionamiento.	Salas motores.	10 min.	
Trasiego de aceite de tanque de aceite limpio al de diario.	Según necesidad.	Depósitos de aceite.	10 min.	
Vaciado del foso de aceite sucio.	Según necesidad.	Foso de aceite y depósitos.	10 min.	
Recogida de aguas para llevar a analizar a laboratorio externo.	Mensual.	Planta cogeneración.	1 h.	

Tabla 5: “Listado de tareas periódicas”, actualizado en mayo de 2010.

#### 4.1.2.- MODIFICACIÓN DE PARTES DE CONTROL

Tras la actualización del “Listado de tareas diarias” y del “Listado de tareas periódicas” para acomodarse a las nuevas tareas del Departamento de Cogeneración, se presentan a continuación las principales modificaciones sufridas por los partes de control de instalaciones tras la puesta en marcha de la nueva planta.

Para poder ver cómo son exactamente cada uno de los partes de control se puede acudir al documento “ANEXO: PARTES DE CONTROL DE INSTALACIONES”, que se encuentra al final de este proyecto.

##### 4.1.2.1.- PARTE DE CONTROL DE PLANTA

El “Parte de control de planta” servía a los operarios para tener una visión general del estado de todas las instalaciones que tenían a su cargo en la planta antigua. Puesto que la planta antigua sigue en funcionamiento, este parte se mantiene en vigor, ya que resulta extremadamente práctico para tener una visión global del estado de la planta.

En cambio, para la planta nueva se ha preparado una hoja de Excel vinculada al Sistema de Control Distribuido DCS que recoge e imprime diariamente los valores máximos y mínimos de una serie de parámetros de interés. Al estar informatizado resulta infinitamente más cómodo, además de permitir controlar más parámetros, pues es el ordenador el que lo recoge e imprime y el operario solamente tiene que revisarlo y apuntar si hay algún dato extraño o sospechoso.

Por motivos de seguridad y confidencialidad no se presentan estos partes de “control de planta”, que se recomienda rellenar y revisar al llegar al puesto de trabajo para tener una visión clara del estado de las instalaciones y de su evolución en las horas previas.

#### 4.1.2.2.- PARTE DE CONTROL DE MOTORES TIPO K

El “Parte de control de motores” es un parte que se rellenaba *in situ* en las propias salas de los motores y en el que, de manera parecida al parte anterior, se recogen un gran número de parámetros de los motores tipo K.

Algunos de estos parámetros ya están reflejados en el Sistema de Control Distribuido DCS, y tras la inclusión en las tareas diarias del “Parte de vuelta al turno” en el que se realiza una inspección visual de todos los motores, ya no resulta tan imprescindible como antaño.

Para los motores nuevos resulta suficiente con la inspección al realizar el “Parte de vuelta al turno”, puesto que sus principales parámetros están reflejados en el DCS.

#### 4.1.2.3.- PARTE DE MÁQUINAS DE ABSORCIÓN

El “Parte de máquinas de absorción” sirve para conocer el estado general de las máquinas de absorción de la planta vieja. Se sigue realizando en la máquina de absorción 2.

Para las nuevas máquinas de absorción 3 y 4 no es necesario puesto que sus principales parámetros están registrados en el DCS y se revisan al realizar el “parte de vuelta al turno”.

#### 4.1.2.4.- PARTE DE MÁQUINAS TRANE DE TORNILLO

El “Parte de máquinas Trane de tornillo”, que nos da muestra del funcionamiento de estas máquinas que sirven para apoyar en el enfriamiento del circuito de agua fría en épocas de mayor temperatura, prácticamente ya no se realiza, puesto que estas máquinas apenas entran en servicio unos pocos días al año.

#### 4.1.2.5.- PARTE DE COMPRESORES

El “Parte de compresores” se sigue realizando tres veces al día (en cada turno) en la sala de compresores. Es una toma de datos del funcionamiento de los compresores nº 4 y nº 5 para comprobar su correcto funcionamiento, teniendo en cuenta que una parada puede dejar sin suministro de aire a toda la fábrica en unos pocos minutos.

#### 4.1.2.6.- PARTE DE CALDERAS

El “Parte de calderas” se sigue rellenando en las calderas de gas, las calderas nº 6 y nº 7, las más críticas en cuanto a funcionamiento, pues son las que recogen las variaciones en el suministro a fábrica cuando fallan los motores y las calderas de recuperación producen menos vapor. Se realiza una vez por turno.

Actualmente, al tener una de las dos calderas en “standby” solamente se recogen datos de la que está en funcionamiento.

#### 4.1.2.7.- PARTE DE ANÁLISIS DE AGUAS Y DOSIFICACIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS

El antiguo “Parte de análisis de aguas y dosificación de productos químicos” ha sido sustituido en la actualidad por el “Parte de análisis de aguas”, el “Parte de torres de cogeneración” y el “Parte de purgas y dosificaciones en calderas”.

En el primero se analizan las aguas de las cadenas desmineralizadoras, el desgasificador, los circuitos de AT y BT de las dos plantas, las calderas y, los fines de semana, los condensados de vapor.

En el segundo se apuntan *in situ* los datos de los equipos que controlan las dosificaciones de productos químicos en las torres de refrigeración de cogeneración antigua, absorción antigua, cogeneración nueva BT y absorción nueva. Para cotejarlos con los datos que se obtengan en el laboratorio y compararlos. Si hay alguna variación se calibran los equipos necesarios.

En el último se apuntan las purgas y las dosificaciones que se realizan en todas las calderas.



Como se puede observar, la tarea de control de torres y calderas, dosificación de productos químicos y análisis de laboratorio ha aumentado ostensiblemente.

Durante la semana realiza estas partes el operario de jornada partida, mientras que durante el fin de semana las tareas se reparten entre los tres turnos.

#### 4.1.2.8.- PARTE DE LECTURA DE CONTADORES

Esta parte se sigue realizando todos los días a las 00.00 horas. Desde la puesta en servicio de la nueva planta se ha modificado, pues en él se apuntan los datos de contadores de gas y eléctricos en varios puntos de la fábrica (estación ERM, motores y calderas 6 y 7 para el gas; motores, subestaciones eléctricas, sala eléctrica para contadores eléctricos) con el fin de cotejarlos con los datos de telemedida o de encontrar problemas de suministro o de sobreconsumo.

#### 4.1.2.9.- PARTE DE CONTROL DE TEMPERATURA DE ESCAPE DE MOTORES

El “Parte de control de temperatura de los motores” se realiza cuando el operario detecta que algún cilindro está sufriendo oscilaciones de temperatura, lo cual suele ser indicativo de que alguna bujía o precámara falla.

#### 4.1.2.10.- PARTE DE SEGURIDADES DE PLANTA

El “Parte de seguridades de planta” es uno de las partes más importantes que se desarrollan en la planta de cogeneración de Viscofan SA. Se realiza semanalmente.

Debido a la instalación de nuevos equipos, esta parte ha sufrido modificaciones que lo han ampliado y alargado en el tiempo.

Debido a la importancia de los equipos que se revisan, esta parte es imprescindible en el plan de mantenimiento de la planta, por lo que se ha decidido trasladar su ejecución al operario de jornada partida y su día de revisión al lunes, para que si por causa de fuerza mayor no se puede realizar un día se pueda hacer en los sucesivos.

#### 4.1.2.11.- PARTE DE STOCK DE PRODUCTOS QUÍMICOS

El “Parte de stock de productos químicos” se continua realizando a final de mes con el fin de saber la cantidad de aceite y de productos químicos que se tiene en stock. De este modo, sabiendo el consumo diario aproximado de cada producto, se pueden realizar los pedidos con suficiente antelación como para no quedarse sin suministro en ningún momento.

#### 4.1.2.12.- PARTE DE CONSUMO DE REGENERACIONES

El “Parte de consumo de las regeneraciones” también se continua registrando por seguridad, controlando que el proceso de regeneración de las cadenas de desmineralización es el adecuado, ahora que, por el gran consumo de agua, coinciden una cadena regenerando y otra en espera, o dos cadenas produciendo agua por el alto consumo.

#### 4.1.2.13.- OTROS

El “Parte de control de relleno de aceite de los motores” sirve para conocer el consumo mensual de aceite de cada motor y para predecir posibles fugas o averías, y se rellena directamente sobre una tabla de Excel guardada en el ordenador que utilizan los operarios en la sala de control.

El “Parte de control de stock de repuestos de motores” es una hoja en la que se apuntan los repuestos (bujías, precámaras, termostatos, manómetros, presostatos, filtros,...) de los motores que se han consumido semanalmente, en base al cual se hace un pedido semanal a Rolls-Royce para tener siempre material básico en stock y poder hacer pequeñas reparaciones rápidamente. Resulta esencial para poder realizar pequeñas actuaciones en los motores sin necesidad de esperar la llegada de un técnico o un repuesto.

Estos dos partes se siguen realizando, teniendo en cuenta que ahora hay que controlar también el relleno de aceite de los motores nuevos y sus repuestos.

#### 4.1.2.14. PARTE DE VUELTA AL TURNO

Desde la puesta en marcha de la nueva planta de cogeneración, y ante la gran cantidad de equipos que están obligados a controlar los operarios de cogeneración, si hizo patente que era difícil tener todos bajo control en todo momento.

Fue por este motivo por el que se decidió realizar un programa específico de inspecciones visuales que obligara al operario a visitar al menos una vez por turno todas las instalaciones dependientes de cogeneración, para así reducir los riesgos de avería y tener controlada al máximo posible la instalación.

De este modo se ha creado el llamado “Parte de vuelta al turno”, un parte que busca que todas las instalaciones dependientes de cogeneración reciban la atención adecuada, con el fin de que se produzcan los mínimos problemas posibles.

El parte está diseñado de manera que basta con realizar una marca si la instalación cumple con los requisitos que se exigen, mientras que consta de un espacio para escribir observaciones cuando no sea así.

La realización del parte de manera ordenada puede parecer costosa y tediosa, pero si nos fijamos nos daremos cuenta de que muchas de las inspecciones se pueden hacer a la par que se realizan otras tareas. Por ejemplo, se puede realizar la inspección en la zona de absorción antigua cuando se va a realizar el “Parte de absorción”.

A partir de este momento, el “Parte de vuelta al turno” debe ser un acompañante fijo de los operarios durante su paso por las instalaciones bajo su control.

## **4.2.- NUEVAS TAREAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO**

### 4.2.1.- ANÁLISIS DE VIBRACIONES

Esta técnica de mantenimiento preventivo se basa en la detección de fallos en equipos rotativos principalmente, a través del estudio de los niveles de vibración. El objetivo final es obtener la representación del espectro de las vibraciones de un equipo en funcionamiento para su posterior análisis.

Para aplicarla de forma efectiva y obtener conclusiones representativas y válidas, es necesario conocer determinados datos de la máquina como son el tipo de cojinetes, de correas, número de álabes o palas, etc. y elegir los puntos adecuados de medida. También es necesario seleccionar el analizador más adecuado a los equipos existentes en la planta.

#### 4.2.1.1.- TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE VIBRACIONES

Existen dos técnicas diferentes de análisis de vibraciones:

##### a.- Medición de la amplitud de la vibración:

Esta técnica nos da un valor global del desplazamiento o velocidad de la vibración. Cuando la vibración sobrepasa el valor preestablecido el equipo debe ser revisado. Únicamente informa de que hay un problema en el equipo sin poderse determinar por esta técnica donde está el problema.

##### b.- Analizador del espectro de vibración:

En esta técnica la vibración se descompone según su frecuencia. Analizando el nivel de vibración en cada una de las frecuencias se puede determinar la causa de la anomalía.

#### 4.2.1.2.- PUNTOS DE MEDICIÓN DE VIBRACIONES

A la hora de realizar un análisis de vibraciones es importante elegir adecuadamente los puntos en los que se deben medir.

Básicamente existen dos puntos en los cuales es importante medir el nivel de vibración:

- En los descansos, es decir, en aquellos puntos en los que la máquina se apoya. En el caso de motores eléctricos es importante medir en los rodamientos o cojinetes, por ejemplo.
- En los puntos de unión con la bancada o cimentación.

Siempre es importante realizar la medida en los tres ejes del espacio: en las direcciones radiales (horizontal y vertical) y en la dirección axial.

#### 4.2.1.3.- FALLOS DETECTABLES POR VIBRACIONES EN MÁQUINAS ROTATIVAS

Los fallos que pueden detectarse mediante el análisis de vibraciones son variados, pudiéndose destacar los siguientes:

##### a.- Desequilibrios:

Es el fallo más habitual y podría decirse que en torno al 40% de los fallos por vibraciones que se detectan en máquinas rotativas se deben a esta causa. Las tablas de severidad que se manejan habitualmente y que expresan el grado de gravedad de una vibración se refieren exclusivamente a vibración por desequilibrio. El desequilibrio es un problema resoluble modificando o reparando los elementos que causan la incorrecta distribución de pesos (falta de algún elemento, distribución de pesos de forma homogénea, eliminación de residuos incrustados en los elementos móviles, deformaciones, roturas, etc.) o añadiendo unas pesas de equilibrado en los puntos adecuados que equilibren esta distribución.

##### b.- Eje curvado:

Es una forma de desequilibrio, pero en este caso no tiene solución por equilibrado, solamente sustituyendo el o los elementos deformados.

##### c.- Desalineamiento:

Es una fuente de vibración fácilmente corregible, y que causa más del 30% de los problemas de vibración que se detectan en la industria. Es importante alinear los equipos al instalarlos, comprobar la alineación cada cierto tiempo (anualmente, por

ejemplo) y realizarla siempre que se intervenga en el equipo. Hay que tener en cuenta que existen ciertas tolerancias al desalineamiento, y que no es necesario que este sea absolutamente perfecto. Cada máquina y cada fabricante suelen aportar la tolerancia en el alineamiento. También es importante tener en cuenta que el hecho de tener acoplamientos flexibles no elimina la necesidad de alinear los equipos, es más, la mayoría de los fabricantes recomienda alinear estos acoplamientos con el mismo cuidado y exactitud que si fueran rígidos. El desalineamiento puede ser paralelo, angular o combinado.

d.- Problemas electromagnéticos:

Los motores y alternadores, además de todos los problemas asociados al resto de equipos rotativos, son susceptibles de sufrir toda una serie de problemas de origen electromagnético, como son los siguientes: desplazamiento del centro magnético estator respecto del centro del rotor, barras del rotor agrietadas o rotas, cortocircuito o fallos de aislamiento en el enrollado del estator, o deformaciones térmicas.

Es un problema de difícil detección, por lo que es necesaria gran experiencia para identificarlos y no confundirlos con otros problemas.

e.- Problemas de sujeción a bancada:

La mala sujeción del equipo a la bancada es otro de los problemas habituales en máquinas rotativas. Puede manifestarse como mala sujeción general a la bancada, o como es más habitual, con uno de sus apoyos mal fijados. En este caso, se denomina “pedestal cojo”, y es un problema más frecuente de lo que pudiera parecer.

Es curioso observar cómo se disminuye el problema al aflojar uno de los apoyos, pues la vibración disminuye en lugar de aumentar. Este suele ser uno de los principales indicativos de la presencia de este problema.

f.- Holguras excesivas:

En ocasiones las tolerancias de holgura en la unión de elementos mecánicos de la máquina ha sido excedida, o sencillamente, se han aflojado debido a la dinámica de operación de la máquina.

Este problema presenta las mismas frecuencias de vibración que el desalineamiento o el desequilibrio, pero cuando se intenta alinear o equilibrar la máquina se observa que los niveles de vibración no disminuyen.

g.- Mal estado de rodamiento y cojinetes:

Los fallos en rodamientos y cojinetes se detectan en general a frecuencias altas, por lo que son fácilmente identificables observando las vibraciones en el rango alto, es decir a frecuencias elevadas. Para su análisis es conveniente tener en cuenta el número de elementos rodantes, el tipo (bolas, rodillos,...), etc.

h.- Torbellinos de aceite:

Este es un problema curioso y de fácil detección por análisis. Tienen su origen en una mala lubricación, que hace que la capa de lubricante varíe en espesor en el cojinete o rodamiento, dando lugar a una vibración que en general se sitúa por debajo de la frecuencia de giro de la máquina. Es muy frecuente que el fallo de lubricación tenga dos orígenes:

- Alto contenido de agua en el aceite. Es sencillo comprobarlo, pues cuando este problema ocurre el contenido en agua suele ser especialmente alto, por encima del 10%.
- Mal estado de cojinetes, que provocan irregularidades en la capa de lubricante.

i.- Resonancia:

La resonancia está relacionada con la velocidad crítica y con la frecuencia natural de la máquina. A esa frecuencia diferente para cada equipo, las vibraciones se ven amplificadas de 10 a 30 veces. En general, los fabricantes de máquinas rotativas

garantizan que la velocidad crítica de sus rotores sea suficientemente diferente de la velocidad de operación de estos, por lo que es difícil encontrar un problema de velocidad crítica en una máquina correctamente diseñada.

#### 4.2.1.4.- PARTE DE ANÁLISIS DE VIBRACIONES

Desde la puesta en servicio de los nuevos motores tipo B (motores 5 y 6) en mayo de 2008 se hizo patente la necesidad de realizar análisis de vibraciones para controlar sus niveles y predecir posibles averías.

Al instalar estos dos motores nuevos se observó que el nivel de vibraciones era bastante elevado, y fue el propio fabricante del equipo quien recomendó la realización de un análisis de vibraciones como un punto importante dentro del mantenimiento preventivo y predictivo del motor.

Del mismo modo, al realizar las primeras pruebas de análisis de vibraciones se comprobó que también era interesante realizar un análisis en los motores tipo K debido al gran número de horas que llevaban en funcionamiento, coincidiendo en el tiempo con una avería importante en el turbo B del motor 2.

##### 4.2.1.4.1.- Selección de puntos de medición

En el momento en que se decidió realizar el análisis de vibraciones tanto en los motores tipo B como en los motores tipo K y se disponía del equipo adecuado, se consultó con el fabricante para saber cuáles eran los puntos en los que resultaba interesante realizar el análisis de vibraciones.

De acuerdo a sus criterios se decidió tomar referencias en los puntos que se observan en el siguiente gráfico, para los motores tipo K:



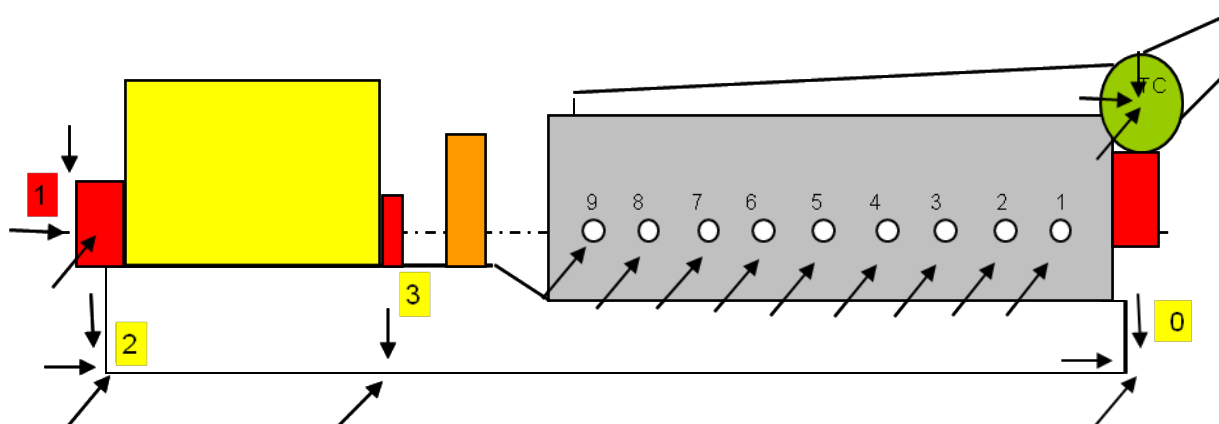


Figura 13: Selección de puntos de medición de vibraciones en motores.

Los puntos de medición son los siguientes:

- Punto 1: en el alternador, se mide en las tres direcciones, vertical, horizontal y axial.
- Punto 2: en el voladizo bajo el alternador, en las tres direcciones, vertical, horizontal y axial.
- Punto 3: en el voladizo bajo el acoplamiento, entre el alternador y el bloque motor, en las dos direcciones que se puede, vertical y horizontal.
- Puntos 9 a 1: en el plano horizontal, a lo largo de la bancada, sobre los espacios entre las tapas que cierran los cilindros.
- Punto 0: en el voladizo bajo los turbos, en el extremo contrario al alternador, en las tres direcciones, vertical, horizontal y axial.
- Punto turbo A: sobre el turbo A, en las tres direcciones, vertical, horizontal y axial.
- Punto turbo B: sobre el turbo B, en las tres direcciones, vertical, horizontal y axial.

Para los motores tipo B los puntos seleccionados son los mismos, salvo que en el plano horizontal, a lo largo de la bancada, se toman diez puntos de referencia en lugar de nueve, coincidiendo con el número de cilindros por bancada de cada uno de los tipos de motor.

#### 4.2.1.4.2.- Recogida de resultados y análisis de datos

Desde el momento en que se comenzó a tomar vibraciones se preparó una plantilla sobre la que registrar los datos tomados en cada motor y una base de datos que recogiera los resultados obtenidos.

Se decidió que era bueno tomar una medición en cada punto al menos una vez al mes, por lo que se realiza todos los principios de mes un análisis de las vibraciones en los cuatro motores tipo K y en los cuatro tipo B.

Además, si en alguna de las revisiones se encuentra un problema puntual, se le hace un seguimiento más exhaustivo para evitar que el problema se agrave sin enterarnos.

Por motivos de confidencialidad no se pueden presentar los datos obtenidos en estos análisis de vibraciones, aunque sí se puede decir que desde un principio se obtuvieron resultados satisfactorios.

En el motor 2 tipo K se encontró un incremento muy importante de la vibración sobre el turbo B pasadas unas 8000 horas desde su última revisión, lo que obligó a adelantar la revisión de los turbos que debía realizarse a las 10000 horas.

En el motor 3 tipo K se observaban niveles elevados de vibraciones en los extremos de la bancada, que tras su análisis condujeron a diagnosticar un problema de equilibrado en el Vulkan, el acoplamiento entre el motor y el alternados.

Además, en los motores 5 y 6 tipo B se detectaron vibraciones elevadas en todos los puntos durante el primer año de funcionamiento, lo cual produjo varias roturas en tuberías de entrada de agua al motor, tubos de escape de gases de la combustión, flexibles de los turbos, etc. Tras un año desde su puesta en marcha se realizó una robustificación de la bancada de los motores durante la parada de planta de septiembre de 2009, observándose tras la puesta en marcha un descenso notable en los niveles de vibración, y desapareciendo casi definitivamente las roturas por fatiga que se achacaban a estas vibraciones.

#### 4.2.2.- REGLAJE DE VÁLVULAS

Otra de las novedosas actuaciones que se han desarrollado desde la puesta en marcha de los motores tipo B ha sido la realización de reglajes de válvulas con los técnicos de Rolls-Royce.

El reglaje de válvulas de admisión y de escape en las culatas del motor es una actuación que realizan siempre los técnicos del fabricante del equipo. Normalmente se revisan en cada actuación que se realiza en el motor y se le hace, cuando es necesario, pequeños ajustes.

Pero en los nuevos motores tipo B se había detectado un problema de desgaste de los asientos sobre los que apoyan las válvulas de admisión y de escape, por lo que se decidió realizar una revisión del reglaje de las válvulas cada 750 horas de funcionamiento como máximo (entre tres y cuatro semanas).

Hay reseñar que un error en el reglaje de válvulas, o un mal funcionamiento del movimiento de estas puede acarrear averías importantes en el motos, pudiéndose incluso producir un gripaje.

Para esta labor se ayuda al técnico de Rolls-Royce a apuntar las medidas obtenidas mientras él realiza la medición de la altura de válvulas con un calibre de profundidad y el reglaje de válvulas si es necesario.

Estos datos se introducen después en una base de datos en la que se establece una comparativa con la medida de la profundidad del reglaje anterior y con la medida de la profundidad del reglaje inicial de esa misma válvula en la primera medición realizada.

Hay que tener en cuenta que las unidades de medida son décimas de milímetro, y la posibilidad del error humano muy elevada, debido a la dificultad de la medida y a la repetitividad.

Es por esto que resulta interesante esta comparativa doble, pues el posible error de medición en un cilindro se puede corregir al medirlo correctamente en la siguiente medición, o agravarse si se da el caso de que se está produciendo desgaste en ese asiento.

En el momento en el que una medición supera los dos milímetros de diferencia con respecto del reglaje inicial o del anterior, se procede automáticamente al cambio de la culata.

Decir que hasta la primera gran revisión de los motores tipo B de 15000 horas en abril de 2010, en la que entre otras actuaciones se sustituyen todas las culatas, se habían sustituido en los motores 5 y 6 prácticamente tantas culatas como cilindros tiene el motor, en algunos casos incluso dos y tres veces el mismo cilindro.

Parece que el fabricante está dando ya con el compuesto idóneo para los asientos que no recibe apenas desgaste, pero todavía se siguen haciendo de cuando en cuando, aunque con menor frecuencia que en los dos primeros años de funcionamiento, mediciones durante el reglaje de válvulas en los motores tipo B.

#### 4.2.3.- LUBRICACIÓN

Una de las tareas más rentable dentro de un plan de mantenimiento es siempre la lubricación de los equipos. A pesar de que en ocasiones resulta tediosa y parece improductiva, la realidad dicta que con un mínimo gasto en material y en personal los beneficios para los equipos son más que evidentes, pues se mejoran sus condiciones de funcionamiento y se alarga su vida útil, pues el tiempo que está en marcha lo hace en condiciones óptimas.

Desde la planta de cogeneración se realiza el control de la lubricación de algunos equipos importantes, como son las bombas de AT de la planta antigua, que está registrado en los nuevos partes de “vuelta al turno” y “seguridades de planta”, pero la realidad es que el engrase de bombas, correas, etc. de todos los equipos de la planta de cogeneración se gestiona desde el almacén de repuestos de la fábrica, que cuenta con un equipo de engrasadores que tiene diseñados unos recorridos de engrase, entre los que se encuentra la planta de cogeneración.

#### 4.2.4.- LIMPIEZAS

Otro de los puntos que debe incluir siempre un “Plan de mantenimiento TPM” es la gestión de limpiezas de las instalaciones. No por obvio este apartado resulta menos importante, pues un adecuado orden y limpieza en las salas en las que hay equipos de gran valor y evidente riesgo resulta absolutamente imprescindible.

Aunque parezca exagerado, el mantener una sala limpia y ordenada en la que hay un equipo que trabaja por ejemplo con gas, o con agua de alta temperatura o vapor, o a muchas revoluciones, puede resultar providencial para evitar “enganchones” con bombas, rodamientos o correas, incendios por contacto con un material combustible, roturas de piezas por choques con el equipo, etc.

En la planta de cogeneración de Viscofan SA el orden y la limpieza ha sido siempre un punto muy tenido en cuenta tanto por mandos como por operarios. Antiguamente los operarios que trabajaban el viernes en los turnos de mañana y tarde dedicaban gran parte del tiempo a tareas de limpieza de salas de motores, calderas, alrededores de torres de refrigeración,...

En los últimos tiempos, y debido a la gran acumulación de tareas y a la gran cantidad de instalaciones a su cargo, los operarios han ido realizando labores de limpieza según se ha podido o requerido por los mandos.

Actualmente los operarios han tomado la iniciativa de realizar labores de limpieza al entrar en el turno de mañana, de modo que si en los días que se trabaja de mañana no se puede realizar ninguna tarea todavía quedan los turnos de tarde y noche para realizarla.

Con este método de trabajo se asegura que al menos tres veces por semana (siempre entran operarios de mañana los lunes, miércoles y viernes) se realizan labores de limpieza en las salas más críticas, como son las salas de los motores o de las calderas, la planta de tratamiento de aguas y los almacenes de cogeneración.

#### 4.2.5.- ANÁLISIS DE ACEITE

El análisis de aceites de lubricación técnica, aplicable a trafos y a equipos rotativos, suministra numerosa información utilizable para diagnosticar el desgaste interno del equipo y el estado del lubricante.

En general en una planta de cogeneración se aplica a los siguientes equipos: motor alternativo o turbina de gas o vapor, reductores o multiplicadores, alternador y transformadores principal, de servicio y auxiliar.

El estado del equipo se determina estableciendo el grado de contaminación del aceite debido a la presencia de partículas de desgaste o sustancias ajenas a este.

El estado del aceite se determina comprobando la degradación que ha sufrido, es decir, la pérdida de capacidad de lubricar causada por una variación de sus propiedades físicas y químicas, y sobre todo, las de sus aditivos.

Normalmente, como ocurre en la planta de cogeneración de Viscofan SA, los análisis de aceites suelen ser un servicio gratuito del suministrador, aunque no está de más una mínima formación para poder analizarlos resultados que este nos envía. Los contaminantes del aceite que se pueden determinar en una muestra de lubricante son el contenido de partículas metálicas, de agua, de materias carbonosas o de partículas insolubles.

La degradación de los aceites se puede evaluar midiendo la viscosidad, la detergencia, la acidez y la constante dieléctrica.

Es conveniente hacer notar que la contaminación y la degradación no son fenómenos independientes ya que la contaminación es causante de degradación, y esta última puede propiciar un aumento de la contaminación.

#### 4.2.6.- OTRAS TAREAS

Además de estas tareas anteriormente señaladas (análisis de vibraciones, reglaje de válvulas, lubricación de equipos, limpiezas) el “Plan de mantenimiento TPM” incluye tareas tan básicas como la realización de inspecciones visuales o novedosas como las inspecciones boroscópicas.

Las inspecciones visuales son la base de la implantación del Mantenimiento Productivo total o TPM y se basan en la observación de los equipos, tratando de identificar posibles problemas detectables a simple vista. Los problemas más habituales suelen ser ruidos anormales, vibraciones extrañas y fugas de aire, agua o aceite, comprobación del estado de pintura y observación de signos de corrosión.

La lectura de indicadores consiste en la anotación de los diferentes parámetros que se miden en continuo en los equipos, para compararlos con su rango normal. Fuera de ese rango normal, el equipo tiene un fallo.

Estas inspecciones y lecturas, por su sencillez y economía, es conveniente que sean realizadas a diario, incluso varias veces al día, y que abarquen al mayor número de equipos posible. Suele llevarlas a cabo el personal de operación, lo que además les permite conocer de forma continua el estado de la planta.

La gran mayoría de inspecciones visuales que se realizan en la planta de cogeneración de Viscofan SA se pueden ver en el apartado final “ANEXO: PARTES DE CONTROL DE INSTALACIONES”, con especial importancia de los “Partes de control de planta”, el “Parte de seguridades de planta” y el nuevo “Parte de vuelta al turno”.

Por otra parte, 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.

En las plantas de cogeneración, las boroscopias se utilizan para realizan inspecciones en motores o turbinas de gas, turbinas de vapor y calderas, principalmente. En la turbina de gas, se utiliza para conocer el estado de la cámara de combustión, de los quemadores y de los álabes. En la turbina de vapor, se utiliza para conoer el estado de álabes. En el motor de gas se emplea para comprobar el estado de elementos internos, como el tren alternativo, la culata, el cigüeñal y sus cojinetes, corrosiones en el circuito de refrigeración, etc.

A pesar de ser una inspección cara y técnica (el equipo es caro y la formación del técnico elevada), en la planta de Viscofan SA se ha podido observar como los técnicos de Rolls-Royce realizaban inspecciones boroscópicas en los motores de gas tipo B en su puesta en marcha y durante las revisiones de 15000 horas de los motores 5 y 6.

### **4.3.- PRÓXIMAS ACTUACIONES**

#### **4.3.1. ANÁLISIS DE VIBRACIONES**

Una vez comprobada la funcionalidad del análisis de vibraciones en el “Plan de mantenimiento TPM” para motores de gas y realizado el desembolso de comprar el equipo de medición, resulta tentador el utilizar el equipo de análisis para conocer el estado de otras máquinas.

En un principio parece que podría ser muy útil la medición de vibraciones en algunas bombas de vital importancia para el funcionamiento de la planta como son las de los circuitos de AT y BT de las dos plantas, las de alimentación de las calderas o las de aceite de lubricación de los motores, así como en motores de ventiladores como podrían ser los ventiladores de refrigeración de las salas de los motores, los ventiladores de todas las torres de refrigeración o los ventiladores de los aerotermos que refrigeran el circuito de AT de la planta nueva.



Por el momento, la falta de tiempo y de personal nos limita en nuestras intenciones de ampliar el “Plan de mantenimiento TPM” analizando las vibraciones de otros equipos de interés además de los motores.

#### 4.3.2. TERMOGRAFÍAS

La termografía infrarroja es la técnica de producir una imagen visible a partir de radiación infrarroja invisible (para el ojo humano) emitida por objetos de acuerdo a su temperatura superficial. La cámara termográfica es la herramienta que realiza esta transformación.

Estas cámaras miden la temperatura de cualquier objeto o superficie y producen una imagen con colores que refleja la distribución de temperaturas. La imagen producida por una cámara infrarroja se denomina termografía o termograma.

Esta técnica, de haber sido asociada a costosas aplicaciones militares y científicas, se ha convertido en una técnica común y con una gran cantidad de aplicaciones industriales. A través de imágenes térmicas es posible “observar” el escape de energía de una tubería o edificio, detectar o impedir el fallo de circuito eléctrico o de un rodamiento.

La termografía permite detectar, sin contacto físico con el elemento bajo análisis, cualquier fallo que se manifieste en un cambio de la temperatura, midiendo los niveles de radiación dentro del espectro infrarrojo.

En general, el fallo electromecánico antes de producirse se manifiesta generando e intercambiando calor. Este calor se traduce habitualmente en una elevación de temperatura que puede ser súbita, pero que, por lo general, y dependiendo del objeto, comienza a manifestar pequeñas variaciones.

Si es posible detectar, comparar y determinar dicha variación, entonces se pueden detectar fallos que comienzan a gestarse y que pueden producir en el futuro cercano o a medio plazo una parada de planta y/o un siniestro, afectando a personas e instalaciones. Esto permite la reducción de los tiempos de parada al minimizar la probabilidad de paradas imprevistas, no programadas, gracias a su aporte en cuanto a la planificación de las reparaciones y del mantenimiento.

La inspección termográfica en sistemas eléctricos tiene como objetivo detectar componentes defectuosos basándose en la elevación de la temperatura como consecuencia de un aumento anormal de su frecuencia óhmica. Entre las causas que originan estos defectos pueden mencionarse conexiones con apriete insuficiente, conexiones afectadas por corrosión, suciedad en conexiones y/o en contactos o degradación de los materiales aislantes.

Todo equipo o elemento emite energía desde su superficie. Esta energía se emite en forma de ondas electromagnéticas que viajan a la velocidad de la luz a través del aire o por cualquier otro medio de conducción. La cantidad de energía está en relación directa con su temperatura. Cuanto más caliente está el objeto mayor cantidad de energía emite y menor longitud de onda tiene esa energía. En general, esa emisión se hace en longitudes de onda mayor que la correspondiente al color rojo, que es la mayor que es capaz de captar el ojo humano. El espectro de emisión, es pues, infrarrojo y por tanto invisible. La cámara termográfica permite ver esa energía transformándola en imágenes visibles.

En la actualidad se realizan inspecciones termográficas periódicas en la fábrica, por lo que resultaría interesante incluir los equipos eléctricos más críticos de la planta de cogeneración en esas inspecciones.

Como en el caso de los análisis de vibraciones, la falta de tiempo y de personal resulta un lastre en nuestras intenciones de ampliación del “Plan de mantenimiento TPM”.



Figura 14: Ejemplo de termografía en instalación de alumbrado.

## 5.- CONCLUSIONES

### 5.1.- OBJETO DEL PROYECTO

Al principio del proyecto se marcaba como objetivo la elaboración de un “Plan de mantenimiento TPM” para la planta de cogeneración de la empresa Viscofan SA en Cáteda (Navarra).

Para la elaboración de este “Plan de mantenimiento TPM” se tomaba como origen las tareas de mantenimiento que se desarrollaban en la planta de cogeneración antigua desde su puesta en marcha en 1993, actualizado en mayo de 2008 en el “Listado de tareas diarias” y el “Listado de tareas periódicas”, que servirían de base a nuestro estudio posterior.

Dos años después, con la nueva planta de cogeneración a pleno rendimiento, y una vez conocidas y estudiadas sus necesidades, se tiene en pleno funcionamiento un “Plan de mantenimiento TPM” para toda la instalación de cogeneración más moderno y eficiente, adaptado a las nuevas necesidades y usos de la industria. Una vez pasado un tiempo prudencial en funcionamiento, mejorando o ajustando detalles, se puede concluir que se dispone de un “Plan de mantenimiento TPM” completo, eficiente y contrastado.

### 5.2.- ASIGNACIÓN DE TAREAS

Desde el momento en que se planteaba la creación de un “Plan de mantenimiento TPM” para la planta de cogeneración, aprovechando la creación de una nueva central, se comenzaron a estudiar minuciosamente todas las tareas desarrolladas por los operarios de la planta.

Tomando como origen las tareas de mantenimiento que se desarrollaban en la planta de cogeneración antigua desde su puesta en marcha en 1993, se actualizó en mayo de 2008 el antiguo listado de “Labores rutinarias en planta de cogeneración y plantas auxiliares”,



Por el momento este análisis solamente se ha utilizado en los motores de gas, pero ya se está estudiando la posibilidad de utilizarlo en otros equipos críticos de la instalación, como podrían ser las bombas de Alta y Baja Temperatura de los circuitos de los motores en ambas plantas, los ventiladores de aire de refrigeración de salas de motores o de las torres de refrigeración, o las bombas de alimentación de las calderas.

En cuanto a las otras tareas novedosas, el reglaje de válvulas y las inspecciones boroscópicas desarrolladas por los técnicos de Rolls-Royce en los motores tipo B, diremos que han resultado muy útiles para los operarios de planta, no solo por su eficiencia como técnicas de mantenimiento preventivo y predictivo respectivamente, sino por el grado de conocimientos sobre los motores que han otorgado a estos operarios.

Por último se comenta la posibilidad de realizar, en un futuro próximo en la planta de cogeneración, análisis termográficos en puntos calientes del sistema eléctrico de la instalación, de la misma manera que ya se realiza esta tarea en otros puntos de la fábrica.

#### **5.4.- MODIFICACIÓN DE PARTES**

De nuevo se recurre al momento en que se exponía el objetivo del proyecto, donde se planteaba la necesidad de una actualización de las labores de mantenimiento para adaptarse a las nuevas necesidades y usos de la industria, para justificar la modificación y actualización de los partes de control de la instalación.

Como se sabe, en el momento en que se decide la creación de un “Plan de mantenimiento TPM” para la planta de cogeneración a principios de 2008, ya existe la planta antigua, con su anticuado plan de mantenimiento que incluía la realización de partes periódicos en determinados equipos.

Al desarrollar el nuevo “Plan de mantenimiento TPM” coincidiendo con la puesta en marcha de la nueva central de cogeneración, se utilizan aquellos partes antiguos como base para la actualización de las rutinas de mantenimiento.

La principal novedad es la creación de un “Parte de vuelta al turno”, de obligado cumplimiento en todos los turnos, que garantiza una inspección visual de todas las instalaciones más importantes de la planta al menos una vez por turno.

La mayoría de estas partes de control de las instalaciones ha sufrido modificaciones en su estructura durante este proceso de actualización a la nueva situación de la planta, hasta completar el listado definitivo de partes de control que se presenta en el documento “ANEXO: PARTES DE CONTROL DE INSTALACIONES”.

## 5.5.- CONCLUSIONES FINALES

La conclusión definitiva tras la realización de este proyecto es que, a día de hoy, la planta de cogeneración de la empresa Viscofan SA en Cáseda (Navarra) posee un “Plan de mantenimiento TPM” integral eficiente y moderno, que la sitúa en los parámetros de calidad y excelencia que se exigen en una empresa de su arraigo, prestigio internacional y vocación de futuro.

El nuevo “Plan de mantenimiento TPM” es un sistema de control actual y dinámico, seguro, instalado en la modernidad y en desarrollo continuo.

Además la planta cuenta con los mejores equipos, un eficiente sistema de control DCS y una plantilla formada y experta, que aseguran la calidad del trabajo y la optimización de los recursos.

De todos modos, existe conciencia de que no resulta útil caer en la autocomplacencia y se sabe que este “Plan de mantenimiento TPM” siempre estará abierto a la mejora, en forma de ampliación o de actualización.

## 6.- BIBLIOGRAFÍA

### Libros de consulta:

- Lluís Cuatrecasas, “TPM-Total Productive Maintenance. Hacia la competitividad a través de la eficiencia de los equipos de producción”. Ed. Gestión 2000, 2000.
- Jezdimir Knezevic, “Mantenimiento”. Ed. Isdefe, 1996.
- Emilio Lezana García, “Optimización de la gestión del mantenimiento”. Ed. TMI, 1990
- François Monchy, “Teoría y práctica del mantenimiento industrial”. Ed. Masson, 1990.
- François Bonchy, “Gestión de mantenimiento”. Ed. AENOR, 1999.
- Jean- Paul Sauris, “El mantenimiento, fuente de beneficios”. Ed. Díaz de Santos, 1992.

### Proyectos fin de carrera:

- Alberto Arbizu de Miguel, “Implantación del mantenimiento preventivo y del automantenimiento en una planta de masas de magnesita” (PFC). 2001.
- Sergio Echarte Campión, “Implantación de programa de mantenimiento predictivo basado en el análisis de vibraciones” (PFC). 2001.

### Manuales de consulta:

- “Manual de control y mantenimiento de motores tipo K”, Rolls-Royce.
- “Manual de control y mantenimiento de motores tipo B”, Rolls-Royce.
- “Manual de funcionamiento de calderas de recuperación”, Umisa.
- “Manual de funcionamiento de calderas de gas”, Valtec-Umisa.
- “Manual de funcionamiento de máquinas de absorción”, Trane.

Publicaciones y páginas web:

- Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, “Guía de la Cogeneración”.  
Editada por Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid.
  
- <http://www.acogen.org> (Asociación Española de la Cogeneración)
- <http://www.cogenespain.org> (Asociación Española para la promoción de la Cogeneración)
- <http://www.fenercom.com> (Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid)
- <http://www.foro-industrial.com> → guía para elaborar planes de mantenimiento preventivo → → <http://mantenimientoindustrial.wikispaces.com>
- <http://www.mantenimientoplanificado.com>
- <http://www.ree.es> (Red Eléctrica Española)
- <http://www.renovetec.com>



## **ANEXO: PARTES DE CONTROL DE INSTALACIONES**



# REVISIÓN COMPRESORES TORNILLO TRANE 1-2-3

Act.: diciembre 2009

NOMBRE:.....

FECHA:.....

	MAQUINA 1				MAQUINA 2				MAQUINA 3				VALORES LOGICOS
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D	
COMPRESOR MARCHA													SEGÚN CARGA
CIRCUITOS LIMITADOS													SOLO POR AVERIA
% INTENSIDAD PROMED													SEGÚN ARG
% INTE FASE + CARGADA													PROX A INTENS PROMEDIO
Nº DE ARRANQUES													TENDENCIA IGUAL A-B-C-D
HORAS FUNCMTO													TENDENCIA IGUAL A-B-C-D

	MAQUINA 1		MAQUINA 2		MAQUINA 3		
	CIRCUITO 1	CIRCUITO 2	CIRCUITO 1	CIRCUITO 2	CIRCUITO 1	CIRCUITO 2	
PRESION REFRIG. EVAP							ENTRE 4 Y5 BAR
PRESION CONDEN							ENTRE 11 Y 23 BAR
Tª REF. ASPIRA COMP(1)							RESTA ENRE 1-2
Tª REF. EVAP SATUR(2)							APROX 4,5°C
TªREF. CONDEN SATUR							ENTRE 28 Y 42º C
PRES MANMTRO BAJA							ENTRE 4 Y 5 BAR
PRES MANMTRO ALTA							ENTRE 11 Y 23 BAR
ALTO NIVEL FLOTADOR							

	MAQUINA 1	MAQUINA 2	MAQUINA 3	
SP AGUA FRIA				SET POINT VARIABLE
Tª SALIDA AGUA EVAP				APROX. PUNTO SP
Tª ENTRAD AGUA EVAP				SP + 2 Ó 3º C
Tª AIRE EXTERIOR				Tª EN EL EXTERIOR
P.C. ACTIV LIMITE INTEN				1,2
%INTEN COMPRESOR				SUMA PARCIALES /4

	MAQUINA 1	MAQUINA 2	MAQUINA 3
DIAGNOSTICS			
ACTIVOS			
DIAGNOSTIC			
HISTORICOS			

	CIRCUITO PRIMARIO 1		CIRCUITOMPRIMARIO 2	
	Nº BOMBA	P MANMTRO	Nº BOMBA	P MANMTRO
PRES BOMBA 1º				
PRES BOMBA 2º				
PRES BOMBA PROCESO				
CONDEN CUADRO ELECTR.				
MANCHAS ACEITE				