

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR

DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

MONTAJE Y CONTROL DE CALIDAD DE UN

GRUPO DE COGENERACIÓN

AUTORES :

MANUEL GARRIDO GÓMEZ

CÉSAR GÓMEZ MÁRQUEZ

RUBÉN GONZÁLEZ MATAS

BÉJAR, MAYO DE 1998

MONTAJE Y CONTROL DE CALIDAD DE UN GRUPO DE COGENERACIÓN

Indice Página

- Definición de cogeneración 9
- Ventajas de la cogeneración 10
- Descripción de los elementos motores 17
- Motores rotativos 17
- Turbinas de gas 17
- Descripción 17
- Rendimientos 22
- Combustión 24
- Mantenimiento 25
- Instalación 26
- Turbinas de vapor 27
- Descripción 27
- Rendimientos 30
- Criterios de selección 31
- Motores alternativos 32
- Descripción 32
- Rendimientos 34
- Potencia 35
- Gas natural como combustible 35
- Mantenimiento 35
- Instalación 36
- Procedimientos de recuperación 38
- Recuperación de la energía de los gases de escape 38
- Utilización directa 39
- Utilización indirecta 40
- Generación de vapor en caldera convencional 40
- Generación de vapor en caldera de recuperación 45
- Post-combustión en vena de aire 47

- Recuperación de calor de motores alternativos 51
- Recuperación de agua a 99°C 51
- Recuperación de agua a 115°C 53
- Recuperación en caldera de vaporización rápida 54
- Sistemas de ebullición 55
- Energía recuperable en la refrigeración 57
- Del agua de refrigeración 57
- Del aceite de lubricación 57
- De los gases de escape 58
- Del refrigerador del aire de combustión 58
- De la radiación del motor 58
- Criterios de diseño de una instalación de cogeneración 58
- Análisis de consumos 59
- Evaluación de los costes antes de la cogeneración 62
- Planteamiento de diferentes alternativas 63
- Determinación de los costes en cada alternativa 68
- Estimación de las inversiones a realizar 72
- Estudio de rentabilidad 77
- Gas natural en los sistemas de producción eléctrica 78
- Descripción de sistemas de generación con gas natural 78
- Contribución a la reducción de la contaminación 83
- Emplazamiento de los grupos estacionarios 91
- Situación 91
- Dimensiones 91
- Construcción 92
- Asentamiento 92
- Aberturas 92
- Izado 93
- Insonorización 93
- Ventilación del grupo 94
- Combustibles 95
- Sistemas de escape de gases 97
- Generalidades 97
- Principales componentes 97
- Sistemas de arranque 100
- Conexiones eléctricas 101
- Generalidades 101
- Cables de potencia 101
- Cables de baterías 101
- Cables de telemando 102
- Grupo con arranque automático 102
- Cuadro de selección de cables 103
- Disposiciones generales 104
- Alternador 104
- Generalidades 104
- Especificaciones 104
- Instalación 105
- Emplazamiento y ventilación 105
- Verificaciones eléctricas 106
- Verificaciones mecánicas 107
- Alternador bicojinete 107
- Alternador monocojinete 108

- Puesta en servicio 108
- Verificaciones preliminares 108
- Verificaciones mecánicas 108
- Verificaciones eléctricas 108
- Conexiones 109
- Distintos sistemas de regulación 109
- Alternador excitación compuesta con regulador RS-128-0 109
- Reglaje sin regulador 110
- Reglaje en vacío 110
- Reglaje en carga 111
- Reglaje con regulador 111
- Marcha paralela de alternadores sin TI 112
- Marcha paralela de alternadores con TI 112
- Reglajes en caso de avería del regulador 113
- Alternador excitación shunt con regulador 8500 ó 8502 113
- Principios de funcionamiento 113
- Ajustes con regulador 8502 -1 Función 114
- Ajustes con regulador 8502 -2 Funciones 115
- Ajustes con regulador 8502 -2 Funciones + Caja 3F 116
- Funcionamiento manual en caso de avería del regulador 116
- Módulo informático de mando y vigilancia 117
- Presentación 117
- Descripción 118
- Caja 118
- Teclado 118
- Grupo de despliegue 118
- Descripción del teclado 120
- Tarjeta de alimentación 121
- Tarjeta de unidad central 121
- Tarjeta de detección de velocidad 122
- Tarjetas de entrada 123
- Tarjetas de salida 123
- Tarjetas de entrecara 125
- Software del sistema 126
- Acceso no codificado 126
- Acceso codificado en nivel 1 126
- Acceso codificado en nivel 2 126
- Acceso codificado en nivel 3 126
- Parámetros del operador 128
- Busca 128
- Modificación de consigna 129

18.4.2.1.Modificación de una elección 129

18.4.2.2.Modificación de un valor numérico 129

- Salida del modo 130
- Funciones 130
- Elección prioridad arrancadores 130
- Elección prioridad bomba fuel 130
- Ajustes contemporización falta red 130
- Ajustes contemporizados retorno de red 130

- Acceso código nivel 2. Visualización 130
- Acceso código nivel 3. Configuración 131
- Acceso a la lista de mandos 131
- Busca de una lista de mandos 132
- Acceso a una sublista 132
- Modificaciones de los parámetros del sistema 133
- Modificación de una elección 133
- Modificación de un valor numérico 133
- Salida modo 134
- Parámetros del sistema 134
- Estructura 135
- Gestión de ecuaciones 136
- Variables ecuaciones 136

18.5.6.4.7.1. Variables contemporizadas 145

- Puesta en cero de las ecuaciones 148
- Carga de la estructura 148
- Carga de los parámetros 149
- Puesta en cero pila de defectos 150
- Identificación del sistema 150
- Identificación software 151
- Carga configuración 152
- Acceso codificado nivel 3– Ayuda al mantenimiento 152
- Prueba memoria sistema 153
- Prueba E/S 153
- Prueba entrada 155
- Prueba salida 155
- Prueba salida analógica 157
- Prueba entrada analógica 158
- Prueba teclas 159
- Prueba diodos electroluminiscentes 160
- Lector dinámico memoria sistema 160
- Puesta en obra 160
- Conexión 160
- Puesta bajo tensión 160
- Procedimiento de configuración 161
- Mensajes de error 161
- Esquema funcional 162
- Marcha manual del grupo 163
- Parada manual del grupo 164
- Cierre manual caudal grupo 165
- Apertura manual caudal grupo 166
- Mando automático grupo 167
- Gestión secuencia de arranque 168
- Cierre automático caudal grupo 169
- Apertura automática caudal grupo 170
- Cierre caudal red 171
- Apertura manual caudal red 172
- Apertura automática caudal red 173
- Gestión variables 174
- Control retorno caudal 177

- Gestión bomba fuel 178
- Componentes 179
- 8085 179
- 8155 181
- 8255 181
- 8216 182
- 8205 182
- 8755 182
- 0808 184
- Frontal 185
- Pulsadores (interruptores) 185
- BCD 185
- Programación 186
- Anejos de la memoria 201
- Anejo económico 201
- Anejo de revisión y calificación 204
- Anejo de revisión 204
- Anejo de calificación 204
- Anejo de seguridad e higiene 204
- Anejo de normativa 204
- Bibliografía 206
- Prescripciones generales 207
- Introducción 207
- Pliego de condiciones económicas 207
- Pliego de condiciones específicas 208
- Condiciones de los materiales 208
- Condiciones particulares 208
- Realización del circuito controlador 208
- Placa del circuito controlador 208
- Conexionado interior 209
- Instalación en chasis y en caja 209
- Coste del montaje 210
- Presupuesto general 210

MEMORIA

1. DEFINICIÓN DE COGENERACIÓN. VENTAJAS DE LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN. CLASIFICACIÓN DE LOS DIFERENTES SISTEMAS.

La palabra cogeneración es un término nuevo que sirve para definir una serie de procedimientos empleados por los industriales desde hace muchos años para cubrir sus propias necesidades de energía mecánica o eléctrica. Su importancia fue disminuyendo a medida que se extendían las redes de distribución energía eléctrica y bajaban los costes de energía primaria. Hoy en día se ha producido un resurgimiento de estos procedimientos como consecuencia del encarecimiento de la energía eléctrica generada en las centrales térmicas convencionales.

Una definición que abarcase todos los sistemas posibles de cogeneración sería: "la cogeneración es la producción conjunta de energía mecánica y energía calorífica aprovechable en forma de líquidos o gases calientes".

Los elementos comunes a todo sistema de cogeneración son :

1º Fuente de energía primaria:

- Gas natural.
- Combustibles líquidos.
- Otros combustibles.

2º Elemento motor:

- Turbina de gas.
- Turbina de vapor.
- Motores alternativos.

3º Sistema de aprovechamiento de la energía calorífica:

- Caldera convencional.
- Caldera de recuperación.
- Secadero.
- Intercambiadores.

4º Sistema de aprovechamiento de la energía mecánica:

- Accionamiento de generadores eléctricos.
- Accionamientos mecánicos (compresores, bombas).

Las ventajas que pueden presentar los diferentes sistemas de cogeneración son distintas cuando se enfocan desde el punto de vista de los intereses nacionales que cuando se hace desde la perspectiva del industrial individualizado. En los dos casos, se ha elaborado un resumen de las mismas que se expone a continuación.

1.1. VENTAJAS DE LA COGENERACIÓN

PARA LA NACIÓN

1. Ahorro energético

100 kWh de energía primaria consumidos en un sistema de cogeneración que incorpore una turbina de gas y una caldera de recuperación de gases de escape generarían:

20.00 kWh energía eléctrica.

65.7 kWh energía calorífica aprovechable.

Para producir las mismas cantidades de energía por procedimientos convencionales, harían falta 132 kWh de energía primaria.

2. Ahorro económico

Derivado del ahorro energético explicado en el punto anterior.

3. Mejora del medio ambiente

Por diversos motivos:

- Se necesita una cantidad de energía primaria menor que para producir la misma cantidad útil.
- Los combustibles que normalmente se emplean en los sistemas de cogeneración son menos contaminantes que los utilizados en los sistemas convencionales.
- El impacto ambiental causado por el transporte, refinado y extracción de la energía es menor.

4. Disminución de la dependencia energética del exterior

5. Posibilita la industrialización de zonas alejadas de las redes de distribución de alta tensión

En este caso y en el de los polígonos industriales de nueva planta, se puede pensar como política de Estado en la ejecución de plantas de cogeneración que no sólo proporcionen a los industriales residentes la energía eléctrica que necesitan, sino también una parte importante de sus necesidades de energía calorífica.

PARA EL INDUSTRIAL INDIVIDUALIZADO

1. Ahorro económico

El industrial que se decida por la instalación de un sistema de cogeneración no tendrá ahorros energéticos, es más, la energía primaria que deberá adquirir del exterior será superior en un 5 ó 10 % a la que venía adquiriendo. Los ahorros que obtiene el industrial son exclusivamente económicos y provienen de la diferencia de coste que existe entre la energía eléctrica que compraba a la red y el combustible que se emplea en su autogeneración.

Volviendo al ejemplo planteado en el caso del ahorro energético a nivel nacional un industrial que tuviese que adquirir, las diferentes energías generadas con los 100 kWh de energía primaria consumidos en cogeneración, compraría:

20 kWh energía eléctrica a la red.

75 kWh energía primaria necesaria para obtener 67.5 kWh de energía calorífica aprovechable mediante un sistema convencional.

Llamando:

p_1 = precio energía eléctrica comprada a la red.

p_2 = coste del kWh de combustible.

C_m = costes de mantenimiento de la instalación, en ptas/kWh.

Los ahorros económicos que obtendrá el industrial que haya realizado la instalación de cogeneración serán:

$$20p_1 + 75p_2 - (100p_2 + 20C_m) = 20(p_1 - C_m) - 25p_2$$

De donde se deduce que el factor económico determinante para llevar a cabo una instalación de cogeneración es la relación existente entre los precios de la energía eléctrica comprada a la red y el precio del combustible empleado en el accionamiento del sistema de cogeneración.

2. Independencia del suministro de energía eléctrica del exterior

En determinados procesos industriales en los que un corte del suministro de energía eléctrica puede provocar graves problemas, la existencia de un grupo de cogeneración garantiza la continuidad en el suministro, al ser posible mantener una interconexión del sistema en paralelo con la red.

Definido el concepto de cogeneración y explicadas sus ventajas, se expondrán a continuación los diferentes sistemas existentes.

La primera clasificación que puede hacerse es la que atiende al orden en que se realiza la cogeneración de la energía calorífica y de la energía eléctrica. De acuerdo con esta clasificación, los sistemas que pueden existir son:

1º Los denominados ciclos o sistemas superiores o de cabeza, "topping cycles", son aquellos en los que la energía primaria se utiliza para producir un fluido caliente y a presión que genera energía mecánica y el calor residual del fluido se utiliza en el proceso industrial.

2º Los denominados ciclos o sistemas de cola o inferiores "bottoming cycles", son aquellos en los que la energía primaria se utiliza en el proceso industrial y la energía calorífica no aprovechada en el mismo se emplea en la generación de energía mecánica.

Una vez se ha realizado esta primera clasificación, los ciclos de cabeza se podrán a su vez clasificar en diferentes tipos, en función del motor utilizado:

1º Con turbina de gas.

La turbina de gas está básicamente constituida por una turbina accionada por la expansión de los gases calientes procedentes de una cámara de combustión, en la que el aire se introduce mediante un compresor activado por la propia turbina.

La energía mecánica generada tiene, entre otras, las siguientes aplicaciones en el sector industrial:

- * Producción de energía eléctrica mediante el accionamiento de un alternador.
- * Accionamiento de compresores, bombas, soplantes, etc.

Los gases de salida de la turbina pueden aprovecharse:

- * En procesos de secado.
- * En la producción de vapor o de agua caliente por dos procedimientos:
 - Utilizando una caldera de recuperación.
 - Utilizando los gases como carburante en los quemadores de calderas convencionales.

La figura número 1 es un esquema en el que se recogen de forma sucinta los diferentes elementos que componen un sistema de cogeneración en el que se utiliza como elemento motor una turbina de gas. En el mismo pueden apreciarse los diferentes aprovechamientos que se pueden dar a cada una de las salidas del sistema.

Figura número 1. Elementos que componen un sistema de cogeneración en el que actúa como elemento motor una turbina de gas.

2º Con turbina de vapor.

En este caso, el accionamiento se produce por la expansión del vapor de alta presión procedente de una caldera convencional. La energía mecánica generada puede recibir las mismas aplicaciones que en el caso de la turbina de gas; sin embargo, el vapor de baja presión procedentes de las turbinas de contrapresión solamente es utilizable en el proceso industrial cuando cuando en el mismo se requiera dicho vapor o energía térmica a un nivel bajo de temperatura.

En función de los requerimientos de vapor y energía eléctrica en proceso, las turbinas de vapor a instalar pueden ser:

- De contrapresión pura.
- De contrapresión con extracción.
- De condensación pura.
- De condensación con extracción.

La figura número 2 es un esquema de un sistema de cogeneración en el que el motor es una turbina de vapor de contrapresión.

Figura número 2. Elementos que componen un sistema de cogeneración con turbina de contrapresión.

3º Con turbina de gas y turbina de vapor, también llamado ciclo combinado.

Los sistemas de ciclo combinado son de aplicación en aquellos sectores industriales con importantes consumos de energía eléctrica y en los que además puede aprovecharse el vapor de baja presión. Un sistema de ciclo combinado comprende:

- Turbina de gas con producción de energía mecánica en la misma.
- Aprovechamiento de los gases de escape en caldera de recuperación o en caldera convencional para la generación de vapor de alta presión.
- Una turbina de vapor con una producción complementaria de energía mecánica.
- Aprovechamiento en proceso del vapor de baja presión.

La figura número 3 corresponde a un ciclo combinado.

Figura número 3. Elementos que componen un sistema de cogeneración en ciclo combinado.

4º Con motores alternativos.

Sean de encendido por bujía o bien Diesel, los motores alternativos también pueden utilizarse en la cogeneración. Aunque el rendimiento térmico obtenido en estos motores es más alto que el obtenido en las turbinas de gas o con las de vapor, presentan como inconveniente fundamental una mayor dificultad en la recuperación del calor.

Las características de funcionamiento, rendimientos, condiciones de instalación y mantenimiento de los diferentes sistemas, así como las formas de recuperación del calor, se tratarán con mayor detenimiento en los capítulos próximos.

En cuanto a los ciclos de cola, debe apuntarse que tendrán sentido cuando se disponga de un calor residual importante procedente de un proceso industrial (horno cerámico, metalúrgico, etc.). Este calor residual se podrá utilizar en una caldera de recuperación para la generación de vapor, que al no ser en estos casos necesario en proceso, se empleará para generar energía eléctrica en una turbina de condensación.

En estos ciclos de cola cabe destacarse la importancia que tiene el uso del gas natural frente a otros combustibles líquidos o sólidos, ya que el gas permite un mayor nivel de recuperación de la energía calorífica residual y en consecuencia una mayor producción de vapor, haciendo de esta forma más viable la instalación de este tipo de sistemas.

2. DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS MOTORES UTILIZADOS EN LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN.

2.1. MOTORES ROTATIVOS

Los motores rotativos que son de aplicación más frecuente en los sistemas de cogeneración son de dos tipos:

- Turbinas de gas.
- Turbinas de vapor.

2.1.1. Turbinas de gas

2.1.1.1. Descripción

Los elementos fundamentales que constituyen una turbina de gas son: el compresor, la cámara de combustión y la turbina propiamente dicha. En cuanto a su funcionamiento, el aire es aspirado de la atmósfera y comprimido para después pasar a la cámara de combustión, donde se mezcla con el combustible y se produce la ignición; los gases calientes producto de la combustión fluyen a través de la turbina, donde se expansionan moviendo el eje que acciona el compresor de la turbina y frecuentemente, un alternador.

En el montaje en dos secciones al conjunto formado por el compresor y la turbina de alta presión se le denomina usualmente generador de gas. El resto de la turbina se conoce con el nombre de turbina de potencia.

En la figura número 4 puede apreciarse el funcionamiento y la circulación de los gases a través de una típica turbina axial monoeje.

Figura número 4. Turbina axial monoeje. "Cortesía Solar Turbines".

Las máquinas que integran las turbinas de gas pueden clasificarse:

1º Atendiendo al flujo de gases en relación con el eje central:

- Axiales. Cuando el aire fluye coaxialmente al eje de la máquina.
- Radiales. En este caso, el aire fluye radialmente en relación con el eje.

2º Según la forma de montaje del generador de gas y de la turbina de potencia:

- Monoeje. Cuando están montados sobre el mismo eje.
- De dos ejes. Cuando están montados sobre ejes distintos. Los generadores de gas, a su vez, pueden tener más de un eje.

En las figuras 5, 6 y 7 se pueden apreciar esquemas de los diferentes tipos de turbinas de gas que se han mencionado.

Figura número 5. Esquema descriptivo de la circulación de gases en una turbina monoeje de configuración radial. "Cortesía de Kongsberg".

Figura número 6. Sección interior de una turbina axial monoeje. "Cortesía de Allison".

Figura 7. Diferentes configuraciones posibles en turbinas axiales de dos ejes.

Las máquinas axiales, ya sean compresores o turbinas, tienen mejores rendimientos que las radiales, debido a las mayores deflexiones de las corrientes que atraviesan la máquina. Por otro lado, las axiales son estructuras más complejas y costosas que las radiales, predominando éstas últimas entre las turbinas de gas de reducida potencia.

Las máquinas axiales tienen secciones frontales más reducidas, característica que interesa en el dominio de la aviación de cara a reducir la resistencia aerodinámica.

La simplicidad constructiva, menor coste, mayor robustez y la facilidad de mantenimiento de las máquinas radiales frente a las axiales las hacen más competitivas en la gama de pequeñas potencias.

Por su propia configuración, en las turbinas monoeje, compresor y turbina marchan a la misma velocidad de giro. Cuando sea precisa una disminución en la velocidad de giro del eje de salida, paralelamente disminuirá el caudal de aire, la presión de salida del compresor y, en consecuencia, la potencia y el par de giro. Cuando se trate de accionar un alternador, para lo que se requiere una velocidad de giro en el eje constante, se mantendrá constante el caudal de aire y se podría regular la potencia desarrollada modificando únicamente la inyección de combustible en la cámara de combustión sin que varíe la velocidad de giro del rotor. La variación de la cantidad de combustible inyectado con caudal de aire sensiblemente constante modifica la temperatura de entrada a la turbina y consecuentemente el rendimiento de la máquina.

En las turbinas de dos ejes, la velocidad de giro del generador de gas es independiente de la de la turbina de potencia. Cuando se necesite una velocidad de giro del eje de salida menor, el generador de gas podrá seguir girando a alta velocidad poniéndose a disposición de la turbina de potencia un caudal de gases incluso a presión creciente. Este tipo de máquinas es especialmente apto para aquellos casos en que se requiera un aumento del par motor a reducido número de revoluciones.

2.1.1.2. Rendimientos

Cuando en adelante se hable del rendimiento de una turbina de gas, se estará ablando de la relación existente entre su producción de energía mecánica y su consumo de combustible, con independencia del rendimiento que pueda obtenerse del aprovechamiento de la energía calorífica contenida en los gases de escape de la

misma.

Los rendimientos de las turbinas de gas están comprendidos entre el 18 % y el 35 % y se incrementan considerablemente a medida que aumenta la potencia de la turbina. Una turbina de gran potencia tendrá un rendimiento térmico superior al de la turbina de pequeña potencia, pero al mismo tiempo disminuirá su caudal de gases de escape y se incrementará la temperatura de emisión de los mismos, debido a una temperatura de entrada en la turbina mayor. Esta circunstancia deberá tenerse muy en cuenta a la hora de efectuar el diseño de una instalación de cogeneración determinada.

Al estudiar el rendimiento de la turbina de gas en concreto, los factores que influyen en el mismo son:

- La temperatura del aire de aspiración de la turbina. A mayor temperatura de aspiración, es mayor la energía necesaria para mover el compresor del aire y, en consecuencia, disminuye el rendimiento y la potencia generada en el eje. Por tanto, conviene situar la toma de aire en aquel punto en el que la temperatura de admisión vaya a ser más baja.

Un incremento de la temperatura de admisión de 15 °C puede llegar a suponer una disminución de potencia al eje de entre el 7 y el 10%.

- La altitud. La disminución de la presión atmosférica hace que la potencia disminuya a medida que aumenta la altitud. Aproximadamente, una diferencia de altitud de 900 m. supone un 10% de disminución de potencia, aunque el consumo de combustible disminuirá en la misma proporción, resultando el rendimiento poco afectado.

- Las pérdidas de carga en la admisión de aire y en la salida de los gases de escape. Estas pérdidas de carga están en función de la instalación de la admisión de aire y de la aplicación que se da a los gases de escape.

- El régimen de funcionamiento de la turbina. cuando se trata de turbinas mono eje, el rendimiento disminuirá con la carga, tal y como se ha explicado al hacer la diferenciación entre turbinas mono eje y de dos ejes. Una turbina de gas de una potencia de unos 3 MW, con un rendimiento aproximado del 25 %, trabajando a plena carga, verá dicho rendimiento reducido hasta el 20 % al trabajar al 50 % de la potencia nominal.

En función de las características constructivas de la turbina de gas, es posible en algunos casos mejorar su rendimiento precalentando el aire de combustión a la salida del compresor de aire con los gases de escape en un intercambiador situado antes de la entrada del aire en la cámara de combustión de la turbina de gas. Con este procedimiento en el consumo de combustible por kWh de energía mecánica generada es menor, aumentando el rendimiento en un 5–7 % en detrimento del aprovechamiento que pudiera darse a la energía calorífica contenida en los gases de escape (al disminuir la temperatura de los mismos).

2.1.1.3. Combustión

Las turbinas de gas funcionan con un elevado exceso de aire para que la temperatura de los productos de combustión al incidir en los álabes no sea excesiva y no se produzcan excesivos problemas de corrosión o fatiga de los mismos, y mantener los efectos derivados de la deformación plástica dentro de los límites aceptables. el índice de exceso de aire con el que trabajan las turbinas suele estar comprendido entre 2,75 y 5.

Las turbinas de gas pueden utilizar dos tipos de combustibles:

- * Gaseosos: gas natural, propano.

- * Líquidos: Gasóleo, gasolinas y en algunos fuelóleos de bajo contenido en azufre.

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

La ausencia de azufre en la composición del combustible permitirá un nivel de recuperación del calor contenido en los gases de escape superior al que puede conseguirse con otros combustibles. Por este motivo y por razones económicas, un combustible muy adecuado en la actualidad para las turbinas de gas es el gas natural.

Otro motivo para el empleo de gas natural como combustible es la posibilidad de empleo del mismo en post-combustión. La post-combustión, como se verá, se realiza normalmente mediante quemadores en vena de aire y tiene por objeto elevar la temperatura de los gases de escape de la turbina, utilizando como carburante los mismos gases, para de esta forma mejorar el rendimiento de la caldera de recuperación.

Además de las ya apuntadas, los combustibles líquidos presentan frente a los gaseosos otras desventajas entre las que debe señalarse que para los primeros el sistema de filtrado es más complicado y que además es necesario atomizar el combustible a una presión elevada, resultando que especialmente por una menor calidad en la formación de la mezcla, el rendimiento de la turbina es algo inferior. En el caso del gas natural, al tratarse de un consumo por canalización y aunque también se necesiten unos requisitos de presión de suministro que son función de la turbina a instalar, la elevación de la presión solamente deberá realizarse desde la presión de suministro hasta la presión de utilización del aparato.

2.1.1.4. Mantenimiento

El mantenimiento tiene una importancia decisiva en la disponibilidad de la turbina de gas; por regla general, los suministradores de turbinas ofertan contratos de mantenimiento de sus aparatos que incluyen un seguimiento constante de del funcionamiento y una revisión anual que puede realizarse durante el período de parada por vacaciones de la factoría.

El seguimiento en marcha de la turbina de gas lo realiza normalmente el usuario, que deberá mantener informado al fabricante de las siguientes características de funcionamiento:

- * Temperatura de los gases de escape y potencia eléctrica generada, así como la uniformidad de temperatura en escape.
- * Frecuencia de arranques.
- * Tiempo de arranque y de parada.
- * Distribución de los niveles de vibración.
- * Consumos de combustible en función de la carga de la turbina de gas.

El mantenimiento con turbina parada lo realizará directamente la empresa contratada a tal efecto y en esencia comprenderá:

- * Limpieza de filtros de aire.
- * Inspección de elementos de combustión. Dura de una a dos semanas y se debe efectuar cada 8.000 h. cuando el combustible empleado es gas natural, y cada 3.000 h. en caso de combustibles líquidos.
- * Inspección de partes calientes. Dura de dos a tres semanas y conviene efectuarla cada 24.000 h. utilizando gas natural como combustible, y 10.000 h. en caso de combustibles líquidos.

* Inspección general que requiere la apertura de la turbina de gas y de potencia. En ella se pueden emplear de 4 a 6 semanas y es normal efectuarla cada 48.000 h. en el caso de utilizar gas natural como combustible, y cada 22.000 h. cuando se empleen combustibles líquidos.

Con independencia de las cifras apuntadas, las revisiones de las turbinas de gas se ven además influenciadas por las condiciones de funcionamiento y el número de arranques. En cualquier caso, siguiendo unas normas de mantenimiento correctas es normal llegar a una disponibilidad del 92 % con una vida media del aparato superior a las 120.000 h.

2.1.1.5. Instalación

Las turbinas de gas reúnen una serie de características especiales en cuanto a su instalación que pueden afectar a las prestaciones del aparato, a la vida del mismo y a su propio entorno.

En lo que se refiere a las prestaciones del aparato:

* La admisión de aire debe situarse en el punto más frío posible para que el rendimiento de la turbina sea el más alto posible.

* Las pérdidas de carga en la admisión deberán ser lo más reducidas posible para la influencia que tienen en el rendimiento de la turbina.

* La turbina de gas deberá situarse en el punto más próximo posible al punto o puntos de utilización de la energía calorífica, con el objeto de reducir las pérdidas térmicas en conducciones y también las pérdidas de carga en el escape.

Para prolongar la vida de las turbinas de gas al máximo posible y reducir al mínimo los gastos de mantenimiento, será necesario seguir las normas de mantenimiento indicadas anteriormente y no sólo atender al filtrado del aire (de capital importancia por el daño que las partículas pueden provocar en los álabes de la turbina), sino también al filtrado del combustible que se emplee, en particular cuando se traten de combustibles líquidos.

Por último, en cuanto a la forma en que puede afectar la instalación de una turbina de gas al medio en que están ubicadas, ha de señalarse que la turbina de gas se suministra por regla general para ser montada en el interior de una carcasa insonorizada que permite que el nivel de ruido sea inferior a 65 dB a una distancia de 10 m. del perímetro en que se instale y a una altura de 1.5m. sobre el nivel del suelo.

También han de tenerse en cuenta la influencia que pueden tener las vibraciones en la estructura del edificio donde se instale la turbina de gas. Para evitar esta influencia, la carcasa se montará sobre una plancha de hormigón que a su vez emplazará sobre una junta elástica.

2.1.2. Turbinas de vapor

2.1.2.1. Descripción

La turbina de vapor como elemento motor es más sencillo que la turbina de gas, aunque si se consideran los restantes elementos necesarios para realizar el ciclo (caldera, condensador, bomba) la instalación es indudablemente más pesada y compleja. Como ya se explicó con anterioridad, su accionamiento es debido a la expansión del vapor de alta presión procedente de una caldera.

Los tres grandes grupos de turbinas de vapor pueden presentarse como:

– Turbinas de contrapresión. Son aquellas en las que la presión del vapor de salida de la turbina está por encima de la presión atmosférica y es susceptible de ser empleado en el proceso industrial.

En la figura 8 puede observarse una sección interior de una turbina de contrapresión.

Figura 8. Sección interior de una turbina de contrapresión. "Cortesía de Siemens".

– Turbinas de condensación. En este tipo de turbinas, el vapor se expande desde la presión de entrada hasta una presión por debajo de la atmosférica condensándose posteriormente el vapor y bombeándose el agua de nuevo a la caldera. Es el tipo de turbinas empleado normalmente en las centrales térmicas de producción de energía eléctrica.

Con este tipo de turbinas no hay aprovechamiento de energía térmica, o bien un aprovechamiento térmico a un nivel muy bajo, como en calefacción de distrito, etc.

La figura 9 corresponde a una turbina de condensación, en ella puede observarse la diferente configuración final de los álabes con relaciona a la turbina de contrapresión.

Figura 9. Sección interior de una turbina de condensación. "Cortesía de Siemens".

– Turbinas de extracción. En esencia, una turbina de extracción consiste en una turbina con una toma de vapor en la carcasa para alimentar un determinado servicio. Las turbinas de extracción pueden ser de condensación o no. La presión de extracción se mantiene constante al variar el caudal del vapor extraído por medio de un regulador de presión, que actúa sobre el vapor de entrada de la turbina. Si la extracción no se controla, un mecanizado en la carcasa es suficiente, pero en este caso, la presión del vapor extraído estará sometida a variaciones importantes en función del caudal de vapor de salida de la turbina.

La figura 10 corresponde a una turbina de vapor de condensación con extracción.

Figura 10. Sección interior de una turbina de vapor de condensación con extracción. "Cortesía de Siemens".

2.1.2.2. Rendimientos

Los rendimientos de las turbinas de vapor, calculados como al relación entre la energía desarrollada en el eje y la aportada al fluido de la caldera. Son variables en función del tipo de turbina de que se trate. El de una turbina de contrapresión pura estará en torno al 18 %, mientras que el de las turbinas con condensación sin extracción alcanzará hasta el 36 % aunque en este caso deberá tenerse en cuenta la imposibilidad o deficiencia en el aprovechamiento de la energía calorífica contenida en el vapor de salida de la turbina.

En lo sucesivo, en este capítulo se hará referencia exclusivamente a las turbinas de contrapresión, ya que son las que normalmente se utilizan en los proyectos de cogeneración, al permitir el aprovechamiento del vapor a la salida de la turbina. Las de condensación se acostumbra a utilizarlas en centrales térmicas o en los ciclos de cogeneración de cola citados en el capítulo anterior, es decir, en aquellos casos en que sólo tiene importancia la generación de energía eléctrica.

De la misma forma que en caso de las turbinas de gas, en las turbinas de contrapresión, el rendimiento también varía con la potencia de la máquina, es decir, a mayor potencia, mayor será el rendimiento; sin embargo, para una misma potencia, el rendimeinto del ciclo de una turbina de gas es más elevado que el de una turbina de contrapresión.

Otro factor que influye sensiblemente en el rendimiento de las turbinas de contrapresión es la carga, de manera que variaciones importantes del caudal de vapor tienen un importante efecto sobre el rendimiento del

ciclo debido a las oscilaciones de rendimiento que sufren los elementos internos de la instalación.

2.1.3 Criterios de selección

Cuando se plantee en una industria la realización de una instalación de cogeneración y se decida optar como elemento motor entre una turbina de gas y una turbina de contrapresión, se debe tener en cuenta:

1º No es posible el empleo de turbinas de vapor en procesos de secado que requieran la utilización de gases calientes en directo o en procesos industriales en los que se precisa vapor de alta presión.

2º En el caso de las turbinas de contrapresión, la producción de energía eléctrica y su rendimiento se verán sensiblemente alterados por las variaciones de carga de la caldera, fruto de las variaciones en la demanda de vapor en los procesos.

3º Los rendimientos de las turbinas de vapor son algo menores que los de las turbinas de gas de la misma potencia.

4º Siempre y cuando no se sobrepase la demanda de energía, la opción turbina de gas con producción posterior de vapor permitirá instalar una potencia mayor que la que pudiera obtenerse de la instalación de una turbina de contrapresión (ya que la potencia está limitada por el vapor necesario en proceso). Por tanto, con la opción de turbinas de gas, aumentará la producción de energía eléctrica y el rendimiento. Como consecuencia lo harán también los ahorros económicos.

5º Al ser constructivamente más sencillas que las turbinas de gas, las turbinas de vapor tienen un coste inferior por kW instalado.

6º Tanto con la turbina de gas como con la turbina de contrapresión, es posible aprovechar en ocasiones la caldera existente, a base de reducir la potencia instalada, en el primer caso utilizando los gases de escape como carburante en la caldera existente y en el segundo, elevando la presión a que se generará el vapor. Cuando en ninguno de los dos casos sea posible el aprovechamiento de la caldera o calderas existentes, o bien se trate de una instalación de nueva planta, el coste por kW instalado será mayor en el caso de la turbina de vapor, porque la caldera de alta presión tiene un coste considerablemente superior al de la caldera de recuperación de gases de escape.

7º Los costes de mantenimiento de las turbinas de vapor son aproximadamente la mitad de los de las turbinas de gas, aunque su vida útil es prácticamente la misma.

Todos estos factores unidos a otros, como pueden ser la disponibilidad de combustibles adecuados o la modulación de consumos en la factoría, son los que determinan la elección de uno de estos aparatos en una aplicación de cogeneración.

Por lo general, cuando lo permita la modulación de consumos, lo ideal sería combinar el empleo de los dos elementos motrices, ya que éste es el caso en el que el rendimiento es más elevado y los ahorros económicos más altos.

2.2. MOTORES ALTERNATIVOS

2.2.1 Descripción

El conjunto cilindro–pistón y el mecanismo biela–manivela son los componentes esenciales de los motores alternativos. En la cámara de combustión formado por la culata y el pistón en las proximidades del punto muerto superior, tiene lugar el proceso de combustión produciéndose a continuación la expansión de los gases

que acciona el pistón; el movimiento alternativo del pistón es transformado en movimiento rotativo en el eje por un mecanismo biela–manivela.

Los motores alternativos pueden clasificarse según diversos criterios:

1. Según el tipo de encendido.

* Motores de Explosión. En este tipo de motores se introduce en el cilindro la mezcla carburada de aire y combustible. La compresión se efectúa sobre la mezcla carburada y el encendido tiene lugar por una chispa eléctrica.

* Motores Diesel. La compresión se realiza sobre el aire introducido en el cilindro que se comprime hasta que alcance la temperatura necesaria para que se produzca la autoinflamación de una parte del combustible inyectado. Una vez iniciada la combustión del combustible inyectado posteriormente se va quemando de acuerdo con la propia ley de inyección.

Los motores diesel permiten relaciones de compresión más elevadas pero exigen una construcción más robusta que los motores de explosión.

2. Por el ciclo de combustión.

* Motores de Cuatro Tiempos. Son aquellos en los que el ciclo completo de paso del fluido por el motor se produce en dos carreras de ida y en dos de vuelta del pistón. Los cuatro tiempos, suficientemente conocidos son: admisión, compresión (combustión), expansión y escape.

* Motores de Dos Tiempos. En éstos, el ciclo completo tiene lugar en una carrera de ida y otra de vuelta del pistón. La renovación de la carga tiene lugar por barrido en las proximidades del punto muerto inferior.

En los motores de dos tiempos se necesita una bomba de barrido y las características constructivas de los cilindros son más complejas que en el motor de cuatro tiempos. En teoría, un motor de dos tiempos debería tener el doble de potencia que el de cuatro tiempos de la misma cilindrada con igual velocidad de rotación, pero hay que tener en cuenta que a la potencia deberá restarse la empleada en el barrido y que una parte de la carrera se pierde en la renovación de la carga, por tanto, la potencia de un motor de dos tiempos sobre el de cuatro tiempos de la misma cilindrada con igual velocidad de rotación será como máximo un 60 % mayor dependiendo del tipo de motor. Por último, hay que tener presente que el motor de dos tiempos es más sensible en sus prestaciones a la variación de la carga que el motor de cuatro tiempos.

3. Por la presión de admisión del fluido al motor.

Pueden ser sobrealimentados o no, en función de la presión a la que entrará la mezcla carburada (explosión) o el aire (diesel). El objeto de la sobrealimentación es básicamente incrementar la potencia de los motores. En los motores sobrealimentados, el aire una vez comprimido se acostumbra a refrigerar con objeto de posibilitar una mayor elevación de la potencia del motor sin elevar las cargas térmicas.

4. Por el número de revoluciones del motor.

El número de revoluciones, en relación inversa con el diámetro del émbolo, deberá estar ligado al número de horas que ha de trabajar al año. En instalaciones con pocas horas de funcionamiento al año se requerirán motores de unas 1500–3000 rpm, estos motores son sensiblemente más baratos que los de baja velocidad de giro y ocupan poco espacio, pero su vida es corta (20.000 h.). En aquellas instalaciones en que funcionen un gran número de horas, se recomiendan grandes potencias entre 400 y 750 rpm y entre 750 y 1500 rpm para medianas potencias, sus costes son, sin embargo, más elevados y su vida más larga (60.000 h.).

2.2.2. Rendimientos

El rendimiento global de un motor es función:

- Del rendimiento termodinámico, que aumenta con la relación de compresión, especialmente en los motores de explosión. Aunque para relaciones de compresión iguales, el rendimiento termodinámico de los de explosión es mayor, al permitir los diesel relaciones de compresión más altas, el rendimiento de estos últimos es a la postre más elevado.
- De las pérdidas de carga en las válvulas de aspiración y escape, las pérdidas de calor a través de la superficie del motor, el reciclado de una parte de los gases en un ciclo al siguiente y la duración de la combustión. En general, las pérdidas de calor en las paredes del motor son mayores en los motores diesel que los de explosión.
- Del rendimiento mecánico, que es la relación entre el trabajo disponible en el eje y el trabajo desarrollado por el fluido en el interior de los cilindros.

2.2.3. Potencia

Los factores fundamentales que determinan la potencia de un motor de unas características dadas son:

- 1º El combustible consumido por unidad de tiempo. Depende del número de tiempos, dimensiones del cilindro, etc.
- 2º El exceso de aire en la combustión.
- 3º El que sea sobrealimentado o no.
- 4º El poder calorífico del combustible.
- 5º El picado de bielas y el autoencendido.

2.2.4 El gas natural como combustible para motores

Además de las ventajas ya apuntadas del gas natural como combustible frente a los gasóleos y gasolinas empleadas, existen otras ventajas, como son:

- 1º El precio por unidad de energía calorífica consumida es menor para el gas natural que para los otros combustibles.
- 2º Los costes de mantenimiento son mayores en los diesel que en los de gas natural de la misma potencia.

El gas natural podría emplearse en los motores de explosión, que verían incrementado su rendimiento, pero serían necesarias ciertas modificaciones de los mismos, ya que, en caso contrario, se daría un rendimiento de la potencia de salida.

En el caso de motores diesel a gas no es posible proceder de la misma forma que en los motores diesel convencionales, aunque la construcción de los primeros se basa en gran medida en la de los segundos.

2.2.5. Mantenimiento

En cuanto a los costes de mantenimiento, se pueden estimar comprendidos entre 0.75 y 1 pta. por kWh

generado. En motores de gran potencia, son necesarias las siguientes operaciones:

Cambio de bujías 2.000– 4.000 h.

Reglaje taqués 10.000–20.000 h.

Revisión general 30.000 h.

Cambio de motor 60.000 h.

2.2.6. Instalación

En cuanto a las condiciones habituales de instalación de los motores a gas debe tenerse en cuenta que:

- El aire aspirado del exterior debe ser lo más limpio y frío posible; la pérdida de carga total del conducto de aspiración incluyendo la rejilla exterior, el silenciador y el filtro para un motor atmosférico no debe superar los 200 mm.c.a. y para motores sobrealimentados los 300 mm.c.a. La velocidad del aire en el conducto debe ser inferior a 12 m/s; y para evitar que entre agua de lluvia la velocidad en la rejilla exterior no debe superar 2,5 m/s, pero si se instala una coronación al conducto puede alcanzar 3,5 m/s.

- La temperatura de los gases de escape puede llegar a alcanzar los 600 °C. En consecuencia, las toberas de escape deben ser de acero resistente al calor con un espesor comprendido entre 3 y 6 mm. Es necesario el aislamiento térmico en todas las partes calientes desde éstas hasta el intercambiador de calor. La pérdida de carga máxima admisible en el sistema de escape de gases se considera que es en los motores atmosféricos de 350 mm.c.a. y en los sobrealimentados de 250 mm.c.a.

- En cuanto a la bancada del motor deben atenderse las instrucciones que de el suministrador de los equipos.

Una dosificación que la práctica aconseja como buena es la de 4 toneladas de hormigón por cada 1.000 Kg de peso del motor y del alternador. Cuando la bancada se apoye en los cimientos del edificio deberá hacerse una junta elástica.

- La ventilación de la sala puede ser forzada o natural, en este caso se debe elegir un lugar de emplazamiento que sea suficientemente aireado. Las pérdidas de calor del motor por ventilación están entre el 3% y el 9%. El aire de ventilación debe circular de abajo hacia arriba. La diferencia de temperatura entre la entrada y salida del aire de ventilación puede oscilar entre 8 y 20 °C. Cuando la temperatura exterior es alta, la diferencia de temperatura será menor que cuando la temperatura exterior es baja.

La temperatura de los aparatos eléctricos que estén cerca del motor no conviene que supere los 45 °C. De acuerdo con las cifras anteriores, la cantidad de aire de ventilación necesaria es aproximadamente 0.005 m³/s (18 m³/h) por kWh de energía aportada como combustible.

- El ruido de los motores medido a un metro de distancia y funcionando a plena carga puede alcanzar una cifra de 105 dB(A); en el tubo de escape llega a ser de 115 dB(A). El ruido en la admisión del motor atmosférico puede estar entre 105–110 dB(A) y en motores sobrealimentados entre 120–125 dB(A). Teniendo en cuenta estos datos conviene montar el motor en un lugar con paredes gruesas. Con una pared de 300 Kg/m² se consigue un efecto silenciador de 45 dB(A). También se consigue amortiguar el ruido hasta 35 dB(A) instalando dobles cristales. También es conveniente instalar silenciadores en el conducto de admisión, en el tubo de escape y en los conductos de entrada y salida del aire de ventilación.

3. PROCEDIMIENTOS DE RECUPERACIÓN DE LA ENERGÍA CALORÍFICA EN LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN QUE UTILICEN COMO ELEMENTOS MOTORES TURBINAS

DE GAS O MOTORES ALTERNATIVOS A GAS

Los procedimientos que pueden seguirse en el aprovechamiento de la energía calorífica con distintos según sea el elemento motor que se emplee en la instalación. En esta sección se analizarán únicamente las turbinas a gas y los motores alternativos. En ambos casos, por resultar el más idóneo en cuanto aprecio, rendimiento y posibilidades de recuperación de calor, se considerará que el combustible empleado es el gas natural.

3.1. RECUPERACIÓN DE LA ENERGÍA CALORÍFICA CONTENIDA EN LOS GASES DE ESCAPE PROCEDENTES DE UNA TURBINA DE GAS

Las turbinas de gas tienen dos focos de emisión de la energía calorífica:

- Los gases de escape, que contienen entre un 65 y un 80% de la energía primaria consumida en la turbina.
- Las pérdidas por radiación que suelen estar comprendidas entre el 2 y el 5% de la energía primaria consumida en la turbina.

La única fuente de calor recuperable en la turbina de gas son por tanto los gases de escape. Las características más importantes de los gases de escape de una turbina de gas son:

* Temperatura 420 – 650°C

* Contenido en O₂ 14 – 17%

* Contenido en

partículas

contaminantes:

– NO_x 20 – 120 p.p.m.

– CO 0 – 50 p.p.m.

– C_nH_m 0 – 50 p.p.m.

Es decir, tienen un nivel de temperaturas relativamente bajo, una proporción de oxígeno alta y un contenido en partículas contaminantes prácticamente nulo. Con estas características las posibles aplicaciones que pueden obtenerse son:

- Utilización directa. En procesos de secado, en atomización y en hornos de proceso industrial que requieran bajas temperaturas y unos productos de combustión sin contaminantes (por ejemplo, horno de recalentamiento).
- Utilización indirecta. En calderas, sean de tipo convencional o de recuperación, para la generación de un fluido caloportador.

3.1.1. Utilización directa

Cuando se trate de realizar una utilización directa de los gases de escape de una turbina de gas cualquiera que sea el proceso industrial de que se trate, deberá tenerse en cuenta:

1°. Hay que mantener el caudal de gases, su distribución y su flujo en el interior del aparato en que se utilicen los gases de escape de la turbina.

2°. También se deberá mantener el aporte de energía calorífica.

3°. Habrá que tener en cuenta las pérdidas de carga en conducciones y en el propio aparato de utilización.

Los problemas planteados en los dos primeros puntos se resuelven diseñando la turbina de gas de manera que el caudal de gases y su nivel de energía calorífica aprovechable sea inferior al requerido en el aparato pudiéndose de esta forma equilibrar el sistema mediante la dilución con aire exterior y el aporte de energía calorífica en post-combustión por cualquiera de los procedimientos existentes.

Las pérdidas de carga pueden afectar de forma importante al rendimiento de la turbina de gas, por lo que cuando se intente dar a los gases de escape una aplicación directa será necesario:

- Instalar la turbina lo más próxima posible al aparato en que se vayan a utilizar los gases para evitar las pérdidas de carga y de energía calorífica en las conducciones.
- Tener en cuenta si el punto de utilización trabaja en depresión o en sobrepresión, siendo necesario en este segundo caso prever la instalación de ventiladores para la impulsión de los gases y en el balance económico deducir la energía eléctrica consumida en los mismos de la generada en la turbina de gas.

A continuación se exponen algunas de las posibles aplicaciones para uso directo de los gases de escape de la turbina de gas:

- Atomizado de arcillas.
- Atomizado de leche.
- Atomizado de productos químicos.
- Secado de placas de yeso.
- Deshidratado de alfalfa, productos agrícolas y alimenticios.
- Hornos de destensionado y recalentamiento.

3.1.2. Utilización indirecta

La utilización indirecta que puede darse a los gases de escape de una turbina de gas es la generación de un fluido caloportador, normalmente vapor, que se realizará en una caldera, bien convencional o de recuperación, con post-combustión o sin ella.

El vapor generado podrá ser de alta o de baja presión y será susceptible de emplearse directamente en el proceso industrial o bien en la generación de más energía eléctrica en una turbina de vapor (ciclo combinado).

3.1.2.1. Generación de vapor en caldera convencional

Si se llevase a cabo la modificación de una caldera convencional capaz de producir una determinada cantidad de vapor sustituyendo al aporte de energía calorífica del quemador por un aporte equivalente realizado con los gases de escape de una turbina de gas (con post-combustión o sin ella), se observaría.

1°. Que la producción de vapor obtenida quedaría muy por debajo de la esperada. Esto se debería a que los gases de escape entrarían como máximo a una temperatura de unos 1.000°C (caso de post-combustión en vena de aire), temperatura que en cualquier caso está muy por debajo de la normal en el hogar de la caldera. La forma fundamental de transmisión del calor en esta zona es por radiación produciéndose una sensible disminución en la transmisión del calor en esta sección, que afectaría al rendimiento global de la caldera.

2°. El incremento del caudal de gases que tendría que pasar por los tubos de la zona de convección produciría un aumento de las pérdidas de carga en la caldera que motivaría una disminución del rendimiento de la turbina de gas.

Por tanto no es recomendable el uso directo de los gases de escape procedentes de una turbina de gas en una caldera convencional, porque se obtienen unos rendimientos muy bajos.

Sin embargo existe la posibilidad de utilizar los gases de escape aprovechando las calderas existentes sin que disminuya su rendimiento, siendo necesario para ello:

1°. Adoptar un procedimiento de post-combustión en hogar de caldera utilizando un quemador convencional pero que sea capaz de:

- Funcionar con un comburente a una temperatura elevada (350–500°C) y con un contenido de oxígeno entre el 14 y el 17%.
- Trabajar con un índice de exceso de oxígeno $n=1,1$ para elevar al máximo la temperatura de los gases, reduciendo hasta donde sea posible su volumen.

2°. Diseñar la turbina de gas sin que se pretenda generar con la energía calorífica contenida en sus gases de escape una determinada cantidad de vapor, sino con el criterio de cubrir las necesidades de comburente que se tendrán en la caldera para producir el vapor citado. Habrá que tener en cuenta que las necesidades de combustible y comburente serán inferiores a las normales debido a aporte de energía calorífica del comburente.

Por este procedimiento se obtendrá una temperatura en el hogar ligeramente inferior a la convencional y un volumen de gases prácticamente idéntico, estimándose que con relación al rendimiento anterior del generador se tendrá:

- Un rendimiento de la zona de radiación en torno al 85%.
- Un rendimiento de la zona de convección de 100%.

En una caldera de baja presión con una relación entre las superficies de radiación y convección en una proporción de 1:3 se estimará una reducción de la capacidad de producción en torno al 3,5%. Sin embargo esta aplicación produciría un importante ahorro de combustible en la caldera, tal y como puede observarse en los esquemas de la figura nº 11.

El tipo de quemadores del que se ha hablado en esta aplicación de cogeneración responde a un tipo homologado por Electricité de France y que se ha adoptado en sus centrales térmicas. Se trata de un quemador de flujo paralelo del tipo de chorro en torbellino que en España está comercializado.

Figura número 11.

Figuras 12 y 13

3.1.2.2. Generación de vapor en una caldera de recuperación

Cuando no sea posible por diferentes circunstancias aprovechar las calderas existentes, o bien cuando interese producir una cantidad de energía más elevada que la que se obtendría con el aprovechamiento de las calderas existentes, será necesario instalar una caldera de recuperación.

Los factores que influyen en el diseño de una caldera de recuperación son básicamente dos:

1º. El económico. Hay que buscar el equilibrio entre la capacidad de recuperación de la caldera y el incremento de costes que puede suponer aumentar la citada caldera.

2º. Las pérdidas de carga por contrapresión. Estas pérdidas de carga influirán en el rendimiento de la turbina. Cada 100 mm.c.a. de incremento de pérdidas de carga supone aproximadamente un 1% de pérdida de potencia de la turbina.

Se diferencia básicamente de las calderas convencionales en que la transmisión de calor se produce prácticamente por convección, dado que la temperatura de entrada de los gases es menor. Otra característica que también las distingue es que la diferencia entre la temperatura de los gases y la temperatura del sistema vapor/agua es menor que en una caldera convencional.

Una caldera de recuperación puede tener igual que una caldera de vapor clásica, economizador, vaporizador y sobrecalentador.

Podrá generar vapor a varios niveles de presión o a uno solamente, en función de que en el proceso sea necesario vapor de diferentes características o bien haya que inyectar vapor a una determinada presión en la turbina.

El criterio general de diseño que debe seguirse en las calderas de recuperación es conseguir que la diferencia media de temperaturas entre los gases de escape y el fluido a calentar sea lo más alta posible. La mejor manera de conseguir esto es lograr que los gradientes de temperatura de los gases y del fluido sean lo más paralelos posible. Con una caldera de simple presión el sobrecalentador, evaporador y economizador han de estar situados,

siguiendo el descenso de temperatura a lo largo del recorrido de los gases, sin embargo en una caldera de varios niveles de presión, aunque el orden general se mantiene, varias secciones pueden intercambiarse buscando el paralelismo entre gradientes de temperatura.

En la figura nº 13 se han desarrollado esquemas de calderas de recuperación a un nivel de presión y a varios niveles de , representándose también un posible escalonamiento de temperaturas en cada una de las secciones.

3.1.2.3. Post-combustión en vena de aire

Las turbinas de gas trabajan con excesos de aire muy elevados, lo que hace que el contenido en oxígeno de los productos de combustión esté comprendido entre el 14 y el 17%. Si estos productos de combustión se utilizan como comburente en unos quemadores especiales denominados quemadores en vena de aire (DUCT-BURNERS) se conseguirá incrementar la temperatura de los gases de escape sin incrementar notablemente el caudal másico de los mismos.

El incremento de la temperatura de los gases de escape provocará:

* Una mejora de la transferencia del calor derivada del propio incremento de la temperatura y del aumento de la velocidad de paso de los gases de escape por la caldera de recuperación. Esto redundará en una mejora del rendimiento global del generador.

* Una disminución de los costes de instalación al ser necesaria una superficie de intercambio menor en la caldera de recuperación.

* Un incremento de las pérdidas de carga que caso de no haberse tenido en cuenta en el diseño de la caldera originará una disminución de rendimiento en la turbina de gas.

Este tipo de quemadores se acostumbra a tomar como valor límite para la post-combustión un índice de exceso de oxígeno en los gases de escape de $n=2,5$ con el objeto de no elevar por encima de los 900°C la temperatura de los gases de salida del quemador en vena de aire.

En la figura 16 se ha representado la evolución de la producción de vapor en una caldera de recuperación determinada a medida que se incrementa el gas natural consumido en post-combustión.

Figura número 16

En una caldera de recuperación de gases de escape en la que no se haga post-combustión se alcanzarán relaciones energía calorífica aprovechada / energía mecánica producida comprendidas entre 2 y 4 dependiendo del rendimiento de la turbina de gas y del nivel de energía calorífica requerido. Se puede hablar de una producción de vapor comprendida entre 3 y 5 Kg de vapor por kW de potencia instalado.

Cuando se efectúe post-combustión, al elevarse la temperatura de los gases de escape se producirá una mayor cantidad de vapor en el vaporizador. Sin embargo, la temperatura de los gases de escape a la salida del vaporizador aumentará muy poco en relación a cuando no se realice post-combustión. Al mismo tiempo, una producción más elevada de vapor necesitará un caudal de agua de alimentación mayor, por lo que la capacidad de absorción de calor en el economizador aumentará y la temperatura de salida de los gases por chimenea disminuirá, traduciéndose esto en una mejora del rendimiento global del recuperador.

Los quemadores de post-combustión deben instalarse en los conductos de transporte de los gases desde la turbina de gas hasta la caldera de recuperación o bien, a la misma entrada de los gases en la caldera de recuperación.

La velocidad de salida de los gases de escape de la turbina llega a alcanzar los 80 m/s por lo que no conviene instalar el quemador inmediatamente después de la turbina. Para la obtención de un flujo regular se conducirán los gases de escape de la turbina de gas por un conducto que se irá ensanchando progresivamente hasta obtener una velocidad comprendida entre 15 y 30 m/s.

En la figura nº 17 puede observarse el posible emplazamiento de un quemador en vena de aire a la entrada de una caldera de recuperación.

Las condiciones de diseño más importantes para los quemadores de post-combustión pueden resumirse en:

1º La resistencia al calor de los mismos aumenta con el exceso de aire y a medida que se incrementa la velocidad de los gases de escape que los atraviesa.

2º La marcha del quemador no se ve alterada por velocidades irregulares del flujo de gases de escape.

3º Existe la posibilidad de obtener relaciones de regulación para el gas 5:1 y para el comburente 2:1.

4° Pueden trabajar con contenidos en oxígeno en los humos de hasta el 12%, normalmente los gases de escape contienen entre el 14 y el 17%.

5° Las pérdidas de carga en este tipo de quemadores son del orden de 10 mm.c.a. cuando la temperatura de entrada de los gases está en torno a los 500 °C y su contenido en oxígeno es del 15%.

6° La presión de suministro del gas en los quemadores estará entre 175 y 200 mm.c.a.

Figura número 17.

3.2. SISTEMAS DE RECUPERACIÓN DEL CALOR A PARTIR DE MOTORES ALTERNATIVOS

Los sistemas de recuperación de la energía calorífica a partir de motores alternativos pueden clasificarse en cuatro categorías en función de la temperatura y presión de salida del agua de refrigeración del motor:

1° Sistemas de recuperación a partir de agua caliente hasta 99°C.

2° Sistemas de recuperación a partir de agua sobrecalentada hasta 115°C

3° Sistemas de recuperación a partir de agua sobrecalentada y caldera de vaporización rápida.

4° Sistemas de ebullición.

3.2.1. Sistemas de recuperación a partir de agua caliente hasta 99°C

En este sistema se emplea el agua de salida de refrigeración del motor a una temperatura comprendida entre los 88 y los 99°C. La recuperación de calor se efectúa mediante un intercambiador de agua; los gases de escape pueden aprovecharse en un recuperador para elevar el nivel térmico del agua de refrigeración a la salida del motor y alimentar una caldera independiente del sistema de refrigeración.

El circuito de refrigeración del motor debe ser cerrado. En el mismo debe preverse la instalación de un intercambiador de refrigeración que entre en funcionamiento cuando no hay demanda de calor en proceso o bien sea reducida.

La figura nº 19 es un diagrama de flujo correspondiente a uno de estos sistemas.

En estos sistemas de recuperación deberá tenerse en cuenta:

- Que en todo momento deberá suministrarse el caudal de fluido refrigerante necesario para conseguir una correcta refrigeración del motor. La presión del fluido refrigerante dentro del circuito de refrigeración deberá permanecer constante, para ello se han de tener en cuenta las pérdidas de carga en el mismo a la hora de calcular la potencia de la bomba de impulsión.
- Cuando se instale un recuperador de calor de los gases de escape deberá ponerse un especial cuidado en prever el enfriamiento del refrigerante cuando no haya demanda de calor en proceso o la demanda sea reducida.
- La diferencia entre las temperaturas de entrada y salida del refrigerante en el motor no deberá superar los 11°C, ni ser inferior a 6°C, siendo aconsejable una diferencia de 8°C.
- El depósito de expansión debe estar situado en el punto más elevado del circuito de refrigeración.

- El intercambiador de calor debe estar por debajo del depósito de expansión y tan próximo al motor como sea posible.
- Se deben instalar purgas en el circuito de refrigeración para evitar la formación de vapor o burbujas de aire.
- La temperatura del refrigerante debe controlarse en todo momento para evitar que sea excesivamente alta.
- El agua empleada como fluido refrigerante solamente puede ser agua tratada.

Figura número 19.

3.2.2. Sistemas de recuperación a partir de agua sobrecalentada hasta 115°C

En este sistema se emplea el agua sobrecalentada procedente de la refrigeración del motor a una temperatura comprendida entre 104 y 121°C. En esencia, este sistema funciona de la misma forma que el sistema de agua caliente hasta 99°C a excepción hecha de la presión de circulación que debe proporcionarse al fluido refrigerante y el control que hay que ejercer de la misma. La presión del circuito primario del agua de refrigeración debe ser de 0,3 bar aproximadamente por encima de la presión de saturación del vapor de agua a la misma temperatura.

La figura nº 20 corresponde al diagrama de flujo de uno de estos sistemas de recuperación.

Además de las condiciones de diseño que deben cumplirse en los sistemas de recuperación a partir de agua caliente modificando los requisitos de temperatura, es necesario:

- Controlar la presión en el circuito refrigerante del motor. También se debe controlar la temperatura impidiendo que sobrepase los 121°C.
- El circuito de refrigeración del aceite del motor debe ser independiente del propio circuito de refrigeración del motor evitando que la temperatura del aceite a la salida del enfriador supere los 88°C.

Figura número 20

3.2.3. Sistemas de recuperación a partir del agua sobrecalentada y caldera de vaporización rápida.

Este procedimiento incorpora al de agua sobrecalentada, antes descrito, un generador de vapor a baja presión. Este generador se mantiene a presión inferior a la que existe en el circuito de refrigeración a la salida del motor, por lo que al entrar el agua sobrecalentada en el generador de vapor una parte se vaporiza utilizando el calor cedido por el agua que se enfría hasta la temperatura de saturación del vapor en la caldera. El vapor así producido es enviado al proceso industrial.

La presión relativa del vapor generado estará comprendida entre 0,14 y 0,55 bar. Cualquiera que sea la temperatura de diseño del agua de refrigeración en el motor, la presión en el circuito de refrigeración deberá ser la adecuada para evitar la ebullición o vaporización rápida en el motor. Para una temperatura de salida del motor del agua sobrecalentada de 121°C, la presión deberá ser 1,38 bar, la sobrepresión de 0,34 bar sobre la presión de saturación correspondiente permitirá una caída de presión de 0,2 a 0,3 bar en la caldera de vaporización.

Figura número 21

En la figura nº 21 puede observarse el esquema correspondiente a este procedimiento de recuperación.

Además de los criterios de diseño planteados en los sistemas anteriores, es necesario tener en cuenta los propios requisitos de presión y temperatura y otras peculiaridades que se pueden resumir en:

- El aporte de agua de relleno deberá producirse en la línea de retorno del condensado.
- La caldera de vaporización tendrá que estar a una altura superior a la del motor para facilitar el retorno del agua de la caldera de vaporización.
- La caldera estará equipada con una válvula de control de presión que limite la caída de presión en la caldera de vaporización a 0,3 bar sobre la presión de trabajo.
- Las tuberías que van desde el motor hasta la caldera deberán estar en pendiente para evitar las oclusiones por formación de burbujas de vapor en conducciones.

3.2.4. Sistemas de ebullición

Estos sistemas se basan en la refrigeración del motor mediante la absorción del calor necesario para la vaporización del agua de refrigeración. El vapor así producido no se permite que se acumule en el motor sino que se conduce junto con el agua de refrigeración no vaporizada hasta un separador de vapor situado en elevación con relación al motor.

Aunque la diferencia de temperaturas del agua refrigerante a la entrada y salida del motor es muy pequeña (1,1 a 1,7°C) la circulación a través del motor está asegurada en virtud de la disminución de densidad que experimenta el fluido de refrigeración.

Este procedimiento es el más sencillo y menos costoso para la recuperación de la energía calorífica y además no necesita bomba de recirculación del agua.

Se puede integrar en una sola unidad compacta el separador de vapor y el recuperador de calor de gases de escape e incluso añadir un quemador auxiliar para elevar la producción de vapor.

En la figura nº 22 se han representado un esquema y un diagrama de flujo correspondientes a un sistema de ebullición.

En este tipo de sistemas, además deben tenerse en cuenta las siguientes consideraciones de diseño:

- Para evitar una ebullición excesiva dentro del motor, el refrigerante deberá estar bajo una sobrepresión de 0,07 bar aproximadamente, medido a la salida del agua de refrigeración del motor.
- En los motores turboalimentados con enfriamiento posterior del aire este circuito de refrigeración ha de ser independiente del de refrigeración del motor.
- El sistema de refrigeración del motor ha de estar protegido contra una pérdida súbita de presión ya que esto podría provocar graves daños en el motor como consecuencia de una vaporización rápida.
- Los conductos del sistema de refrigeración deben de contar con la inclinación suficiente como para evitar las oclusiones motivadas por las burbujas de vapor.

3.2.5. Energía calorífica recuperable de cada uno de los sistemas de refrigeración en los motores alternativos.

3.2.5.1. Del agua de refrigeración

Cuando se trata de motores refrigerados con agua es prácticamente posible recuperar todo el calor. La proporción de energía calorífica aprovechable variará muy poco con el tipo de motor de que se traté y estará comprendido entre 0,5 y 0,8 kWh por kWh generado.

3.2.5.2. Del aceite de lubricación

La energía calorífica procedente de la refrigeración del aceite de lubricación puede recuperarse en el mismo circuito del agua de refrigeración cuando los sistemas no superan la temperatura de 100°C, en otro caso, los circuitos son separados. La energía calorífica recuperable estará comprendida entre 0,4 y 0,7 kWh por kWh generado.

3.2.5.3. De los gases de escape

La energía calorífica recuperada de los gases de escape de un motor alternativo dependerá de la temperatura de emisión final de éstos. Cuando el combustible empleado es el gas natural, la temperatura de emisión de los gases puede reducirse hasta los 90°C sin que exista riesgo de formación de condensados recuperándose del orden de 0,45 kWh por kWh generado.

3.2.5.4. Del refrigerador del aire de combustión en los motores turboalimentados

Esta recuperación es complicada dado que el nivel de temperatura del aire de combustión en los motores turboalimentados es bajo (30–50°C). La energía calorífica que es posible recuperar está alrededor de 0,05 kWh por kWh generado.

3.2.5.5. De la radiación del motor

Las pérdidas por radiación suponen entre un 5 y un 10% de la energía primaria suministrada, por lo que la recuperación del calor a partir del aire de ventilación del motor tiene importancia, aunque el nivel térmico obtenido es bajo, dado que este aire estará, como mucho, a la temperatura de 30°C. La energía calorífica aprovechable es del orden de 0,2 kWh por kWh generado.

4. CRITERIOS DE DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN DE COGENERACIÓN

Cuando en una factoría se está consumiendo energía calorífica y energía eléctrica en una cantidad importante, con un número elevado de horas de funcionamiento, merecerá la pena realizar un análisis de la viabilidad de un proyecto de cogeneración que comprenda :

- Análisis de consumos.
- Determinación de los costes de la energía antes de la realización del proyecto de cogeneración.
- Planteamiento de las diferentes alternativas.
- Determinación de los costes de la energía en cada una de las alternativas planteadas.
- Estimación de las inversiones a realizar.
- Estudio de rentabilidad.

De forma paralela al análisis de cada uno de estos puntos se plantearán una serie de ejemplos formados de casos reales, que ilustrarán el procedimiento de diseño de la planta de cogeneración.

4.1. ANÁLISIS DE CONSUMOS

El objeto de este análisis es obtener una idea suficientemente exacta de cuál es la modulación de consumos de energía eléctrica y calorífica a lo largo del año.

Para obtener la mencionada modulación de consumos de energía calorífica y eléctrica se deberá :

- Determinar los períodos de parada y funcionamiento de cada uno de los aparatos consumidores de la instalación. Para realizar un estudio de viabilidad correcto será necesario no sólo obtener el total de horas de parada y funcionamiento, sino también situarlas cronológicamente dado que los consumos de energía eléctrica tienen diferente coste económico unitario en función de que se den en horas punta, valle o llano. También deberá tenerse en cuenta que los rendimientos de los elementos motores, tal y como se vio antes, varían con la temperatura de admisión del aire y ésta sufre oscilaciones diarias y estacionales.
- Cuando, además de los contadores de energía eléctrica, existan contadores de consumos de energía calorífica, se deberá efectuar lecturas de los mismos con la mayor frecuencia posible. La información más completa es la que se obtiene de contadores provistos de registros gráficos.
- Cuando no haya contadores de energía calorífica individualizados para cada uno de los puntos de consumo, se partirá de los datos de consumos existentes (mensuales o diarios). Tomando en consideración el número de horas de funcionamiento y la variación de carga se obtendrá una estimación de la carga horaria.

La variación de carga en una factoría suele tener carácter estacional y también a oscilar diariamente.

- Se ha de intentar obtener datos no solamente de los consumos de energía calorífica, sino también de las producciones de vapor cuando la energía calorífica se destine a la producción de vapor, ya que se debe tener en cuenta que cuando sea necesario instalar un nuevo generador de vapor o en recuperador de calor el rendimiento será distinto del que tenía el antiguo generador.
- Cuando las medidas de consumos se realicen mediante contadores se deberá evitar que el período de tiempo que se destine a este efecto coincida con un período de fabricación de temporada que no sea representativo de los consumos a lo largo del año. Cuando se den este tipo de fabricaciones será necesario efectuar medidas representativas en cada uno de los períodos especiales de fabricación y determinar lo más fidedignamente posible la duración de los mismos.
- Por último deberá estudiarse la posibilidad de eliminar los mínimos y máximos puntuales de consumos que sean de corta duración.

En la tabla nºIII se han recogido los resúmenes de los datos de funcionamiento correspondientes a una serie de instalaciones de diferentes sectores industriales. Estos datos son los que servirán como base para desarrollar los ejemplos ilustrativos de este capítulo.

Tabla Nº III

4.2. EVALUACIÓN DE LOS COSTES DE LA ENERGÍA ANTES DE LA REALIZACIÓN DEL PROYECTO DE COGENERACIÓN.

Es necesario hacer una valoración previa correcta de los costes de la energía cuando pretenda definir la viabilidad de un proyecto de cogeneración. Por esta razón es necesario

1º. De acuerdo con la estructura tarifaria eléctrica española conocer la tarifa aplicada, el tipo de discriminación horaria y los consumos en horas punta, valle y llano.

Toda esta información puede obtenerse de los recibos correspondientes de la energía eléctrica durante un período de un año.

2º. Cuando se estén empleando combustibles líquidos para la producción de la energía calorífica, habrá que tener en cuenta que si el combustible que se va a utilizar en el sistema de cogeneración es el gas natural (como ocurre en la mayor parte de los casos), el coste de los citados combustibles líquidos debe incrementarse con

una serie de extracostos que tienen una gran importancia económica.

En el caso del fuelóleo estos extracostos pueden resumirse en :

- Consumo de energía calorífica o de energía eléctrica en la vehiculación, manteniendo de temperatura en tanques y elevación de temperatura antes de su consumo en quemadores.
- Consumo de energía eléctrica o de vapor en la pulverización del fuel
- Coste mano de obra en manipulación del fuel y control de descargas.
- Coste de mano de obra en limpieza generadores de vapor.
- Extracoste financiero por pago anticipado del fuelóleo

El total de los citados extracostos y aún otros de menor cuantía acostumbra a estar entre el 3 y el 10% del coste unitario de este combustible.

De acuerdo con los criterios citados, en la tabla nº IV se han resumido los costes de la energía en cada una de las instalaciones estudiadas, considerando como precios unitarios de la energía los correspondientes al mes de agosto de 1986.

Tabla Nº IV

4.3. PLANTEAMIENTO DE DIFERENTES ALTERNATIVAS

Una vez se ha realizado el análisis de consumos, la descripción del funcionamiento de la instalación y la estimación de los costes de la energía, procede plantear una serie de alternativas de cogeneración que deben contemplar distintos elementos motores, así como una variada gama de potencias en función del factor limitativo de diseño.

Tomando como base la modulación de consumos de cada uno de los ejemplos planteados se han confeccionado los gráficos 23, 24, 25 y 26, que servirán para presentar las diferentes alternativas posibles.

Sobre el gráfico de la figura 23 se han planteado tres alternativas que corresponden a tres niveles de potencia :

- Cubriendo las necesidades mínimas de energía eléctrica. Corresponde a un elemento motor de potencia eléctrica máxima 7700 kW. Para este nivel de potencia el elemento motor apropiado es la turbina de gas y su potencia calorífica correspondiente estará en torno a los 22000 kW, lo que únicamente servirá para cubrir una parte de las necesidades de energía calorífica.
- Esta alternativa contempla cubrir las necesidades mínimas de energía calorífica sin que en ningún momento haya excedentes. El valor límite que debe tomarse es el de la potencia calorífica mínima 40800 kW. Para este nivel de potencia calorífica debe considerarse también la instalación de una turbina de gas de potencia 18000 kW, lo que permitirá la venta de energía eléctrica a la red en todo momento.
- Una vez planteada la venta de energía eléctrica a la red puede estudiarse la producción de vapor de alta presión recalentado para generar más energía eléctrica en una turbina de contrapresión. En este caso el nivel de potencia calorífica será el mismo ya que se generarán el mismo vapor de baja presión y la misma cantidad de agua caliente, mientras que la potencia eléctrica del conjunto turbina de gas y turbina de contrapresión será considerablemente superior.

Figura número 23.

Sobre el gráfico de la figura 24, correspondiente a la fábrica de neumáticos, se plantearán las siguientes alternativas :

- Cubrir las necesidades mínimas de energía eléctrica. En este caso se debe instalar una turbina de gas de

potencia máxima de 4000 kW. Esta potencia es también adecuada para que, mediante una caldera de recuperación, se produzca el vapor necesario teniendo en cuenta que la potencia calorífica de esta turbina estará en torno a los 12210 kW. Las necesidades puntuales de vapor se cubrirán mediante post-combustión.

- Otra opción consistirá en aprovechar las calderas existentes utilizando los gases de escape procedentes de una turbina de gas como comburente en unos quemadores especialmente adaptados a este fin. La potencia eléctrica adecuada a esta aplicación será de aproximadamente 800 kW a la que corresponderá una potencia calorífica en torno a los 2900 kW. No es posible diseñar una potencia eléctrica mayor porque se dispondría de un exceso de comburente en calderas.

En este caso no pueden plantearse como alternativa la venta de energía eléctrica a la red, ya sea de forma eventual, programada o garantizada porque, en cualquier caso, se producirían excedentes de producción de energía calorífica que motivarían unos resultados económicos negativos.

Figura número 24.

En el gráfico de la figura 25, donde se ha representado la modulación de consumos de la industria cárnica, se han apuntado como única posibilidad :

- Satisfacer las necesidades mínimas de energía eléctrica. Como en esta ocasión la potencia es pequeña, no se considerará la instalación de una turbina de gas, sino la de un motor de gas de alta relación de compresión sobrealimentado. A la potencia eléctrica de 320 kW le corresponderá una potencia calorífica alrededor de los 620 kW, inferior a la mínima mensual, pero que, dadas las fuertes oscilaciones horarias existentes en la demanda de energía calorífica, es recomendable para que en ningún momento se den excedentes de energía calorífica.

Figura número 25.

En esta ocasión no se ha tenido en cuenta la venta de energía eléctrica a la red, cualquiera que fuese su calificación, porque se producirían excedentes de producción de energía calorífica.

El diagrama de la figura 26 representa la modulación de consumos en la industria cerámica, en esta caso, igual que en el anterior, sólo es posible plantear una única alternativa :

- Cubrir las necesidades mínimas de energía eléctrica. Por el nivel de potencia requerido y por el aprovechamiento que trata de darse a la energía calorífica solamente existe la posibilidad de instalar una turbina de gas. Se elegirá de manera que la potencia eléctrica generada en bornas esté en torno a los 1300 kW y la calorífica alrededor de 4000kW.

Este caso no puede proyectarse con el objetivo de cubrir las necesidades mínimas de energía calorífica y vender a la red los excedentes de energía eléctrica que pudiesen producirse, porque será necesario que el caudal de gases de escape procedentes de la turbina de gas sea inferior al caudal de gases que normalmente circula en el atomizador ; de esta forma, mediante post-combustión y dilución hasta donde sea necesario, se alcanzará el nivel térmico y el mismo caudal de gases con el que funcionaba la instalación antes de entrar en funcionamiento la turbina.

Figura número 26.

4.4. DETERMINACIÓN DE LOS COSTES DE LA ENERGÍA EN CADA UNA DE LAS ALTERNATIVAS PLANTEADAS.

Una vez se ha realizado el planteamiento de las distintas hipótesis de cogeneración que pueden darse en una instalación industrial, y antes de estimar los costes de la energía en las citadas alternativas, será necesario

realizar los balances de consumo de energía en cada una de ellas.

El mencionado balance debe incluir :

- Consumo anual de energía calorífica en elemento motor (turbina de gas o motor de gas).
- Consumo anual de energía calorífica en post-combustión (quemador vena de aire, caldera).
- Energía eléctrica autogenerada al año, distinguiendo las cantidades que se autogenerarán en horas punta, valle o llano.
- Energía eléctrica que será necesario comprar a la red realizando también la distinción mencionada anteriormente.
- Energía eléctrica que será necesario exportar a la red, haciendo la distinción citada.

Al realizar el balance también debe tenerse en cuenta que el recuperador de calor puede tener un rendimiento distinto del que tenía el generador existente. En este caso las necesidades de energía calorífica serán distintas.

En la tabla nº V se ha desarrollado el balance correspondiente a cada una de las alternativas viables en los ejemplos expuestos.

Cuando se haya hecho el balance de energía en la nueva situación procede aplicar a cada uno de los consumos energéticos su coste unitario, para ello debe tenerse en cuenta :

1º. La potencia a facturar por mes en una instalación de cogeneración se rige por la fórmula :

$$PF = PD + K(PM - PD) \text{ siendo}$$

PF = Potencia a facturar por mes.

PD = Potencia determinada en función de la lectura del maxímetro durante el mes de facturación, con aplicación de la discriminación horaria que haya elegido el autogenerador.

PM = Potencia máxima que un autogenerador puede llegar a absorber de la red según lo estipulado en el contrato previamente establecido, que podrá variarse cada 12 meses y también cuando se modifiquen las tarifas.

K = Parámetro fijado por la Dirección General de la Energía del Ministerio de Industria y Energía. Actualmente $k = 0,18$.

Esta fórmula permite mantener la potencia contratada, sin que sea necesario facturar la totalidad de la misma.

Por ejemplo, en el caso de una instalación industrial en la que se autogenerase la totalidad de las necesidades de energía eléctrica y la potencia contratada fuese p kW la potencia a facturar sería el 18% de la potencia contratada, es decir :

$$PM = P, PD = 0 \text{ y en consecuencia } PF = 0,18 P.$$

2º. En la hipótesis de que se exporte energía eléctrica a la red, el precio de venta será el correspondiente al término de energía de la tarifa 1:1 afectado por los siguientes coeficientes correctores :

- Por discriminación horaria, que se calculará igual que la bonificación o recargo existente por este concepto en la factura, pero que tendrá signo contrario. En consecuencia convendrá exportar el máximo de energía eléctrica posible en horas punta para que el precio de venta se vea bonificado.
- Por la clasificación de la energía entregada que en función de las características de su exportación puede ser :
 - Garantizada. Factor corrector 0.95.
 - Programada. Factor corrector 0.9.
 - Eventual. Factor corrector 0.85.
 - Por el factor de potencia de la instalación. El coeficiente corrector se calculará de la misma forma que en la tarificación normal y será una bonificación cuando el cos ϕ sea superior a 0.9 y un recargo cuando sea inferior a 0.9.

Teniendo en cuenta estos dos puntos se podrá proceder a realizar la estimación económica de los costes de la energía en las diferentes hipótesis de cogeneración.

En los ejemplos que se están desarrollando se asignará al gas natural un precio "C" no definido para que en el análisis económico pueda determinarse el valor que debe tener en función del criterio económico que se siga. De esta manera se ha elaborado la tabla VI, en donde se recogen los precios de la energía en la nueva situación, en función de "C".

4.5. ESTIMACIÓN DE LAS INVERSIONES A REALIZAR

Una evaluación correcta de las inversiones tiene la misma importancia que un análisis exhaustivo de los consumos. Por tanto, si se tiene en cuenta que el coste de los equipos varía considerablemente con la potencia y que además también lo hace en el tiempo, la mejor manera de estimar la inversión a realizar en un proyecto de cogeneración será pedir ofertas a los diferentes suministradores de cada una de las partidas que componen el proyecto.

De forma esquemática estas partidas son :

- El grupo motor-alternador. Ésta es lógicamente la partida más importante en una instalación de cogeneración. El coste por kW instalado imputable al grupo es distinto según su elemento motor sea una turbina de gas, una turbina de vapor o bien un motor diesel o de gas.

En líneas generales el coste por kW descende en el caso de las turbinas de gas y de las turbinas de vapor a medida que aumenta su potencia, estando por debajo el de las turbinas de vapor con relación a las turbinas de gas. Los motores diesel y motores a gas tienen un coste por kW inferior al de las turbinas de gas de potencia equivalente, siendo además menor su oscilación a medida que aumenta la potencia. A título orientativo los costes unitarios para los diferentes elementos están comprendidos entre los siguientes valores.

- Turbina de gas : 75000–25000 ptas/kW
- Turbina de vapor : 40000–15000 ptas/kW
- Motores diesel o a gas : 65000–30000 ptas/kW
- Los sistemas de recuperación del calor son la otra gran partida que debe considerarse en los grupos de cogeneración. El coste por kW (potencia referida al elemento motor) en los sistemas de cogeneración se incrementa en función de la complejidad de los mismos y también disminuye con la potencia. Una idea aproximada de los mismos puede ser :
 - Sistemas de recuperación del calor a partir de los motores diesel y a gas : 70000–60000 ptas/kW

- Calderas de alta presión para alimentación de turbinas de contrapresión : 40000–20000 ptas/kW
- Calderas de recuperación de los gases de escape : 15000–7500 ptas/kW

Figura número 27.

- Existen componentes que solamente a efectos económicos y por su menor relevancia con relación a las expuestas anteriormente pueden englobarse. A título indicativo son :
 - Quemadores de postcombustión.
 - Instalación eléctrica (transformación, interconexión, protección, cableado, etc.)
 - Equipos complementarios (tratamiento de agua de alimentación, desgasificadores, intercambiadores, bombas y ventiladores, acumuladores de vapor, etc.).
 - Conducciones de gases y vapor.
 - Compresor de gas, instalación de gas, grupos de regulación.
 - Proyecto, instalación, obra civil.

El conjunto de todas estas partidas variará fundamentalmente en función del equipo de cogeneración seleccionado. Naturalmente, en un aprovechamiento directo de los gases en un secadero, todas las correspondientes al vapor carecen de sentido y la inversión por estos conceptos es inferior. Normalmente el conjunto de las englobadas en este apartado tercero oscilan entre el 15 y el 30 % del total de la inversión a realizar.

En la figura nº 27, tomando como base de datos reales correspondientes a diversos proyectos de cogeneración, se ha elaborado un gráfico que da una idea de la evolución de los costes de inversión en un proyecto de cogeneración en función de la potencia del grupo instalado.

En la tabla nº VII se ha hecho un resumen de las inversiones estimadas en cada uno de los ejemplos planteados.

Tabla Nº VII

Tabla Nº VIII

4.6. ESTUDIO DE RENTABILIDAD

Cuando se haya realizado la estimación de los costes de la energía en la situación previa a la cogeneración, la estimación de los costes tras la instalación de cogeneración y la estimación de la inversión a realizar, se estará en condiciones de calcular los ahorros económicos derivados de esta instalación y, una vez deducidos los costes de mantenimiento, realizar un análisis de rentabilidad económica.

El análisis de rentabilidad debe contemplar los siguientes parámetros :

1º. Período de retorno bruto de la inversión. Es el cociente entre la inversión neta y los ahorros netos globales. Este parámetro se utiliza frecuentemente en la industria y de acuerdo con el criterio del empresario industrial se admiten para el mismo valores inferiores a los 5 años.

2º. Valor actual neto. Es la diferencia entre los ahorros netos totales durante un período de tiempo determinado y la inversión neta. Para ello se fijará una tasa de descuento que es la diferencia entre el interés comercial y la tasa de inflación y también se debe fijar un período de funcionamiento de la instalación (normalmente 10 años). Se entiende que el VAN resultante debe ser superior a cero.

3º. Tasa de rentabilidad interna (TIR). Es el valor de la tasa de descuento que hace que el valor actual neto se

anule. Significa cuál debería ser el interés comercial del dinero para el cual la operación sería indiferente.

Cuando esta tasa sea superior al interés comercial que pueda obtenerse en mercado, el proyecto de cogeneración será recomendable.

En la tabla VIII se ha calculado los precios que deberá tener el combustible en cada uno de los ejemplos estudiados para que se cumpla :

Período de retorno bruto de la inversión = 3 años.

Tasa de rentabilidad interna : 30 %.

En el análisis de rentabilidad efectuado para cada uno de los ejemplos no se ha considerado las subvenciones otorgadas por la Administración, que contribuyen a disminuir los costes de inversión y en consecuencia a mejorar los resultados económicos, que como puede comprobarse son positivos.

Puede observarse que dentro del mismo ejemplo el precio del combustible puede ser mayor en aquellas alternativas en las que se genera una mayor cantidad de energía eléctrica.

Los óptimos resultados que se obtienen en el caso de la industria cárnica se deben a que el combustible tomado para estimar los costes primitivos de la energía es el gasóleo C, con un coste unitario muy elevado.

5. EL GAS NATURAL EN LOS DIFERENTES SISTEMAS DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA. CONTRIBUCIÓN A LA REDUCCIÓN DE EMISIONES COTAMINANTES.

El gas natural es el combustible más adecuado para los sistemas de generación eléctrica de más elevado rendimiento. En los anteriores capítulos se ha hablado de la cogeneración como un conjunto de procedimientos que permiten un excelente aprovechamiento de la energía primaria, identificándose todos ellos por la utilización del calor residual del motor que genera la energía eléctrica. En este, se tratarán otros métodos en los que se utiliza el gas natural sin el citado aprovechamiento térmico y cuyo objetivo es la producción eléctrica a gran escala con rendimientos óptimos y con un escaso impacto en el medio ambiente.

5.1. DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA QUE UTILIZAN GAS NATURAL

Centrales de ciclo combinado. El ciclo combinado típico en la producción de energía eléctrica se compone de los mismos elementos que caracterizan el utilizado en las plantas de cogeneración de elevada potencia. Conceptualmente sólo se diferencia de los primeros en el tipo de turbina de vapor empleada ; en la cogeneración se usan turbinas de contrapresión que permiten utilizar el vapor de baja presión en el proceso industrial mientras que en el ciclo combinado se usan turbinas de condensación con el objeto de producir el máximo posible de energía eléctrica. Algunas instalaciones de Districts Heating son una variante de ciclo combinado en las que la demanda térmica cubre las necesidades de calefacción de un área urbana ; la consecuente estacionalidad de la demanda térmica motiva que se empleen turbinas de vapor con extracción dedicando el vapor, en función del nivel de demanda térmica, total o parcialmente a la generación eléctrica.

El empleo del ciclo combinado y en general del gas natural en la producción eléctrica ha tenido una importancia desigual en el mundo. La Europa del Este y el Oriente Medio son las zonas en las que mayor desarrollo ha alcanzado este sistema, en la Europa del Oeste razones de política energética han llevado a utilizar procedimientos de mayor consumo energético pero que utilizaban fuentes energéticas propias ; sin embargo, las directivas comunitarias están cambiando de orientación y los argumentos de índole estratégica dejan paso a los basados en la limitación de emisiones a la atmósfera. Algunos países como Dinamarca, Suecia, Bélgica, Italia y Holanda ya han otorgado al gas natural un papel relevante en la producción eléctrica

con ciclo combinado.

De los sistemas de producción eléctrica con gas natural, el ciclo combinado es el que más se ha extendido, merced a una serie de ventajas que le caracterizan :

- En el campo de las centrales de tipo térmico son las de rendimiento más elevado. Los valores usuales están en torno al 48 %, llegándose en algunos casos hasta el 52 %.
- Las inversiones por unidad de potencia instalada son mucho menores que las necesarias en otro tipo de centrales. Una central de 500 MW de ciclo de combinado supone una inversión en torno a los 85 Mptas/MW, la misma central de carbón con desulfuración superará 170 Mptas/MW y si el combustible es fuelóleo sobrepasará 160 Mptas/MW.
- Los tiempos requeridos para la construcción completa son los más pequeños. Son necesarios de dos a tres años para concluir una central de ciclo combinado, mientras que para hacer una central de carbón de la misma potencia, se tardará entre cuatro y cinco años.
- La estructura modular y la independencia de funcionamiento de las turbinas de gas y las de vapor permiten una entrada en funcionamiento escalonada que favorece la rápida amortización de las inversiones.
- Los costes de operación y mantenimiento, tanto los que tienen carácter fijo como los variables son mucho menores en las plantas de ciclo combinado que en las de carbón.

Las razones expuestas significan que pese a que el gas natural es una energía primaria con un precio superior al de otros combustibles fósiles, la decisión de implantar centrales de ciclo combinado también puede adoptarse desde perspectivas económicas. Este argumento se observa gráficamente en la figura 28, en la que se definen para una central de 500 MW que funcione 6000 h/año el total de los costes en la producción eléctrica. En esta figura el segmento correspondiente a la energía se ha calculado teniendo en cuenta los consumos específicos típicos correspondientes a cada tipo de central.

La relación que existe entre el número de horas de funcionamiento y los costes financieros hacen que la divisoria de la rentabilidad entre las centrales convencionales de carbón y las centrales de ciclo combinado varíe con el número de horas de funcionamiento.

La figura 29 delimita áreas de rentabilidad de las centrales de carbón con desulfuración y las de ciclo combinado. Comparando centrales que funcionan a plena carga durante 6000 h y con un precio del carbón de 90 cts/te (PCI), el kWh generado en la central de ciclo combinado será más barato que el correspondiente a la central de carbón cuando el gas natural esté por debajo de 2.50 ptas/te (PCI).

La disminución de emisiones tiene importancia suficiente para merecer un capítulo independiente dentro de la generación eléctrica con gas natural. Se tratará con más detalle en el siguiente subapartado.

Figura 28

Figura 29

Figura 30

Cuando una central de ciclo combinado trabaja a carga parcial el rendimiento disminuye, aunque en cualquier caso, menos que en una central térmica convencional. Por otra parte el ser evidente que el rendimiento está relacionado directamente con el de las turbinas de gas es posible, en aquellas centrales que disponen de varias unidades, mantener funcionando a plena carga algunas y el resto fuera de servicio con el objeto de alcanzar una elevada eficiencia.

Remodelado. Este término se utiliza en España para denominar el sistema habitualmente conocido por

"repowering" y es en realidad una variante del ciclo combinado. Consiste en la revitalización de centrales térmicas convencionales modificando el generador de vapor adaptado al caudal de gases procedente de una turbina de gas. Con el "repowering" se conservan la mayor parte de las instalaciones de la central térmica, torres de condensación, generadores y turbinas de vapor ; el objetivo es conseguir con reducidas inversiones, alargar la vida de centrales convencionales, mejorar el rendimiento de las mismas y disminuir las emisiones a la atmósfera.

Combustión del gas natural en calderas de centrales térmicas convencionales. Para la reducción de los niveles de emisión y también por razones de tipo económico, el gas natural se ha utilizado en España en las calderas de algunas centrales térmicas de carbón y fuelóleo ya sea en grupos preparados específicamente para ello, en quemadores mixtos o simultáneamente en diferentes quemadores de la misma caldera.

La combustión en etapas se consigue creando mediante el aporte de gas natural una zona de atmósfera pobre en oxígeno que tiene por objeto la reducción de los óxidos de nitrógeno en el propio hogar de la caldera y completando la combustión con aporte de aire y gas en la zona terminal del hogar. En esta segunda zona tiene también lugar la adición de cal cuyo objetivo es la precipitación del dióxido de azufre en forma de sulfatos. Es la técnica que con pequeñas aportaciones de gas (10–20 %) puede conseguir rebajar hasta el 60 % de la emisión de los óxidos de nitrógeno y el 50 % de la del dióxido de azufre.

5.2. CONTRIBUCIÓN DEL GAS NATURAL A LA REDUCCIÓN DE EMISIONES CONTAMINANTES.

El gas natural es un combustible que en todas sus aplicaciones contribuye a disminuir el nivel de las emisiones contaminantes. Las razones que sustentan esta afirmación son :

- En su composición no participa el azufre y por esta razón, entre sus productos de combustión no aparece el dióxido de azufre.
- La tecnología de combustión ha desarrollado diversas técnicas para disminuir la formación de óxidos de nitrógeno. Estas técnicas son fundamentalmente dos y ambas están orientadas a disminuir la temperatura de llama, ya que es conocido que la formación de óxidos de nitrógeno es tanto mayor cuanto más alta es la citada temperatura. El primer procedimiento para conseguir la reducción deseada consiste en la inyección de vapor o agua en las cámaras de combustión ; el segundo está basado en el aumento del exceso de aire de combustión en la zona primaria y en una reducción del aire de refrigeración.
- Por unidad de energía consumida la cantidad de anhídrido carbónico producido es inferior a la de los demás combustibles fósiles.
- Tanto en las aplicaciones industriales del gas (cogeneración, aplicaciones directas, etc.) como en la generación eléctrica el gas natural permite obtener elevados rendimientos que disminuyen el consumo de energía primaria y en consecuencia la producción de contaminantes.
- En la combustión del gas natural no se producen partículas sólidas.

Tabla N° IX

Para evaluar cuantitativamente la contribución del gas al tema apuntado, se ha elaborado la tabla IX que resume las emisiones producidas en diferentes plantas convencionales funcionando con diferentes combustibles, cuando disponen de sistemas para eliminar contaminantes y cuando no disponen de ellos.

La tabla IX evidencia que el gas natural mejorará el nivel de emisiones respecto a los combustibles expuestos no sólo como consecuencia de la composición de los mismos, sino también porque los consumos específicos de las centrales de ciclo combinado son los más bajos. La reducción respecto a las centrales de lignitos es todavía mayor porque este tipo de carbón contiene entre un 4 y un 7 % de azufre.

Tras el planteamiento inicial que ha enunciado las razones por las que el gas natural es el combustible fósil menos contaminante, se tratará la variada legislación comunitaria sobre esta materia y también, con detalle, la nueva directiva publicada en noviembre de 1988 que será de aplicación a partir de 1990.

Como ya se ha apuntado, las normas actuales sobre el tema tratado varían mucho de unos países a otros. Algunos como Francia o Italia no tienen una legislación nacional sobre la emisión de contaminantes, mientras que otros como Alemania y Holanda han dispuesto normas para las nuevas plantas, las existentes, los procesos industriales y los grupos de cogeneración. Para instalaciones de pequeña potencia las leyes alemanas pueden ser el modelo en que se basen otras normas posteriores.

Intentando establecer unos criterios comunes para las instalaciones generadoras de gran potencia el Consejo de las Comunidades Europeas ha elaborado la directiva ya citada.

Ésta recoge algunas medidas que por ser de extraordinario interés y por las excepciones que contienen para España se resumen a continuación :

- Se aplicará a las instalaciones de combustión de potencia térmica nominal superior a 50 MW con independencia del combustible empleado.
- Excluye todas las instalaciones que no tengan como objeto la producción de energía eléctrica y las que están relacionadas con motores alternativos o por turbinas de gas independientemente del combustible que empleen.
- En la Directiva se denominan "nuevas instalaciones" a aquellas cuya autorización de construcción o en su defecto de explotación de haya concedido con posterioridad al 1 de julio de 1987. Las instalaciones existentes son las que no cumplen el citado requisito.
- El 1 de julio de 1990 es la fecha límite para establecer los programas que tienen como objeto reducir el nivel global de emisiones de las instalaciones existentes. Los topes fijados para las emisiones de dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno en España se resumen en la tabla X.
- Los topes indicados en la tabla X se podrán superar en las cantidades que corresponden a las centrales autorizadas después del 1 de julio de 1987, aunque estas centrales deberán cumplir las

Tabla Nº X

normas correspondientes a las nuevas instalaciones. En el caso de los óxidos de nitrógeno, la fecha de aplicación de los valores límites indicados en la fase 1 se podrá retrasar dos años justificando razones de complejidad técnica.

- Las nuevas instalaciones (autorización posterior al 1 de julio de 1989) tienen establecidos valores límites a las emisiones de dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y cenizas, en función de la potencia y del tipo de combustible. Estos valores se resumen en las tablas XI, XII y XIII.

Fuera del campo de la generación eléctrica y por tanto con independencia de la directiva de la que se ha hablado, el gas natural ya está jugando en España un importante papel en la reducción de emisiones. En 1989 había desplazado el consumo anual de 2,51 millones de tep de fuelóleo con un contenido del 2,7 % de S. La reducción de estas emisiones no está contemplada en la directiva tratada pero no por ello tiene menor importancia para el medio ambiente. En números absolutos, las cantidades dejadas de emitir en este año en las instalaciones industriales se recogen en la tabla XIV.

También fuera del objeto de la directiva comunitaria han quedado las instalaciones de cogeneración. En España, las instalaciones en marcha o a punto de hacerlo con una turbina de gas o con un motor alternativo serán, en 1990, alrededor de treinta y la potencia eléctrica instalada de las mismas estará en torno a los 159 MW.

Estos 150 MW de cogeneración son los que cualitativamente mayor aportación hacen a la disminución de emisiones, ya que evitan la generación eléctrica en central térmica y al mismo tiempo reemplazan un combustible contaminante en el proceso industrial. En la tabla XV se puede contemplar las evaluaciones de las ventajas citadas expresadas en términos de ahorro de energía y disminución de contaminantes.

Comparando las tablas XIV y XV puede observarse que la disminución en la industria fue de 56 t de SO₂ por ktep de gas consumido mientras que en las instalaciones industriales de cogeneración alcanzó las 87 t/ktép. Las instalaciones de cogeneración son, por tanto, las que más contribuyen a la disminución de emisiones y esa contribución es tanto mayor cuanto más elevado es el número de horas de marcha y el aprovechamiento de la energía térmica residual.

Otra vez en el campo de la generación eléctrica pura es evidente que el gas natural permite alcanzar fácilmente las restricciones establecidas para las nuevas instalaciones, pero además puede colaborar enormemente para alcanzar los límites de emisión globales que las instalaciones existentes deben conseguir en los años 1993, 1998 y 2003,

Para dar una idea de la importancia de esta colaboración puede calcularse fácilmente el descenso en las emisiones que supondría la transformación de una central de fuel convencional de 520 Mwe, de las actualmente existentes en España, a ciclo combinado con gas natural si funcionara 6000 h/año.

De acuerdo con las premisas establecidas anteriormente (Tabla IX) las condiciones de funcionamiento se resumen en la tabla XVI.

Es decir la remodelación de una central de las características apuntadas supondría alcanzar un 7 % de los objetivos de reducción de SO, fijados en el período 1983–1985 y un 3 % en la reducción de óxidos de nitrógeno durante el mismo período, con las ventajas adicionales de la eliminación de partículas sólidas y la contribución a disminuir el efecto invernadero.

Como ha podido observarse, la tarea para alcanzar las cuotas fijadas en España es ardua y exige la realización de un esfuerzo importante en el que las ventajas del gas natural enumeradas al inicio de este apartado se hacen evidentes.

6. EMPLAZAMIENTO DE LOS GRUPOS ESTACIONARIOS

6.1. LA SITUACIÓN

Se determinará según la aplicación. No existen reglas precisas que indiquen la elección del emplazamiento, sino más bien la proximidad del cuadro de distribución y la molestia ocasionada por el ruido.

No obstante será necesario tomar en cuenta la alimentación de carburante, la posibilidad de ventilar eficazmente, de evacuar los gases quemados, la instalación y el desmontaje eventual...

La solución que hay que tratar de evitar es la de darse cuenta al final que se necesita un local para el grupo y, considerarlo como un elemento superfluo. No hay que perder de vista que un grupo de cogeneración puede ser un elemento de emergencia que reemplazará la electricidad de la red defectuosa y que podrá servir para garantizar el funcionamiento de las funciones vitales de una empresa, de una tienda, de un hospital, etc...

6.2. LAS DIMENSIONES

Estas deben ceñirse a dos tipos de imperativos:

a) Estáticos:

Se trata de la dimensiones del material instalado y de sus periféricos, a saber: depósito de alimentación diaria, armarios eléctricos, silenciadores de escape, baterías.

b) Dinámicos:

El mantenimiento y los desmontajes de los mismos componentes.

Para el personal de servicio se debe considerar como mínimo un espacio de 1 m. alrededor del grupo. Para ello, se tendrá que verificar las aberturas de las puertas de los armarios eléctricos, la accesibilidad para las purgas y los reemplazos de filtros, los desmontajes eventuales para las regulaciones periódicas.

6.3. LA CONSTRUCCIÓN

Se pueden considerar todo tipo de lugares cubiertos para colocar un grupo de cogeneración.

Si el nivel sonoro y la rapidez de arranque no son primordiales, podrá instalarse en un local simple, protegido de la intemperie. Pero si es considerado como órgano de emergencia, tendrá que tener un cuidado particular y el local tendrá que ser de hormigón o material cuyos espesores puedan permitir, además de la resistencia mecánica, el aislamiento fónico así como servir de cortafuego.

6.4. EL ASIENTO DEL GRUPO DE COGENERACIÓN

Un grupo de cogeneración genera una cierta cantidad de energía vibratoria que se dirige hacia el pedestal por intermedio de un chasis. El grupo que nos ocupa, montado sobre soportes elásticos, no requiere, en principio, una base de cimiento particular. No obstante, la losa debe ser lo suficientemente resistente y no estar unida rígidamente al resto de la construcción. Tendrá que ser además nivelada, alisada en la colada, sin capa añadida.

6.5. ABERTURAS

Un local debe poseer un cierto número de aberturas que son necesarias para su funcionamiento.

Primeramente, una puerta que permita una instalación cómoda del grupo y de los accesorios. Esta tendrá que encontrarse preferentemente en el eje del grupo para facilitar las operaciones de manutención relativas a la instalación y al desmontaje.

Las aberturas de ventilación (entrada de aire fresco – expulsión de aire caliente) estarán ubicadas de manera que el barrido de aire se efectúe en el sentido alternador – motor. Sus secciones serán función de la potencia instalada, de las condiciones climáticas, así como de las posibilidades del sistema de enfriamiento elegido (en nuestro caso se realiza por radiador) y, del procedimiento de insonorización.

También se tomarán en cuenta el paso de la tubería de escape, de las tuberías de alimentación y de retorno de fuel.

6.6. EL IZADO

Este debería integrar la construcción; pero por razones de coste inmediato, éste a menudo es ignorado dado que su utilidad sólo se vuelve evidente en casos de intervenciones importantes.

Consta de un riel de viguetas de acero (H o I) empotrado en las paredes y en el piso alto para permitir el máximo de garantía durante su utilización.

6.7. LA INSONORIZACIÓN

Si se estudia la insonorización desde el proyecto de acondicionamiento del local, se obtendrá una mejor relación calidad/precio; si, en cambio, el instalador debe realizar una instalación de insonorización en un local que no ha sido previsto para este efecto se realizará siguiendo dos procedimientos:

a) Aislamiento:

Consiste en impedir que los ruidos atraviesen las paredes y, en este caso, es la masa y por consiguiente el espesor de la pared la que será importante.

b) Absorción:

Son los materiales los que absorben la energía sonora, y, este procedimiento se utilizará en las aberturas de ventilación. Ello conllevará a un aumento de las secciones de entrada y de salida de aire.

Las paredes interiores del local también podrán revestirse con un material absorbente, que servirá para atenuar el nivel sonoro en la sala y por consiguiente a través de las paredes, las aberturas de ventilación y la puerta.

7. VENTILACIÓN DEL GRUPO

Un motor térmico genera una cierta cantidad de calor que debe ser evacuado fuera del local, para permitir un funcionamiento correcto.

Las calorías que desprende el grupo tienen orígenes diferentes:

- Refrigeración de los cilindros.
- Radiación del bloque motor.
- Radiación del conducto de escape.
- Refrigeración del alternador.

Por ello es conveniente adaptar las secciones de entrada y de descarga de aire según las condiciones de empleo y los sistemas de refrigeración (aire o agua).

En la medida de lo posible un local de grupo cogenerador tendrá que ser barrido por aire en el sentido alternador – motor. Esta ventilación no sólo sirve para evacuar el calor producido por el grupo sino para suministrar también la cantidad de aire fresco necesario para la combustión.

Una ventilación insuficiente produce un aumento de la temperatura ambiente lo que genera una pérdida de potencia del motor, es por ello que en ciertos casos particulares se debe prever ventiladores auxiliares.

Las aberturas tendrán que tener dimensiones amplias. Se necesitan aproximadamente para la superficie de entrada de aire libre: 1 m² para 100KVA para los grupos clásicos y 2 m² para 100KVA para los grupos que se encuentran bajo capós insonorizados. La entrada y la descarga de aire tendrán que ser lo más directas posible, y el sistema de refrigeración tendrá que estar conectado al conducto o a la abertura de descarga, de manera hermética, para evitar los reciclados de aire caliente. Las aberturas de entrada y de descarga de aire nunca deben encontrarse situadas cerca.

8. COMBUSTIBLES

El combustible utilizado para el funcionamiento de los motores diesel tendrá que ceñirse a las normas: STM D975 N° D2 o British Standard 2869 Class A1/A.

Un fuel de calidad mediocre genera suciedad, desgaste prematuro del motor y una pérdida de potencia.

Dado que el fuel está clasificado como un producto peligroso, se tendrán que respetar ciertas reglas de almacenamiento y de distribución.

Se acostumbra equipar las instalaciones fijas con un depósito diario y un depósito de almacenamiento.

Para las potencias bajas, también se pueden reunir los dos depósitos en un depósito de reserva que se instalará en la sala de máquinas o en un lugar cercano, siempre y cuando no se excedan los 500 l. en el propio local.

Según el emplazamiento y las posibilidades de abastecimiento, existen varias posibilidades para la alimentación del grupo.

a) Depósito con llenado manual situado en el local:

Solución aceptable para grupos de cogeneración con arranque manual y con personal de supervisión.

b) Depósito con llenado automático situado en el local:

Solución para los grupos de cogeneración con arranque automático. El llenado del depósito se efectúa automáticamente mediante bomba eléctrica que extrae el combustible de la cisterna de almacenamiento principal.

Este tipo de instalación está sometido a reglamentación, su capacidad máxima está limitada a 500 l. Además de estar provisto de un recipiente de retención capaz de recolectar los escapes y cuya capacidad debe ser por lo menos igual a la del depósito. Es obligatorio un tubo de desagüe de retorno de la cisterna. Su sección debe ser por lo menos dos veces superior a la de la tubería de alimentación. (alimentación " 20/27 – retorno " 33/42).

Para evitar el descebado, el depósito se montará en ligera carga con relación al motor diesel salvo para los parques de estacionamiento cubiertos.

Este depósito también debe estar provisto de una válvula de policía cuyo mando debe encontrarse imperativamente fuera del local.

Por razones de seguridad la tubería de retorno no debe en ningún caso presentar puntos bajos, de tipo sifón capaz de contrariar la circulación del combustible. Si la cisterna de almacenamiento se encuentra instalada a un nivel superior al del depósito, prever una válvula de seguridad y un dispositivo antisifón en la tubería de conexión con el depósito diario.

Los depósitos no tendrán nunca una carga de más de 1 metro con relación al eje de cigüeñal del motor diesel. Si el depósito se encuentra situado a un nivel inferior al del motor, la altura de aspiración no deberá exceder 1 m.

9. SISTEMAS DE ESCAPE DE GASES

9.1 GENERALIDADES

El estudio de la evacuación de los gases quemados de un grupo de cogeneración no debe ser considerado

como una operación menor con el pretexto de que un tubo siempre se puede instalar incluso en los lugares más inaccesibles.

En efecto, se debe respetar un cierto número de exigencias tales como pérdidas de carga generadas, aislamiento, suspensión, nivel sonoro, contaminación del aire...

No hay que olvidar que mientras más tortuoso sea un circuito de escape, más pérdidas de carga generará y, por consiguiente su diámetro será más importante y pesado, y más costosos serán sus soportes y silenciadores.

9.2. PRINCIPALES COMPONENTES

1º) LA TUBERÍA

a) El Tubo:

Se aconseja el uso de tubos sin soldadura; no obstante por razones de peso, se pueden utilizar tuberías de chapa enrollada (helicoidal de Vallourec o Cofratol). En todos los casos hay que evitar las barras de soldadura dentro del conducto.

b) Los codos:

Los codos deben tener un radio de curvatura mínimo igual a 2D si es posible en un solo elemento. Si el codo se realiza de chapa soldada, verificar que ésta incluya 4 ó 6 sectores, para los codos a 90°

c) Los compensadores y tubos flexibles:

- Tubo flexible: permite desplazamientos laterales importantes pero de poca amplitud longitudinal.
- Compensador: permite sobre todo absorber los desplazamientos longitudinales debidos a las dilataciones.

Este componente no debe someterse al peso de la tubería de escape, su alineamiento tendrá que ser perfecto para evitar el riesgo de ruptura.

d) Purga de las condensaciones y aguas de lluvia:

Prever purgas en la parte baja de la instalación, para proteger el silenciador y el motor, o en todo cambio de trayecto horizontal/vertical.

e) Paso de tabique– salida en techo:

f) Salidas escape:

g) Fijaciones y suspensiones de la tuberías y de los silenciadores:

La duración de vida de la instalación dependerá en gran parte de un montaje correcto y de una suspensión adecuada.

Sistema de suspensión:

Consta generalmente de una abrazadera de hierro plano fijada al techo, el sistema de suspensión permite la dilatación libre de la tubería.

Marco con alfileres:

Utilizado para las partes verticales, el marco con alfileres permite la dilatación de la tubería sujetándola al mismo tiempo lateralmente.

El pie de columna:

El pie de columna sirve para recibir el peso de la tubería vertical.

Suspensión de los silenciadores:

2º) LOS SILENCIADORES

Silenciadores de absorción o de cámara:

Atenúan el ruido por absorción o desfase de la onda sonora. Están disponibles modelos de las marcas BOET, BURGESS, MANNING, LUCHAIRE.

El escape tendrá que suspenderse eficazmente, en ningún caso los soportes deberán apoyarse en el grupo. Se montará un compensador de escape en la salida del motor. La tubería nunca será de un diámetro inferior al del grupo y su dirección se orientará de manera que ningún retorno de gas se efectúe en el local.

Si por razones de instalación se debe prolongar la tubería de escape, se montará imperativamente un compensador entre el grupo y la tubería.

La tubería se fijará de manera que su peso no sea soportado por el compensador; éste será perfectamente rectilíneo ya que todo defecto de alineamiento puede producir una ruptura.

3ª) AISLAMIENTO TÉRMICO

Según el tipo de instalación, puede ser necesario aislar el calor que se desprende en el local, o por razones de seguridad con respecto al personal de mantenimiento.

Una vez efectuado el aislamiento, la temperatura de superficie no debe ser superior a 70° / 70°C , el material utilizado para la instalación puede ser lana de vidrio (exceptuando el amianto), también puede cubrirse con cáscaras de aluminio, para mejorar la estética de la instalación. Se deberá considerar un mínimo de 50 mm. de espesor de lana de vidrio.

10. SISTEMA DE ARRANQUE

El arranque es una función que pasa completamente desapercibida en un motor, cuando se realiza exitosamente; pero que paraliza el motor si los diferentes intentos de arranque culminan en un fracaso.

De este equipo discreto depende pues el funcionamiento de todo un conjunto complejo; y se puede comprender toda su importancia en los grupos con arranque automático, que pueden socorrer en caso de emergencia las funciones vitales de un hospital o una empresa.

Es por ello que para lograr de manera segura el arranque de un grupo, se multiplica el número y los procedimientos de arranque. Se distingue entonces un arranque principal y un arranque de emergencia que interviene en caso de avería del sistema principal (generalmente en modo automático son posibles 3 intentos de 5 segundos, el sistema de emergencia realiza el mismo ciclo en caso de fallo del primero).

Las dimensiones de los sistemas de arranque dependen directamente de las condiciones de temperatura del motor, por ellos para arranques con temperaturas muy bajas, es conveniente utilizar algunas veces artificios de arranque tales como precalentamiento del aire de admisión, precalentamiento de fuel, inyección de productos fácilmente inflamables en los colectores... Estos dispositivos se aplican generalmente a los grupos con arranque manual, dado que los grupos de arranque automático son precalentados globalmente (calentamiento del agua de refrigeración, calentamiento del aceite y de los locales...).

11. CONEXIONES ELÉCTRICAS

11.1. CONEXIONES, GENERALIDADES

Al igual que las instalaciones eléctricas de baja tensión, la ejecución y el mantenimiento están sometidos a las reglas de la norma NF C 15.100.

Por otra parte, responden también a las reglas de la norma NF C 15.401.

11.2. CABLES DE POTENCIA

Pueden ser de tipo unipolar o multipolar en función de la potencia de su grupo cogenerador.

Preferentemente, los cables de potencia serán del tipo H07 RNF, instalados en la canaleta o conducto de cables reservados a este uso.

El siguiente cuadro sirve para determinar la sección mínima apropiada en función de la potencia del grupo.

La intensidad se determina de la siguiente manera de forma simplificada:

$$380 \text{ V: } IA = P(\text{KVA}) \times 1.5$$

$$220 \text{ V: } IA = P(\text{KVA}) \times 2.6$$

IA = Intensidad nominal suministrada por el alternador

P = Potencia aparente nominal del alternador

U = Tensión de utilización

11.3. CABLES DE BATERÍAS

Instalar las baterías cerca del arrancador eléctrico. Los cables se conectarán directamente de los bornes de la batería a los bornes del arrancador.

La primera consigna que se debe respetar es comprobar la correspondencia de las polaridades + y - entre la batería y el arrancador.

La sección mínima de los cables será de 70 mm². Varía en función de la potencia del grupo pero también de la distancia entre las baterías y el grupo (caída de tensión en la línea).

11.4. CABLES DE TELEMANDO

Generalmente serán multipolares y se instalarán como los cables de potencia, en canaleta o en conducto de cable.

Las secciones mínimas se proporcionan para una longitud máxima de 4 m. entre el grupo y el armario.

- las seguridades 1.5 mm²
- la orden de arranque 4.0 mm²
- la referencia de tensión de baterías4.0 mm²
- electroimán de parada 4.0 mm²
- el precalentamiento 2.5 mm²

11.5. GRUPO CON ARRANQUE AUTOMÁTICO

En este caso, se debe conectar:

- La referencia de tensión de la red o la orden exterior para el arranque del grupo.
- La alimentación de los auxiliares de la central (bomba de fuel, cargador, etc...) que se toma en la sección posterior del inversor normal de emergencia.

En todos los casos, esta alimentación tendrá que incluir una protección (en cabeza de línea) cuyo poder de corte es compatible con la intensidad del cortocircuito del transformador de la tensión de red.

Las puestas a tierra se efectuarán según las normas vigentes. Igualmente, hay que cercionarse de que el régimen del neutro del grupo cogenerador sea idéntico al que se emplea en su instalación. También es indispensable proteger su instalación contra los riesgos debidos a tormentas y a la electricidad atmosférica.

11.6. CUADRO DE SELECCIÓN DE CABLES

CABLE SECCIÓN H07RNF o PRC	Intensidad admisible para una T ^a de:			
	30°	40°	50°	60°
5 x 16 mm ² Multipolar	96	36	77	64
5 x 25 mm ² Multipolar	127	114	101	85
1 x 25 mm ² por fase Unipolar	142	128	113	95
1 x 35 mm ²	175	157	140	117
1 x 50 mm ²	212	191	169	142
1 x 70 mm ²	270	242	216	181
1 x 95 mm ²	327	294	261	219
1 x 120 mm ²	379	341	303	254
1 x 150 mm ²	435	391	348	291
1 x 185 mm ²	496	446	397	332
1 x 240 mm ²	584	525	467	391
2(1 x 35 mm ²) por fase Unipolar	297	267	238	199
2(1 x 50 mm ²)	360	324	288	241
2(1 x 70 mm ²)	459	413	367	307
2(1 x 95 mm ²)	555	500	444	372
2(1 x 120 mm ²)	644	579	515	431

2(1 x 150 mm ²)	739	665	591	45
2(1 x 185 mm ²)	843	758	674	564
2(1 x 240 mm ²)	992	893	794	665

12. DISPOSICIONES ESPECIALES

Estos grupos no disponen de dispositivos de protección contra las sobretensiones provenientes de descargas atmosféricas o debidas a maniobras.

No obstante, se puede considerar la instalación de pararrayos de resistencia variable tipo 8134 ó 8137 de marca SOULE , quedando entendido que este montaje no permite una protección total.

Esta protección concierne la central eléctrica y no la red aérea de distribución que podría estar conectada a esta última.

Esta solución se puede proponer de manera opcional insistiendo sobre el hecho

de que este tipo de protección no permite una garantía total.

13. EL ALTERNADOR

13.1. GENERALIDADES

13.1.1 ESPECIFICACIONES

Tanto el alternador UNELEC A49 como el A50 están autoregulados sin anillos rozantes ni escobillas y pueden estar con:

- Excitación compound y regulador derivador RS 128-0 incorporado RBC.
- Regulador derivación separado RBS serie 8500.
- Regulador derivación separado RBS serie 8500 y corrector trifásico.

Son conformes con la mayoría de las normas internacionales y en especial con las siguientes:

- C.E.I.: recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (34-1).
- U.T.E.: normas francesas de la Unión Técnica de Electricidad – V.D.E. : Verein Deutscher Elektro-Ingenieure (0530).
- B.S.S. : British Standard Specification (5000).
- NEMA y CSA.

Características mecánicas:

- Carcasa de fundición.
- Bridas de fundición.
- Rodamientos de bolas con engrase.

- Forma de construcción standard:
- * B 20 (con brazo y brida de fijación de orificios aterrajados). Extremidad de árbol cilíndrica normalizada.
- * MD 25 (monocojinete de discos y brida de acoplamiento).
- Máquina no protegida, autoventilada.
- Grado de protección: IP 23.
- Caja trasera ampliamente dimensionada.

Condiciones normales de funcionamiento:

- Aislamiento: estator clase H

rotor clase H

- Altitud inferior a 1000 m.
- Temperatura ambiente inferior a 40°C.
- Factor de potencia comprendido entre 0.8 y 0.95 AR.

Límite de funcionamiento peligroso

- Sobrevelocidad: 20% para 50 Hz.
- Cortocircuito: 3 s. en trifásica, 2 s. entre dos fases, 1 s. entre fase y neutro.

14. INSTALACIÓN

14.1. EMPLAZAMIENTO Y VENTILACIÓN

El local en que coloca el alternador debe estar tal que la temperatura ambiente no pueda sobrepasar 40° C. El aire fresco, sin demasiada humedad y polvo debe llegar libremente a las persianas situadas del lado opuesto al acoplamiento.

Es necesario impedir el reciclado del aire caliente que sale del lado del acoplamiento o el que procede de la ventilación del motor térmico, así como de los gases de escape.

La sección de paso del aire caliente que sale del lado del acoplamiento tiene que ser al menos doble de la superficie de las rejillas de salida de aire.

Hay que prever el acceso a los diodos giratorios y al regulador colocados detrás de las puertas laterales.

14.2 VERIFICACIONES ELÉCTRICAS

Antes de poner en marcha la máquina hay que comprobar el aislamiento entre fase y neutro y entre fases.

Esta verificación se efectúa por medio de un megohmímetro 500 Vcc. El aislamiento tiene que ser de un mínimo de 10 megohmios en frío.

Ninguna máquina, nueva o antigua, se debe poner bajo tensión si su aislamiento resulta inferior a 1 megohmio para el estator 100 megohmios para los demás bobinados.

En caso de que no se alcancen estos valores o, sistemáticamente, la máquina pueda ser sometida a aspersiones de agua o nieblas, permanece de modo prolongado en un lugar con elevada higrometría, o si está recubierta de condensación de agua, hay que deshidratarla durante 8 horas en una estufa con temperatura de 100 ó 110 °C aproximadamente, o soplar en ella aire caliente (recalentador de aire de circulación forzada) asegurando un barrido interno.

Si resulta imposible tratar la máquina en estufa o con aire caliente se procederá de la siguiente manera:

- Desconectar el regulador de tensión y los secundarios del transformador.
- Poner en cortocircuito los tres bornes de salida (potencia) por conexiones capaces de soportar la corriente nominal, no sobrepasando los 6 A/mm²
- Colocar una pinza amperimétrica para controlar la corriente que pasa en las conexiones del cortocircuito.
- Conectar una batería de 24 V a los bornes de los inductores de la excitadora, respetando las polaridades.
- Abrir al máximo todos los orificios del alternador: caja de bornes, rejillas de protección...
- Poner el alternador en rotación a su velocidad nominal, y controlar la intensidad en las conexiones del cortocircuito.

La duración mínima del secado será de ¼ de hora, pero se recomienda un tiempo de secado no inferior a 1 hora.

Es posible encontrarse en condiciones análogas si la máquina estuvo parada durante un largo período de tiempo en su puesto de utilización. Para evitar las dificultades anteriormente expuestas, hay que usar resistencias de recalentamiento y efectuar periódicamente una rotación de mantenimiento.

14.3. VERIFICACIONES MECÁNICAS

Sentido de rotación:

Se debe comprobar que el sentido de rotación del alternador, o sea a la derecha visto del extremo del árbol, conviene al sentido de rotación de la máquina de arrastre, teniendo en cuenta el sistema de arrastre utilizado (directo, multiplicador, polea y correas).

14.3.1. ALTERNADOR BICOJINETE

Acoplamiento semielástico

Hay que realizar una alineación esmerada de las máquinas, comprobando que las diferencias de concentricidad y paralelismo de ambos semimanguitos no excedan 0,1 mm.

Arrastre por polea y correas

Comprobar el paralelismo de los árboles y la alineación de las poleas. La tensión de las correas no debe ser exagerada para ahorrar los rodamientos del alternador.

14.3.2. ALTERNADOR MONOCOJINETE

Hay que comprobar la compatibilidad de las dos máquinas mediante.

- Un análisis torsional de la línea de árbol.
- Un control de las dimensiones del volante y cárter diesel, de la brida y los discos del alternador, así como del desvío.

15. PUESTA EN SERVICIO

15.1. VERIFICACIONES PRELIMINARES

15.1.1. VERIFICACIONES MECÁNICAS

Antes del primer arranque comprobar que:

- Los pernos de fijación de las patillas estén apretados a fondo.
- El acoplamiento esté correcto.
- El aire de refrigeración se pueda aspirar y expulsar por las aberturas de la máquina sin encontrar obstáculo.
- Las rejillas y cárters de protección estén correctamente colocados.

15.1.2. VERIFICACIONES ELÉCTRICAS

Comprobar:

- Que las tuercas de los bornes estén apretadas a fondo.

La conexión de la máquina a la red se debe realizar terminal sobre terminal: cercionarse del ajuste de dichas tuercas antes de ponerla bajo tensión.

- Que la conexión de los cables y barretas eventuales sea conforme con el esquema adjunto a la máquina.
- En el caso del regulador exterior, que las conexiones entre el alternador y el armario estén efectuadas conforme al esquema de conexión.
- Que no haya cortocircuito entre fases o entre fase y neutro, entre los bornes de salida del alternador y el armario de control del grupo cogenerador (parte del circuito no protegida por los disyuntores o relés del armario).

15.2 CONEXIONES

Los diagramas de conexión adjuntos dan las principales conexiones standard para:

- compound + regulador RBC,
- alternador + regulador shunt RBS.

15.3 DISTINTOS SISTEMAS DE REGULACIÓN

Regulador	Compound	Corrector trifásico	Marcha // entre sí	Marcha // sobre red	Marcha // sobre red + igual V.
Rs 128-0	SI		SI		
8500			SI		
8500		SI	SI		
8502			SI	SI	
8502		SI	SI	SI	
8502 + 3F			SI	SI	SI
8502 + 3F		SI	SI	SI	SI

16. ALTERNADOR DE EXCITACIÓN COMPUESTA TIPO RBC CON REGULADOR RS 128-0

Ventajas:

Las principales ventajas del sistema de excitación RBC son las siguientes:

- Capacidad de sobrecarga: los alternadores son capaces de hacer arrancar motores eléctricos cuya corriente de arranque es igual a 2,8 veces la corriente nominal del alternador.
- Regulación de tensión y regulador complementario: $\pm 1,5\%$
- Autoprotección para la marcha al ralentí: la tensión de salida del alternador varía prácticamente como la velocidad, bajo la velocidad nominal hasta la media velocidad.
- Cebadura automática con la tensión remanente.
- Sobretensión limitada.
- En caso de avería del regulador, este sistema permite el funcionamiento después de agregar un reostato de 200 ohmios y 300W.

Principio de funcionamiento:

Se trata de un alternador sin anillos ni escobillas, con excitación de corriente alternativa rectificada por diodos giratorios. La excitación del excitador se hace mediante la combinación de la tensión entregada por un self y de la tensión producida por la corriente suministrada por el alternador en el secundario de un transformador de corriente en serie con el bobinado principal. Dicha combinación asegura una regulación de tensión cualesquiera que sean la intensidad y el factor de potencia.

El conjunto del circuito magnético de la excitadora está realizado con chapa de capas múltiples, para obtener la mejor rapidez de respuesta y asegurar una tensión remanente suficiente para tener en todos los casos una cebadura automática.

Las posibilidades de reglaje son las siguientes:

- reglaje del self, permitiendo el ajuste de la tensión en vacío.
- reglaje mediante toma en el secundario del transformador para la tensión en carga.

16.1. REGLAJE SIN REGULADOR

El reglaje se efectúa en dos tiempos, en vacío mediante el ajuste del self y en carga mediante el ajuste del transformador de intensidad.

16.2. REGLAJE EN VACÍO

El self consta de 3 arrollamientos, AB-CD-EF, y permite 9 combinaciones: AB+CD+EF, AB+CD, AB+CD-EF, AB+EF, AB, AB-EF, AB-CD, AB-CD-EF.

Se aumenta la tensión disminuyendo el número de espiras e inversamente. El arrollamiento principal AB siempre está utilizado. La tensión en vacío está ajustada a $U_n +5$ a 20%.

Un esquema del self se encuentra en la sección de planos

16.3. REGLAJE EN CARGA

Se obtiene haciendo variar el número de espiras secundarias del transformador de intensidad.

Se aumenta la tensión en carga disminuyendo el número de espiras, e inversamente.

Para afinar el ajuste, se puede mezclar el número de espiras en las tres fases. Se ajusta la tensión a $U_n +5$ a 10% en plena carga cos. 0,8.

16.4. REGLAJE CON EL REGULADOR

Se conecta el hilo que llega al borne 1 del regulador.

El regulador trabaja en sustracción. Deriva el excedente de la corriente de excitación entregada por el compound.

Cuenta con cuatro potenciómetros de ajuste:

P1 – TENSIÓN permite el ajuste a $U_n \pm 5\%$.

P2 – ESTATISMO para marcha en paralelo entre alternadores con TI

P3 – ESTABILIDAD controla la inestabilidad.

P5 – ESTATISMO para marcha en paralelo entre alternadores sin TI

Es posible conectar un potenciómetro de tensión exterior de 470 ohmios y 3W. entre los bornes 4 y 5. Se usa para ello un hilo blindado, conectándose el blindaje al borne 4.

Una vez hecho esto se corta el strap ubicado cerca del potenciómetro tensión interno.

16.5. MARCHA PARALELA DE ALTERNADORES ENTRE SÍ SIN TI

Los alternadores idénticos o diferentes pero con la misma curva de estatismo pueden funcionar entre sí sin TI de marcha en paralelo.

El regulador cuenta con un interruptor, el cual, en posición 1, permite obtener, por medio del potenciómetro

P5, un estatismo de 2 a 5%.

Si el alternador fue ajustado en fábrica con un estatismo de 3%, se ajusta solamente las tensiones en vacío al mismo valor y se acoplan.

En caso contrario, ponemos el interruptor en posición 1, si los alternadores son idénticos, se pone el potenciómetro estatismo en posición media, se ajustan las tensiones en vacío al mismo valor y se hace el acoplamiento.

16.6. MARCHA EN PARALELO DE ALTERNADORES ENTRE SÍ CON TI

Si los alternadores que hay que acoplar están equipados con un TI, su curva de estatismo será nula a factor de potencia 1 y de un 3% para un factor de potencia de 0,8. Es necesario instalar un TI de In/1A – 5 VA en la fase W, conectándose el secundario a los bornes 6 y 7 del regulador (RS 128.0). Si el secundario del TI se debe conectar a masa, es preciso prever un TI In/5A, más un TI de aislamiento 5/1A.

El ajuste del estatismo se efectúa haciendo girar el potenciómetro estatismo P2 (es estatismo aumenta en sentido horario).

Si se tiene una carga autónoma, se ajusta el estatismo al mismo valor en cada alternador.

En caso contrario, se pone el potenciómetro estatismo en posición media, se ajustan las tensiones en vacío y se realiza el acoplamiento. Si es necesario, se modifica el potenciómetro estatismo de uno de los alternadores.

En caso de que la corriente sea importante después de acoplar en vacío, comprobar que el TI esté efectivamente en la fase adecuada (W). Si es así, invertir los hilos que llegan a los bornes 6 y 7 del regulador, realizando así una inversión del sentido del TI.

16.7. REGLAJES PARA FUNCIONAMIENTO EN COMPOUND SÓLO EN CASO DE AVERÍA DEL REGULADOR

En caso de avería del regulador, se desconectarán los hilos que llegan a los bornes 1 y 2 del regulador (RS 128.0) y se conecta a estos hilos un reostato de 200 ohmios y 300 W. De esta forma se ajusta la tensión actuando sobre el reostato.

17. ALTERNADOR DE EXCITACIÓN SHUNT TIPO RBS CON REGULADOR 8500 ó 8502

17.1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

La regulación es del tipo shunt, es decir, que la potencia de excitación está tomada en el alternador y el regulador suministra la corriente de excitación por un puente rectificador de 2 tiristores

a) RBS 8500 (1 función):

Permite el funcionamiento separado o el acoplamiento de alternadores que tienen el mismo estatismo. Está equipado de un potenciómetro de estatismo. En ciertos casos, es posible agregar un TI de marcha en paralelo.

b) RBS 8502 (2 funciones):

La primera función es la que se ha descrito en a), más acoplamiento a la red con ajuste del factor de potencia entre 0.6 y 1.

c) RBS 8502 + caja 3F (3 funciones):

Incluye el funcionamiento descrito en b), más igualación automática de la tensión antes del acoplamiento con la red.

d) RBS 8500 ó 8502 + corrector trifásico:

A petición, es posible agregar un corrector trifásico incorporado a fin de asegurar una corriente de cortocircuito permanente.

Dicho corrector trifásico suministra una parte de la corriente de excitación en función de la corriente entregada, y el regulador suministra el resto en shunt para mantener la tensión constante.

17.2. AJUSTES CON REGULADOR RBS 8500 1 FUNCIÓN

Si el regulador fue ajustado en fábrica con el alternador, no se deben modificar los ajustes. Si se trata de un recambio, hay que verificar los siguientes puntos.

El selector tiene 3 interruptores que se pueden colocar en posición 1 y 2, debiéndose comprobar el ajuste de dicho selector.

Los potenciómetros GANANCIA, LIMITE, SUBVELOCIDAD, P8, son ajustados en fábrica, por lo tanto no se ajustarán.

Después de poner en marcha en vacío, se ajusta la tensión y la estabilidad si es necesario.

Marcha en paralelo sin TI:

Los alternadores idénticos o diferentes con la misma curva de estatismo pueden funcionar entre sí sin TI de marcha en paralelo.

Si el alternador está ajustado en la fábrica con un estatismo del 3%, se ajustan solamente las tensiones en vacío y se acopla.

En caso contrario, se pone el potenciómetro estatismo P6 en posición media, se ajustan las tensiones en vacío al mismo valor y se acopla.

Poner en paralelo con TI:

Si los alternadores que hay que acoplar están equipados de un TI, su curva de estatismo será nula cuando el factor de potencia sea 1 y de aproximadamente 3% cuando el factor de potencia sea 0.8.

Es necesario instalar un TI de In/1 A – 5 VA en la fase V, conectándose el secundario a los bornes 12 y 13 del regulador.

Si el secundario debe estar conectado a masa, hay que prever un TI de In/5 A más un TI de aislamiento de 5/1 A.

El ajuste del estatismo se realiza girando el potenciómetro ESTATISMO / COS. Si la carga es autónoma, se ajustará el estatismo al mismo valor en cada alternador. En caso contrario, se pone el potenciómetro estatismo en posición media, se ajustan las tensiones en vacío y se realiza el acoplamiento. Si es necesario, se modifica el potenciómetro estatismo de uno de los alternadores.

En caso de que la corriente sea importante después de acoplar en vacío, comprobar que el TI esté efectivamente en la fase adecuada (V). Si es así, se invierten los hilos que llegan a los bornes 12 y 13 del regulador, realizando así una inversión del sentido del TI.

17.3. AJUSTES CON REGULADOR RBS 8502 2 FUNCIONES

Los reglajes preliminares en vacío son los mismos que anteriormente.

Acoplamiento:

Se comprueba que el interruptor del selector está en posición 2 y el TI In/1 está conectado.

Se hace arrancar el alternador en vacío, y se ajusta la tensión adecuada. En el momento del acoplamiento, los bornes 16 y 17 tienen que estar obligatoriamente shuntados por un contacto auxiliar.

Se aumentan los kW. y se ajusta el potenciómetro ESTATISMO / COS para obtener el factor de potencia deseado.

En caso de que la corriente sea importante después de acoplar en vacío, se comprueba que el TI esté efectivamente en la fase adecuada (V) y los bornes 16 y 17 del regulador están shuntados.

Si se dan estas condiciones, se invierten los hilos que llegan a los bornes 12 y 13 del regulador, realizando así una inversión del sentido del TI.

17.4. AJUSTES CON REGULADOR RBS 8502 2 FUNCIONES + CAJA 3F PARA IGUALACIÓN AUTOMÁTICA DE LA TENSIÓN

Se conectará un potenciómetro de 1000 ohmios entre los terminales 4 y 5 de la caja 3F y se pone el conmutador de dicha caja en la posición 1.

Se conectan los bornes 6, 7 y 10 de la caja a los bornes 9, 10 y 11 del regulador 8502.

Hay que conectar un contacto de cierre entre 8 y 9 de la caja. Este contacto tiene que estar normalmente cerrado, y abierto después del acoplamiento.

17.5. FUNCIONAMIENTO EN MARCHA MANUAL EN CASO DE AVERÍA DEL REGULADOR 8500 ó 8502

Si el regulador 8500 ó 8502 está defectuoso, es posible funcionar en marcha manual

Regulador 8500 ó 8502 con corrector trifásico:

A partir del propio alternador, conectar a los bornes 14 y 15 un reostato de 150 ohmios y 5 A, un rectificador monofásico de 10 A y 600 V y un transformador monofásico con primario de tensión alternador y secundario de 120 V y 150 A.

Se desconectarán sólo los hilos que llegan a los bornes 1 a 6 del regulador. El corrector suministra una parte de la corriente de excitación y la marcha manual el resto.

Regulador 8500 ó 8502 sin corrector trifásico:

A partir del propio alternador, conectar a los bornes 7 y 8 un reostato de 100 ohmios y 5 A, un rectificador

monofásico de 10 A y 600 V y un transformador monofásico con primario de tensión alternador y secundario de 120 V y 400 A.

La marcha manual suministra toda la corriente de excitación.

- **MÓDULO INFORMÁTICO DE MANDO Y VIGILANCIA.**
- **PRESENTACIÓN**

El MICS (módulo informático de mando y de vigilancia) fue concebido para activar y controlar un grupo generador.

Las funciones principales del sistema son :

- Gestión de la demanda de socorro (falta de tensión en la red, EJP*, etc.).
- Gestión de los sistemas de arranque (número de tentativas, selección de los arrancadores, etc.).
- Detección de la velocidad y elaboración de los diferentes umbrales de velocidad.
- Mando de los órganos de potencia (inversor normal/socorro, contador, etc.).
- Gestión de las diferentes seguridades y despliegue de los defectos en pantalla alfanumérica (seguridades motor, seguridades alternador, seguridades auxiliares, etc.).

Se puede utilizar este módulo para aplicaciones de grupo solo o de grupo en central.

Sus ventajas principales son :

- Estandarización : un mismo módulo se adapta a todos los tipos de grupos.
- Flexibilidad : facilidad de modificación para seguir la evolución de la instalación.
- Mantenimiento reducido : 5 referencias constituyen el lote de mantenimiento.
- Intercambio de misma norma : en último recurso se puede realizar un intercambio de misma norma con un material reconfigurado en fábrica.
- Seguridad : los 40 defectos están almacenados en memoria. El fechador (opción) permite establecer la cronología de los acontecimientos.

Actualmente, extensiones son desarrolladas ; permitirán el diálogo con otros sistemas (autómatas, Gestión Técnica Centralizada, minitel, etc.).

18.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

18.2.1.CAJA.

El sistema está montado en una caja de chapa recubierta con cadmio. Las dimensiones totales son 340x220x160.

El teclado y la tarjeta fondo de cesto están en la cara delantera de la caja.

En el interior :

- la tarjeta de alimentación,
- la tarjeta unidad central,
- la tarjeta detección de velocidad,
- 10 emplazamientos que pueden recibir indiferentemente tarjetas entradas o salidas. Está cerrado por una chapa de fondo.

18.2.2. EL TECLADO

(Ver página siguiente)

Asegura el diálogo entre el operador y el system.

Se compone esencialmente de :

18.2.2.1. Grupo de despliegue

- dimensión de la ventana : 99 x 23 mm,
- número de caracteres : 22 x 16,
- dimensión de caracteres : 8 x 5 mm,
- tipo grupo de despliegue : cristales líquidos encendidos por detrás.
- temperatura de funcionamiento : -15°C a + 60°C,
- temperatura de almacenamiento : -25°C a +70°C,
- higrometría : 95%.

18.2.2.2. Descripción del teclado

las funciones están reagrupadas en 4 zonas :

- – zona de despliegue : posee
 - 1 grupo de despliegue alfanumérico,
 - 10 teclas numéricas,
 - 3 teclas funciones,
 - 4 teclas cursor.
- – zona de mando : posee 9 teclas
 - auto + diodo electroluminiscente verde
 - manual + diodo electroluminiscente amarillo
 - fuera de servicio + diodo electroluminiscente rojo
 - marcha grupo + diodo electroluminiscente verde
 - parada grupo + diodo electroluminiscente rojo
 - marcha caudal + diodo electroluminiscente verde
 - parada caudal + diodo electroluminiscente rojo
 - prueba + diodo electroluminiscente amarillo
 - X + diodo electroluminiscente amarillo
- – zona de visualización : posee 4 teclas
 - ojo : Recuerdo memoria acontecimientos,

- parada klason,
- borradura defectos
- pruebas lámparas
- – zona de defectos : posee
 - 8 diodos electroluminiscentes que señalan los defectos o estados (frente a estos diodos están previstas ventanas traslúcidas ; éstas permiten el reconocimiento de las funciones afectadas a los diodos)
 - El octavo diodo electroluminiscente funciona como ``perro guardián"
 - 1 puñetazo acerrojado de manera mecánica con llave

18.2.3. TARJETA DE ALIMENTACIÓN

Se encarga de la alimentación del sistema desde la batería del grupo.

Las características fundamentales son :

- fuentes de entradas :

12V DC batería + 15 % a 25% de uno

24 V DC batería + 15 % a 25 % de uno

- potencia consumida : 15 vatios máximo
- protegida contra las inversiones de polaridad
- calibre del fusible interno : 5 amperios instantáneos
- calibre del fusible que hay que prever al exterior del MICS

1 amperio en 24 V

2 amperios en 12 V

- conexión : bornes con tornillos que uno puede desensartar
- temperatura de funcionamiento : -15°C a 60°C
- temperatura de almacenamiento : -25°C a +70°C
- higrometría máxima : 95 % sin condensación

CODIFICACIÓN DEL MÓDULO DE ALIMENTACIÓN : 578822147m

18.2.4 TARJETA UNIDAD CENTRAL

Es la tarjeta central del sistema

La dicha tarjeta se organiza en torno de un microprocesador 80C51

Se compone esencialmente de :

- 1 memoria muerta 64KO
- 1 memoria viva 8KO
- 1 timer (opción fechador)

- 1 gestión de teclado
- 1 gestión grupo de despliegue
- 1 gestión entradas/ salidas

18.2.5. TARJETA DETECCIÓN DE VELOCIDAD

La dicha tarjeta permite detectar la velocidad del grupo sea contando la frecuencia de la tensión alternador, o sea contando los impulsos dados por un captor magnético colocado delante de la corona de arranque.

Esta tarjeta elabora los diferentes umbrales de velocidad necesaria para que funcione el grupo.

Con arreglo al tipo de detección escogido, es necesario posicionar las marcas según el esquema que sigue

Medida de velocidad

Información fuente : alternador o pick up

Alternador :

tensión de medida : 1.5 V AC a 440 V AC

frecuencia de entradas : 0 a 75 Hz

tensión máxima admisible : 600 V

impedancia mínima de medida : 100Kohms

Pick-up

tensión de medida mínima : 1,5 V AC

frecuencia de entrada : 500Hz a 6 KHz

tensión máxima admisible : 600V

impedancia máxima : 100Kohms

Selección del tipo de fuente :

por marcas en la tarjeta de medida

selección del parámetro sistema correspondiente

Salida de velocidad :

corriente de salida : 0 a 1 mA

tensión bucle abierto : 8 V

número de cojinetes : 64 en llena escala

temperatura de funcionamiento : -15°C a + 60°C

temperatura de almacenamiento : -25°C a 70°C

higrometría máxima : 95% sin condensación

18.2.6. TARJETAS DE ENTRADAS

Recibe las informaciones enviadas por el grupo o la instalación.

Sus características principales son :

- modularidad de las entradas todo o nada : 1 tarjeta contiene 8 entradas
- tensión de las entradas todo o nada, 12 V DC o 24 V DC, +15% – 25% de uno
- corriente entradas todo o nada mínima 15mA – máxima 30 mA (estado 1)
- tierra conectada al + o –
- tiempo integración entradas :20ms
- conexión : bornes con tornillos 2,5 mm² máximo
- umbrales :

ESTADOS	ENTRADAS 12 V DC	ENTRADAS 24 V DC
0	$\leq 2\text{V}$	$\leq 4\text{V}$
1	$\leq 9\text{V}$	$\leq 18\text{V}$

- temperatura de funcionamiento : -15°C a $+60^{\circ}\text{C}$
- temperatura de almacenamiento : -25°C a $+70^{\circ}\text{C}$
- higrometría máxima : 95% sin condensación

18.2.7. TARJETA DE SALIDAS

- Modularidad de las salidas todo o nada : 1 tarjeta contiene 8 salidas estáticas
- Se necesita un módulo de entrecara para lograr la conmutación entre las cargas importantes
- Corriente máxima por salida : 500mA
- Corriente máxima para las 8 salidas : 500mA
- Tipo : colector abierto
- Conexión : conector que se puede cerrar con cerrojo, tipo HE10.
- La caja de la entrecara de potencia se encarga de la alimentación de la tarjeta de salidas ; 12 o 24 V DC, batería +15% – 25% cada uno
- Consumo de la tarjeta de salidas, unos 10mA bajo 24V y unos 5mA bajo 12v
- temperatura de funcionamiento : -15°C a $+60^{\circ}\text{C}$
- temperatura de almacenamiento : -25°C a $+70^{\circ}\text{C}$
- higrometría máxima : 95% sin condensación

18.2.8. TARJETA ENTRECARA

Estas tarjetas externas al MICS realizan la unión entre el MICS y la instalación.

Sus características principales son :

- presentación : módulo que puede encajarse en un uso porte simétrico DIN
- dimensiones : 140 x 75 x 50
- número de salidas : 8
- tipo de salidas : relé electromecánico

- naturaleza de salida : 1 inversor libre de potencial
- conexión en el MICS : conector macho HE 10 que se puede bloquear
- conexión en la instalación : bornes con tornillos 2,5 mm² máximo
- tensión de alimentación : 12 ó 24 V DC batería (hay que precisar del módulo al mando), 15 %-25 % de uno
- conexión de alimentación : 2 bornes con tornillos 2,5 mm² máximo
- visualización del estado de los relés : sin
- consumo bobina relé : 1 vatio máximo
- corriente máxima en contacto : 5 amperios

relé

- módulo protegido en caso de

inversión de polaridad

- temperatura de funcionamiento : -15°C a +60°C
- temperatura de almacenamiento : -25°C a + 70°C
- hogrometría máxima : 95% sin condensación

18.3. SOFTWARE SISTEMA

El dicho software está organizado según la arborescencia que figura en la página siguiente. 4 niveles de acceso al sistema existen...

18.3.1. ACCESO NO CODIFICADO

Parámetros operador

18.3.2. ACCESO CODIFICADO NIVEL 1

Permite la visualización de todos los elementos de configuración del sistema sin posibilidad de modificación.

18.3.3. ACCESO CODIFICADO NIVEL 2

Permite la configuración del sistema.

18.3.4. ACCESO CODIFICADO NIVEL 3

Permite tener acceso al programa de puesta a punto.

18.4. PARÁMETROS OPERADOR

18.4.1. Busca

18.4.2 Modificación de consigna.

18.4.2.1 Modificación de una elección

Ejemplo : modificación del arrancador que tiene prioridad

18.4.2.2 Modificación de un valor numérico

Ejemplo : ajustar la contemporización retorno red a 12 s.

18.4.3 Salida del modo

18.4.4 Funciones

18.4.4.1 Elección prioridad arrancadores

Permite seleccionar el arrancador solicitado el primero en la secuencia de arranque

18.4.4.2 Elección prioridad bomba fuel

Permite seleccionar la bomba activada por los contactos de llenado ; la segunda es una bomba de intercambio

18.4.4.3 Ajuste contemporización falta red

Ajuste posible entre 0 y 255 s. Permite aplazar la toma en cuenta de la desaparición red

18.4.4.4 Ajuste contemporizado retorno de red

Ajuste posible entre 0 y 255s. Permite aplazar la toma en cuenta de retorno red.

18.4.5 – ACCESO CÓDIGO NIVEL 2 – VISUALIZATION

Este código permite visualizar la arborescencia descrita más abajo.

Ninguna modificación de dato es posible.

La introducción del código se efectúa como se indica más abajo.

El acceso a este nivel puede ser efectuado cualquiera sea el modo seleccionado en el MICS.

18.4.6. ACCESO CODIFICADO NIVEL 3 – CONFIGURACIÓN

El acceso a este código sólo es posible si se pone el MICS en posición fuera de servicio.

El retorno a otro modo sólo es posible después de salir de la lista de mandos.

La introducción de un código o una manipulación incorrecta envía a la raíz de los mandos.

Este código permite la configuración del sistema.

- **Acceso a la lista de los mandos**

18.4.6.2 – Busca de una lista de mandos o de una sublista

18.4.6.3 – Acceso a una sublista

- **Modificaciones de los parámetros del sistema**

18.4.6.4.1 – Modificación de una elección

Ejemplo : modificación de la frecuencia

18.4.6.4.2 Modificación de un valor numérico

Ejemplo : ajuste a 1750 rpm del umbral de velocidad superior

18.4.6.3. Salida modo

18.4.6.4. Parámetros sistema

Son diferentes variables que permiten personalizar el funcionamiento del grupo. Están reagrupados en el cuadro más abajo.

La columna "valores normas" indica la elección o el ajuste que residen en memoria.

Si no hay personalización del sistema en el momento de la configuración, son estos valores los que resultarán utilizados.

18.4.6.5. Estructuras

En esta lista de mandos está implantada la memoria de los mensajes que señalan los defectos.

A cada mensaje están asociadas las funcionalidades siguientes:

- origen de la información (entrada o variable interna) (A),
- naturaleza del contacto (normalmente cerrado o normalmente abierto) (C – D),
- salida hacia un diodo electroluminiscente de reagrupamiento según el nivel de gravedad de la información procesada (E – F – G),
- inhibición de la entrada según la naturaleza del defecto procesado (K – L – M),
- sujeción del borrado o modo de funcionamiento (N – O),
- duración de la contemporización de adquisición (P),
- parada del grupo activada (H – I – J).

Los cuadros más abajo presentan los diferentes mensajes que existen en memoria así como las funcionalidades asociadas.

Como para los parámetros son estos valores los que se utilizan, si no hay cualquier modificación.

En los cuadros sólo figura la afectación de las variables internas de mando.

La afectación de las entradas externas figura en el esquema del armario.

El acceso a las sublistas de mandos y las modificaciones se efectúan según los mismos procedimientos que los descritos en el capítulo anterior.

18.4.6.6. Gestión de ecuaciones

Esta lista de mandos comporta 3 sublistas.

18.4.6.6.1. Variables ecuaciones

Estas expresiones sirven esencialmente al realizar la entrecara entre las variables internas del programa residente y las entradas/salidas.

También pueden ser utilizadas para realizar funcionabilidades específicas a una aplicación.

Las variables disponibles están marcadas de 500 a 599.

III.3.8.1.1 – Símbolos y variables

– Símbolos

" = contacto normalmente abierto

^= contacto normalmente cerrado

+ = función O

& = función Y

– Referencia entradas/salidas

La referencia comprende 3 cifras:

– La primera indica el tipo de función:

. 0 para una entrada,

. 1 para una salida.

– La segunda indica el número de la vía en la tarjeta dentro de la caja.

– La tercera indica el número de la vía en la tarjeta.

EJEMPLO :

– Variables diodo electroluminiscente

Son las variables que permiten activar los diodos electroluminiscentes configurables.

Están definidas por el cuadro más abajo.

F = ENCENDIDO FIJO

C = ENCENDIDO INTERMITENTE

NOTA :

Cuando se activa un mismo diodo electroluminiscente en intermitente y en fijo, es necesario inhibir el mando intermitente por el mando fijo.

Ejemplo :

302 = "400,

322 = "401 & ^400.

Para que estos diodos sean tomados en cuenta por la prueba lámparas, hay que introducir la variable prueba lámparas en la ecuación.

Ejemplo :

302 = "400 + "476.

– Variables de entradas

Hay que utilizar estas variables para establecer el diálogo de la instalación hacia el MICS.

Están definidas en el cuadro 1.

– Variables de salidas

Hay que utilizar estas variables para establecer el diálogo del MICS hacia la instalación.

Están definidas en el cuadro 2.

– Escritura de una ecuación

Ejemplo : 400 = ^018 & "015.

Las ecuaciones posibles son las siguientes:

400 = "015 + ^433 + "191

400 = "015 & ^433 + "191

400 = "015 + ^433 & "191

400 = "015 & ^433 & "191

– Borrado de una ecuación

Si no se quiere borrar, apoyar en la tecla M

Si no

18.4.6.7. Variables contemporizadas

Estas ecuaciones sirven al realizar contemporizaciones que permiten aplazar la toma en cuenta de una información.

VARIABLE DE MANDO

CONTEMPORIZACIÓN

Las variables contemporizadas disponibles van de 700 a 749.

– Escritura de una contemporización

Ejemplo : 700 duración 15 s mando por 025.

– Borrado de una contemporización

Mismo procedimiento que para las ecuaciones.

18.4.6.8. Puesta en cero de las ecuaciones

Esta sublista permite borrar todas las ecuaciones y contemporizaciones presentes en la memoria. El procedimiento de borrado es el siguiente :

Si no quiere borrar, apoyar en la tecla M que envía a la lista de los mandos.

18.4.7. Carga Estructura

Esta lista permite el traslado de las estructuras de la memoria muerta en la memoria viva.

Tiene que ser utilizada antes de la primera configuración de las estructuras del sistema o después de un cambio de tarjeta de la unidad central.

Su utilización inicializa todas las variables de las estructuras y después necesita volver a seguir su configuración como está descrito anteriormente.

Si no quiere confirmar la carga, apoyar en la tecla M

Si no

18.4.8 Carga de los parámetros

Esta lista permite el traslado de los parámetros del sistema de la memoria muerta en la memoria viva.

Tiene que ser utilizada antes de la primera configuración de los parámetros del sistema o después de un reemplazo de la tarjeta de la unidad central.

Mismo procedimiento de carga que para las estructuras.

Su utilización inicializa los parámetros del sistema y después necesita volver a configurarlos como lo descrito anteriormente.

18.4.9 Puesta en cero pila de defectos

Esta lista permite borrar todos los defectos almacenados en la pila.

Si no se quiere borrar, apoyar en la tecla M para salir.

18.4.10 Identificación del sistema

En esta lista son indicadas las referencias del negocio :

- Número negocio : 34150,
- Número OM (referencia constructor) : 10485.

18.4.11 Identificación software

Esta listas permite conocer la versión del software implantado en el sistema.

Para hacerla aparecer, apoyar en la tecla V .

Retorno, apoyar en la tecla M .

18.4.12 Carga configuración

Esta operación permite al sistema reconocer el número y la implantación de las tarjetas de entradas/salidas.

CUIDADO :

Esta operación pone en cero todas las variables de entrada y de salidas utilizadas en las diferentes listas de mandos y después necesita volver a seguir estas configuraciones.

18.5.ACCESO CODIFICADO NIVEL 3– AYUDA AL MANTENIMIENTO

El acceso a este nivel se hace entrando el código que corresponde como más arriba.

Este acceso no está condicionado a un modo de funcionamiento.

CUIDADO :

Ciertas manipulaciones intervienen sobre el funcionamiento del al instalación.

18.5.1 Prueba memoria sistema

Esta lista de mandos permite el acceso al programa fuente; está destinado a la puesta en marcha del programa del sistema.

18.5.2 Prueba E/S

Permite verificar el funcionamiento de una tarjeta de entrada y de una tarjeta de salida.

Para utilizarla, es necesario instalar un cable entre las tarjetas que se quiere probar.

EJEMPLO : Control de la tarjeta entrada número 1 y de la tarjeta de salida número 2.

- Unir entre ellas la tarjeta de entrada número 1 y las salidas de la tarjeta de relés número 9

Entrada 011 en salida 191

Entrada 012 en salida 192

Entrada 018 en salida 198

- Dado que las salidas son forzadas durante la prueba, es necesario aislarlas de la instalación
- Secuencia

La pantalla siguiente

indica una avería de la salida 5

La pantalla siguiente

indica una avería de la entrada 3

Para la prueba o salir de la lista de mandos, apoyar en la tecla M .

18.5.3. Prueba entradas

Permite visualizar el estado de las tarjetas de entradas.

Ejemplo : Prueba de la tarjeta de entrada número 1

Esta pantalla indica que las vías 1, 3, 4 de la tarjeta están validadas.

Gracias a la modificación del estado de un captor, por ejemplo, se ve evolucionar el estado de la entrada que corresponde.

Si una entrada no es tomada en cuenta por el sistema, esta prueba permite saber rápidamente si la avería es causada por el cableado o por la tarjeta.

Para salir de la lista, apoyar en la tecla M .

18.5.4. Prueba salidas

CUIDADO :

Entrar en esta lista pone en cero todas las salidas.

A continuación la prueba permite forzarlas a uno.

Después, antes de cualquier manipulación, hay que tomar las precauciones necesarias para no hacer error de maniobra.

La salida 197 está puesta en cero.

Si una salida no está ejecutada, la prueba permite saber rápidamente si la avería es causada por el cableado o por la tarjeta.

Para salir del modo :

18.5.5 Prueba salida analógica

Esta secuencia permite imponer valores en la salida analógica de la tarjeta velocidad.

Esto permite verificar el funcionamiento del galvanómetro.

Entonces se introducen valores numéricos comprendidos entre 0 y 63 para hacer desviar el galvanómetro.

Para salir del modo, apoyar en la tecla M .

18.5.6. Prueba entrada analógica

Esta secuencia permite desplegar la velocidad del motor.

Para salir de la lista de mandos, apoyar en la tecla M .

18.5.7. Prueba teclas

El fin de la prueba vuelve a llevar sistemáticamente en modo FUERA DE SERVICIO.

Si la tecla está defectuosa, el despliegue en la pantalla ya no evoluciona.

18.5.8 – Prueba diodos electroluminiscentes

El sistema enciende uno a uno todos los diodos del teclado excepto el del "perro guardián".

18.5.9. Lector dinámico memoria sistema

Esta prueba permite ver evolucionar los valores hexadecimales del programa fuente.

18.6. PUESTA EN OBRA

18.6.1. CONEXIÓN

Respetar las indicaciones que estén sobre la placa trasera del MICS.

Referirse al esquema del negocio.

18.6.2. PUESTA BAJO TENSIÓN

Verificar la concordancia de la tensión de alimentación con las diferentes tarjetas del MICS.

No alimentar el MICS por un cargados no conectado a su batería.

18.6.3. PROCEDIMIENTO DE CONFIGURACIÓN

Hay que realizar estas operaciones durante la instalación de una nueva tarjeta de unidad central, no configurada.

Esta operaciones tienen que ser ejecutadas según el siguiente orden :

- Carga configuración
- Puesta en cero pila de defectos
- Carga estructuras
- Carga parámetros
- Puesta en cero ecuaciones
- Escritura ecuaciones y temporización
- Configuración estructuras
- Configuración parámetros
- Identificación sistema

18.6.4 MENSAJES DE ERROR

- Defecto RAM C = Defecto de configuración

Verificar que el número de las tarjetas de E/S no fuera modificado.

Verificar que los emplazamientos de las tarjetas no fueran modificados; si no, cargar la configuración.

- Defecto RAM D

Indica que hay menos de 5 estructuras afectadas.

- Defecto RAM E

Indica un defecto en la escritura de las ecuaciones.

- Defecto RAM T

Indica un defecto en la escritura de las temporizaciones.

- Defecto RAM S

Indica un defecto en la afectación de las estructuras.

18.7. ESQUEMA FUNCIONAL

Estos árboles lógicos describen las diferentes funciones programas en el MICS.

18.7.1. MARCHA MANUAL DEL GRUPO

18.7.2. PARADA MANUAL GRUPO

18.7.3. CIERRE MANUAL CAUDAL GRUPO

18.7.4. APERTURA MANUAL CAUDAL GRUPO

18.7.5. MANDO AUTOMÁTICO GRUPO

18.7.6. GESTIÓN SECUENCIA DE ARRANQUE

18.7.7. CIERRE AUTOMÁTICO CAUDAL GRUPO

18.7.8. APERTURA AUTOMÁTICA CAUDAL GRUPO

18.7.9 – CIERRE CAUDAL RED

18.7.10 APERTURA MANUAL CAUDAL RED

18.7.11. APERTURA AUTOMÁTICA CAUDAL RED

18.7.12. GESTIÓN VARIABLES

18.7.12. GESTIÓN VARIABLES (CONTINUACIÓN)

18.7.12. GESTIÓN VARIABLES (FIN)

18.7.13 – CONTROL RETORNO CAUDAL

18.7.14. GESTIÓN BOMBAS FUEL

CÁLCULOS

19. COMPONENTES

19.1.– 8085. (Microprocesador de 8 bits).

Las principales características son:

- tensión alimentación de +5V.
- 100% software compatible con 8080.
- 1.3 microsegundos ciclo de instrucción.
- generador de impulsos de reloj incorporado
- 4 entradas de interrupciones
- puertos para entrada/salida serie
- capacidad de direccionamiento directa de 64 Kb de memoria
- controlador del sistema incorporado

El 8085 usa un bus de datos multiplexado, es decir, que los datos y direcciones vayan por la misma línea. Es un microprocesador de 16 direcciones y puede direccionar hasta 64 Kb.

La líneas principales son:

– AD0 ... AD7: son las líneas de datos y direcciones menos significativas. Son líneas multiplexadas, por ellas unos momentos salen datos y otros direcciones, en salidas o entradas. Podrán tener parte direcciones bajas y datos.

–A8 ... A15: salidas más significativas del bus de direcciones.

–ALE: (salida) se pone a 1 cuando en AD0...AD7 hay direcciones y se pone a 0 si hay datos.

–S0, S1: (salidas) nos informa de las cosas que realiza el microprocesador.

S1 S0

0 0 parado

0 1 escribiendo

1 0 leyendo

1 1 buscando un código de instrucción

—

–RD: (salida) si tenemos un 0 da una orden de lectura al exterior.

—

–WR:(salida) si tenemos un 1 da una orden de escritura al exterior.

–READY:(entrada) cuando la memoria no tiene datos, está en bajo y el microprocesador parado. Cuando la memoria pasa datos a las líneas de datos y direcciones, sube y el microprocesador vuelve a funcionar.

–HOLD: (entrada) conectado a tierra.

–HLDA: (salida) al aire.

–RESET IN:(entrada) inicia el sistema.

–RESET OUT: (salida) inicia los sistemas de alrededor.

–X1, X2: (entradas) entre ellas se ponen el reloj, que será un cristal de cuarzo.

–CLK OUT:(salida) se usa como reloj del sistema cuando hay cristal a la entrada de la CPU. Sincroniza los demás sistemas con el microprocesador.

—

–IO/M: (salida) si hay 0 se accede a la memoria, si hay un 1, se accede a los puertos de E/S.

–SID: (entrada) se conecta a tierra.

- SOD: (salida) al aire.
- Vcc: potencial de alimentación a +5V.
- Vss: potencial de tierra 0V (referencia).

- INTA: (salida) al aire.
- INTR: (entrada) a tierra.

Las interrupciones (que van conectadas a los sensores) son:(entradas)

- RST 5.5
- RST 6.5
- RST 7.5
- TRAP

El 8085 consta de 3 bloques fundamentales:

- conjunto de registros, formado por un contador de programa, el stack pointer y las tres parejas de registros de 8 bits cada una.
- la ALU, en combinación con el registro temporal y con el acumulador, así como con 5 bits que actuarán como flags.
- registro de instrucciones combinado con el decodificador de instrucciones, el circuito de control y tiempos.

19.2. 8155

Las características principales son :

- Compatible con el 8085.
- 256 posiciones de RAM.
- Fuente de alimentación única de +5V.
- Tres puertos de E/S.
- Registro interno TIMER (temporizador).
- Bus de datos y direcciones multiplexado.
- Reloj contador binario programable de 14 bits.

Líneas principales:

—AD0 ... AD7: con estas líneas vamos a tener direccionada toda la memoria.

—

—IO/M: si está en alto se accede a puerto E/S, si está en bajo, a memoria.

—

—CS: activo por bajos.

—ALE: misma función que el el microprocesador.

—

—RD: activo por bajos. Línea de lectura.

—

—WR: activo por bajos. Línea de escritura.

—RESET: inicial el sistema.

—CLK: reloj para temporizar con el microprocesador.

19.3. 8255

Las características principales son :

—Compatible con el 8085.

—256 posiciones de RAM.

—Fuente de alimentación única de +5V.

—Tres puertos de E/S.

—Bus de datos.

—Reloj contador binario programable de 14 bits.

Líneas principales:

—D0 ... D7: con estas líneas vamos a tener los datos.

—A0, A1 entradas de permisión.

—

—CS: activo por bajos.

—

–RD: activo por bajos. Línea de lectura.

—

–WR: activo por bajos. Línea de escritura.

–RESET: inicia el sistema.

–CLK: reloj para temporizar con el microprocesador.

19.4. 8216

Características principales :

–8 entradas de direcciones y datos (DI/O 0 ... DI/O 3) multiplexados.

–4 salidas de datos (DB 1 ... DB 3).

–Alimentación a +5 V.

–1 pin a tierra.

Lineas principales :

—

–CS : Activo por bajos y conectado a tierra para tener continuamente seleccionado el circuito.

—

–DIEN : Selecciona el sentido (del microprocesador a la memoria o viceversa).

19.5. 8205

Características principales :

–Decodificador de 3 entradas y 8 salidas.

–3 entradas (A0 ... A2) conectadas al microprocesador desde A11 hasta A13.

–3 entradas de permisión (E1, E2, E3), activas por bajos.

–Alimentación a +5 V.

–8 salidas (O0 ... O7).

19.6. 8755

Las características fundamentales son:

–2 K de memoria EPROM de 8 bits, 8 líneas de datos.

- 2 registros de 8 bits, conectados a 8 líneas exteriores (2 puertos de E/S).
- 8 líneas de direcciones y datos (AD0 ... AD7), multiplexadas.
- 3 líneas de direcciones (A8, A9, y A10) para acceder a los 2 K de memoria.

Líneas principales:

- ALE: mismo funcionamiento que el microprocesador.

—

- CS: activo por bajos (selección del integrado).

—

- IO/M: con 0 accede a memoria, con 1 accede a puertos de E/S.

—

- RD: lectura, activa por bajos.

- IOW: escritura en los puertos.

—

- IOR: lectura en los puertos.

—

- PROG/CE : al aire.

- Registro de dirección de datos A
- Registro de dirección de datos B

AD1 AD0

0 0 PA

0 1 PB

1 0 DDRA

1 1 DDRB

Podemos conectar los puertos para que estén en salida o en entrada.

Ejemplo :

Si conectamos un led y queremos que luzca, conectaríamos el puerto en salida. Si por el contrario queremos leer, conectamos el puerto en entrada. Por defecto está todo en modo de entrada.

Vamos a suponer que la EPROM ya está programada, por lo tanto la conectamos a tierra. Para conectar la EPROM al micro-procesador se conectan las líneas del mismo nombre, excepto la línea IOW de la EPROM que se conectaría con la WR del microprocesador, y la línea RESET con la RESET OUT del microprocesador.

El conjunto de ciclos de reloj que supone un acceso a memoria se llama ciclo máquina. El conjunto de ciclo máquina completa una instrucción se llama ciclo de instrucción.

19.7. TI0808. Conversor A/D

Está formado por un multiplexor de 8 entradas, 3 entradas de selección y una salida. Este llega al SAMPLE&HOLD (Muestreo y retención), el cuál fija el valor de la señal. La salida analógica del S&H llega al conversor A/D y convierte 8 señales analógicas en 8 señales digitales.

Multiplexor : son circuitos que sirven para llevar el dato que hay en una línea de entrada a una única línea de salida. La línea de entrada se selecciona mediante líneas de selección. En general, tenemos `n" entradas, una única salida y `m" líneas de selección, de manera que $2^m = n$. En nuestro caso tendremos 8 entradas, una única salida y 3 líneas de selección. Por tanto, el multiplexor consta de un conjunto de interrupciones analógicas cuyas salidas están conectadas a un mismo punto, y de un circuito de control capaz de seleccionar y activar el interruptor deseado a partir de un código digital.

S&H : estos circuitos se caracterizan porque durante el tiempo de muestreo la señal de salida coincide con la de entrada, mientras que durante el tiempo de retención la salida toma un valor constante, que coincide con el valor que tomó la entrada en el momento en que cambió de muestreo a retención. Fundamentalmente está formado por un condensador y un interruptor que puede ser una puerta de control, de tal forma que durante los intervalos de tiempo de muestreo la señal de salida coincide con la señal de entrada debido a que el interruptor conectado en serie está cerrado, al mismo tiempo que el condensador se va cargando al valor de la señal de entrada. Durante los intervalos de tiempo de retención el interruptor está abierto y la señal de salida es almacenada en el condensador, permaneciendo así fija en este valor hasta que de nuevo entremos en otro intervalo de muestreo.

En conclusión, el conversor A/D tiene una resolución de un cierto número de voltios (100 mV), es decir, que una variación de este número de voltios a la entrada es detectada como un cambio en una unidad del número binario que existe a la salida.

En este proceso existe un error de cuantización que generalmente es de ± 50 mV, es decir, $\pm \frac{1}{2}$ del bit menos significativo. Su construcción varía mucho ; los modelos más comunes son : conversor A/D controlado por contador, por aproximaciones sucesivas, en paralelo, en paralelo ampliado, por el método de pendiente única...

19.8. Frontal

Se van a distinguir los pulsadores y el display. Este último constará de contadores, BCD, temporizador y conversor.

19.8.1. Pulsadores (interrupciones).

Son los que permiten el inicio del programa al ser accionados, ya que llevan un interruptor interno. En total hay un pulsador.

19.8.2. BCD 7 SEGMENTOS

Se le llama también indicador numérico de siete segmentos. Cada uno de los siete segmentos está constituido por un diodo LED y una resistencia, ésta última se introduce para limitar el paso de corriente. Típicamente, todos los segmentos están unidos a una tensión de referencia positiva o nula, y para activar cada uno de los segmentos es necesario introducir una tensión al otro lado de dicho segmento.

20. PROGRAMACIÓN

MAPAS

- Mapas de memoria.

Circuito A15A14A13A12 A11A10A9A8 A7A6A5A4 A3A2A1A0 HEX

8755 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0000

EPROM 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 07FF

8155 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0800

RAM 0 0 0 0 1 0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 08FF

- Mapa de puertos.

Circuito A7A6A5A4 A3A2A1A0 NOMBRE DIRECCIÓN

8755 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 00 PA

0 0 0 0 0 0 0 1 01 PB

0 0 0 0 0 0 1 0 02 DDRA

0 0 0 0 0 0 1 1 03 DDRB

8155 0 0 1 0 0 0 0 0 20 PLB.PROG

0 0 1 0 0 0 0 1 21 PA 0 0 1 0 0 0 1 0 22 PB

0 0 1 0 0 0 1 1 23 PC

0 0 1 0 0 1 0 0 24 T.BAJO

0 0 1 0 0 1 0 1 25 T.ALTO

0808 0 1 0 0 0 0 0 0 40 Ao

0 1 0 0 0 0 0 1 41 A1

21. ANEJOS DE LA MEMORIA

21.1. ANEJO ECONÓMICO

Comenzaremos señalando que la función principal de este anejo económico será encontrar el valor que deben

tener los distintos componentes que forman parte de nuestro circuito, en especial circuitos integrados.

Como la mayoría de los circuitos electrónicos, necesitaremos tener gran exactitud para el correcto funcionamiento de nuestro dispositivo, es por esto, que seremos muy escrupulosos con los valores calculados. En algunos casos tendremos que aproximar el valor obtenido a valores comerciales, si bien, se demostrará, que sólo haremos estas aproximaciones cuando sean estrictamente necesarias e inevitables si no afectan al funcionamiento. Vamos a calcular en este apartado el precio unitario del programador atendiendo solo al material.

COSTE DE LOS COMPONENTES

Placa PCB Rack 1535 pts.

CIRCUITOS INTEGRADOS

8155 INTEL 1335 pts.

8755 INTEL 1143 pts.

8085 INTEL(microprocesador) 1062 pts.

ADC0808 TEXAS INSTRUMENTS 2205 pts.

DAC0809 TEXAS INSTRUMENTS 3055 pts.

BCD 7401 TEXAS INSTRUMENTS (BCD) 570 pts.

8216 INTEL 1232 pts.

8205 INTEL 916 pts.

8255 INTEL 1705 pts

7805 MOTOROLA 35 pts.

COMPONENTES

Cristal de cuarzo 2 MHz 1713 pts.

Cristal de cuarzo 640 kHz 1312 pts.

Diodo 1N4004 25 pts.

LED 35 pts.

Condensador electrolítico 12 pts.

Condensador cerámico 7 pts.

Transformador 220/9 2300 pts.

Resistencia 0.150 K 1% 18 pts.

Pulsador 100 pts.

COMPONENTES PARA EL ENCAPSULADO

Caja metálica homologada 2467 pts.

Agua oxigenada (110 volúmenes) 800 pts.

Agua fuerte 150 pts.

4 tornillos M3 5 mm 12 pts.

Silicona ELCOSIL 63 71 pts.

Aislante ELCORES 38 pts.

COMPONENTES EXTERNOS

Sensor de Caudal 3310 pts.

Sensor de Temperatura 1533 pts.

Tacómetro 9691 pts.

Frecuencímetro 3724 pts.

Voltímetro 803 pts.

Amperímetro 600 pts.

Sincronoscopio 11547 pts.

Electroválvula 239 pts.

Cosímetro 1835 pts.

Nº orden Concepto Unidades Precio parcial P. total (pts.)

1 8155 INTEL 1 1335 pts. 1335

2 8755 INTEL 1 1143 pts. 1143

3 8085 INTEL 1 1062 pts. 1062

4 ADC0808 3 2205 pts. 6615

5 DAC0809 1 3055 pts. 3055

6 BCD 7401 2 570 pts. 1140

7 8216 INTEL 2 1232 pts. 2464

8 8205 INTEL 1 916 pts. 916

9 8255 INTEL 1 1705 pts 1705

10 7805 1 35 pts. 35

11 Cristal 2 MHz 1 1713 pts. 1713

12 Cristal 640 kHz 4 1312 pts. 5248

13 Diodo 1N4004 4 25 pts. 100

14 LED 1 35 pts. 35

15 C. electrolítico 2 12 pts. 24

16 C. cerámico 3 7 pts. 21

17 Transformador 1 2300 pts. 2300

18 R 0.150 K 1% 1 18 pts. 18

19 Pulsador 1 100 pts. 100

20 Caja metálica 1 2467 pts. 2467

21 H₂O₂(110 vol) 1 800 pts. 800

22 Agua fuerte 1 150 pts. 150

23 Tornillos M3 4 12 pts. 48

24 ELCOSIL 63 1 71 pts. 71

25 ELCORES 1 38 pts. 38

26 Sensor Caudal 1 3310 pts. 3310

27 Sensor de T^a 3 1533 pts. 4599

28 Tacómetro 1 9691 pts. 9691

29 Frecuencímetro 2 3724 pts. 7448

30 Voltímetro 6 803 pts. 4818

31 Amperímetro 6 600 pts. 3600

32 Sincronoscopio 1 11547 pts. 11547

33 Electroválvula 1 239 pts. 239

21.2. ANEJO DE REVISIÓN Y CALIFICACIÓN

21.2.1. Anejo de revisión

El plazo de realización de este proyecto, según la petición del interesado, D. Gonzalo Dávila, ha sido inferior a un año, por tanto no es necesario hacer una revisión de precios para dicho proyecto.

21.2.2 Anejo de calificación

El proyecto podrá ser realizado por cualquier empresa de tipo electrónico, dedicada a la construcción de circuitos impresos.

Debido al fin de este proyecto, se aconseja como mínimo un técnico electrónico con conocimientos en informática, para realizar la programación de la memoria, dos técnicos para el montaje y soldadura y otros dos para el encapsulado final.

21.3. ANEJO DE SEGURIDAD E HIGIENE

- Mínimo ruido : El nivel de ruido del grupo durante el funcionamiento debe ser inferior a 65 dB a una distancia superior a 10 m., y de 1.5 m por encima del nivel del suelo.
- Siempre deben llevar fusibles las conexiones al ser conectadas a la red.
- Deberá existir material de repuesto en el almacén para cualquier necesidad de fallo de algún componente.
- Debemos tener preparadas protecciones auxiliares en caso de que el aparato esté expuesto a ambientes nocivos.
- El circuito integrado estará protegido contra sobreintensidades para evitar su destrucción, por ejemplo mediante fusibles calibrados.
- Tendremos que poner a tierra las zonas que den al exterior, como la carcasa del circuito integrado.

21.4. ANEJO DE NORMATIVA

La instalación se ajustará a lo especificado en los Reglamentos Electrónicos vigentes en el momento de su realización, a las Normas contenidas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

UNE 20-004-H2 Símbolos y esquemas en electrotecnia. Naturaleza de la corriente, sistemas de distribución, modos de conexión y elementos de los circuitos.

UNE 21-326-76 Esquemas, diagramas y cuadros usados en electrotecnia.

UNE 20-314-74 Aparatos eléctricos para baja tensión. Reglas de seguridad. Protección contra los choques eléctricos.

UNE 20-315-79 Bases de toma de corriente y clavijas para usos domésticos y análogos.

UNE 20-347-74 Pequeños interruptores automáticos para usos domésticos y análogos.

21.5. BIBLIOGRAFÍA

–ELECTRÓNICA INTEGRADA

• MILLMAN Y C. HALKIAS.

Edición Hispano Europea

–GUÍA DEL PROGRAMADOR ENSAMBLADOR

Peter Norton, John Socha

–PRINCIPIOS DE ELECTRÓNICA

MALVINO, 5ª EDICIÓN

–INFORMACIÓN DEL FABRICANTE

TEXAS INSTRUMENT, INTEL

–RS 1998

AMIDATA S.A. LISTA DE PRECIOS

–REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO PARA BAJA TENSIÓN

–APUNTES DE 3º DE ELECTRÓNICA. Asignaturas : SISTEMAS DIGITALES, ELECTRÓNICA ANALÓGICA, MÁQUINAS ELÉCTRICAS, INFORMÁTICA INDUSTRIAL.

–SISTEMAS DE COGENERACIÓN

JOSÉ ANTONIO GUILLÉN MARCO.

EDITA ENAGAS

22.- PRESCRIPCIONES GENERALES.

21.1. Introducción.

El presente pliego de condiciones corresponde al proyecto de control de un grupo para cogeneración, cuyos autores son: Manuel Garrido Gómez, César Gómez Márquez y Rubén González Matas.

La instalación de este dispositivo se ejecutará con sujeción al presente pliego de condiciones y demás documentos del proyecto.

La dirección y control del proyecto será ejercida por los facultativos de la unidad técnica de Béjar, dependiendo de la Dirección Técnica correspondiente. Se denomina dirección facultativa de este proyecto al ingeniero director de la misma.

22.2. PLIEGO DE CONDICIONES ECONÓMICAS

Para la realización de este proyecto no se ha llegado a ningún acuerdo con el Departamento de Proyectos, ya que no se ha acordado la construcción física del proyecto en cuestión.

El plazo de garantía será de un año a partir de la recepción definitiva. La empresa encargada de la ejecución del proyecto se comprometerá a realizar por cuenta propia todas las reparaciones debidas a la mala ejecución o deficiencias en la calidad de los materiales, sujetándose en todo a las condiciones de concesión.

Terminada la instalación se efectuarán todas las pruebas que sean necesarias donde se comprobará el funcionamiento, solidez y fiabilidad de los distintos elementos antes de su puesta en servicio. En el plazo de 15 días hábiles después de terminada la instalación, realizadas las pruebas oportunas se levantará acta haciendo constar que el material y la instalación están de acuerdo con las condiciones del proyecto o las discrepancias del presente.

22.3. PLIEGO DE CONDICIONES ESPECÍFICAS

En este apartado se ha incluido toda la información necesaria para la ejecución del proyecto.

22.3.1. Condiciones de los materiales

En primer lugar debe realizarse un pedido que nos provea de todos los materiales y componentes necesarios para la realización del proyecto.

Todos los materiales serán de la mejor calidad con las condiciones que previenen los documentos que se integran en este proyecto.

Antes de su empleo será reconocido por el Ingeniero Director o persona a quien se le delegue, y sin cuya aprobación no podrá procederse a su uso.

Los que por mala calidad, falta de dimensiones y otras carencias no se estimen admisibles por aquel, se retirarán. A este respecto ha de prestarse especial atención a los posibles contactos con los pines; ya que la electricidad estática acumulada en la persona puede llegar a dañar el circuito. Por esto se aconseja que su posible manipulación se realice con pinzas especiales para el integrado.

22.3.2. Condiciones particulares

22.3.2.1. Realización del circuito controlador

El circuito controlador se efectuará de acuerdo con las condiciones: realización de la placa, conexión interior e instalación de la caja protectora.

22.3.2.2. Placa del circuito controlador

La realización de la placa se hará de forma industrial, estas serán de tipo fotosensible positiva.

El corte de las placas será mecanizado por medio de una guillotina. Las placas serán sumergidas en un baño de agua oxigenada y agua fuerte (relación 1:2). El taladro de la placa se realizará a través de una plantilla metálica y una taladradora. Los componentes serán colocados manualmente. Las soldaduras se realizarán a través de una ola de estaño.

22.3.2.3. Conexión interior

Los displays y la botonera están situados en el frontal de la caja e irán soldadas manualmente con el circuito controlador. Con este método evitamos la utilización de cableado con su correspondiente beneficio económico y obtenemos un alto grado de protección contra ruidos e interferencias.

22.3.2.4. Instalación en el chasis y caja protectora

La colocación del circuito impreso en el chasis se realizará de forma manual intercalando entre el chasis y el circuito unos separadores con tornillos M3 5mm.

22.4. COSTES DEL MONTAJE

Nº orden Concepto Unidades Pts./hora P. total (pts.)

1 Oficial 1ª 8 horas 718 5.744.- 2 Oficial 2ª 16 horas 664 10.624.- 3 Oficial 2ª 16 horas 664 10.624.-

4 Oficial 3ª 4 horas 610 2.440.-

5 Oficial 3ª 4 horas 610 2.440.-

TOTAL 31.872.-

EL COSTE DEL MONTAJE ES DE TREINTA Y UNA MIL OCHOCIENTAS SETENTA Y DOS PESETAS.

22.5. PRESUPUESTO GENERAL

Precio total de los materiales del circuito : 79.690.- pts.

Precio total del montaje : 31.872.- pts.

TOTAL : 111.562.- pts.

IMPUESTOS

16% IVA 17.850.- pts.

6% Beneficios industriales en obra privada 6.694.- pts.

TOTAL : 24.544.- pts.

PRECIO TOTAL : 136.106.- pts.

ASCIENDE EL PRESENTE PRESUPUESTO A LA CANTIDAD DE CIENTO TREINTA Y SEIS MIL CIENTO SEIS PESETAS.

Béjar, Mayo de 1998

Fdo : Manuel Garrido Gómez Fdo : César Gómez Márquez

Fdo : Rubén González Matas

1/211