

UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS
SUPERIORES ARAGÓN

TESIS:

Central eléctrica de ciclo combinado con
recalentamiento solar

Para obtener el título de:

Ingeniero Mecánico Electricista,

Área: Ingeniería Mecánica

Presenta:

Edgar Bolaños Aquino

Asesor: Ing. Federique Jáuregui Renaud

2010.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central

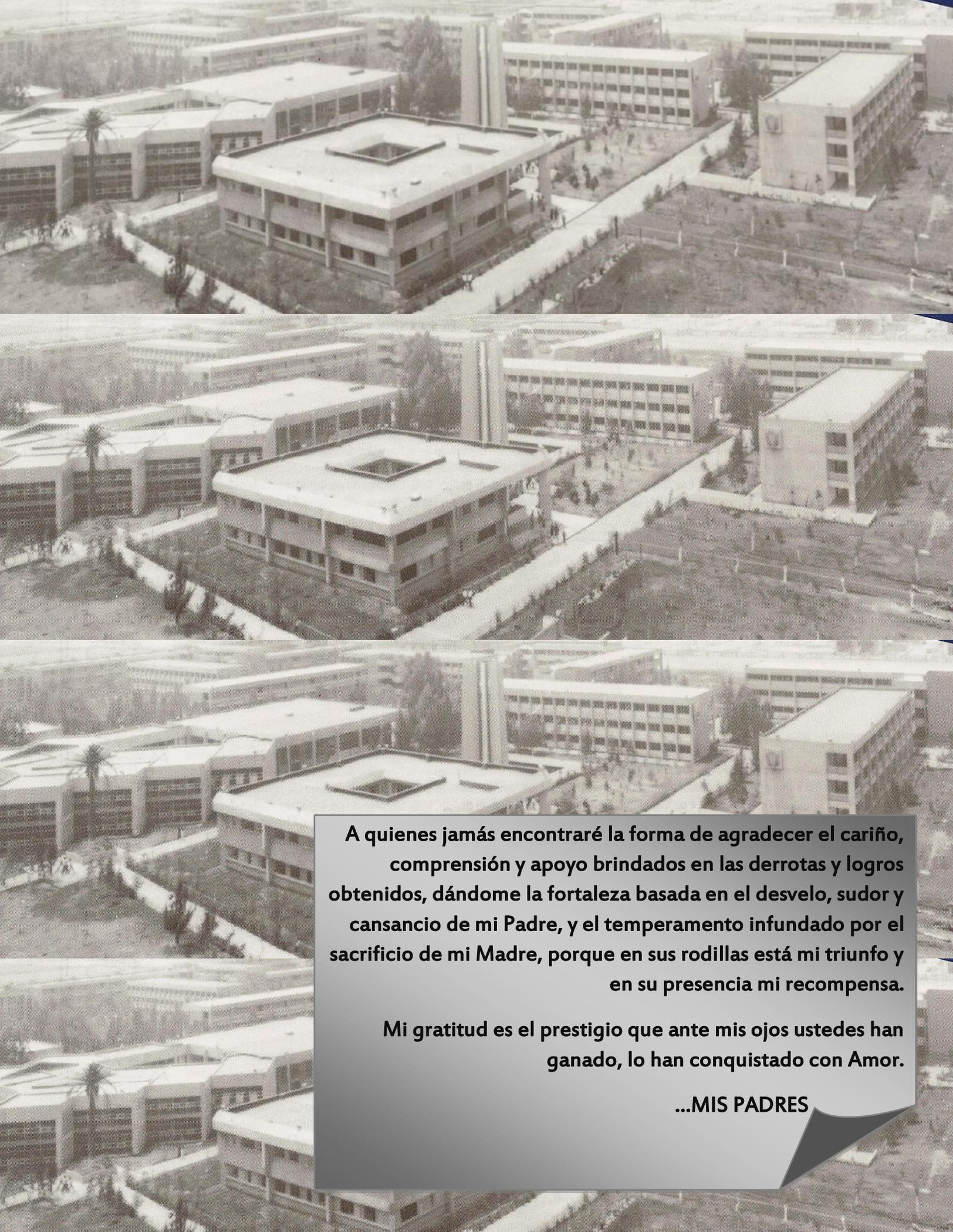


UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



A quienes jamás encontraré la forma de agradecer el cariño, comprensión y apoyo brindados en las derrotas y logros obtenidos, dándome la fortaleza basada en el desvelo, sudor y cansancio de mi Padre, y el temperamento infundado por el sacrificio de mi Madre, porque en sus rodillas está mi triunfo y en su presencia mi recompensa.

Mi gratitud es el prestigio que ante mis ojos ustedes han ganado, lo han conquistado con Amor.

...MIS PADRES

INDICE

Introducción	1
--------------	---

CAPÍTULO 1. SISTEMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

1.1	Generación de energía	1
1.2	Clasificación de las plantas eléctricas	1
1.3	Sistemas de generación eléctrica en México	3
1.3.1	Generación termoeléctrica	5
1.3.1.2	Descripción del proceso de las centrales termoeléctricas tipo vapor	6
1.3.2	Ciclo combinado	7
1.3.1.1	Descripción del proceso de las centrales de ciclo combinado	7
1.3.2	Geotérmica	9
1.3.3	Generación hidroeléctrica	10
1.3.4	Generación nucleoelectrica (Laguna Verde, la única central nuclear del país)	11
1.3.4.1	Reactores de agua ligera	13
1.3.4.2	Reactores de agua pesada	14
1.3.5	Generación eoloelectrica	15
1.3.5.1	Descripción del proceso de las centrales eólicas	15
1.3.5.2	Central eólica de la Venta, Oaxaca	16
1.3.5.3	Central eólica de Guerrero Negro, Baja California Sur	16
1.4	El Sol	16
1.4.1	Energía solar	18
1.4.1.1	Antecedentes	24
1.4.2	Energía solar térmica	25
1.4.2.1	Captadores solares	25
1.4.2.1.1	Energía solar térmica de mediana temperatura	31
1.4.2.1.2	Energía solar térmica de alta temperatura	31

CAPÍTULO 2. CENTRALES ELÉCTRICAS DE CICLO COMBINADO

2.1	Visión global	37
2.1.1	Descripción funcional de un ciclo combinado	39
2.1.2	Características de las turbinas de gas	41
2.1.3	Caldera recuperadora de calor	42
2.1.4	Características de las turbinas de vapor	43
2.1.5	Generador	43
2.2	Turbina de gas	44
2.2.1	La turbina de gas y el Ciclo Brayton	44
2.2.2	Elementos de la turbina de gas	48
2.3	Turbina de vapor	51
2.3.1	El Ciclo de Rankine	51
2.3.2	Partes fundamentales de una turbina de vapor	58
2.3.3	La turbina de vapor desde el punto de vista constructivo	61
2.3.4	Descripción funcional de la turbina de vapor	62
2.3.5	Eficiencia en la turbina de vapor	63
2.4	Calderas de recuperación	64
2.4.1	Tipos de calderas	64
2.4.2	Descripción funcional de la caldera de recuperación	65
2.5	Ciclo agua-vapor	70
2.6	Generador	73
2.6.1	Tipos de generadores eléctricos	74
2.6.1.1	Refrigeración por aire	75
2.6.1.2	Refrigeración por hidrógeno	75
2.6.1.3	Refrigeración agua/hidrógeno	76
2.6.2	Descripción funcional de un generador	76
2.7	Sistemas eléctricos	78
2.7.1	Sistemas eléctricos de potencia	78
2.7.2	Sistemas eléctricos de control	78
2.8	Sistemas de refrigeración principal	79
2.8.1	Refrigeración por captación directa	79
2.8.2	Refrigeración por circuitos semiabiertos (torres de refrigeración)	81
2.8.3	Refrigeración con aerocondensadores	86
2.9	Estación de gas (ERM)	87
2.10.	Planta de tratamiento de agua	90
2.10.1	Desalación	91
2.10.1.1	Ósmosis inversa	92
2.10.1.2	Electrodialisis	94
2.10.2	Afino	94

CAPÍTULO 3.0 CENTRAL ELÉCTRICA DE CICLO COMBINADO CON CAMPO SOLAR.

3.1	Colectores de concentración solar	101
3.1.1	Concentradores de canal parabólico	101
3.1.2	Armazón se estructura metálica	102
3.1.3	Tubos receptores	102
3.1.4	Sistema de seguimiento solar	103
3.1.5	Sistema de fluido de transferencia de calor (HTF)	103
3.1.5.1	El sistema de HTF deberá estar completo e incluirá, sin ser limitativo	104
3.2	Tuberías y aislamiento	105
3.3	Alcance del suministro	106
3.4	Pruebas en fábrica	108
3.5	sistemas de control y supervisión	108
3.6	Criterios de diseño de instrumentación y control	109
3.6.1	Interfaz de operación	112
3.7	Control y monitoreo de los turbogeneradores	113
3.7.1	Turbogeneradores de gas	113
3.7.2	Turbogeneradores de vapor	114
3.8	Supervisión de los turbogeneradores	114
3.8.1	Control y monitoreo de agua-vapor	114
3.8.2	Control maestro	115
3.9	Instrumentación de campo	115
3.9.1	Válvulas de control	115
3.9.2	Requerimientos del sistema de control y supervisión	116
3.10.	Características de los instrumentos de campo	118
3.10.1	Transmisores e interruptores	118
3.10.1.1	Transmisores	118
3.10.1.2	Elementos de temperatura	119
3.10.1.3	Transmisores de variables eléctricas	119
3.10.2	Interruptores	119
3.10.2.1	Transmisor/interruptor ultrasónico	119
3.10.2.2	Transmisor/interruptor nivel por burbujeo	120
3.10.2.3	Transmisor de desplazamiento para nivel	120
3.10.2.4	Indicadores locales y accesorios misceláneos	120
3.10.2.5	Controladores locales de presión, temperatura y nivel	121

3.10.2.6	Indicadores de presión (manómetros)	121
3.10.2.7	Indicadores de presión diferencial	122
3.10.2.8	Indicadores de temperatura (termómetros)	122
3.10.2.9	Termopozos de prueba	122
3.10.2.10	Columnas de nivel	123
3.10.2.11	Mirillas de flujo	123
3.10.2.12	Rotámetros (reguladores-indicadores de flujo)	123
3.10.2.13	Válvulas solenoide	124
3.11	Válvulas de control, requisitos de diseño	124
3.11.1	Niveles de ruido	124
3.11.2	Cuerpo de la válvula	124
3.11.3	Bonete de la válvula	125
3.11.4	Partes internas	126
3.12	Actuadores	127
3.12.1	Posicionador	127
3.12.1.1	Accesorios	128
3.12.1.2	Dimensionamiento de la válvula	128
3.12.1.3	Materiales	129
3.12.1.4	Pruebas en fábrica	130
3.12.1.5	Válvulas de seguridad y alivio, características generales	131
3.12.1.5.1	Dimensiones	131
3.12.1.5.2	Construcción	131
3.12.1.5.3	Extremos soldable	132
3.12.1.5.4	Extremos bribados	132
3.12.1.5.5	Partes sujetas a presión	132
3.12.1.5.6	Materiales, general	132
3.12.1.5.7	Aceros inoxidables austeníticos	133
3.12.1.5.8	adhesión de materiales	133
3.12.1.5.9	Materiales para endurecimiento de superficie	133
3.12.1.5.10	Materiales para recubrimientos	133
3.12.1.5.11	Materiales para cuerpo y bonete	133
3.12.1.5.12	Tratamiento térmico	134
3.12.2	Pruebas en fábrica para las válvulas de seguridad y alivio	134
3.12.2.1	Pruebas hidrostáticas y de funcionamiento	135
3.13	Equipo de limpieza de los colectores	138
3.14	Estación solarimétrica	139
3.15	Manual de operación y de mantenimiento	140
3.16	Factor de disponibilidad equivalente anual (FDEA) y factor de disponibilidad equivalente anual del campo solar (FDEACS)	142

CAPÍTULO 4. DATOS E INFORMACIÓN TÉCNICA DE LA CENTRAL DE CICLO COMBINADO CON CAMPO SOLAR.

4.1	Análisis de gas natural y condiciones de entrega	145
4.2	Pruebas y equipos de prueba para la puesta en servicio	147
4.2.1	Equipo o sistemas eléctricos	148
4.2.2	Equipo o sistemas de instrumentación y control	158
4.2.3	Equipo o sistema mecánico	173
4.2.4	Equipo o sistemas químicos	178
	Conclusiones	185
	Anexos: Normas y códigos aplicables	186
	Bibliografía	201

INTRODUCCIÓN

El diseño de las plantas eléctricas en México, ha pasado por etapas, que comprenden los siguientes aspectos:

Se inicio con plantas pequeñas de hasta 33,000KW (entre 1948 y 1960 se construyeron algunas, diseñadas por firmas mexicanas). Posteriormente, desde el año de 1958 hasta 1964, se practicó la construcción de plantas mediante el sistema “llave en mano” (turn key) o “plantas paquete” que consiste en comprar a un fabricante (en nuestro caso extranjero) la planta completa, a sabiendas de que él se encargará de adquirir los equipos necesarios y de subcontratar con otras compañías el diseño y construcción; así se construyeron unidades hasta de 150,000 KW.

Después, en 1965 (y hasta 1970) CFE empezó a contratar compañías de ingeniería extranjeras para que las diseñaran las plantas adquirió los equipos de diferentes fabricantes mediante concursos y contrató la construcción y montaje de las plantas con compañías nacionales, construyéndose plantas hasta de 158,000KW.

A partir de 1971 y hasta 1976, CFE volvió a utilizar firmas de ingeniería mexicanas para el diseño de plantas, excepto una que fue diseñada con personal propio; durante este período para la construcción y montaje, CFE utilizó indistintamente contratistas y recursos propios. Sin embargo, se continuó adquiriendo equipos de diferentes fabricantes mediante concursos: En esta forma se construyeron plantas con capacidad hasta de 300,000KW, las más grandes en la actualidad.

El diseño está formado por planos y especificaciones que se complementan entre sí:

- Los planos definen las dimensiones, localización, forma, detalles y relaciones de materiales, equipos estructuras y sistemas.
- Las especificaciones definen los materiales, equipos, estructuras y sistemas, en su comportamiento, alcance, garantías, métodos y programas de fabricación, puntos terminales, manejo, transporte, pruebas, almacenamiento y otras formas de tratamiento. Es muy conveniente que se diferencien en forma clara las funciones de las especificaciones y planos.

Cuando se ha definido ya la capacidad requerida por la demanda y se ha determinado el sitio por los factores que intervienen en su selección, se inicia el diseño conceptual del turbogenerador (o turbogeneradores). Los siguientes pasos son: ingeniería de

detalle, construcción y montaje, puesta en servicio y operación y mantenimiento. Así se completa el ciclo de producción.

- El diseño incluye la selección, optimización y coordinación de ajuste entre todos los materiales, equipos, estructuras y sistemas para proporcionar la capacidad de diseño de la planta con el mínimo costo y programa, alta calidad, operabilidad, disponibilidad y productividad, de acuerdo con el estado del arte.
- Los criterios de diseño comprenden la descripción funcional de los equipos, estructuras y sistemas, incluyendo los límites de los parámetros básicos de diseño. Algunos de estos criterios pueden darse en forma de arreglos o diagramas y dimensionarlos.
- Diseño conceptual de la descripción del alcance, forma y bases del diseño de planta en general; intemperie o cubierta, grado de unitización, combustibles, enlaces de la subestación, agua de enfriamiento, accesos, condiciones del sitio, orientación y arreglo general, principalmente.
- Ingeniería básica se integra por diseño conceptual, criterios de diseño, arreglos generales, diagramas de flujo, diagramas unifilares, diagramas lógicos principales, especificaciones de generadores (vapor y gas) y optimización del sistema de agua de circulación, principalmente.
- La ingeniería de detalle su función es de adquirir equipos, materiales y estructuras, así como producir planos y especificaciones para la construcción y montaje.
- La puesta en servicio de una planta nueva comprende los trabajos de planeación, pruebas, ajustes y operación de todos los equipos, estructuras y sistemas, desde la etapa final de construcción hasta la operación. Su objetivo es ponerla en servicio con un alto grado de confiabilidad, mediante un programa que proporcione seguridad y economía.

Es importante que el departamento de ingeniería funcione correctamente para garantizar la calidad del diseño. Cuando la compañía eléctrica cuenta con un buen departamento de ingeniería, realiza con mucha ventaja, la ingeniería básica. En general, las funciones de los departamentos son:

1. Departamento de ingeniería:
 - Dirección técnica del proyecto completo.

- Supervisión técnica de la producción del personal del proyecto. Los especialistas en ingeniería efectúan supervisiones diarias para asegurarse de que el diseño producido cumple con los criterios establecidos.
- Control de calidad, ingeniería y diseño de todos los planos, cálculos de diseño, especificaciones y reportes técnicos, evaluación de ofertas y otros documentos técnicos que deberán ser firmados de aprobación por la jefatura de ingeniería. Cada jefe de especialistas determinará por escritos los trabajos que revisará antes de aprobar, así mismo indicará si otro especialista revisará y firmará adicionalmente.
- Elaboración de un documento con los criterios técnicos básicos para el proyecto y diseño de la planta, que deben cubrir los siguientes puntos:
 - ⊗ Civil / estructural.
 - ⊗ Eléctrico.
 - ⊗ Mecánico.
 - ⊗ Químico.
 - ⊗ Instrumentación y control.
 - ⊗ Lista y clasificación de equipo de la planta.
- ❖ Preparación de diagramas preliminares como los siguientes:
 - ⊗ Planos de conjunto y diagramas de arreglos.
 - ⊗ Diagramas de flujo de sistemas.
 - ⊗ Balances térmicos.
 - ⊗ Diagrama unifilar principal y de auxiliares.
 - ⊗ Diagramas lógicos de la planta y diagrama de fases eléctricas.
 - ⊗ Programa de instrumentación y tableros de control principal.
- ❖ Desarrollo de ciertos trabajos especializados por ejemplo:
 - ⊗ Análisis de esfuerzos de tuberías.
 - ⊗ Análisis dinámico de turbogenerador o verificación del diseño si éste incluye en el alcance del suministro del fabricante de la turbina.

- ⊕ Definición de los lineamientos de especificaciones tipo para los equipos principales y la construcción donde sea requerido.
- ⊕ Preparación de programas del diseño completo, adquisiciones de equipo y construcción.
- ⊕ Dimensionando, en forma de criterios, de los equipos principales.
- ⊕ Asistencia en la evaluación de ofertas de los principales equipos.
- ⊕ Coordinación con la residencia durante el diseño y la programación de construcción, revisión del diseño para la factibilidad de construcción, almacén de construcción arreglos, requerimientos de acceso, etc.
- ⊕ Supervisión de construcción en el sitio
- ⊕ Entrenamiento de personal para proyectos futuros.

2. Jefatura o gerencia de proyecto.

- Elaboración de todos los planos de diseño para la construcción y estudios necesarios.
- Preparación de las especificaciones detalladas de equipo y construcción.
- Realización de estudios, evaluaciones y cálculos de diseño.
- Evaluación de ofertas, reportes y recomendaciones.
- Revisión y aprobación de los planos de vendedores, archivo de planos de fabricantes y control de adquisiciones de equipos y materiales.
- Archivo del proyecto de acuerdo con los procedimientos establecidos.
- Elaboración de toda la información requerida para la preparación de programas y reportes.
- Supervisión administrativa del diseño e ingeniería de planta.
- Satisfacción de todas las necesidades secretariales y de oficina para el proyecto.
- Inspección y contabilidad de la ingeniería de construcción en el sitio.

Selección del tamaño de unidades:

- ❖ Para fijar el tamaño de las unidades, se consideran los siguientes factores:
 - Tamaño de los sistemas eléctrico.
 - Crecimiento de los sistemas.
 - Interconexión de los sistemas.

- Inversión menor para unidades mayores.
- Costo de operación y mantenimiento menores para unidades mayores.
- Confiabilidad de las unidades.
- Probabilidad de pérdida total de carga.
- Forma de variación de la carga pico o máxima.
- Curva de duración.
- Normalización de capacidades.
- Factor de carga.
- Factor de capacidad.
- Factor de utilización.
- Capacidades preferidas por los fabricantes de turbogeneradores.

La selección del tamaño involucra un compromiso entre varios de los factores mencionados; sin embargo, se sabe que económicamente la mejor solución es instalar unidades del 5 al 10% de la capacidad de los sistemas: en uno de 2,000 MW se deben instalar unidades de 150 MW, que quedan comprendidas en el porcentaje mencionado. Estas unidades se instalarán en el sistema de acuerdo a como se vaya requiriendo, hasta que su capacidad represente el 5% del total, es decir, hasta que el sistema sea 3,000 MW que quedan comprendidas entre el 5 y 10+ recomendado (estas unidades se instalarán hasta que el sistema haya crecido a 6,000 MW y represente el 5%). En adelante se instalarían sucesivamente unidades de 600 MW procediendo en la forma descrita.

Selección de sitio

- ❖ Para la selección de sitio, generalmente se consideran los siguientes factores:
 - Superficie adecuada para el presente y para expansiones futuras. En términos generales puede decirse que una planta de 1,000 MW de combustóleo y/o gas requiere una superficie de 50 hectáreas, que incluye espacios para la propia planta, edificios de servicio, almacenamiento de combustible, subestación, vías, espacios disponibles durante las ampliaciones de la planta para almacenamiento de equipos y materiales, edificios de construcción, facilidades de estacionamiento, etc.
 - Suministro de agua asegurada para el presente y futuro.
 - Nivel. La planta deberá estar localizada sobre el nivel de inundaciones o protegida contra éstas.



- **Orientación.** Para seleccionar la mejor orientación, se tomará en cuenta los siguientes aspectos:
 - ⊗ Acceso de carreteras y ferrocarriles.
 - ⊗ Salidas de líneas de transmisión.
 - ⊗ Vientos dominantes y contaminación atmosférica.
 - ⊗ Incidencia de fenómenos meteorológicos (ciclones, nortes, etc.)
 - ⊗ Elevación de temperaturas, contaminación del agua.
 - ⊗ Drenaje y topografía del sitio.
 - ⊗ Localización de bancos de préstamos.

- **Subsuelo.** Deberán analizarse las implicaciones que tiene el tipo de subsuelo y zona sísmica para propósito de cimentación y comportamiento de estructuras.

- **Transporte de energía.** Se debe analizar el transporte de energía desde o hacia los centros de producción o consumo, para encontrar la mejor alternativa de transporte de combustible o electricidad, tomando en cuenta inversiones, pérdidas y problemas de derecho de vía.

- **Cambio de combustible.** Este punto deberá tomarse en cuenta durante la vida útil de la planta.

- **Otros factores que tienen influencia en la elección del sitio:** costo de la propiedad incluyendo derecho de vía de líneas de transmisión, relaciones públicas futuras, impacto socio-económico, facilidades de transportación, proximidad a aeropuertos etc.

La selección final del sitio, generalmente involucra un compromiso entre varios factores señalados.

1.0 SISTEMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.

1.1 GENERACIÓN DE ENERGÍA.

La generación eléctrica, consiste en transformar alguna clase de energía no eléctrica, sea ésta química, mecánica, térmica o luminosa, entre otras, en energía eléctrica. Para la generación industrial se recurre a instalaciones denominadas centrales eléctricas, que ejecutan alguna de las transformaciones citadas. Éstas constituyen el primer escalón del sistema de suministro eléctrico. Se llama planta de generación a toda estación que transforma una energía primaria dada en otra forma de energía utilizable, eléctrica en nuestro caso, cualquiera que sea la fuente de energía primaria utilizada, la clase de equipo de transformación de energía, llamado comúnmente de generación, las características de corrientes y voltaje obtenidas en los circuitos de utilización, las distancias de transmisión de energía y el área que cubre el suministro.

El nombre de centrales eléctricas es más restrictivo, limitándose a las plantas de generación destinadas a abastecer un área más o menos extensa por medio de múltiples líneas de transmisión y estaciones de distribución, aunque la potencia generada sea relativamente pequeña.

1.2 CLASIFICACIÓN DE LAS PLANTAS ELÉCTRICAS.

En el estado actual de avance de la técnica en cuanto a la forma de producción de energía eléctrica y campo de utilización de la misma, las plantas de generación eléctrica se clasifican:

- a) Según la función que desempeñan dentro del sistema eléctrico al cual pertenecen.

De conformidad con la función que desempeñan en el sistema electrificación una planta puede considerarse de servicio general, de base o primaria, secundaria y auxiliar.

- ⊕ La planta general es de capacidad y características de generación tales que permiten cubrir todas las demandas de carga que reciben, máximas y mínimas, diarias y estacionales, sin requerir suministros adicionales.
- ⊕ Planta primaria, llamada también de base, es la que puede suministrar una carga constante y continua, o básica, durante el año, siendo las variaciones de

carga situadas por encima del nivel de generación de esta planta cubierta por otros suministros eléctricos.

- ⊕ La planta secundaria o de picos, es una de generación esencialmente variable y está destinada a cubrir los picos de carga de la curva de consumo.
- ⊕ La planta auxiliar, es como su nombre lo indica, está destinada a prestar cierto servicio limitados, tales como energía para el equipo de construcción de una planta principal, el de alumbrado de ésta durante su explotación, el de suministro de corriente continua o directa para la excitación de los alternadores, carga de baterías, válvulas, grúas, bombas para trasiego de aceite, achicamiento de cárcamos y tuberías, etc.

b) Según la clase de corriente que generan.

Una planta puede ser de corriente directa (c.d.), de corriente alterna (c.a.) o de conversión.

c) Según la clase de energía primaria que transforman.

La función primordial de una planta eléctrica consiste en transformar a través de sus máquinas generadoras, una energía primaria en energía eléctrica, según sea la energía primaria, las plantas se clasifican en termoeléctricas, hidroeléctricas y de motor de combustión interna.

- ⊕ Las plantas termoeléctricas o más comúnmente llamadas plantas térmicas, son aquellas en que el grupo turbina-generator o turbogenerador recibe la energía primaria en forma de vapor de agua a alta presión y temperatura, para convertirla en energía mecánica de rotación en la turbina y en carga eléctrica a través de la acción conjunta de los campos eléctrico y magnético del generador. El vapor puede obtenerse por calentamiento de agua debido a la combustión de carbón mineral, gas natural o de altos hornos, petróleo crudo y derivado de éste, o de residuos naturales. Según el fluido de acción en las turbinas y la disposición del equipo de generación, estas plantas se clasifican a su vez en plantas de vapor y plantas de gas.

Actualmente es de uso frecuente hablar de plantas atómicas o nucleares, refiriéndose a las plantas que aprovechan el vapor para cuya generación se ha utilizado las altas temperaturas de los reactores nucleares, pero cuyo equipo de generación eléctrica con sus auxiliares de control, protección y transformación no difiere del de cualquiera otra planta eléctrica.

- ⊕ Las plantas hidroeléctricas son aquellas que se utilizan para la generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de la energía potencial del agua embalsada en una presa situada a más alto nivel que la central. El agua se lleva por una tubería de descarga a la sala de máquinas de la central, donde mediante enormes turbinas hidráulicas se produce la electricidad en alternadores. Las dos características principales de una central hidroeléctrica, desde el punto de vista de su capacidad de generación de electricidad son:
 - La potencia, que es función del desnivel existente entre el nivel medio del embalse y el nivel medio de las aguas debajo de la central, y del caudal máximo turbinable, además de las características de la turbina y del generador.
 - La energía garantizada en un lapso determinado, generalmente un año, que está en función del volumen útil del embalse, de la pluviometría anual y de la potencia instalada.

- ⊕ El tipo de plantas de motor de combustión interna comprende las accionadas por motor Diesel y las acopladas a motores de gasolina, de gas pobre o de mezclas adecuadas. Sólo las plantas de Diesel, de capacidad siempre limitada y costo elevado.

1.3 SISTEMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN MÉXICO.

La generación de energía eléctrica en la Comisión Federal de Electricidad se realiza en centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, eólicas y nucleares.

Al cierre del mes de septiembre de 2007, la CFE contó una capacidad efectiva instalada para generar energía eléctrica de 49,860.69 MW, de los cuales: 11,456.90 MW son de productores independientes (termoeléctricas); 11,044.98 MW son de hidroeléctricas; 22,348.96 MW corresponden a las termoeléctricas de CFE; 2,600.00 a carboeléctricas; 959.50 MW a geotermoeléctricas; 1,364.88 MW a la nucleoelectrica, y 85.48 MW a la eoloeléctrica, véase la figura 1.1 y 1.2.

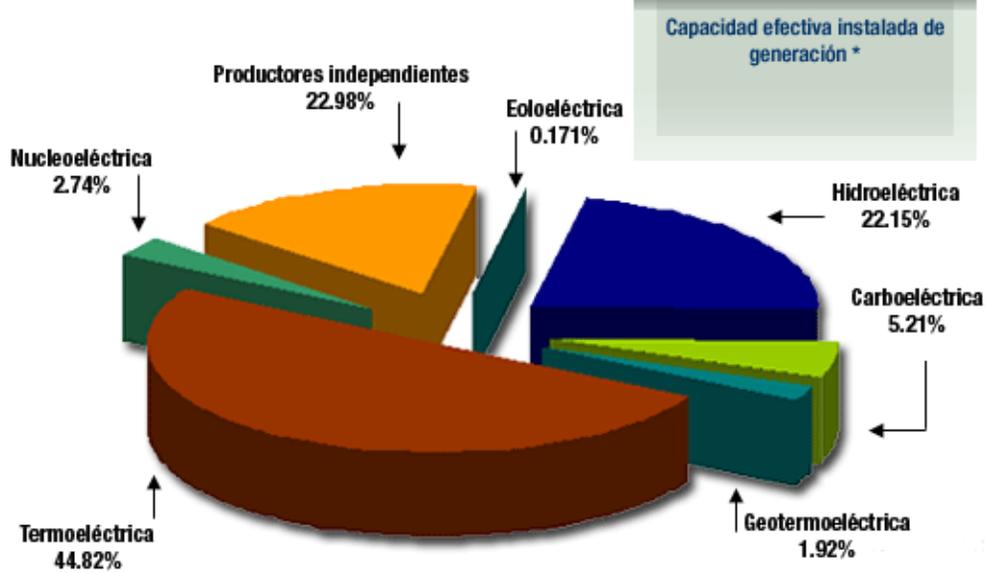


Figura 1.1. Gráfica de la capacidad efectiva instalada de generación en México.

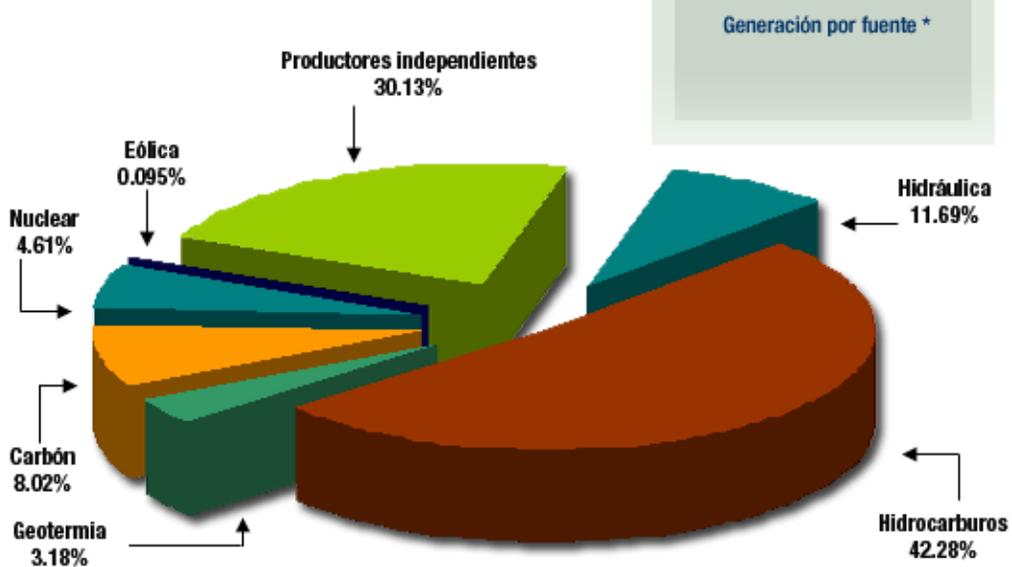


Figura 1.2. Gráfica de generación eléctrica por fuente en México.

Fuente: www.cfe.gob.mx

1.3.1 GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA.

En el proceso termoelectrico existe una clasificación de dos tipos de generación, según la tecnología utilizada para hacer girar los generadores eléctricos, denominándoseles como sigue:

- ⊕ Vapor: Con vapor de agua se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador eléctrico.
- ⊕ Turbogás: Con los gases de combustión se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador eléctrico.
- ⊕ Combustión interna: Con un motor de combustión interna se produce el movimiento del generador eléctrico.
- ⊕ Ciclo combinado: Combinación de las tecnologías de turbogás y vapor. Consta de una o más turbogás y una de vapor, cada turbina acoplada a su respectivo generador eléctrico.

Otra clasificación de las centrales termoelectricas corresponde al combustible primario para la producción de vapor, según:

- ⊕ Vapor (combustóleo, gas natural y diesel)
- ⊕ Carboeléctrica (carbón):
 - Dual (combustóleo y carbón)
 - Geotermoelectrica (vapor extraído del subsuelo)
 - Nucleoelectrica (uranio enriquecido)

Para el cierre de septiembre de 2007 (tabla 1.1), la capacidad efectiva instalada y la de generación de cada una de estos tipos de generación termoelectrica, es la siguiente:

Tipo	Capacidad en MW	Generación GW/h
Vapor	12,716.10	38,845
Dual	2,100.00	10,709
Carboeléctrica	2,600.00	13,863
Ciclo Combinado (CFE)	5,205.34	21,673
Ciclo Combinado (*productores independientes de energía)	11,456.90	52.103
Geotermoeléctrica	959.50	5,502
Turbogás	2,103.33	1,049
Combustión interna	224.19	841
Nucleoeléctrica	1,364.88	7,981
Total	38,730.24	152,566

* Centrales de ciclo combinado: Mérida III, Río Bravo II (Anáhuac), Hermosillo, Saltillo, Bajío (El Sauz), Tuxpan II, Monterrey III, Altamira, Tuxpan III y IV, Campeche, Mexicali, Chihuahua III, Naco-Nogales, Altamira III y IV, Río Bravo III, La Laguna II, Río Bravo IV, Valladolid III, Tuxpan V, Altamira V y Tamazunchale.

Tabla 1.1. Capacidad y generación de las centrales eléctricas en México. (Fuente www.cfe.gob.mx)

1.3.1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE LAS CENTRALES TERMOELÉCTRICAS TIPO VAPOR.

Una central termoeléctrica de tipo vapor es una instalación industrial en la que la energía química del combustible se transforma en energía calorífica para producir vapor, este se conduce a la turbina donde su energía cinética se convierte en energía mecánica, la que se transmite al generador, para producir energía eléctrica, en la figura 1.3 se representa un esquema de una central termoeléctrica tipo vapor.

Estas centrales utilizan el poder calorífico de combustibles derivados del petróleo (combustóleo, diesel y gas natural), para calentar agua y producir vapor con temperaturas del orden de los 520°C y presiones entre 120 y 170 kg/cm², para impulsar las turbinas que giran a 3600 r.p.m.

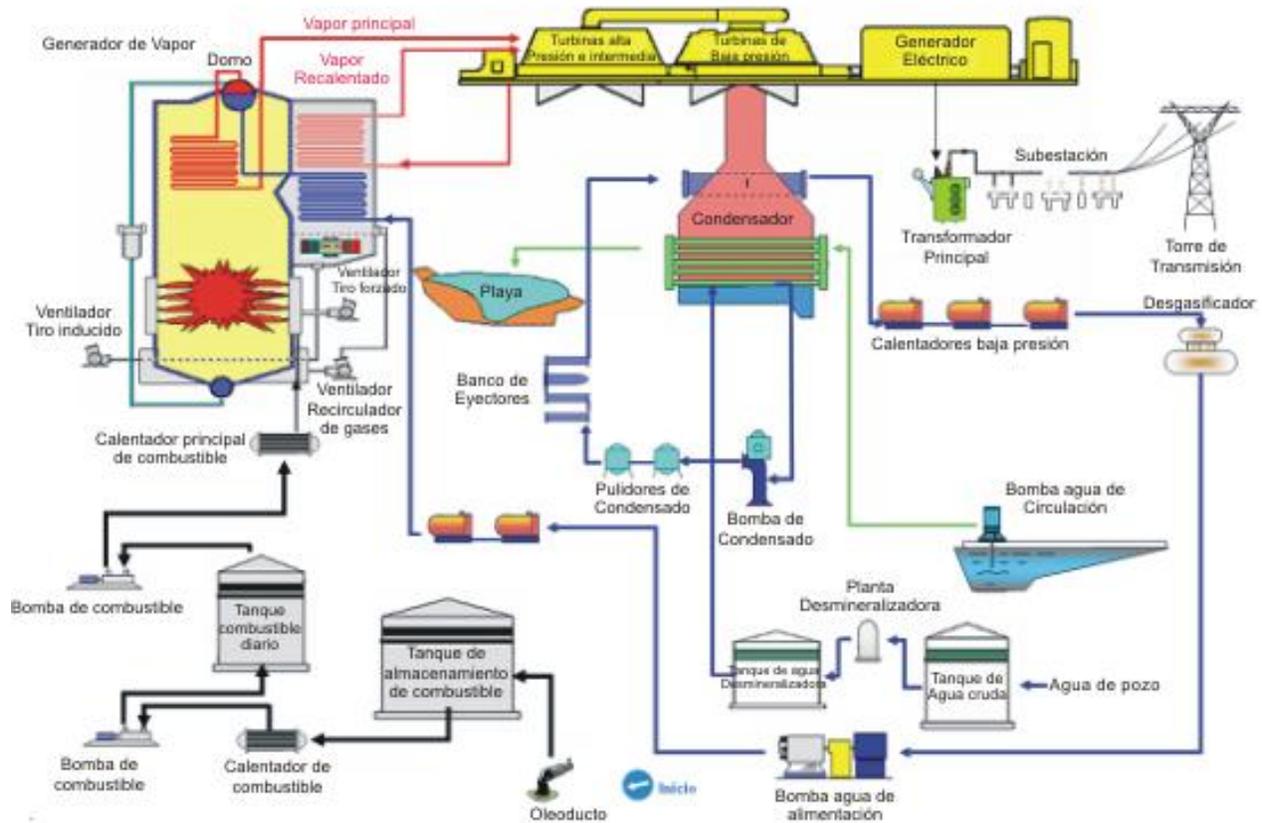


Figura 1.3. Esquema de una central termoeléctrica tipo vapor.

1.3.2 CICLO COMBINADO.

1.3.2.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE LAS CENTRALES DE CICLO COMBINADO.

Las centrales de ciclo combinado están integradas por dos tipos diferentes de unidades generadoras: turbogás y vapor. Una vez terminado el ciclo de generación de la energía eléctrica en las unidades turbogás, los gases desechados con una alta temperatura, se utilizan para calentar agua llevándola a la fase de vapor, que se aprovecha para generar energía eléctrica adicional, la figura 1.4 representa de manera esquemática una central eléctrica de ciclo combinado.

La combinación de estos dos tipos de generación, permiten el máximo aprovechamiento de los combustibles utilizados, dando la mejor eficiencia térmica de todos los tipos de generación termoeléctrica.

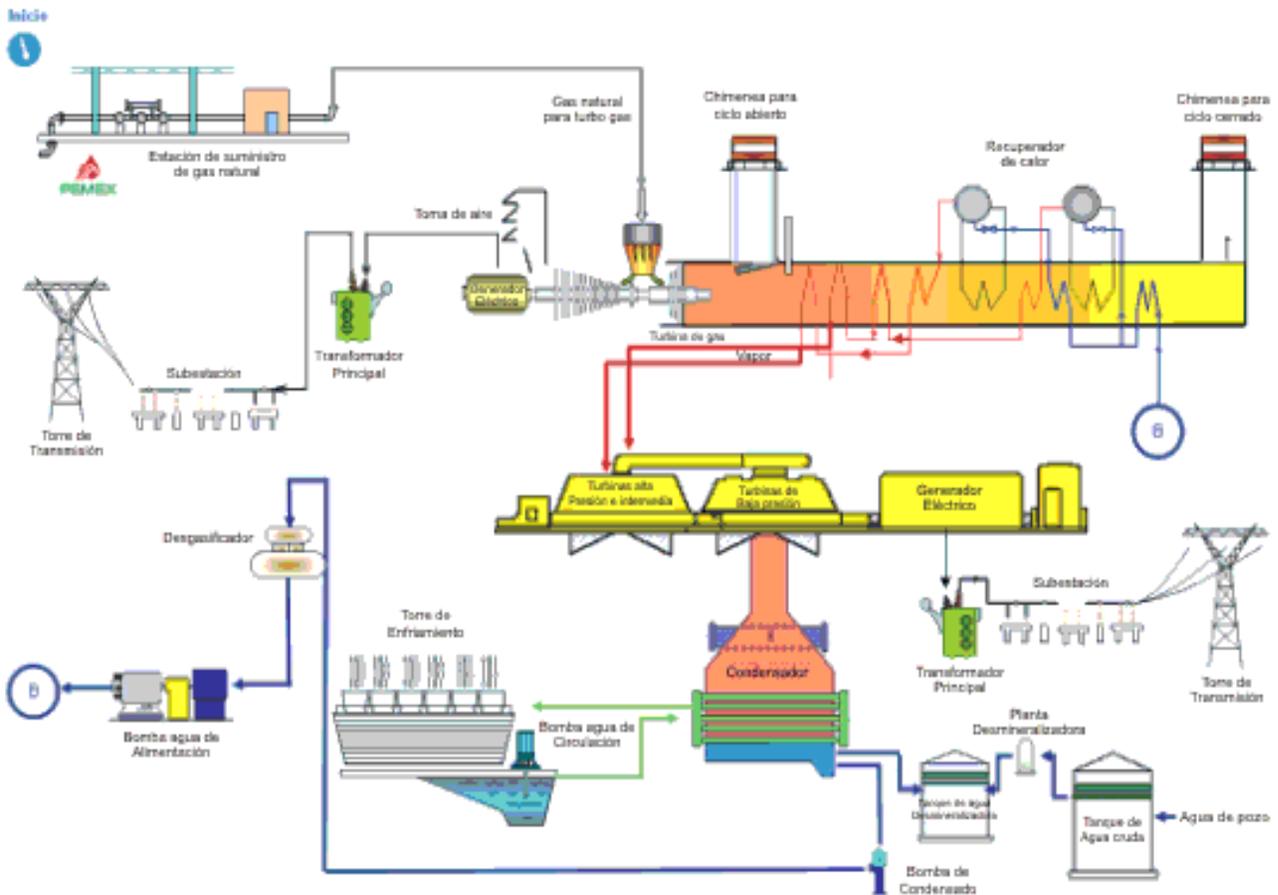


Figura 1.4. Esquema de una central de ciclo combinado.

El paquete o arreglo general de una planta de ciclo combinado se puede esquematizar de acuerdo con diversas posibilidades. El número de unidades turbogás por unidad de vapor y varía desde uno a uno hasta cuatro a uno. En cuanto al criterio de diseño de la fase de vapor existen tres variantes:

- a) Sin quemado adicional de combustible.
- b) Con quemado adicional de combustible para control de la temperatura.

- c) Con quemado adicional de combustible para aumentar la temperatura y presión del vapor.

Una ventaja de este tipo de plantas es la posibilidad de construirlas en dos etapas. La primera, turbogás, puede ser terminada en un plazo breve e inmediatamente iniciar su operación; posteriormente, se puede terminar la construcción de la unidad de vapor, y completarse así el ciclo combinado.

1.3.3 GEOTÉRMICA.

Hace 200 millones de años la Tierra estaba formada por un único continente llamado “Pangea”. Desde entonces, y debido a su actividad interna, este continente se fue separando dando lugar a los continentes que hoy en día conocemos. La zona más interna de la Tierra mantiene una constante actividad térmica como fuente de calor, dando lugar a un gradiente térmico de temperaturas medias de 30°C/Kilómetro. Este gradiente térmico es el responsable de la transmisión de calor hacia la superficie. Sin embargo, la transmisión de calor es “apantallada” por las diferentes capas de la Tierra y sólo en aquellos lugares donde el apantallamiento es menor o inexistente por anomalías geotérmicas como volcanes, actividades recientes, fuentes hidrotermales, emanaciones gaseosas, etc., serán los idóneos para poder aprovechar el calor de la Tierra.

La tecnología que sea ha venido empleando es la misma que la utilizada en la prospección de otros recursos naturales. Sin embargo, y debido al gran desarrollo que ha experimentado la teledetección e interpretación de imágenes vía satélite, actualmente la mayoría de los estudios que se realizan tienen sus orígenes en la interpretación de las imágenes enviadas por los satélites, ya que estas imágenes nos indican aquellos lugares térmicamente activos o más favorables para ser estudiados.

La localización de extensas zonas que se encuentran a elevadas temperaturas y a profundidades asequibles, es la primera condición que debe reunir el lugar en el cual queremos la ubicación de una **central geotérmica**. Además, la zona, de altas y no profundas temperaturas, debe estar constituida por formaciones geológicas porosas o por fisuras. Si no fuera así, la baja conductividad térmica de los compuestos que forman las capas impedirían la transferencia de calor.

Yacimientos de altas temperaturas; son yacimientos basados en la conservación interna de calor. Existe un foco de calor activo, la zona de material que almacene el calor a alta temperatura y una cobertura de materiales impermeables al calor, que no

dejan que el calor escape hacia la superficie. Por lo general, suele existir un escape de calor en forma de géiser, fumarola o cualquier otra tubería natural. Los yacimientos de altas temperaturas suelen alcanzar una temperatura que oscila entre 350°C y 150°C a una profundidad que oscila entre 1 500 y 2 500 metros. Este tipo de yacimientos da lugar a las centrales geotermoeléctricas, cuyo funcionamiento está basado en la extracción del calor de la zona de almacenamiento mediante una tubería que llevará al aire caliente extraído del interior de la Tierra a la sala de turbina-generador, donde la energía geotérmica se transformará en energía eléctrica.

1.3.4 GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA.

Las centrales hidroeléctricas utilizan la energía potencial del agua como fuente primaria para generar electricidad. Estas plantas se localizan en sitios en donde existe una diferencia de altura entre la central eléctrica y el suministro de agua. De esta forma, la energía potencial del agua se convierte en energía cinética que es utilizada para impulsar el rodete de la turbina y hacerla girar para producir energía mecánica. Acoplado a la flecha de la turbina se encuentra el generador que finalmente convierte la energía mecánica en eléctrica.

Una característica importante es la imposibilidad de su estandarización, debido a la heterogeneidad de los lugares en donde se dispone de aprovechamiento hidráulico, dando lugar a una gran variedad de diseños, métodos constructivos, tamaños y costos de inversión, en la figura 1.5 se representa de manera general una central hidroeléctrica.

Las centrales hidroeléctricas se pueden clasificar de acuerdo con dos diferentes criterios fundamentales:

- a) Por su tipo de embalse y
- b) Por la altura de la caída del agua.

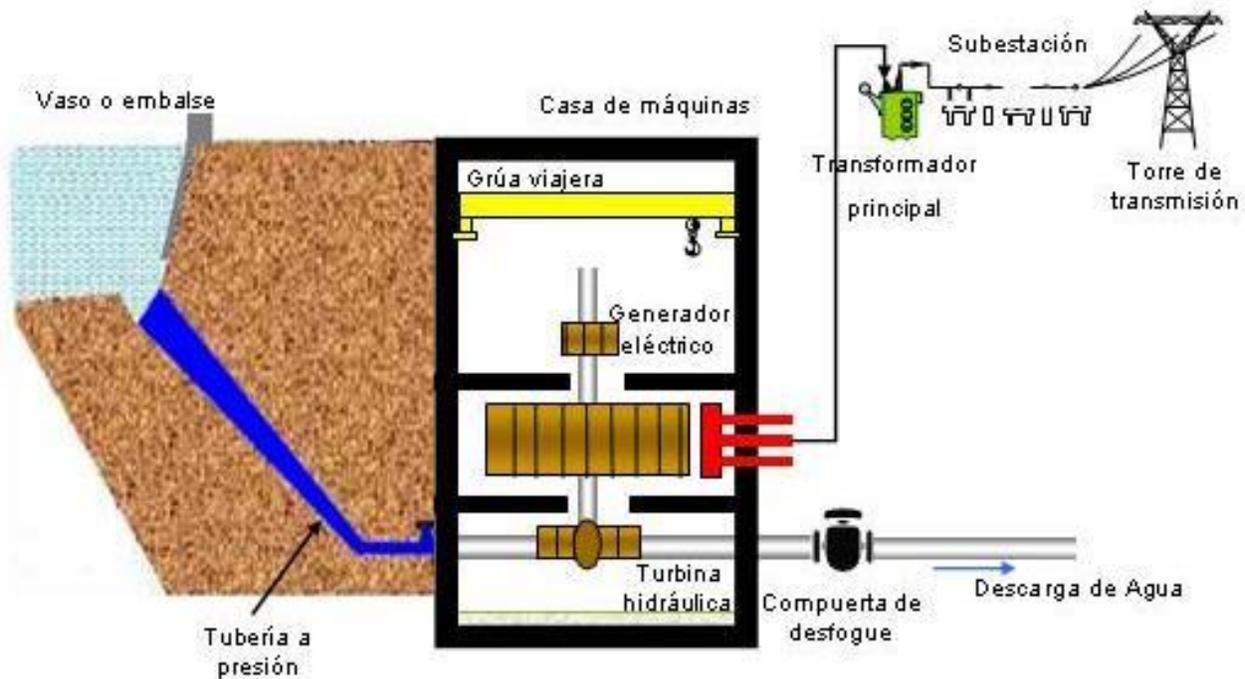


Figura 1.5. Esquema de una central hidroeléctrica.

1.3.5 GENERACIÓN NUCLOELÉCTRICA (LAGUNA VERDE, LA ÚNICA CENTRAL NUCLEAR DEL PAÍS).

Laguna Verde se encuentra ubicada sobre la costa del Golfo de México en el Km 42.5 de la carretera federal Cd. Cardel-Nautla, en la localidad denominada Punta Limón en el municipio de Alto Lucero, Estado de Veracruz, y cuenta con un área de 370 Ha. Geográficamente a 60 Km al noreste de la ciudad de Xalapa, 70 Km al Noroeste del Puerto de Veracruz y a 290 Km al Noreste de la Ciudad de México.

Configuración:

La central consta de 2 unidades, cada una con capacidad de 682.44 MW, equipadas con reactores del tipo Agua Hirviente (BWR-5), y contenciones tipo MARK II de ciclo directo. El sistema nuclear de suministro de vapor fue adquirido a General Electric y el Turbogenerador a Mitsubishi Heavy Industries.

- Desde su Operación Comercial, la Unidad 1 ha generado mas de 80.3 Millones de MW/h, con una Disponibilidad propia de 82.48%.
- Desde su Operación Comercial, la Unidad 2 ha generado mas de 61.3 Millones de MW/h, con una Disponibilidad propia de 84.58%.

Ambas Unidades representan el 2.74% de la capacidad instalada de CFE (incluye productores independientes de energía); con una contribución a la generación del 4.61%.

En una central nuclear, como en una central térmica convencional, la energía calorífica liberada por el combustible se transforma en energía mecánica y después eléctrica. El calor producido hace que el agua se evapore y el vapor formado es enviado a la turbina que hace funcionar un generador para obtener finalmente la energía eléctrica.

Sin embargo, en una central térmica clásica, el calor proviene de la combustión con el oxígeno del aire de un combustible fósil como el carbón, combustóleo, gas, etc., dentro de la caldera, mientras que en una central nuclear, el calor proviene de la fisión de los núcleos de uranio dentro de un reactor nuclear. El calor producido dentro del reactor es recogido por un fluido que pasa alrededor del combustible y que se llama "refrigerante" o fluido "portador de calor". El vapor que alimenta la turbina puede ser producido directamente dentro del reactor o mediante el uso de un intercambiador, en ambos casos ese vapor, después de entrar a la turbina, pasa por un condensador donde se enfría al entrar en contacto con los tubos dentro de los cuales pasa el agua de enfriamiento que se toma del mar, de un río o bien de los acuíferos subterráneos. El circuito agua-vapor es un circuito cerrado, completamente independiente del circuito de enfriamiento del mar, río o pozos.

Los componentes principales de un reactor nuclear son:

- a) Un núcleo compuesto básicamente por el combustible, el moderador y el refrigerante.
- b) Un sistema de control y seguridad para regular el ritmo de liberación de energía.
- c) Un contenedor hermético, dentro del cual se encuentra el material nuclear, que es un blindaje biológico para la protección de los trabajadores.
- d) Un sistema de extracción de energía o de enfriamiento para transportar el calor producido.

El núcleo del reactor es la región donde tiene lugar la reacción nuclear exotérmica y es comparable al hogar de una caldera, ya que allí se produce el calor. Los principales elementos que constituyen el núcleo son el combustible, el moderador y el refrigerante. Las variantes de estos tres elementos dan lugar a distintos tipos de reactores.

En las centrales nucleares el combustible utilizado con más frecuencia es el uranio. Este puede ser utilizado en su forma natural que contiene 0.7% de uranio 235 y 99.3% de uranio 238, o en una forma artificial que es el uranio enriquecido, en la cual se aumenta la proporción del isótopo fisionable o sea uranio 235. Este enriquecimiento es de aproximadamente 3% en los reactores de agua ligera, que son los que hoy día operan en mayor número.

1.3.5.1 REACTORES DE AGUA LIGERA.

Los reactores de agua ligera utilizan precisamente el agua como moderador y refrigerante, y como combustible el uranio enriquecido.

Existen dos tipos de reactores de agua ligera, el de agua hirviente BWR y el de agua a presión PWR; las iniciales BWR (figura 1.7) y PWR (figura 1.6) vienen del idioma inglés boiling water reactor y pressurized water reactor. La diferencia fundamental de estos reactores es la manera de producir el vapor que accionará la turbina.

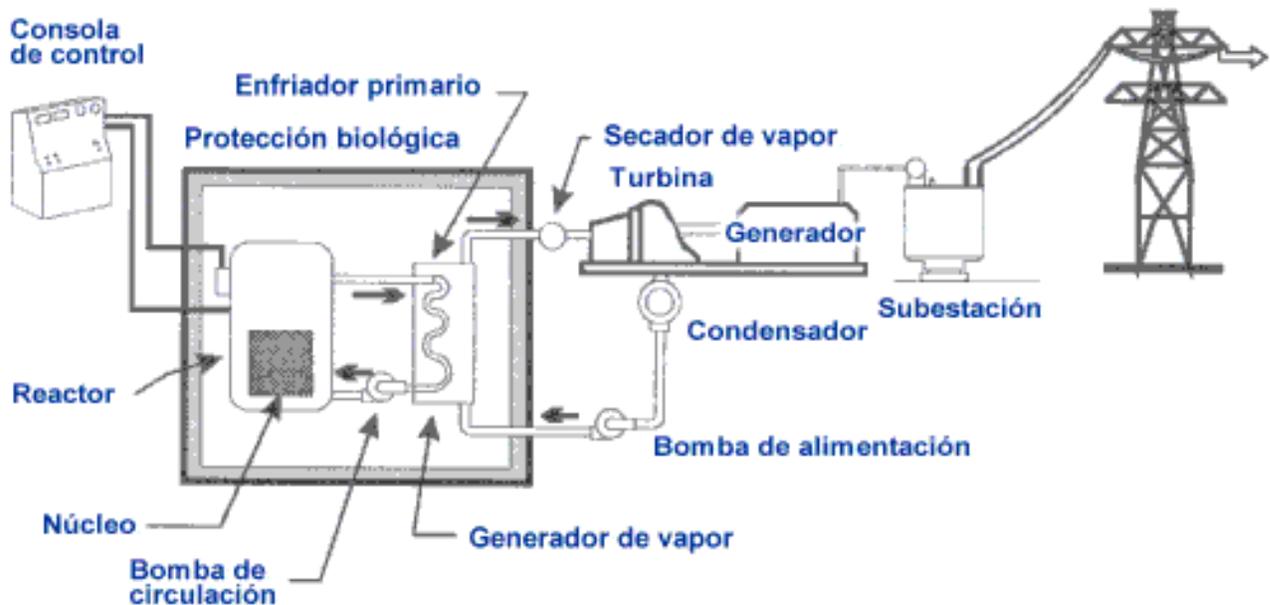


Figura 1.6. Diagrama esquemático de una central nucleoelectrónica tipo PWR.

En los reactores de agua a presión, el agua circula a través de un circuito cerrado con el auxilio de una bomba y el refrigerante que circula a través del núcleo se mantiene a una presión alta de tal manera que ésta no hierve. En el interior del generador de vapor, el circuito primario cede su energía al circuito secundario, en el que el agua se transforma en vapor que se envía a la turbina; después este vapor pasa al condensador y regresa nuevamente al generador de vapor en forma de agua; estos reactores utilizan un ciclo indirecto.

El otro tipo de reactores de agua ligera es el de agua hirviente. En estos reactores el refrigerante no está a presión muy alta y por lo tanto el agua hierve, el vapor producido se separa y se seca dentro de la misma vasija; después se envía directamente a la turbina y más adelante al condensador, donde se convierte en agua que después de ser cuidadosamente tratada, se envía nuevamente al reactor con el auxilio de varias bombas de alimentación. Laguna Verde usa este tipo de reactores.

1.3.5.2 REACTORES DE AGUA PESADA.

Otros reactores son los llamados "de agua pesada". Estos se diferencian de los precedentes en que utilizan como combustible uranio natural, y como moderador y refrigerante el agua pesada: D₂O, donde la D corresponde al isótopo deuterio del hidrógeno.

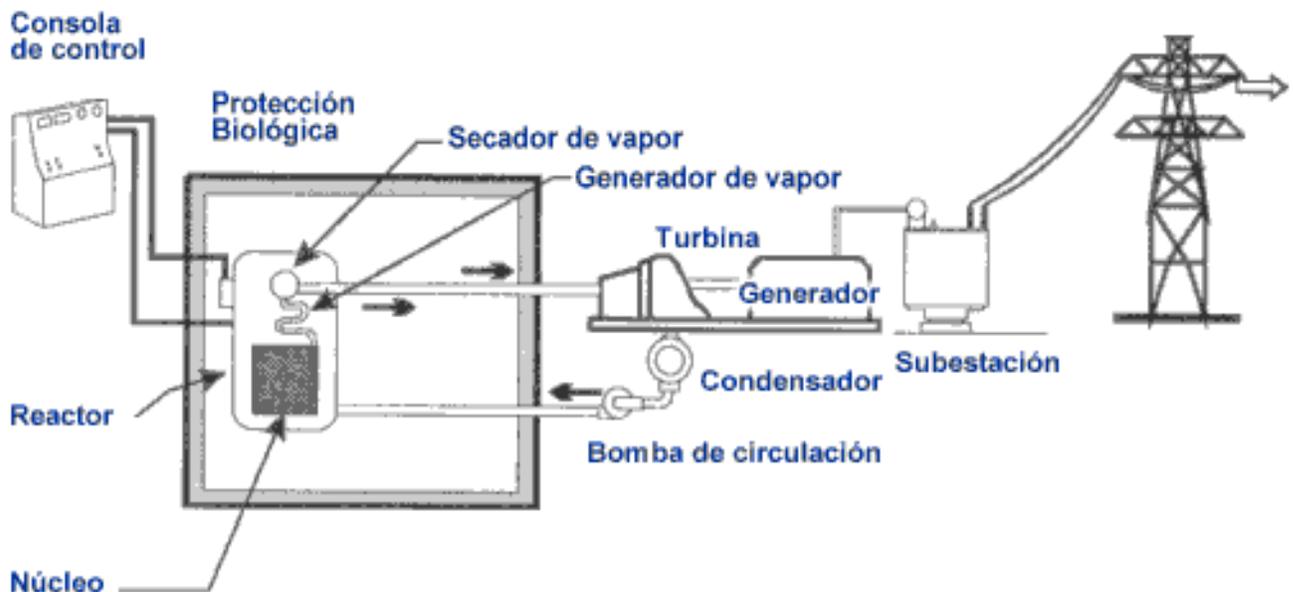


Figura 1.7. Diagrama esquemático de una central nucleoelectrónica tipo BWR.

1.3.6 GENERACIÓN EOLOELÉCTRICA.

1.3.6.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE LAS CENTRALES EÓLICAS.

Este tipo de centrales convierte la energía del viento en energía eléctrica, mediante una aeroturbina que hace girar un generador. La energía eólica está basada en aprovechar un flujo dinámico de duración cambiante y con desplazamiento horizontal. La cantidad de energía obtenida es proporcional al cubo de la velocidad del viento, lo que muestra la importancia de este factor, la figura 1.8 representa un diagrama de una central eólica.

Los aerogeneradores aprovechan la velocidad de los vientos comprendidos entre 5 y 20 metros por segundo. Con velocidades inferiores a los 5 metros por segundo, el aerogenerador no funciona y por encima del límite superior debe pararse, para evitar daños a los equipos.

Además de la geotermia, la única fuente de energía alterna susceptible de desarrollarse, en zonas de corrientes de viento, a precios competitivos en gran escala es la energía eólica.

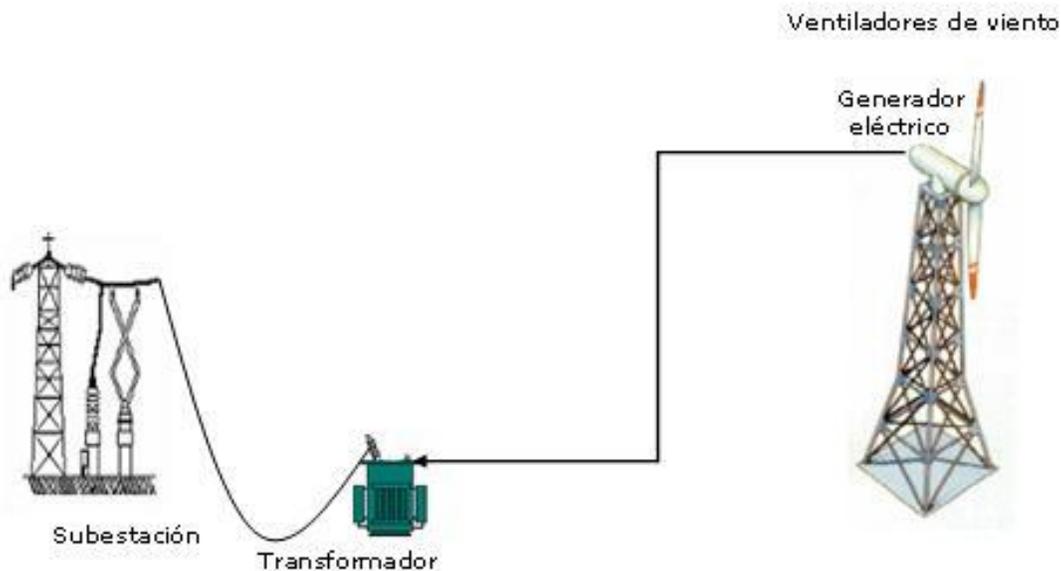


Figura 1.8. Diagrama de una central eólica.

1.3.6.2 CENTRAL EÓLICA DE LA VENTA, OAXACA.

La Central de la Venta se localiza en el sitio del mismo nombre, a unos 30 kilómetros al noreste de la ciudad de Juchitán, Oaxaca. Fue la primera planta eólica integrada a la red en México y en América Latina, con una capacidad instalada de 84.875 MW, y consta de 150 aerogeneradores, ya que a partir del 05 de enero de 2007 entraron en operación comercial 98 nuevas unidades generadoras.

1.3.6.3 CENTRAL EÓLICA DE GUERRERO NEGRO, BAJA CALIFORNIA SUR.

Se ubica en las afueras de Guerrero Negro, Baja California Sur, dentro de la zona de reserva de la biósfera de El Vizcaíno. Tiene una capacidad de 0.600 MW, y consta de un solo aerogenerador.

1.4 EL SOL.

El sol es una estrella que tiene aproximadamente una masa 334 000 veces mayor que la tierra, es conveniente examinar de manera sucinta la naturaleza de la radiación que emana del Sol, así como las características de esta energía al incidir sobre la superficie de la tierra. Esta esfera de materia gaseosa inmensamente caliente, tiene un diámetro de 1.39 millones de kilómetros, y en promedio, se encuentra a una distancia media de 150 millones de kilómetros de la Tierra. La estructura solar es muy compleja.

Se estima que la temperatura en el núcleo central varía entre 8 y 40 millones de grados Kelvin, tiene una densidad entre 80 y 100 veces la del agua, y ahí cerca del 90% de la energía total.

Imaginemos que el Sol está formado por capas esféricas concéntricas; como el Sol brilla de forma continua emitiendo energía debido a la fusión termonuclear (formación de átomos de helio por la fusión de átomos de hidrógeno a altas temperaturas) que se producen en su centro, consideremos que se encuentra en equilibrio térmico. La energía que se origina en su centro se transporta por convección (los gases calientes se expanden hacia la superficie mientras los fríos caen hacia el centro de la estrella; este movimiento de gases transfiere una energía en forma de calor desde el centro a la superficie) y la difusión radiactiva (los fotones creados en las reacciones termonucleares se difunden hacia la superficie). Las capas deben poder existir; para esto, la presión de los gases de cada capa es capaz de soportar el peso de la capa que

está por encima, en todas las direcciones por igual, es decir, el Sol se encuentra en equilibrio hidrostático.

La **Estructura interna** es el lugar donde se producen todos los fenómenos energéticos; su radio es aproximadamente de unos dos mil kilómetros en el modelo de capas y su temperatura varía desde los quince millones de grados Kelvin en la región más interna, al millón en la más externa. La podemos dividir en tres zonas:

El núcleo, cuya extensión es aproximadamente la cuarta parte de la estructura interna del Sol; es el lugar donde se produce la fusión termonuclear.

Zona Radiactiva, la zona en la cual la energía producida en el núcleo se transporta por difusión radiactiva; empieza cuando termina el núcleo y se extiende hasta una distancia del 80% de la estructura interna del Sol.

Zona Convectiva, la zona en la cual la energía se transporta por convección; se extendería desde donde termina la zona de radiación hasta el final de la estructura interna del Sol.

La **Fotosfera** es la siguiente capa del Sol; delgada, de unos 100km, delimita la parte interna del Sol con la externa. Podemos considerarla como la superficie del Sol, ya que es la primera capa que podemos observar y que aparece ante nosotros como una esfera de luz; de ahí su nombre: La fotosfera brilla con el espectro de un cuerpo negro continuo, con una temperatura media de 5 800 grados Kelvin (el cuerpo negro que incide sobre él; si el sistema está en equilibrio térmico, toda la radiación que llega al sistema debe ser emitida de nuevo en forma de radiación), por lo tanto, la fotosfera es una capa de tránsito de energía a una temperatura media de 5 800°K.

La **Cromosfera**, o esfera de color como su nombre lo indica, es la siguiente capa del Sol. Es una región fría, visible durante un eclipse total de Sol; en el momento que la luna bloquea la fotosfera, aparece como una banda rosácea alrededor del borde de la luna oscura. Aparece un movimiento de gases en esta capa, debido a los numerosos y oscuros espículos que sobresalen hacia el exterior. Los espículos son chorros de gas que surgen del interior, elevándose a una velocidad de 20 km/s y alcanzando unos 7 000 km. Posteriormente colapsan y desaparecen en varios minutos.

La **Corona** es la región más exterior del Sol: se extiende desde los límites de la cromosfera hacia fuera y está formada esencialmente de protones y electrones que se mueven a gran velocidad; cuando esta distribución de partículas se comportan homogéneamente, se le denomina viento solar. Esto ocurre a unos millones de

kilómetros del núcleo solar y a esta distancia es la que consideramos como límite del Sol. A partir de esta distancia, y hasta que el viento solar deja de actuar debido a que los protones y electrones que lo componen dejan de moverse por la actuación de otras partículas y otros fenómenos, es lo que denominamos el Sistema Solar.

El Sol afecta a todo cuerpo del Sistema Solar, de dos formas energéticas diferentes:

- ⊕ Como **Viento Solar**, que los electrones y protones en movimiento a altas velocidades en un principio y que con el tiempo se van frenando. El movimiento de cargas es el origen de un campo magnético y por la sola presencia de partículas cargadas tenemos el origen de un campo eléctrico. Por lo tanto, tenemos que el Sol es el origen, es el lugar donde se crea un campo electromagnético, esto es, la fuente electromagnética.
- ⊕ Como **Foco Térmico**, lugar donde se produce energía que se transmite en forma de calor. En el Sol se producen fusiones termonucleares cuyas energías se transportan al exterior de modo convectivo, forma de transporte de la energía calorífica. A nivel energético, el Sol es una fuente de energía que emite en todas las longitudes de onda o frecuencias, es decir, la energía emitida por el Sol se puede descomponer en todos sus valores desde cero hasta el infinito, considerando infinito como valores muy elevados de energía.

1.4.1 ENERGÍA SOLAR.

La energía solar proviene del sol (figura 1.9) donde se producen reacciones de fusión de los átomos de hidrógeno dando lugar a un átomo de helio y liberando gran cantidad de energía, de la que sólo llega a la tierra una pequeña parte, pues el resto se refleja hacia el espacio exterior por la presencia de la atmósfera terrestre. La energía solar que se disipa en el espacio es de $3,87 \times 10^{26}$ watios y la que llega a la capa exterior de la Tierra es muy inferior, por el hecho de encontrarse a gran distancia y ser de un tamaño muy inferior al del Sol. Esta energía es del orden de 173 000 Tw, lo que equivale a 4 500 veces la energía que el hombre consume. Se trata de una energía renovable, fiable, limpia pero diluida, no concentrada, que precisa de una captación con superficies de muchos metros cuadrados y durante muchas horas de exposición.

La atmósfera terrestre está constituida por gases, nubes y partículas sólidas en suspensión. Los diversos constituyentes de la atmósfera provocan la atenuación de la radiación. A medida que la radiación solar atraviesa la masa de aire sufre procesos de absorción, reflexión y refacción. En referencia a la **absorción**: los rayos X y otras

radiaciones de onda corta del espectro solar son absorbidas en la ionosfera por el N_2 y el O_2 la mayor parte de la radiación ultravioleta sufre el efecto del O_3 y para longitudes de onda superiores a $2.5 \mu m$ se produce una fuerte absorción por el CO_2 y el H_2O .

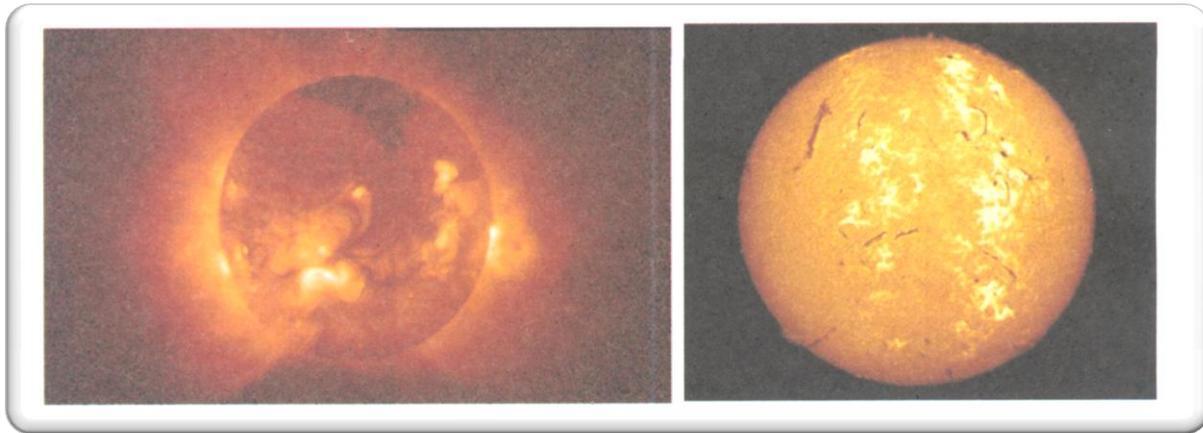


Figura 1.9. El Sol.

La irradiancia se atenúa disminuyendo su valor respecto al dado en la cima de la atmósfera. En las condiciones más óptimas en cuanto a la transmisión atmosférica la atenuación de la radiación hasta la superficie es de un 25%. Por ello una irradiancia de $1\ 000\ W/m^2$ se utiliza como valor estándar de referencia en la ingeniería relacionada con la energía solar. A consecuencia de la interacción de la radiación solar con la atmósfera la energía que llega a la superficie tiene dos diferentes componentes, nombradas como la **radiación directa** (no ha sufrido ninguno de los citados fenómenos y llega a la superficie en la dirección solar) y la **radiación difusa** (procede del resto de direcciones de la bóveda celeste). A las componentes directa y difusa hay que añadir que un captador inclinado también puede recibir radiación previamente reflejada en el suelo. El conjunto de radiaciones que alcanza la superficie es la radiación global (figura 1.10).

El tanto por ciento de la energía solar que se refleja en una superficie respecto al total incidente, llamado reflectividad, depende de la longitud de onda de la radiación y de la naturaleza de la superficie. Las diferentes reflectividades en función de la longitud de onda dan lugar a la signatura espectral de una superficie. La reflectividad global considerando todo el espectro de radiación solar se conoce como albedo de la superficie, ver tabla 1.2.

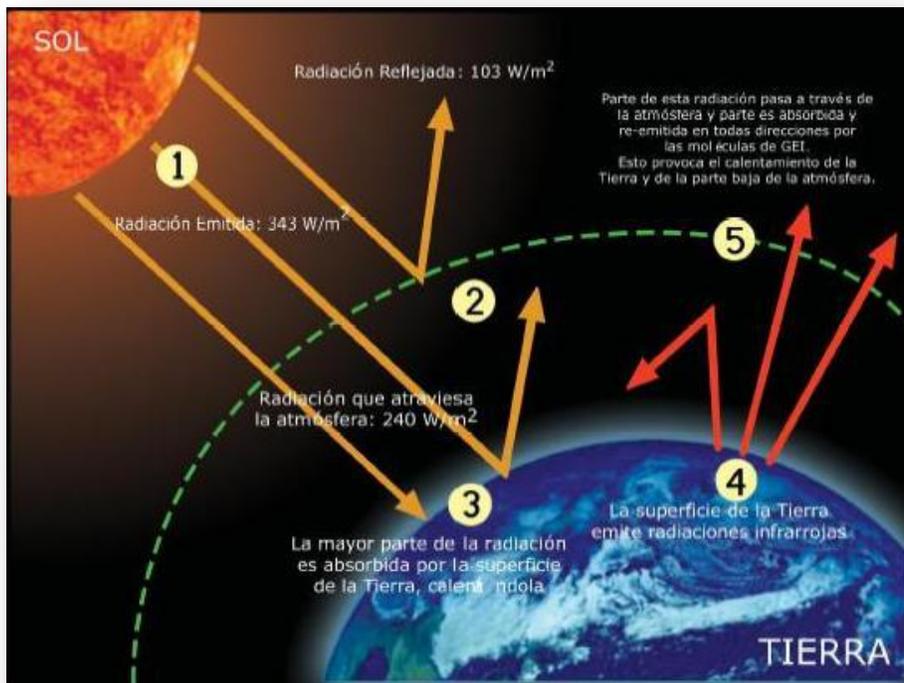


Figura 1.10. Atenuación de la radiación por la atmósfera.

Albedo de diferentes superficies	
Nieve virgen	0,95
Agua (ángulos de incidencia grandes)	0,07
Suelos (Arcillas)	0,14
Bosques de coníferas	0,07
Hojas muertas	0,30
Hierba seca	0,20
Hierba verde	0,26
Gravas	0,13
Paredes oscuras (ladrillo rojo)	0,27
Paredes claras (pinturas luminosas)	0,60

Tabla 1.2. Valores del albedo de algunas superficies.

La radiación neta que recibe la Tierra es la suma de las radiaciones en onda corta que inciden (\mathbf{SW}_i) y se reflejan (\mathbf{SW}_o), y de las de ondas larga infrarrojas incidentes (\mathbf{LW}_i) y salientes (\mathbf{LW}_o), de tal modo que se verifica:

$$\text{Radiación neta} = (\mathbf{SW}_i) - (\mathbf{SW}_o) + (\mathbf{LW}_i) - (\mathbf{LW}_o)$$

Siendo la distancia entre el Sol y la Tierra de $1,5 \times 10^{11}$ metros, el flujo de energía solar que alcanza la Tierra es de:

$$\text{Flujo de energía solar} = \frac{3,87 \times 10^{26}}{4\pi (1,5 \times 10^{11})^2} = 1.370 \text{ W/m}^2$$

Como la radiación interceptada por el área del disco se distribuye sobre toda la superficie de la Tierra (área = $4\pi R^2$), el flujo solar promedio sobre la Tierra en todos los puntos es:

$$\text{Flujo solar promedio} = \frac{1.370 \times \pi R^2}{4\pi R^2} = 342,5 \text{ W/m}^2$$

El porcentaje en la radiación global de una u otra componente depende de las condiciones meteorológicas. Cuando más nublado es el día más importante es la radiación difusa y por el contrario en días despejados la componente directa representa el porcentaje mayoritario. Véase la tabla 1.3 para las condiciones climatológicas.

Condiciones climatológicas	Irradiancia (W/m^2)	Componente difusa (%)
Cielo claro	750 - 1 000	10 - 20
Parcialmente nublado	200 - 500	20 - 90
Completamente cubierto	50 - 150	90 - 100

Tabla 1.3. Irradiancia global y difusa en diferentes condiciones.

Un parámetro importante relacionado con la componente directa y difusa de la radiación es el índice de claridad (K_T) que se define como el porcentaje de irradiancia global en superficie respecto a la que alcanza la cima de la atmósfera en el plano horizontal. El índice de claridad tanto diario como mensual ha resultado de gran utilidad en ingeniería solar. Las funciones de densidad de probabilidad de los índices de claridad han mostrado ser universales. Los valores diarios están relacionados con el valor medio y la altura solar máximas mensuales.

En la figura 1.11 puede verse el balance de la radiación solar en la Tierra en la que se observa que la radiación incidente es de 342 W/m^2 , llegando a la superficie el valor promedio de 170 W/m^2 .

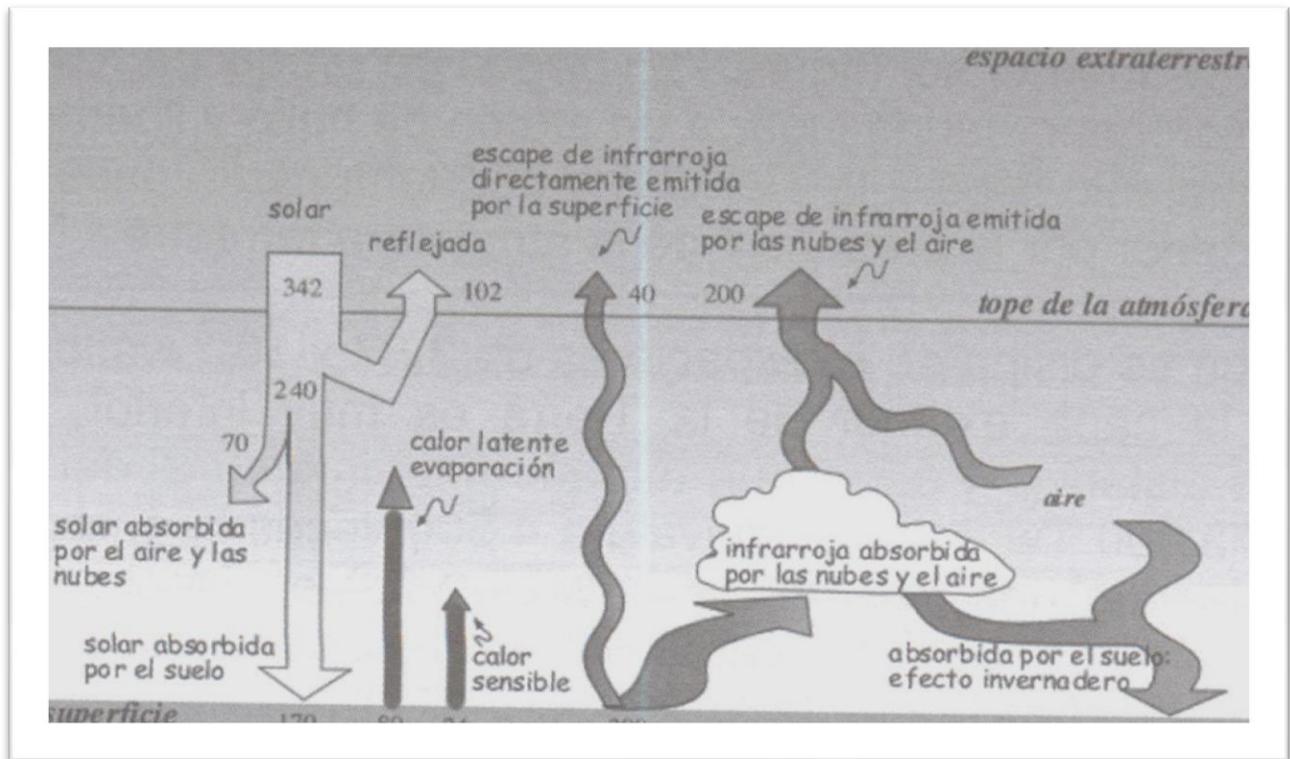


Figura 1.11. Balance de la radiación solar en la Tierra.

La energía solar puede ser directa o indirecta y debe convertirse a otra forma de energía para que sea realmente útil.

La **energía solar indirecta** se encuentra en el carbón, el petróleo y el gas natural. Se origina desde hace millones de años de material biológico, vía la fotosíntesis, y también existe en la madera, en el viento (que da lugar a las olas del mar) y en la evaporación del agua que da lugar a nubes, de las que baja la lluvia que llena los ríos, lagos y centrales hidráulicas.

La **energía solar directa o activa** es el término de referencia utilizado para la luz solar que calienta directamente el agua contenida en paneles solares de gran superficie, que circula por intercambiadores de calor, que a su vez calientan agua de un depósito

destinado, bien a usos domésticos, bien a calefacción por radiadores, o bien al calentamiento de piscinas.

La **energía fotovoltaica** convierte directamente la energía directamente del Sol en electricidad utilizando la capacidad que tienen algunos minerales (cristales de silicio y arseniuro de galio) para realizar esta transformación. Las células fotovoltaicas convierten la luz en una corriente eléctrica. Se ha utilizado en relojes, calculadoras y en neveras de energía solar, etc.

En la figura 1.12 puede verse un mapa de la radiación solar en la Tierra.

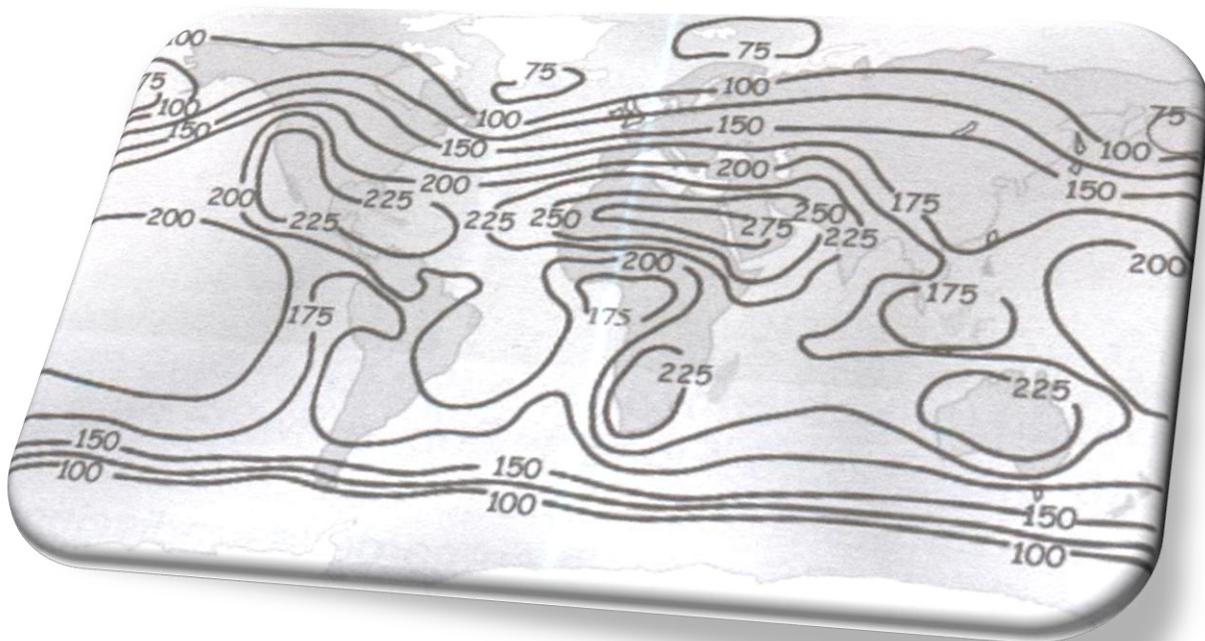


Figura 1.12. Mapa mundial de la radiación solar en superficie en W/m^2 (media $170 W/m^2$).

El desarrollo y la implantación de sistemas de extracción de la energía solar, presenta una serie de ventajas:

- ⊕ La energía solar es un recurso renovable y por lo tanto puede, junto con los demás recursos renovables, reducir el consumo de las reservas de combustibles fósiles.
- ⊕ No producen ruidos, ni humos, ni residuos difíciles de tratar o de eliminar, no exige medidas de seguridad sofisticadas, no genera emisiones contaminantes

de CO₂, SO₂ y NO_x como las centrales de energía convencionales y por lo tanto contribuye a cumplir con los objetivos de la Cumbre de Kyoto sobre la reducción de emisiones contaminantes.

- ⊕ Los centros de energía pueden estar próximos a los de consumo, por lo que se eliminan las infraestructuras de la energía eléctrica.

Entre las desventajas figuran:

- ⊕ Las instalaciones solares, si forman parte de un edificio, tienen un impacto visual que es necesario reducir o eliminar, incorporando los componentes solares a la estructura del propio edificio.
- ⊕ Las instalaciones solares fotovoltaicas autónomas que disponen de baterías de acumuladores, precisan de un buen servicio de mantenimiento para gestionar, recoger y tratar dichas baterías al final de su vida útil, debido a los componentes que pueden ser perjudiciales para el medio ambiente.

1.4.1.1 Antecedentes.

El físico francés Becquerel descubrió la célula fotovoltaica en el siglo XIX y el invento empezó a aplicarse en el siglo XX, desarrollándose comercialmente la **energía solar térmica** como resultado de la crisis energética a principios de los años 70. A mediados de 1980, la bajada de los precios del petróleo frenó el interés del público en su aplicación, aparecieron los colectores de tubo al vacío, más caros, pero mayor rendimiento que las placas planas equivalentes. Desde entonces, el crecimiento ha sido espectacular.

El mercado de la **energía fotovoltaica** se inició a principios de los años 60, como fuente de energía para los vuelos espaciales y se extendió su uso a los sistemas autónomos de electrificación en lugares aislados (granjas, refugios alpinos, boyas de señalización, etc.) y como parte integrante de edificios urbanos conectados a la red eléctrica.

El mercado está creciendo a un ritmo del 25% anual, si bien su participación en la energía renovable global, todavía es pequeña.

1.4.2 Energía solar térmica.

Los sistemas de energía solar térmica transforman la radiación solar en energía calorífica a diversas temperaturas. Los sistemas de bajas temperaturas tienen aplicaciones en edificios y los de medias o altas en la producción de vapor y electricidad (centrales termosolares).

El aprovechamiento energético general del sol puede hacerse con **sistemas pasivos** utilizados en arquitectura bioclimática según criterios de sostenibilidad (orientación de edificios, flujo de aire, confort doméstico, etc.) para maximizar la ganancia en energía solar con un diseño adecuado de los edificios. Se utilizan diversos medios como grandes ventanales, ventanas y techos de vidrio con cámara de aire, paredes aisladas conteniendo agua que actúa como reserva de calor, aprovechamiento de la luz solar para evitar el uso de alumbrado eléctrico, etc.

Los **sistemas activos**, utilizan la energía solar para la calefacción doméstica de agua, clasificándose en aparatos de baja, media y alta temperatura.

La energía solar es de baja intensidad, de un máximo de 950 W/m^2 precisando de grandes áreas colectoras, es intermitente (energía cero durante la noche aumentando desde la salida del sol, alcanzando un máximo al medio día y disminuyendo hasta la puesta del sol), por lo que es necesario disponer de algún sistema de almacenamiento de la energía captada, que puede quedar interrumpida por nubes, lluvia, nieve, polvo o niebla.

1.4.2.1 Captadores solares.

Deben poder captar la radiación solar, calentando un fluido térmico (agua o aire), pero impidiendo que parte de la radiación del fluido resultante de este calentamiento fluya hacia el exterior. El material más sencillo, que da buenos resultados, es el vidrio.

Los captadores solares pueden ser planos, vitrificados y de vacío;

- Los **captadores planos** son los más sencillos, pero tienen un bajo rendimiento al no estar protegidos por una cubierta vitrificada, y tener pérdidas más grandes en el colector. La placa absorbente puede ser metálica, de caucho sintético o polipropileno. Se utilizan en el calentamiento de agua de piscinas donde la temperatura es más baja. Se aplican también en el tejado de edificios, sustituyendo la cubierta. En la figura 1.13 se muestran los captadores planos.

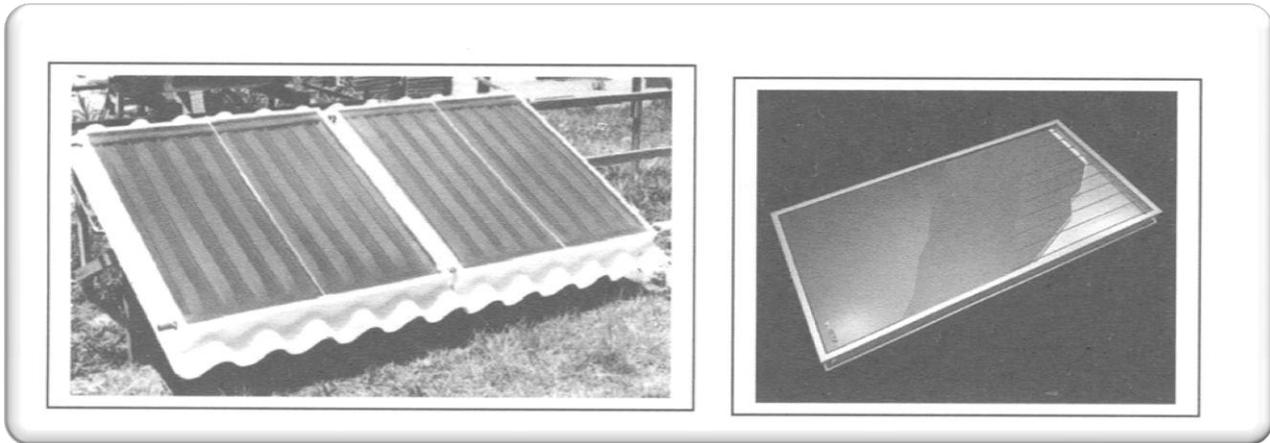


Figura.1.13. Captador plano.

- ✦ Los **captadores planos vitrificados** (figura. 1.14) tienen un buen rendimiento a temperaturas próximas a los 50°C siendo utilizados en agua caliente sanitaria.

La radiación solar atraviesa la cubierta vidriada transparente y es absorbida por la superficie absorbente (de color negro) que la transmite al fluido térmico.

La eficiencia del captador depende del cociente:

$$\eta_{\text{captador}} = \frac{\text{absorbancia (capacidad de absorción de calor del material)}}{\text{emitancia (capacidad de reflexión del calor del material)}}$$

La cubierta transparente de vidrio templado, cubre la superficie absorbente y produce un efecto invernadero. En efecto, deja pasar la radiación solar de longitud de onda entre 4 y 9.25 micras, pero es opaca a la radiación infrarroja entre 4 y 70 micras emitida por la superficie absorbente. De este modo, el vidrio templado se comporta como un cuerpo negro, absorbiendo esta radiación infrarroja, por ello se calienta. Así, la superficie absorbente recibe por un lado la radiación solar y por el otro la mitad de la radiación solar proveniente de la cara interior del vidrio. El captador está aislado con lana de roca o fibra de vidrio, como se muestra en la figura 1.14.

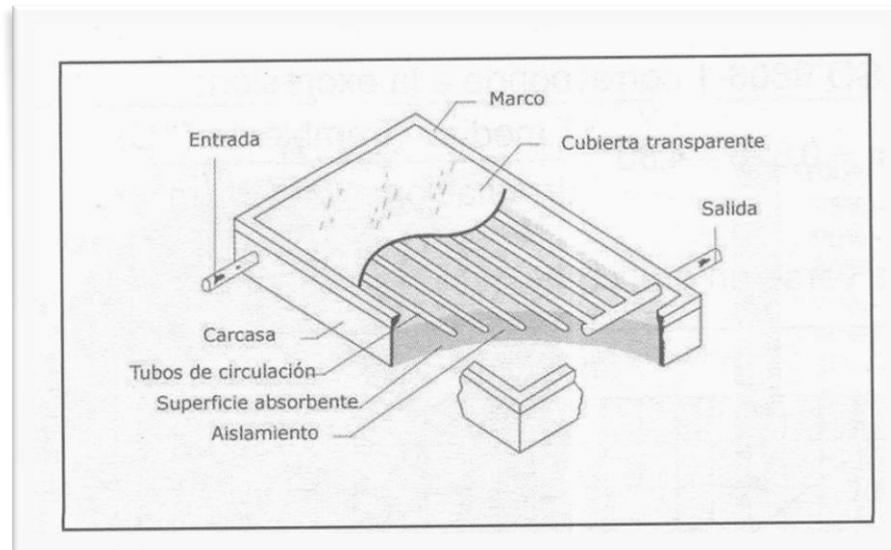


Figura.1.14. Captador solar vitrificado.

- El **captador solar de vacío** (figura 1.15) está formado por un conjunto de tubos cilíndricos transparentes (pyrex) dispuestos sobre una superficie metálica (cobre). Estos tubos contienen un tubo interior de absorción, con el vacío entre ambos para evitar las pérdidas por conducción y convección. Tienen un rendimiento superior y pueden obtener agua a alta temperatura alimentando los radiadores de calefacción convencionales a temperaturas entre 80 y 90°C.

Los colectores deben poder soportar la carga de nieve y la fuerza del viento según las normas ENV 1991-2-3 y ENV 1991-2-4.

El rendimiento de un captador solar en la conversión de la energía solar incide en energía térmica útil, es:

$$\eta = \frac{Q_u \text{ (Energía útil)}}{\text{Área (m}^2\text{) Irradiación solar (W/m}^2\text{)}}$$

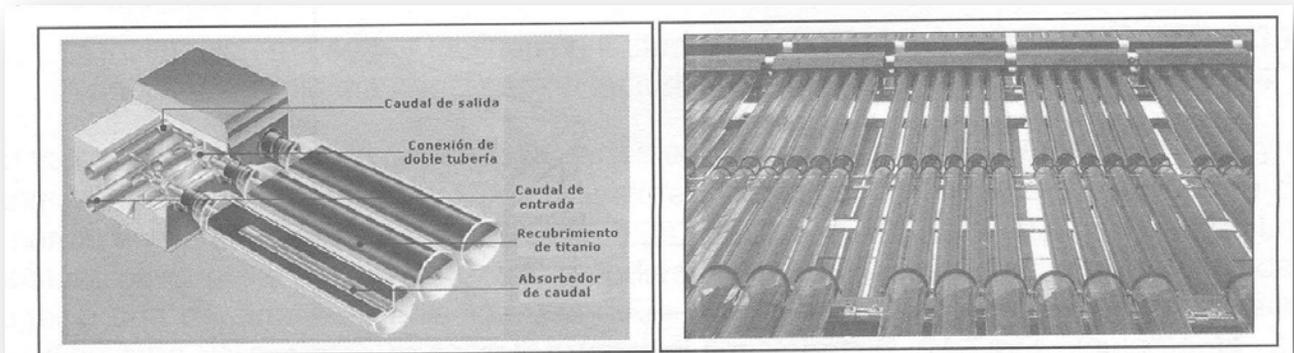


Figura.1.15. Captador solar de vacío.

Y según la normatividad ISO 9806-1 correspondiente a la expresión:

$$\eta = 0.826 - 4.80 \frac{T_{media} - T_{ambiente} \text{ (}^{\circ}\text{C)}}{Irradiacion \text{ solar (}W/m^2)}$$

En la siguiente figura 1.16 puede verse un gráfico de este rendimiento:

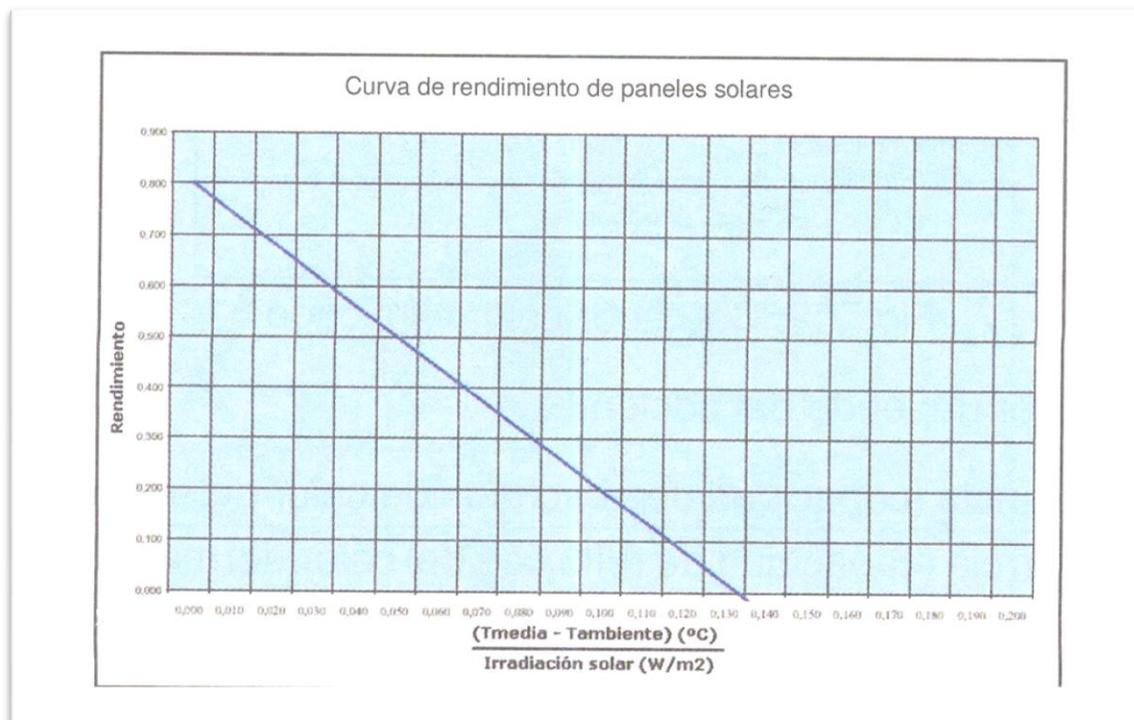


Figura.1.16. Rendimiento de captadores solares.

La distancia mínima entre grupos de colectores se representa en la figura considerando un mínimo ángulo de 20° entre el rayo solar que incide en el punto superior de un panel y pasa por el punto inferior del siguiente, con relación a la horizontal.

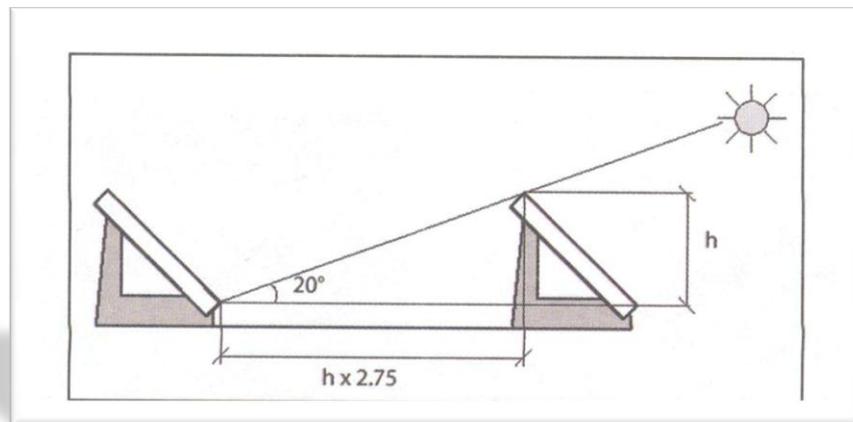


Figura.1.17. Distancia mínima entre filas de colectores.

La posición del colector en el espacio viene dada por el ángulo de inclinación y el ángulo de azimut α , formado entre la perpendicular al captador y el meridiano del lugar (figura 1.17.). En la figura puede verse un gráfico que permite determinar los valores de inclinación máximos y mínimos en los paralelos de latitud 41° , considerando un porcentaje de pérdidas determinado, como se muestra en la figura 1.18A.

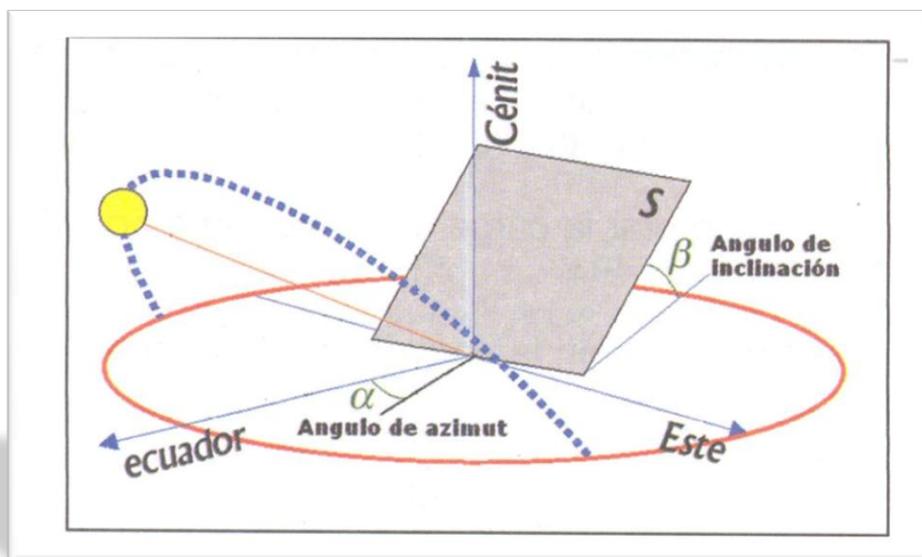


Figura.1.18A. Pérdidas por orientación. Orientación e inclinación.

Si se asume un porcentaje de pérdidas entre el 95% al 100% (color amarillo en el gráfico de la figura 1.18.B) y el ángulo de azimut α es de 15° hacia el sudoeste, el máximo ángulo de inclinación es de 50° y el mínimo 15° . En el caso de que se deseen aplicar estos valores a otros paralelos de diferente latitud, por ejemplo 30° , la corrección a realizar es:

$$\text{Inclinación máxima} = \text{inclinación latitud } 41^\circ - (41^\circ \text{ latitud}) = 50^\circ - (41^\circ - 30^\circ) = 39^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = \text{inclinación latitud } 41^\circ - (41^\circ - \text{latitud}) = 15^\circ - (41^\circ - 30^\circ) = 4^\circ$$

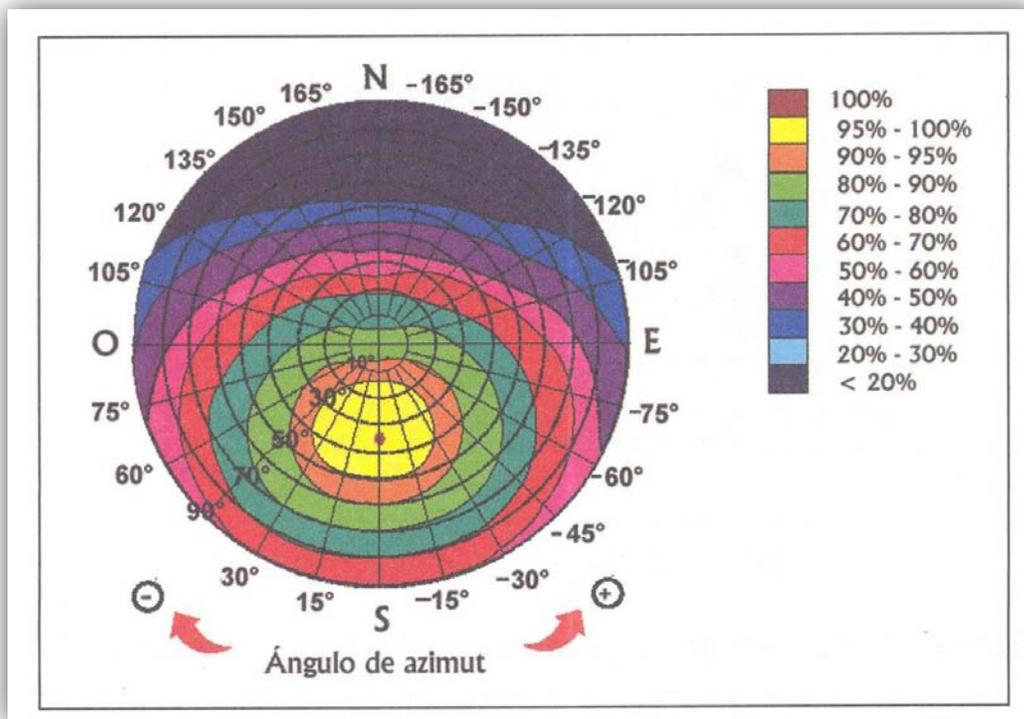


Figura.1.18B. Pérdidas por orientación e inclinación. Porcentaje de pérdidas por posición colector (latitud 41°).

1.4.2.1.1 ENERGÍA SOLAR TÉRMICA DE MEDIANA TEMPERATURA.

Estos sistemas alcanzan valores de temperatura entre los 100°C y 250°C y se emplean en la producción de vapor para procesos industriales y en la generación de energía eléctrica.



Figura.1.19 Captador de concentración.

Un espejo cilíndrico parabólico concentra la radiación solar en un tubo de vidrio situado en la línea focal del espejo y que contiene la superficie absorbente en contacto con el fluido portador de calor (Figura.1.19). El sistema sigue la trayectoria solar con un solo eje N-S o E-O.

1.4.2.1.2 ENERGÍA SOLAR TÉRMICA DE ALTA TEMPERATURA.

Los sistemas térmicos de alta temperatura (250°C a 2 000°C) se utilizan en la generación de electricidad en grandes instalaciones (centrales termosolares). Utilizan reflectores para enfocar la radiación solar sobre calderas de vapor que mueven turbinas en la misma forma que las clásicas centrales eléctricas de vapor. Se instalan en lugares desérticos con un alto nivel de radiación solar, del orden de $1\,700\text{ kWh}/\text{m}^2$ año, por ejemplo países del sur de Europa, el norte de África, Oriente medio, el oeste de la India, el oeste de Australia, la plataforma de los Andes, el norte de México y el sudoeste de estados Unidos.

Existen tres sistemas de interés:

1. La **granja solar** (figura1.21) utiliza colectores parabólicos que enfocan la radiación solar en un receptor formado por tuberías que contienen un fluido de transmisión de calor (aceite térmico) que circula hacia un intercambiador de calor, que a su vez produce vapor para la turbina generadora de electricidad. Las temperaturas alcanzadas varían entre 350°C a 400°C y la potencia generada entre 30 a 80 Mw. Para incrementar se recalienta el vapor a altas temperaturas entre 550°C, mediante combustibles fósiles. Otras técnicas utilizan agua como fluido térmico permitiendo obtener directamente vapor sin necesidad de intercambiador de calor.
2. La **torre de energía solar** (Figura1.20.) utiliza un receptor central montado en la parte superior de una torre que está rodeada de helióstatos consistentes en espejos móviles concentradores de la radiación solar en el receptor y que sigue la trayectoria del sol. La torre receptora absorbe la energía calentando un fluido de transmisión como sodio, agua, sal fundida o aire, pudiendo alcanzar temperaturas del orden de 500°C a 1 000°C. El sistema puede generar de 100 a 200 Mw, está menos desarrollada que la granja solar pero puede ser más económico a altas potencias (>100 Mw).



*Figura.1.20 Torre de energía solar.
Fuente. Plataforma solar de Almería – CIEMAT.*

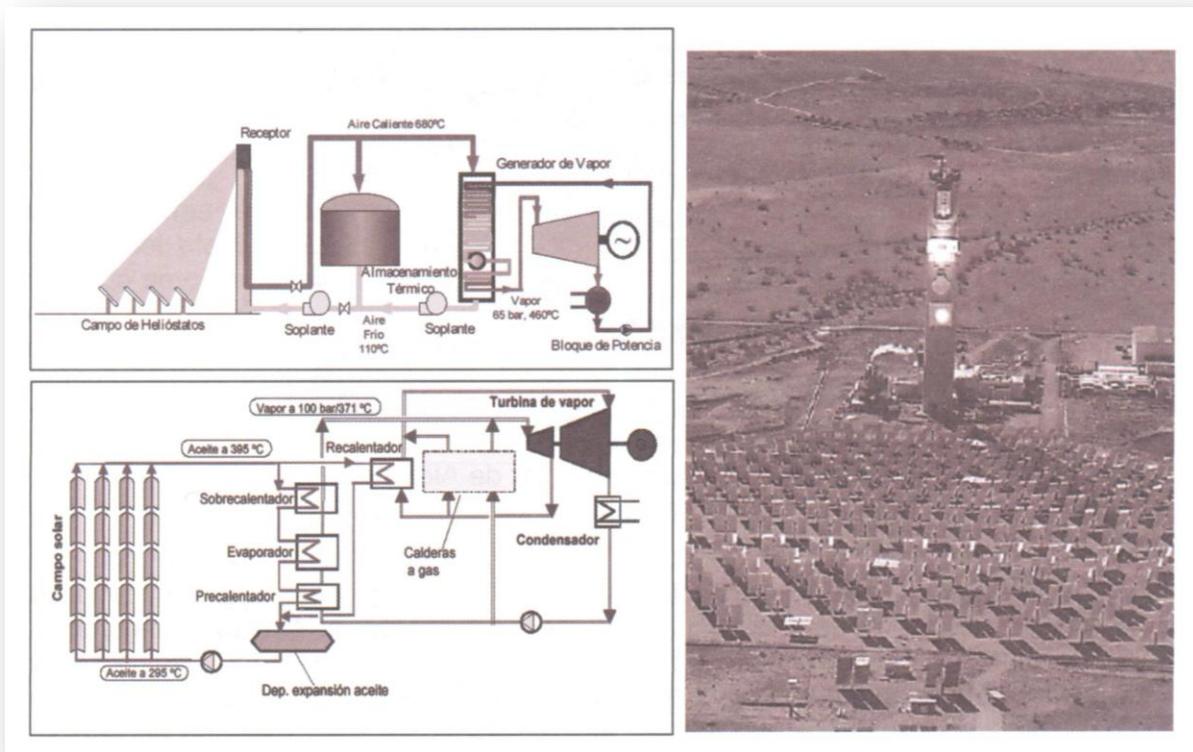


Figura.1.21 Granja solar.

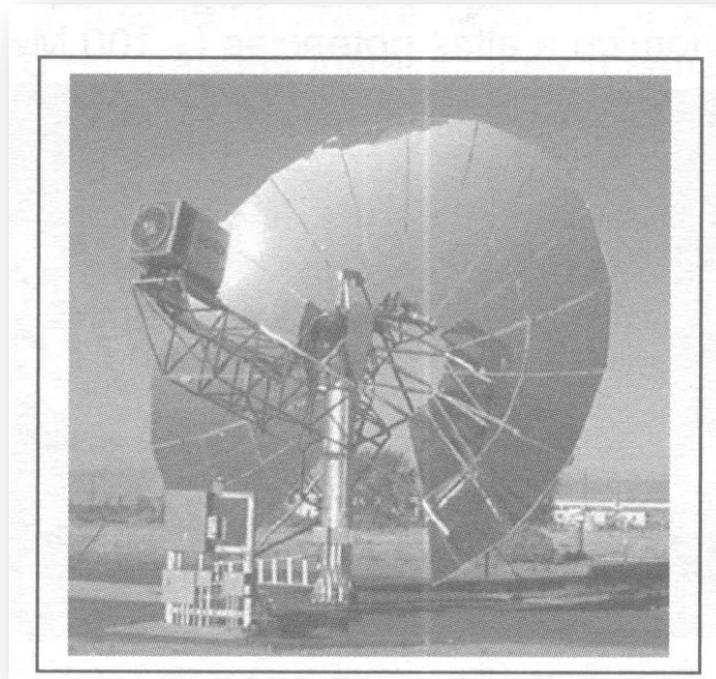
Fuente: Plataforma Solar de Almería – CIEMAT

La **Plataforma solar de Almería** (PSA) (figura.1.21), dispone de dos sistemas receptores centrales de 0.5 Mw y uno de 1 Mw, un sistema parabólico de 500 Kw y tres discos parabólicos con motores Stirling con una capacidad total de 27 Kw, habiendo ensayado una gran variedad de sistemas térmico solares e investigado nuevos materiales. La plataforma inició sus actividades en 1977 y más adelante tuvo la colaboración de Alemania, Suiza, Israel, Brasil, Rusia, Egipto e Inglaterra, llevando a cabo tareas de sistemas de generación de energía térmica solar, investigación química solar y tecnología y aplicaciones solares.

3. Los **discos parabólicos** (Figura.1.22) consisten en espejos cóncavos parabólicos con el receptor montado en el foco. Con relación a los sistemas anteriores alcanzan mayores concentraciones de energía y temperaturas más

elevadas ($600^{\circ}\text{C} - 1\ 200^{\circ}\text{C}$) pero con potencias más bajas, del orden de 10 – 15 Kw para una sola unidad, es decir deben trabajar varias unidades para lograr potencias de Mw.

Trabajan con motores Stirling que convierten directamente el calor a energía cinética a través de un ciclo termodinámico regenerativo con compresión y expansión cíclicas del fluido de trabajo, operando entre dos pequeñas temperaturas, la del foco caliente y la del foco frío, o bien utiliza pequeñas turbinas de gas. Existen dos sistemas de espejos, un concentrador formado por una membrana metálica que junto con el receptor, el motor Stirling y el generador está instalada en el foco y que va siguiendo la trayectoria solar, y reflectores móviles, formados por plástico reforzado con fibra de vidrio, que concentran la luz reflejada en un receptor fijo.



*Figura.1.22 Disco solar parabólico.
Fuente: Plataforma Solar de Almería – CIEMAT.*

Las **centrales térmicas de viento ascendente** (figura.1.23) combinan los fenómenos físicos del efecto invernadero y de chimenea. Bajo un techo de vidrio plano y redondo

se calienta aire que sube a través de una chimenea ubicada en el centro del círculo hacia arriba, e impulsa turbinas de aire que están en la parte baja de la chimenea.

Bajo el techo de vidrio se instalan depósitos de agua, que durante la noche suministran el calor que han acumulado a lo largo del día, de este modo, la central puede funcionar de manera ininterrumpida durante 24 horas.

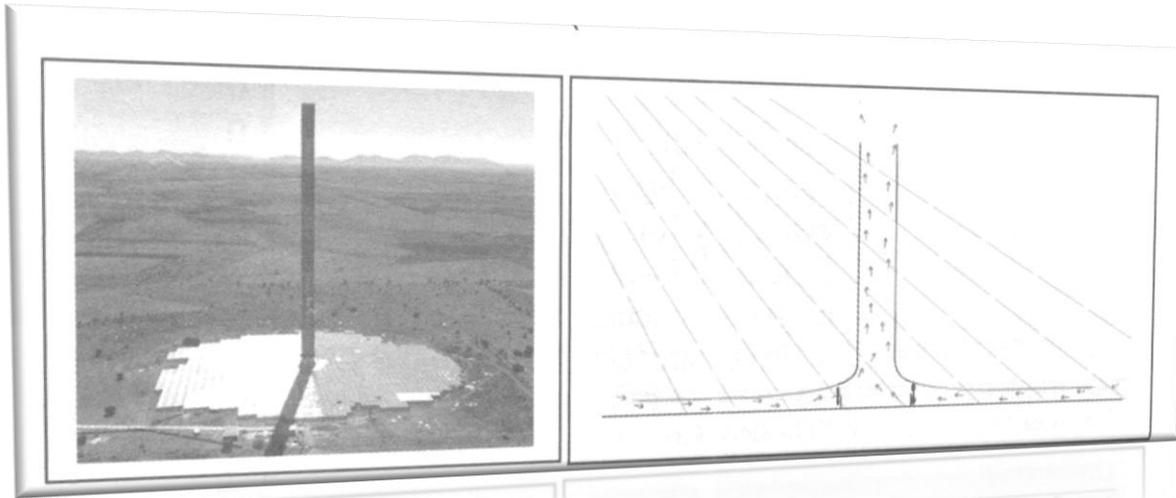


Figura.1.23 Centrales térmicas de viento ascendente.
Fuente: Instalación Manzanares y Enviro Mission – Australia.

Se puede aprovechar en este caso la radiación difusa del sol. Durante los años 80 se probó el principio de funcionamiento en una instalación piloto de 50 Kw en Manzanares. La chimenea tenía 195m de altura y el campo de colectores 240m de diámetro.

Este proyecto es una miniatura frente a la central de 200 Mw de Nueva Gales del Sur (Australia) dotada de chimenea hueca de 1 000 m de altura, 130 m de ancho y de una estructura circular transparente de 4 Km de diámetro que actuará como un gran colector. La gran masa de aire existente bajo el colector, se calentará ascendiendo por la chimenea en forma de viento caliente (60°C) a una velocidad de 15 m/s, atravesando en su ascensión 32 turbinas diseñadas con materiales ultraligeros que generarán la electricidad en la parte más baja de la torre. En la figura 1.24 pueden verse los costos del Kwh de estas técnicas.

Los sistemas de energía térmica de alta temperatura, todavía no son viables económicamente para conectarse a la red, pero puede competir con los generadores diesel en aplicaciones aisladas. El costo de la energía de la granja solar y de la torre de energía solar alcanza los 0.09€/Kwh. En la tabla 1.4 se muestra el impacto ambiental de la energía solar térmica de alta temperatura.

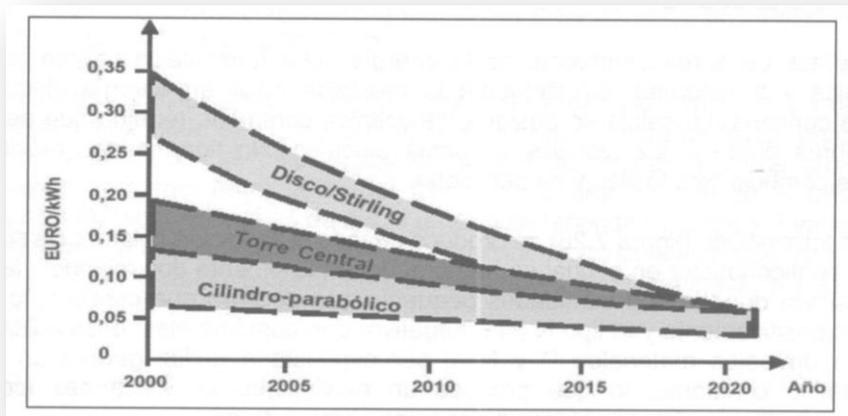


Figura.1.24 Costo del Kwh de las centrales térmicas de alta temperatura.
Fuente: Plataforma Solar de Almería – CIEMAT.

Situación	Factor de emisión	Valor
Granja solar	CO ₂ (Kg/TJ)	0
	SO ₂ (Kg/TJ)	0
	NOx (Kg/TJ)	0
	Partículas (Kg/TJ)	0
	VOCs (Kg/TJ)	0
	En la construcción CO ₂ (Kg/TJ)	10.499
	En la construcción SO ₂ (Kg/TJ)	76
En la construcción NOx (Kg/TJ)	36	
Torre solar	CO ₂ (Kg/TJ)	0
	SO ₂ (Kg/TJ)	0
	NOx (Kg/TJ)	0
	Partículas (Kg/TJ)	0
	VOCs (Kg/TJ)	0
	En la construcción CO ₂ (Kg/TJ)	7.240
	En la construcción SO ₂ (Kg/TJ)	58
En la construcción NOx (Kg/TJ)	23	
Disco solar	CO ₂ (Kg/TJ)	0
	SO ₂ (Kg/TJ)	0
	NOx (Kg/TJ)	0
	Partículas (Kg/TJ)	0
	VOCs (Kg/TJ)	0
	En la construcción CO ₂ (Kg/TJ)	7.546
	En la construcción SO ₂ (Kg/TJ)	36
En la construcción NOx (Kg/TJ)	17	

Tabla.1.4 Impacto ambiental energía solar térmica de alta temperatura.

2.0 CENTRALES ELÉCTRICAS DE CICLO COMBINADO.

2.1 VISIÓN GLOBAL.

Una central de ciclo combinado es una planta que produce energía eléctrica con un generador accionado por una turbina de combustión, que utiliza como combustible principal gas natural (metano en un 90% aproximadamente). Los gases de escape de la combustión son aprovechados para calentar agua en una caldera de recuperación que produce vapor aprovechable para accionar una segunda turbina. Esta segunda turbina, de vapor, puede accionar el mismo generador que la de gas u otro distinto.

El esquema general de una planta de ciclo combinado de eje simple (turbina de gas y turbina de vapor accionan el mismo generador) puede verse en la figura 2.1:

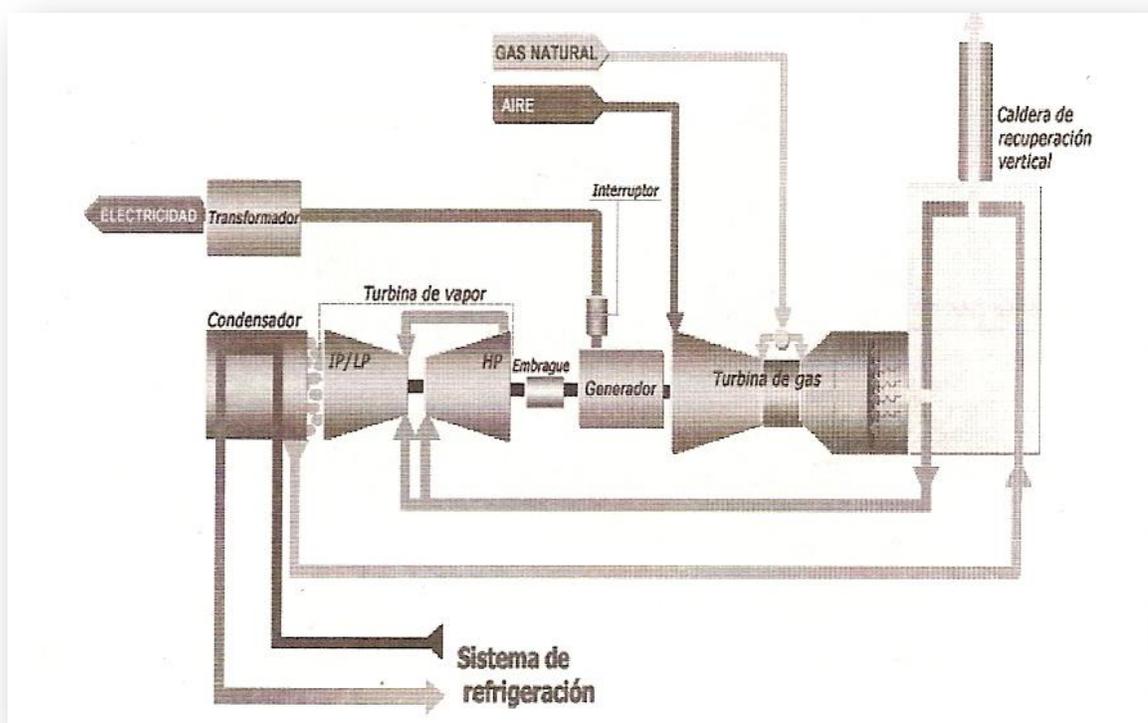


Figura 2.1. Central de ciclo combinado eje simple.

También pueden construirse plantas de eje múltiple, en las que turbina de gas y de vapor no están unidas por el mismo eje, y cada una acciona un generador distinto. El esquema de funcionamiento se representa en la Figura 2.2.

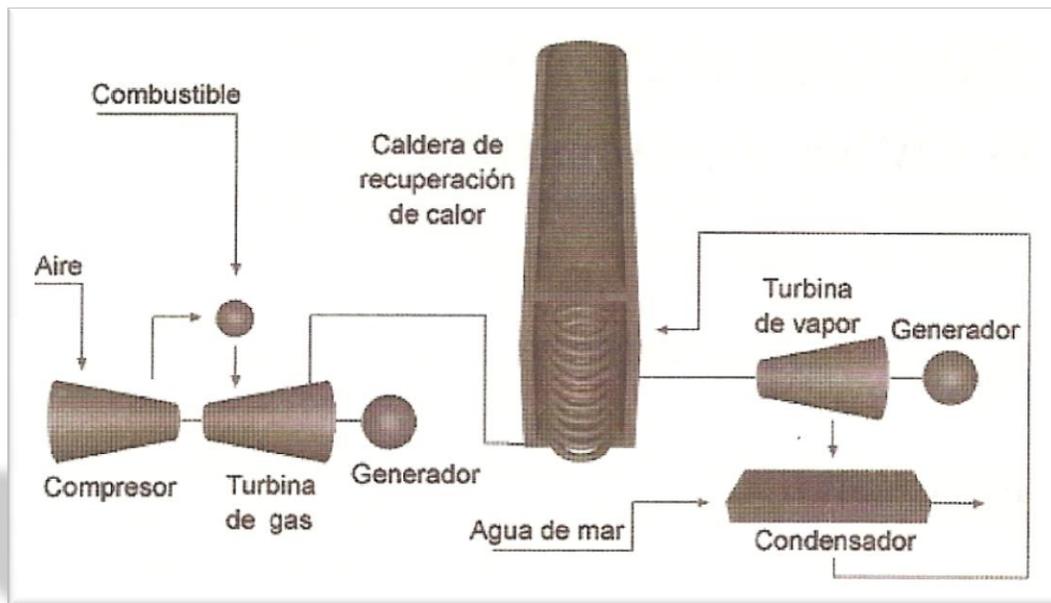


Figura 2.2. Central de ciclo combinado de eje múltiple.

Por último, también es habitual la combinación $\{2x1\}$, cuya composición consiste en dos turbinas de gas, cada una de ellas con su correspondiente caldera de recuperación, y una sola turbina de vapor, que recibe el vapor de ambas calderas (figura 2.3). En este caso cada turbina tiene su propio generador (tres en total).

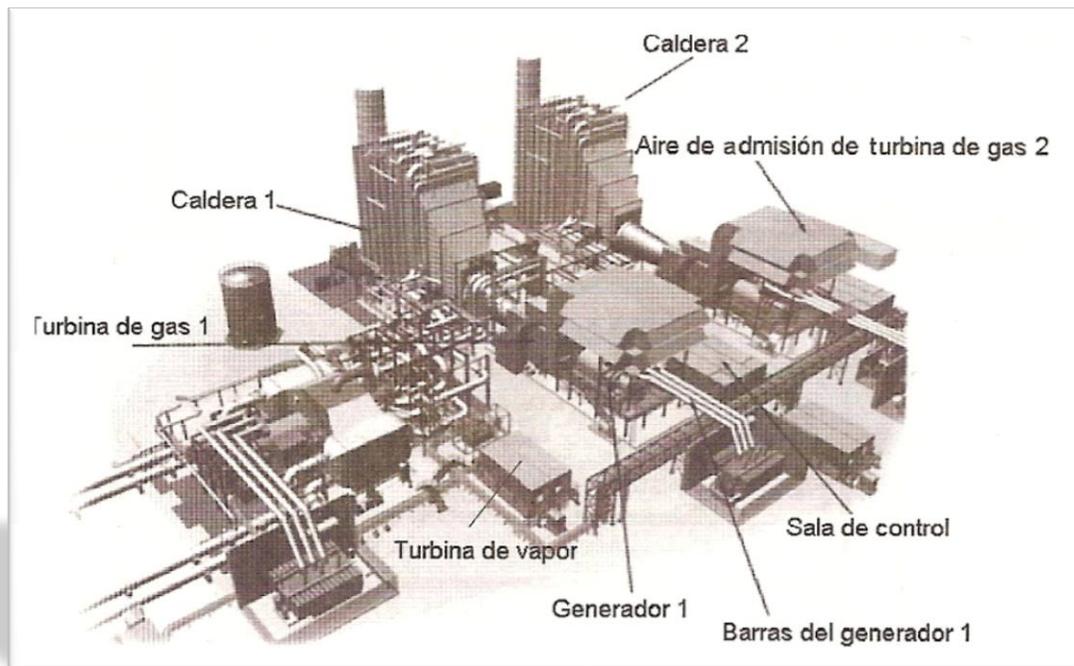


Figura 2.3. Central de ciclo combinado de eje múltiple 2x1, con dos turbinas de gas y una turbina de vapor.

2.1.1 DESCRIPCIÓN FUNCIONAL DE UN CICLO COMBINADO.

Para entender el funcionamiento de una central de ciclo combinado debemos imaginarla como una gran caja negra donde entran determinados "productos" y, debido al proceso interior que se lleva a cabo dentro de esta caja negra, se obtienen otros "productos" diferentes.

Vamos a diferenciar entre entradas/salidas principales y entradas/salidas auxiliares. Consideraremos que las entradas/salidas principales serán aquellas que intervienen sobre el proceso y las auxiliares serán el resto.

Veamos en la Figura 2.4 los bloques de entradas y salidas a nuestra caja negra, que es el conjunto de la central de ciclo combinado.

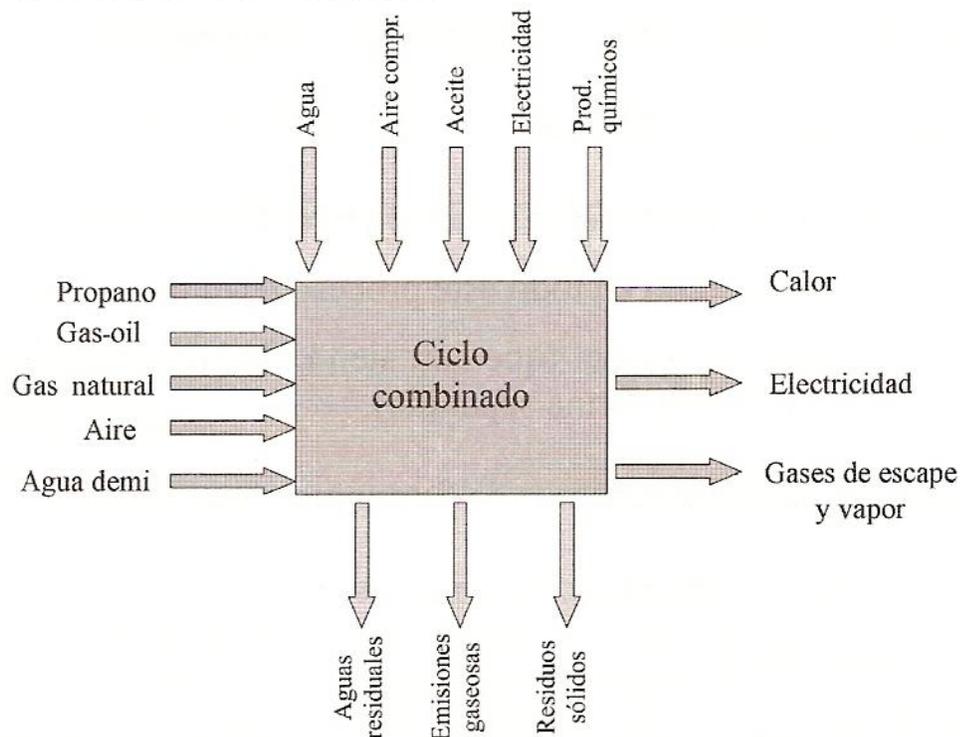


Figura 2.4. Diagrama de bloques de entradas y salidas de la planta de ciclo combinado.

Como entradas principales tenemos:

- ⊕ Propano o butano, que es el combustible usado habitualmente durante los arranques, por su mayor poder calorífico.
- ⊕ Gas natural, el combustible principal de la turbina de gas.
- ⊕ Aire, que proporciona el oxígeno necesario en toda combustión.

- ⊕ Diesel (Gas-oil), como combustible alternativo, que se usa cuando el combustible principal (gas natural) no esta disponible.

Como entradas secundarias o auxiliares tenemos:

- ⊕ Agua. Se emplean dos tipos de agua para funciones distintas: agua de refrigeración y agua de caldera. Las características de cada una de ellas son muy distintas, como veremos mas adelante.
- ⊕ Diversos productos químicos, usados para el tratamiento de las diferentes aguas de la planta.
- ⊕ Electricidad, necesaria durante los periodos previos al arranque. Es inevitable el consumo de electricidad de origen exterior (la red) para la alimentación de los equipos auxiliares, y de manera especial, para los arranques ¹.
- ⊕ Aire comprimido, usado principalmente en instrumentación.
- ⊕ Aceite, para la lubricación y refrigeración de los equipos.

Como salidas principales tenemos:

- ⊕ Electricidad, cuya producción es el objetivo de la central.
- ⊕ Calor, que es generado en todo este proceso térmico.
- ⊕ Gases de escape y vapores (que aun siendo los responsables del punto anterior, trataremos de forma separada).

Como salidas secundarias tenemos de forma muy general:

- ⊕ Aguas residuales (refrigeración y proceso).
- ⊕ Emisiones gaseosas.
- ⊕ Residuos sólidos.

Con esta visión tan general, pasaremos ahora a ver con algo más de detalle las diferentes partes.

Vamos a dividir la planta en diferentes bloques o "cajas negras" que corresponderán a los elementos principales que la componen y encadenaremos cada uno de ellos con el objeto de ir viendo las interrelaciones de los diferentes sistemas (Figura 2.5).

¹ Una central de ciclo combinado necesita tensión exterior para arrancar, ya que en general, utilizan el propio generador como motor de arranque.

Diferenciamos en este diagrama cinco bloques:

- Turbina de gas.
- Caldera.
- Turbina de vapor.
- Generador.
- Sistemas auxiliares.

Veamos con mayor detalle las entradas y salidas de cada uno de estos bloques, que componen lo que se denomina “tren de potencia”. Tras examinar cada uno de los componentes del tren de potencia de una forma muy general, realizaremos un estudio más exhaustivo de cada uno de estos elementos.

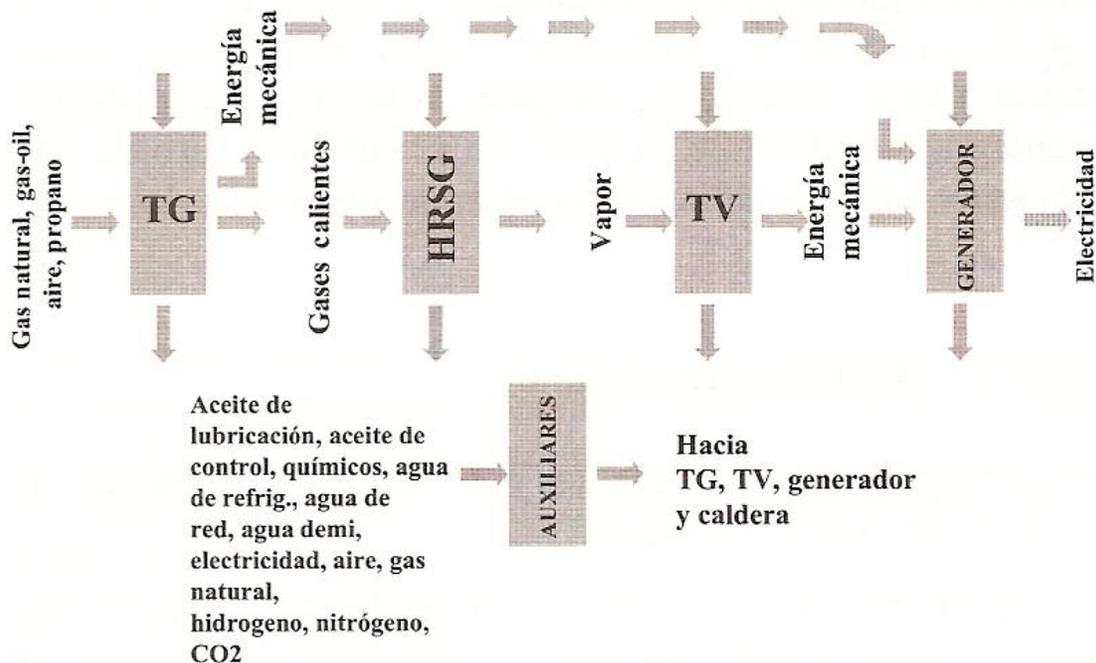


Figura 2.5. Diagrama a bloques de los componentes principales de la central.

2.1.2 CARACTERÍSTICAS DE LAS TURBINAS DE GAS.

Entradas principales: gas natural, propano, aire, diesel, agua desmineralizada.

Entradas auxiliares: aceite de lubricación a cojinetes y bombas, agua de refrigeración de equipos, aire de refrigeración, electricidad y nitrógeno.

Salidas principales: gases calientes de combustión hacia la caldera recuperadora de calor, energía mecánica de rotación transmitida al eje.

Salidas auxiliares: Aceites usados, agua, aire.

En la turbina de gas se realiza la combustión del gas en presencia de aire. Los gases procedentes de la combustión a altas temperaturas (por encima de 1200 °C) pasan a gran velocidad a través de la turbina, haciendo girar a esta y generando energía mecánica de rotación en el eje de la turbina. Dichos gases calientes son aprovechados en la caldera recuperadora de calor.

2.1.3 CALDERA RECUPERADORA DE CALOR.

Entradas principales: gases calientes procedentes de la turbina de gas, agua de aporte al ciclo cerrado agua-vapor.

Entradas auxiliares: productos químicos para el control de la calidad de las aguas y para la protección de los equipos ante incrustaciones y corrosiones, electricidad, aceite para lubricación y agua de refrigeración.

Salidas principales: vapor a diferentes presiones y temperaturas.

Salidas auxiliares: aguas de purgas.

En la caldera recuperadora se aprovecha el calor procedente de los gases de escape de la turbina de gas para producir vapor. Normalmente, existen diferentes niveles de presión en la caldera. Cuando esto ocurre, el vapor se clasifica atendiendo a su presión en:

- ☛ Vapor de alta, con una presión de unos 120 bares y una temperatura que puede oscilar entre los 320 y 570°C.
- ☛ Vapor de media, con una presión alrededor de los 25 bares y con una temperatura de entre 230 y 570°C.
- ☛ Vapor de baja, con una presión de unos 4 bares y con temperaturas de unos 150°C.

El vapor producido en la caldera se envía a los diferentes cuerpos de la turbina de vapor.

2.1.4 CARACTERÍSTICAS DE LAS TURBINAS DE VAPOR.

Esta turbina recibe el vapor generado en la caldera de recuperación. Veamos sus entradas y salidas:

Entradas principales: vapor a diferentes presiones.

Entradas auxiliares: aceite de lubricación a cojinetes e hidráulico de control, agua, aire.

Salidas principales: energía mecánica de rotación transmitida al eje.

Salidas auxiliares: vapor “muerto” (no utilizable para la producción de energía eléctrica).

La turbina de vapor está dividida en etapas. Lo más habitual es que esté dividida en tres cuerpos: turbina de alta presión, turbina de media y turbina de baja. En cada una de ellas se recibe vapor en unas condiciones de presión y temperatura determinadas. Se consigue con esta división un mayor aprovechamiento del vapor generado en caldera y se evitan problemas derivados de la condensación en las últimas etapas de la turbina.

Cuando la central es monoeje puede ser necesario un sistema de embrague que permita independizar ambas turbinas en caso necesario. Esto permite, por ejemplo, realizar trabajos de mantenimiento en la turbina de vapor mientras la turbina de gas permanece en marcha, o poder subir a plena carga muy rápidamente solo con turbina de gas si se necesitara². Pero sobre todo, es útil para facilitar los arranques, ya que la turbina de gas arrastra el peso de la turbina de vapor en la fase inicial. Existen plantas con eje único que no disponen de este sistema de embrague. En estas plantas es necesario disponer de unas calderas auxiliares que introduzcan vapor en la turbina de vapor en los primeros momentos del arranque, para evitar lastrar el giro de la turbina de gas durante este proceso.

2.1.5 GENERADOR.

Entradas principales: energía mecánica de rotación del eje de las turbinas.

Entradas auxiliares: hidrogeno, aire de purga, aceite de lubricación, agua de refrigeración, CO₂, electricidad.

² El tiempo total de arranque de una planta, la mayor parte se consume en el arranque del circuito de vapor (caldera, ciclo agua-vapor). Si se prescindiera de la energía que aporta la turbina de vapor el rendimiento de la planta es muy inferior, pero el arranque es mucho más rápido.

Salidas principales: electricidad.

Salidas auxiliares: pérdidas de hidrógeno, agua, aceite.

El generador es el encargado de transformar la energía mecánica de rotación transmitida al eje por las turbinas en energía eléctrica. La transmisión de energía mecánica, procedente de las turbinas de gas y vapor, se puede realizar a través de uno o varios ejes de potencia. Esto quiere decir que ambas turbinas pueden estar unidas por el mismo eje a un solo generador, o que cada turbina tenga su propio generador, dando lugar a plantas de eje único o de eje múltiple, como se detallaba al principio de este apartado.

2.2 TURBINA DE GAS.

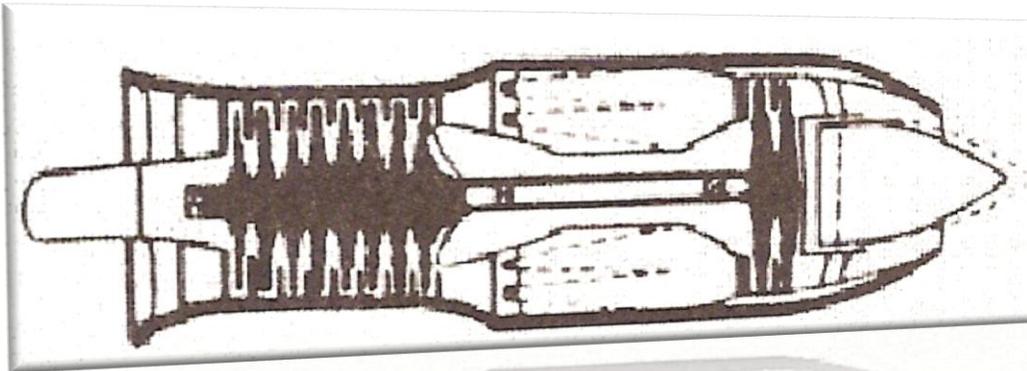


Figura 2.6. Dibujo esquemático de una turbina de gas.

2.2.1 LA TURBINA DE GAS Y EL CICLO BRAYTON.

El ciclo de Brayton (Figura 2.7) fue propuesto por George Brayton para uso en una máquina de combustión recíproca que él desarrolló alrededor de 1870. La turbina de gas es una máquina térmica basada en este ciclo.

El funcionamiento de la turbina de gas como máquina térmica es el siguiente: el aire fresco, que actúa como gas comburente, entra en el compresor donde aumenta su presión y temperatura (etapa 1). A continuación, el combustible se quema en la cámara de combustión a presión constante (etapa 2). Los gases entran a la turbina a altas temperaturas donde se expanden hasta la presión atmosférica (etapa 3). Por último, los gases de escape son expulsados a esta presión (etapa 4), lo que cierra el ciclo.

C: Compresor

B: Cámara de combustión

T: Turbina

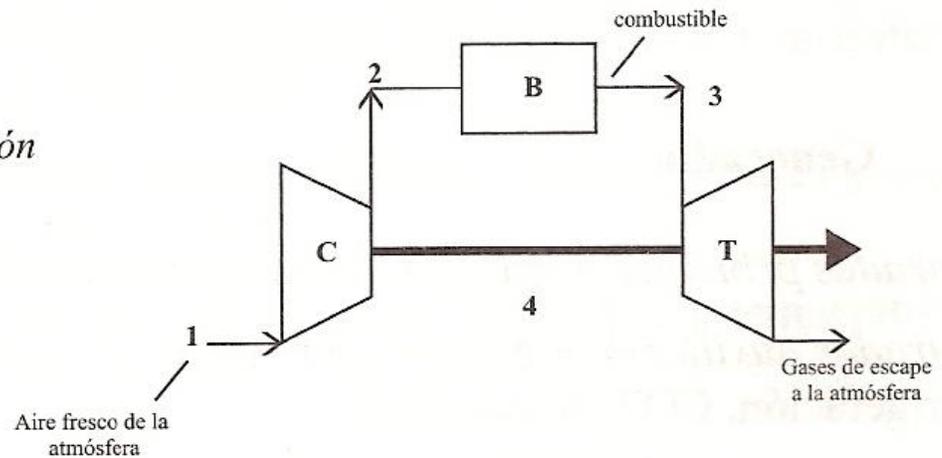


Figura 2.7. Ciclo de Brayton.

Diagramas T- S y P-V para ciclo de Brayton ideal (Figura 2.8).

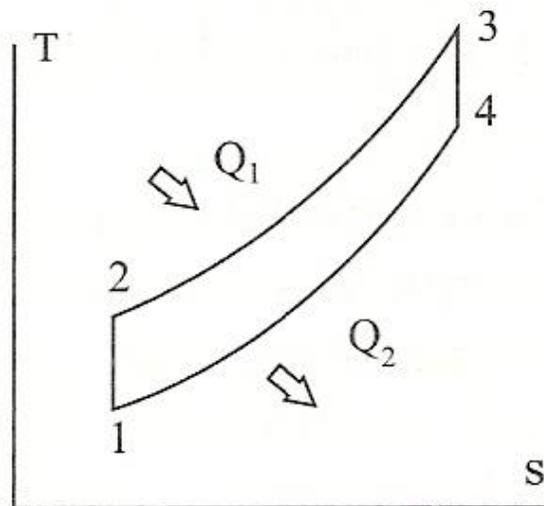


Figura 2.8. Diagrama T-S para ciclo de Brayton ideal.

Proceso 1-2. El aire es comprimido, pasando de la presión 1 (presión atmosférica) a la presión 2 (presión de salida del compresor). La compresión, en un ciclo ideal se realiza sin variación en la entropía. En un ciclo real, la compresión no es isentrópica, lo que provoca irreversibilidades (el proceso no es reversible desde un punto de vista

termodinámico) y hace que el rendimiento real sea inferior al ideal. Esta compresión absorbe energía.

Proceso 2-3. Adición de calor a presión constante. Se añade combustible y se produce la combustión. Se libera gran cantidad de energía. La presión se mantiene constante, y la temperatura que se alcanza en el punto 3 es la máxima de todo el ciclo, por lo que se convierte en una temperatura crítica.

Proceso 3-4. Expansión isentrópica. Los gases de combustión se expansionan en las etapas de álabes de la turbina, provocando su movimiento. En un ciclo ideal, esta expansión se realiza sin cambios en la entropía, aunque en el ciclo real hay un aumento.

Proceso 4-1. Cesión de calor a presión constante. Por último, los gases de combustión salen de la turbina hacia la atmósfera, cerrando el ciclo.

Veamos ahora la Figura 2.9 "presión-volumen" durante el proceso:

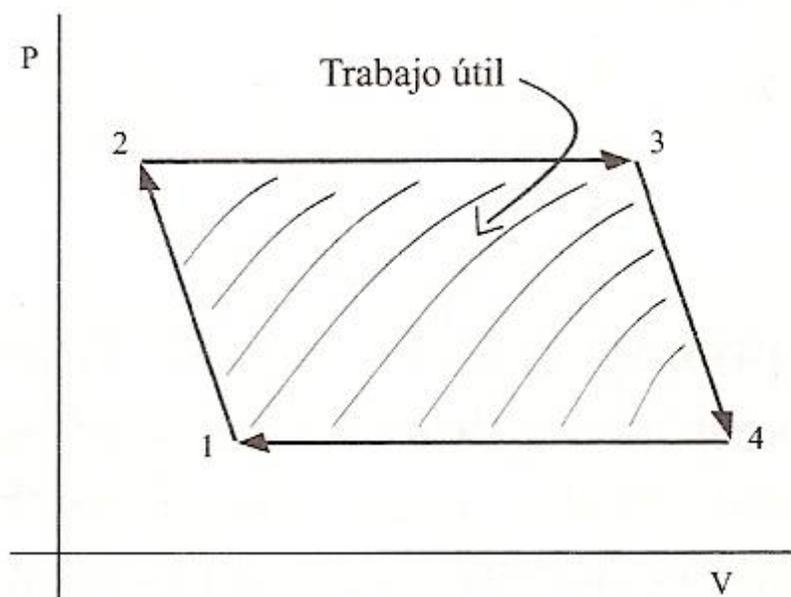


Figura 2.9. Diagrama P-V para el ciclo de Brayton ideal.

Proceso 1-2. El aire es comprimido, pasando de la presión 1 (presión atmosférica) a la presión 2 (presión de salida del compresor). La compresión hace variar el volumen del aire.

Proceso 2-3. Se produce la combustión. El volumen aumenta, pero la presión no lo hace, ya que entra tanto fluido como el que sale. Esta es la presión máxima en el ciclo. Es importante observar como si la presión se mantiene constante durante el proceso de

combustión, la presión a la salida del compresor y la que se alcanza en la cámara de combustión son iguales. Durante la combustión se aumenta la temperatura de los gases de combustión, como hemos visto en el diagrama anterior, pero no su presión. Es importante observar como la presión máxima y la temperatura máxima coinciden en el mismo momento, que hacen que sea crítico y condicionan la utilización de determinados materiales capaces de resistir esas condiciones.

Proceso 3-4. Se produce la expansión de los gases de escape, desde la presión de la cámara de combustión hasta la presión atmosférica. Esta expansión es la que hace girar la turbina, produciendo energía mecánica en el rotor.

Proceso 4-1. Los gases son liberados a la atmósfera, a presión atmosférica, cerrando así el ciclo. Hay una diferencia entre el volumen de los gases a la entrada y a la salida, correspondientes a la diferencia de temperatura. La evolución 4-1 es virtual y corresponde al enfriamiento de los gases hasta la temperatura ambiente.

El trabajo útil que puede realizar el ciclo está representado por el área encerrada entre esos cuatro puntos del diagrama P- V. De esta forma, a mayor presión a la salida del compresor, mayor trabajo útil que podemos convertir en energía mecánica.

El rendimiento total del ciclo puede definirse mediante la siguiente expresión:

$$\eta = 1 - \frac{1}{r_p^{(\gamma-1)/\gamma}} \quad \left\{ \begin{array}{l} \gamma \rightarrow \text{Índice adiabático} \\ r_p = \frac{p_2}{p_1} \text{ Relación de presiones} \end{array} \right.$$

El rendimiento (no la potencia) en el ciclo de Brayton depende exclusivamente de la relación de presiones y no del calor suministrado. Asumiendo que en el difusor tendremos una presión igual a la atmosférica, el rendimiento del ciclo dependerá de la presión después del compresor. Cuanto más alta sea la presión que se alcance a la salida del compresor, mayor será el rendimiento. La presión y la temperatura están íntimamente relacionadas (ya veíamos que la presión máxima y la temperatura máxima se alcanzan en la misma fase), de forma que la relación de presiones afecta a la relación de temperaturas.

La temperatura más alta, que se consigue al final del proceso de combustión (3), está limitada por la máxima temperatura soportada por los materiales con que están fabricados los álabes de la turbina de manera que esta temperatura máxima limita la

relación de presiones y condiciona la potencia máxima y el rendimiento. Así, rendimiento y potencia máxima se ven limitados por los avances en el campo de la tecnología de los materiales.

2.2.2 ELEMENTOS DE LA TURBINA DE GAS.

El sistema de turbina de gas tiene los siguientes elementos asociados:

- Filtros de admisión de aire.
- Compresor.
- Cámaras de combustión.
- Turbina (propriadamente dichas).
- Sistemas auxiliares.

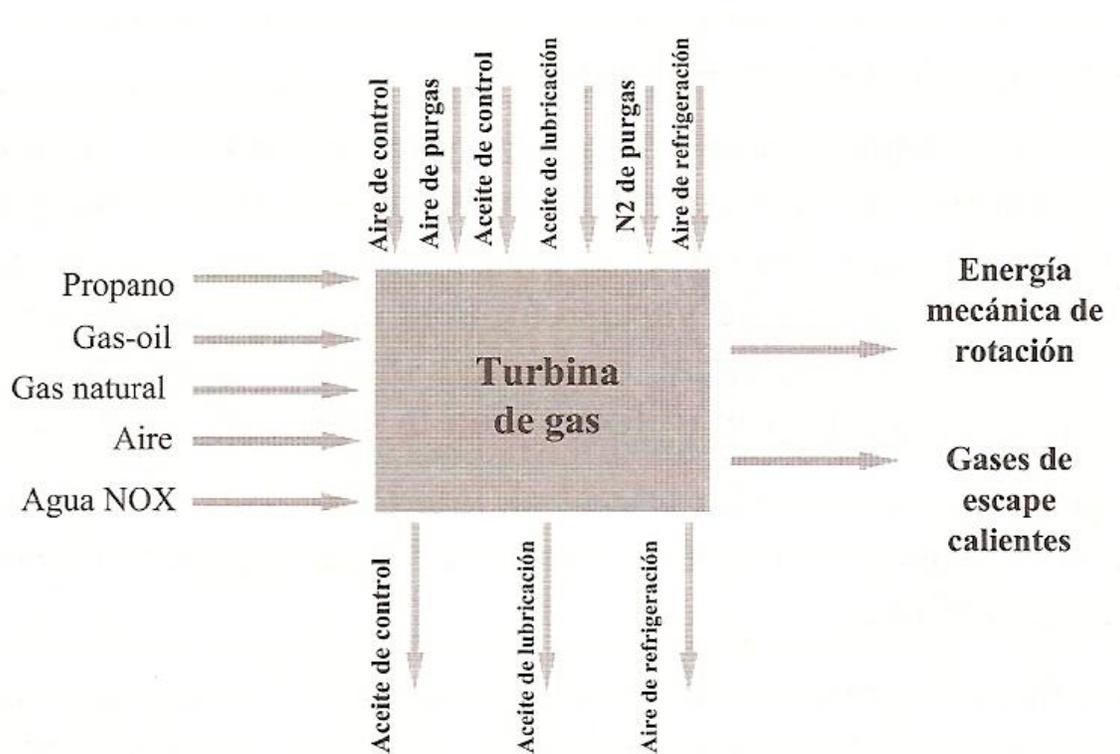


Figura 2.10. Diagrama de bloques de entradas y salidas del sistema de turbina de gas.

La entrada de gas natural como combustible principal se realiza a través de quemadores situados en las cámaras de combustión. El aire necesario para realizar la combustión que será comprimido en el compresor de la turbina se toma del exterior

pasando a través de unos filtros, que tratan de eliminar cualquier impureza que pudiera contener. Estas impurezas afectan muy negativamente a los alabes del compresor, a la cámara de combustión y a los álabes de la turbina. El filtrado del aire se lleva a cabo, generalmente, en tres etapas:

- Rejilla metálica, llamada también rejilla anti-pájaros, como filtrado muy grueso.
- Mallas de filtrado mas fino, también llamados prefiltros.
- Filtros finos.

En la zona de entrada al compresor se crea una cierta depresión. Para controlar esta presión se instalan unos dispositivos de ruptura a vacío en la succión del compresor de la turbina de gas, capaces de elevar la presión hasta igualarla a la atmosférica en caso de saturación o problemas repentinos en los filtros. La activación de estos dispositivos tiene un efecto negativo: dejaría de filtrarse el aire de entrada.

El control de la entrada de aire para la combustión se realiza variando el ángulo de inclinación de las ruedas iniciales de los álabes del compresor. A mayor ángulo, mayor cantidad de aire de entrada al compresor, y por tanto, a la turbina.

Como en todo compresor, durante los arranques es necesario aliviar la carga a la que se le somete. Para ello existen unas válvulas a la salida del compresor y antes de la turbina que tienen esta función. Dichas válvulas derivan el aire hacia la atmósfera y alivian la carga de arranque.

Las cámaras de combustión son los elementos sometidos a mayor temperatura, están recubiertas por un material cerámico y alojan a los quemadores. Dependiendo del fabricante, las turbinas pueden tener una o varias cámaras de combustión. Cuando disponen de varias cámaras de combustión normalmente se realiza una combustión secuencial, de manera que los gases de escape de una de las cámaras de combustión son utilizados en la siguiente cámara.

Si bien la ignición o encendido inicial se puede realizar con gas natural, es usual el empleo de gases tales como el propano y butano para el encendido, por su mayor poder calorífico.

El control de flujo de gas se realiza a través de unas válvulas de control. Tanto el sistema de control de gas como el de aire están comandados por un controlador electrónico que, atendiendo a la carga solicitada, regula automáticamente el caudal de aire y de gas necesario para optimizar la combustión.

Para la pre-ignición se dispone de unas bujías o antorchas, que no son más que unos electrodos alimentados con alta tensión (unos 10 000 voltios), y gas propano, butano o

gas natural. La determinación de un arranque óptimo se realiza a través de diferentes sensores de temperatura y ópticos. Estos garantizan un encendido y quemado de gas uniforme y se disponen en el anillo de las cámaras de combustión. Es normal que estos sensores sean redundantes porque de ellos dependerá el aborto o la continuidad del arranque y el funcionamiento normal de la turbina de gas.

Como referencia, el consumo de gas en operación normal y para una carga de unos 380 - 400 Mw actuando en ciclo combinado puede estar en torno a los 15 - 20 Kg/s.

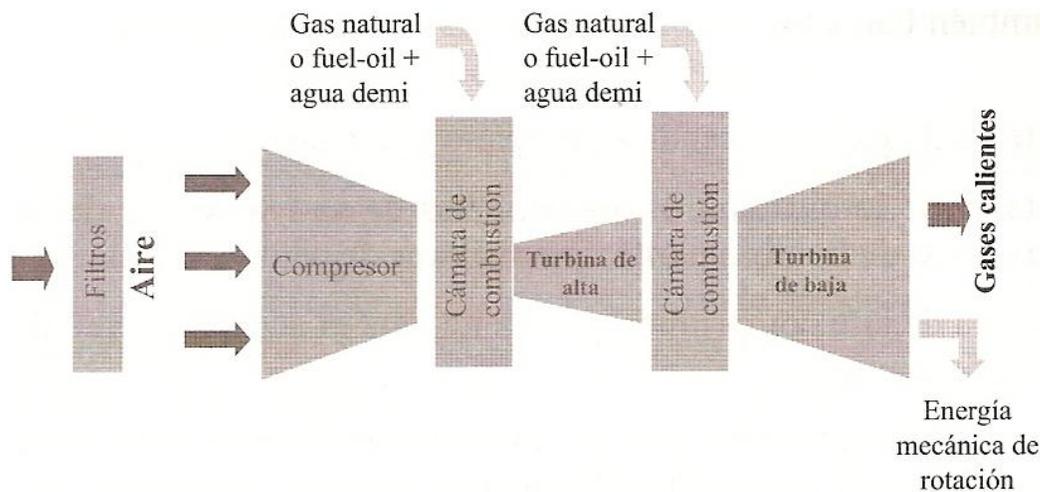


Figura 2.11. Componentes principales en una turbina de combustión secuencial.

Cuando se ha realizado el encendido, los gases de escape pasan a través de los anillos de álabes móviles y fijos (según estén unidos al rotor o al eje respectivamente) de la turbina, haciéndolos girar.

Las altas temperaturas que se alcanzan en la combustión de gas hacen del diseño de las cámaras de combustión y de los álabes el gran secreto de los fabricantes. De esta forma, todo lo referente a la refrigeración interna de los álabes, al recubrimiento de estos y de las cámaras de combustión son aspectos que condicionan la vida útil de la máquina, los costos de mantenimiento y, en definitiva, la duración de la instalación.

La turbina de gas también se suele subdividir en etapas. Cada etapa de álabes o grupo de estos que conforman la turbina se sitúan tras la cámara de combustión correspondiente. Así, tras la cámara de combustión de alta estarán las etapas de álabes que conforman la turbina de alta, y tras la cámara de combustión de baja estarán las etapas de álabes que conforman la turbina de baja (no es habitual tener mas de dos cámaras de combustión).

El arranque de la turbina de gas se realiza utilizando el generador como motor. Esta situación se mantiene hasta que la energía producida en la combustión es capaz de lograr un movimiento sostenido de la turbina.

Antes de un encendido es preciso que el interior de la turbina este libre de posibles gases combustibles que podrían provocar una explosión incontrolada, y en consecuencia accidentes personales y/o deterioro de los equipos. Por tanto, durante la parada y encendido de la maquina se realiza una purga con nitrógeno y aire de los anillos de alimentación de gas a los quemadores. Esta purga de aire también sirve para asegurar que no habrá acumulaciones de gas en el interior de la caldera.

Otros sistemas necesarios para el arranque y el funcionamiento normal de la turbina (también llamados sistemas auxiliares) son los siguientes:

- Sistema de gas de encendido (propano o butano).
- Sistema de lubricación de los cojinetes de apoyo del eje de la turbina, que consta de bombas e intercambiadores de calor.
- Sistema de aire comprimido y/o aceite para el accionamiento de las válvulas de control.
- Agua de refrigeración para los intercambiadores de calor asociados a, por ejemplo, el sistema de lubricación.
- Aire y nitrógeno para las purgas y eliminación de gases combustibles en el interior de la turbina.

2.3 TURBINA DE VAPOR.

2.3.1 EL CICLO DE RANKINE.

Antes de pasar a ver desde un punto de vista practico la turbina de vapor, estudiemos primero este equipo desde un punto de vista termodinámico. Veremos los diferentes ciclos termodinámicos y su evolución hasta llegar a los sistemas empleados en la actualidad.

El ciclo abierto y las locomotoras de los ferrocarriles;

Este fue el primer ciclo de vapor que se utilizó de forma amplia. Corresponde a las típicas máquinas de vapor de ciclo abierto (locomotoras y algunos equipos industriales) de los primeros momentos de la revolución industrial (Véase figura 2.12).

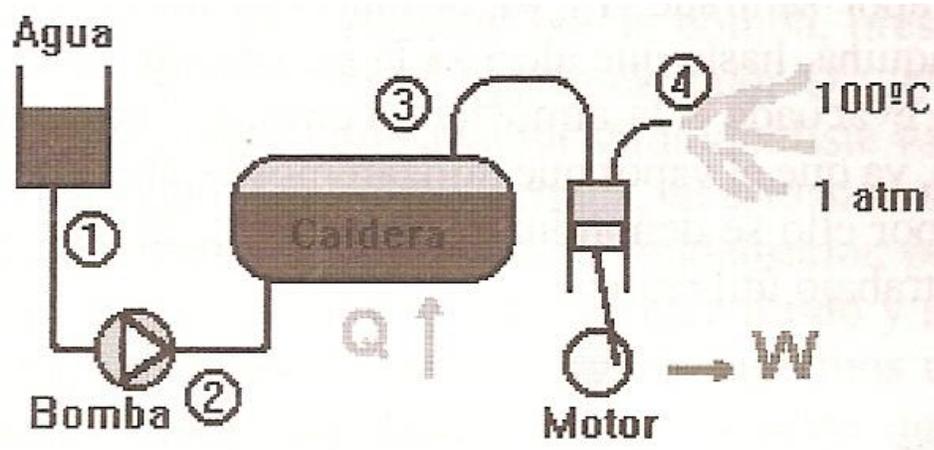


Figura 2.12. Ciclo de vapor abierto.

Su funcionamiento es el siguiente: la bomba toma agua del depósito, elevando su presión, desde la presión atmosférica, y la inyecta en la caldera. En ella, recibe una cantidad de calor Q , y ebulle, formando vapor. El vapor se extrae de la parte superior de la caldera y se inyecta en el motor, donde se expande (produciendo el trabajo W) hasta la presión atmosférica, y es liberado. En el ciclo abierto se convierte el calor Q , que se introduce en la caldera, en el trabajo W , que se recupera en el motor.

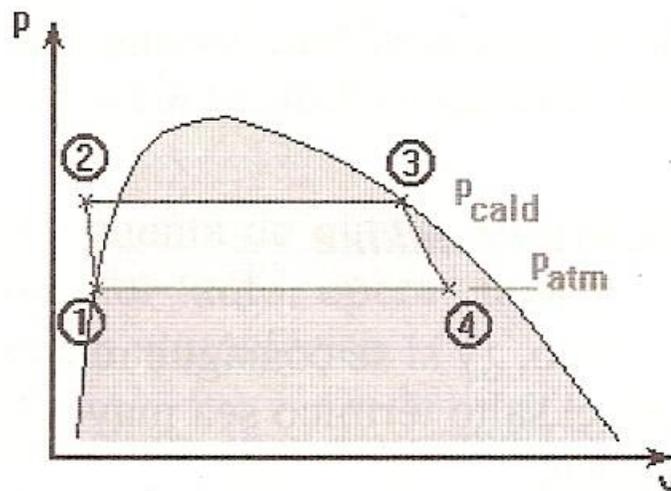


Figura 2.13. Diagrama P-V del ciclo de vapor abierto.

En el punto 1, la bomba toma el agua del depósito, y eleva su presión hasta 2, con un pequeño cambio de volumen. El agua se inyecta en la caldera donde ebulle a presión constante, y pasa a ser vapor saturado, con un considerable aumento de volumen

(punto 3). De ahí pasa al motor, donde se expande hasta la presión atmosférica (punto 4).

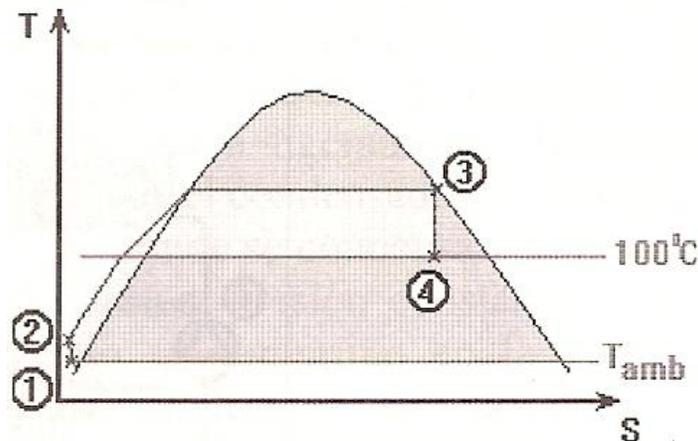


Figura 2.14. Diagrama T-S del ciclo de vapor abierto.

En el diagrama "temperatura-entropía" (Figura 2.14), vemos como el líquido en 1 está inicialmente a temperatura ambiente. La bomba eleva su presión, prácticamente sin cambio en su temperatura hasta el punto 2. Se inyecta en la caldera y sufre un aumento de entropía. Al recibir el calor de la caldera, primero pasa a ser líquido saturado de vapor (punto de cruce con la curva de cambio de fase), siendo lógicamente esa temperatura superior a 100°C , ya que la presión en la caldera es superior a la atmosférica, y posteriormente alcanza el punto 3, en el que el líquido se ha convertido en vapor saturado. El vapor entonces puede expandirse, generando trabajo en la máquina, hasta que alcanza la presión atmosférica y la temperatura de 100°C , y es evacuado a la atmósfera, cerrando virtualmente el ciclo (no se cierra realmente, ya que el vapor que utilizaremos es otro diferente al que se envía a la atmósfera, por ello se denomina ciclo abierto).

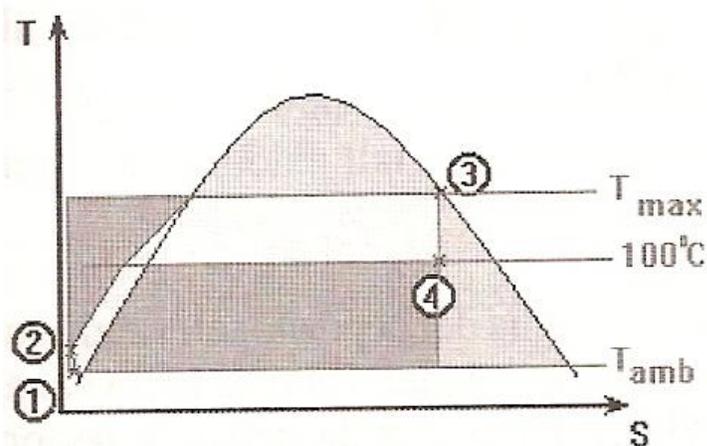


Figura 2.15. Comparación del ciclo abierto y el ciclo ideal de Carnot en un diagrama T-S.

Si tratamos de comparar el trabajo realizado por el ciclo abierto y el ciclo ideal de Carnot (Figura 2.15) (que en un diagrama T-S se representaría por el rectángulo que formarían dos líneas isotermas y dos líneas isoentrópicas), podemos comparar el rendimiento de ese ciclo frente al que tendría una máquina ideal que siguiera el ciclo de Carnot.

El área del rectángulo representaría el ciclo de Carnot, el área reseñada en oscuro sería la diferencia entre un ciclo y otro. Es fácil ver que el rendimiento del ciclo abierto es relativamente bajo, comparado con la máquina térmica ideal de Carnot.

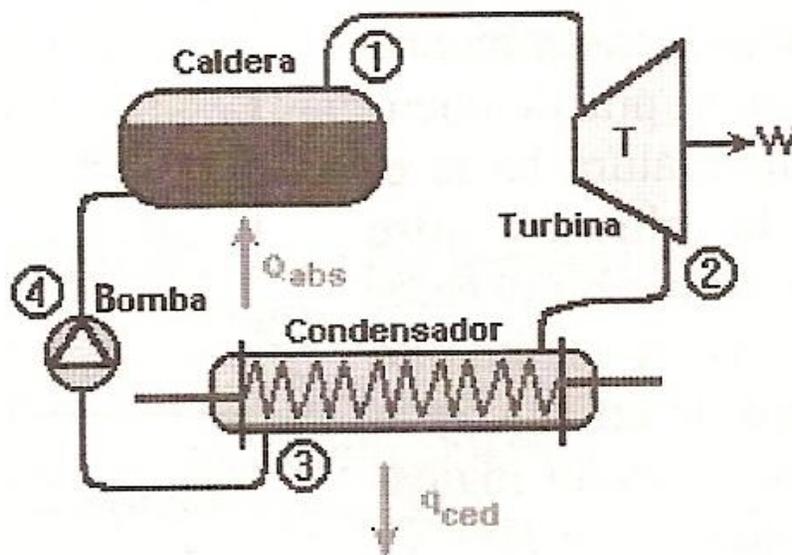


Figura 2.16. Ciclo cerrado o ciclo de Rankine.

¿Y si se consigue rebajar la temperatura de salida del vapor, de manera que el salto térmico sea mayor? De esta forma, el rendimiento se acercaría más al ideal. El elemento que se emplea para bajar la temperatura de salida es el condensador, que condensa el vapor a la salida de la máquina térmica. Este ciclo, que supone una importante mejora sobre el ciclo abierto, puede esquematizarse como en la figura anterior 2.16.

El líquido condensado (3) es absorbido por la bomba, presurizado e introducido en la caldera (4). Allí, recibe el aporte de calor Q_{abs} y el líquido pasa primero a líquido saturado y más tarde a vapor saturado. Este vapor se extrae de la caldera (1) y se expande en la máquina térmica, en este caso una turbina. Una vez expandido, la salida de esta se conecta a un condensador, por el que circula un fluido refrigerante frío, el vapor cede calor a este fluido y se condensa. De esta forma, mejoramos la eficiencia

del ciclo y conseguimos un salto térmico mayor (foco frío a menor temperatura), con lo que el trabajo que puede realizar la maquina (y por tanto, su potencia) aumentará.

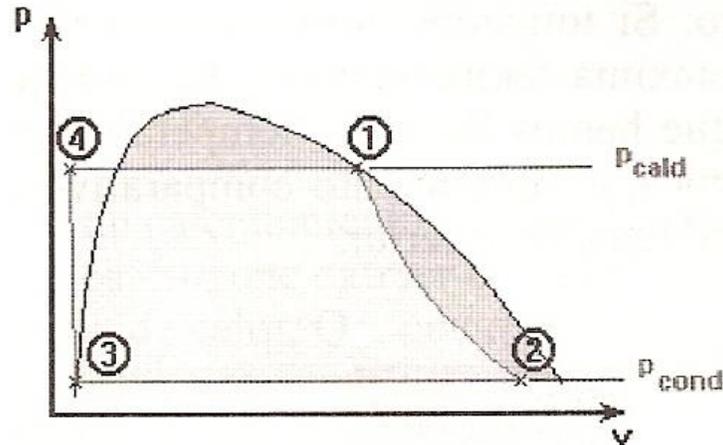


Figura 2.17. Diagrama P-V del ciclo de Rankine.

Veamos el grafico P-V del proceso (Figura 2.17). La bomba aumenta la presión del líquido desde p_{cond} (3) hasta p_{cald} (4), y es introducido en la caldera. Allí, sin variación de presión, adiciona una cantidad de calor Q_{abs} y se transforma en vapor saturado (1) que ahora se extrae de la caldera y se lleva a la turbina para que se expanda. Esta expansión produce el trabajo W . La descarga de la turbina se hace al condensador, que esta a la presión del punto (2), condensándose. La bomba toma este líquido condensado y aumenta de nuevo su presión, cerrando (ahora realmente) el ciclo. La turbina, por tanto, opera entre p_{cald} y p_{cond} esta última inferior generalmente a la presión atmosférica.

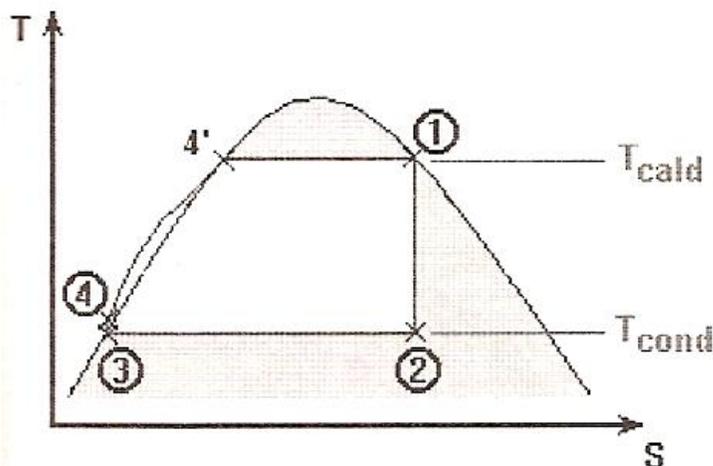


Figura 2.18. Diagrama T-S del ciclo de Rankine.

Veámoslo ahora en el diagrama T-S (Figura 2.18). De la caldera se extrae vapor saturado (punto 1), que se expande en la turbina (2) generando el trabajo W . Esta evolución es idealmente isoentrópica, aunque por los diversos rozamientos que aparecen en el proceso, la entropía, en realidad, aumenta ligeramente. El vapor se descarga en el condensador, a la temperatura T_{cond} donde se condensa totalmente, a temperatura y presión constantes. Este condensado se comprime en la bomba, pasando de 3 a 4 (su temperatura y su entropía prácticamente no varían), y es inyectado en la caldera. Allí se transformara primero en liquido saturado (4'), y luego en vapor saturado, a medida que vaya adicionando calor Q_{abs} con un importante aumento de temperatura y de entropía. El vapor es de nuevo enviado a la maquina térmica, cerrando el ciclo.

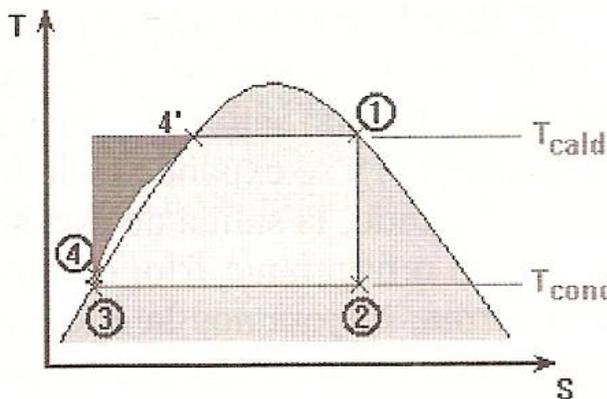


Figura 2.19. Comparación del ciclo de Rankine con el ciclo ideal de Carnot en un diagrama T-S.

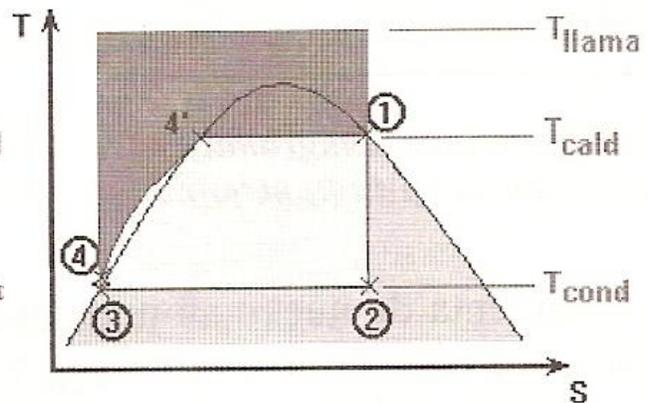


Figura 2.20. Comparación del ciclo de Rankine con el ciclo ideal de Carnot en un diagrama T-S tomando como punto de máxima temperatura la llama.

Si comparamos el rendimiento del ciclo de Rankine con el de una máquina ideal que siguiera el ciclo de Carnot, podríamos ver como el rendimiento aumenta notablemente sobre el que tendría el ciclo abierto. La parte sombreada en oscuro representaría en rendimiento "perdido", observándose como el ciclo de Rankine se aproxima mucho al ideal de Carnot. Aunque esto no es del todo cierto. Si tomamos como punto caliente la máxima temperatura de la caldera (a la que hemos llamado "temperatura de llama"), el rendimiento comparativo es notablemente inferior.

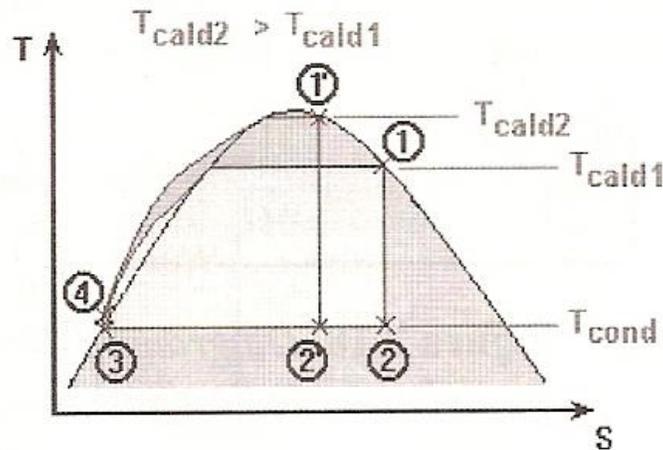


Figura 2.21. Efecto en el ciclo Rankine al aumentarla presión y disminuir temperatura.

Además del problema del rendimiento, un segundo problema aún más preocupante es que el vapor sale con una parte muy importante de líquido. Esta fase líquida que acompaña al vapor se vuelve tremendamente perjudicial para la turbina, ya que, sobre todo, erosiona los alabes, disminuyendo notablemente la vida útil de la máquina. Por otro lado, el punto 2 del gráfico anterior, el vapor de descarga, tiene un alto contenido de líquido, con lo que las últimas etapas de la turbina acusan mucho el efecto erosivo de esta fase líquida. El problema aumenta cuanto mayor es la presión, pues el punto 2 se desplaza hacia 2', haciendo que la cantidad de líquido en la descarga de la turbina aumente.

Ambos problemas pueden evitarse con el ciclo de Hirn, también llamado ciclo de Rankine con sobrecalentamiento. Se muestra a continuación gráficamente en la figura 2.22.

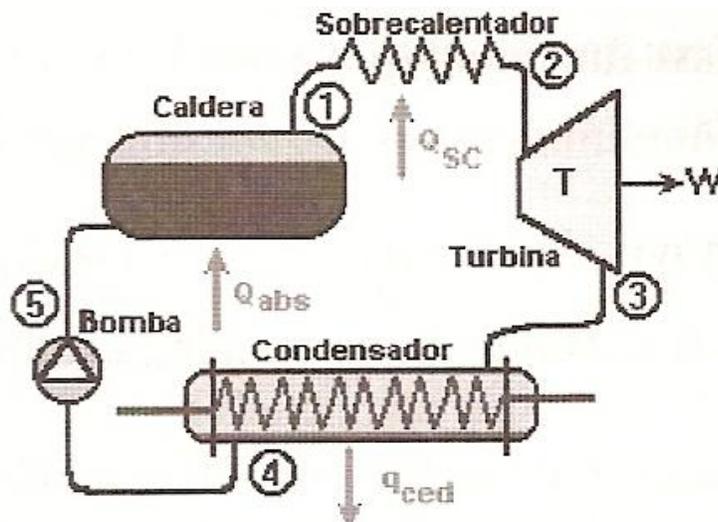


Figura 2.22. Ciclo de Hirn.

El ciclo de Hirn supone la introducción de un calentamiento adicional al vapor antes de introducirlo en la máquina térmica. Supone extraer el vapor de la caldera y adicionar una cantidad suplementaria de calor, Q_{sc} , que evapore toda la fase líquida que pueda contener el vapor. De esa forma, se evita la presencia de gotas en el vapor y los efectos erosivos de estas gotas. En un diagrama T-S podemos ver que aparece un nuevo punto, el punto 2, correspondiente a la adición de calor en el sobrecalentador. Conseguimos además que el punto 3 se desplace hacia la curva de estado, disminuyendo así la cantidad de agua en el vapor de salida de la turbina, y la erosión correspondiente en las últimas etapas de ésta.

Además, ahora el rendimiento aumenta respecto al de Rankine, como vemos en la grafica T-S (figura 2.23).

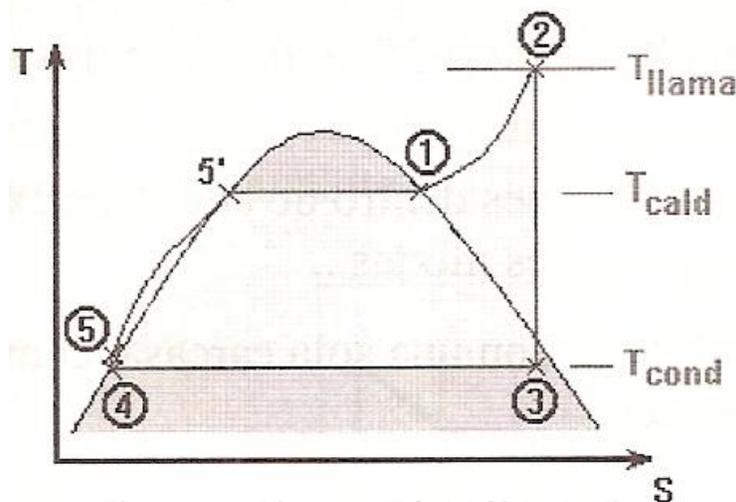


Figura 2.23. Diagrama T-S del Ciclo de Hirn.

En resumen, podemos afirmar que:

- ⊕ La máquina térmica mejora notablemente con la introducción de un condensador.
- ⊕ El ciclo de Rankine supone un notable ahorro de agua y una mejora evidente del rendimiento que el ciclo abierto.
- ⊕ El sobrecalentamiento propuesto por el ciclo de Hirn mejora el rendimiento de la turbina y además, aporta vapor seco (sin fase líquida a la máquina).

2.3.2 PARTES FUNDAMENTALES DE UNA TURBINA DE VAPOR.

Desde un punto de vista funcional, podemos dividir una turbina de vapor en dos partes fundamentales:

- El rotor o parte móvil, donde encontramos los álabes.
- El estátor o parte fija, donde se encuentran las toberas.

Una etapa es la conjunción de una fila de alabes móviles y de toberas fijas. El trabajo de la turbina se produce cuando a través de las toberas se impulsa un chorro de vapor hacia los álabes móviles.

Podemos clasificar las turbinas de vapor según diferentes criterios. Los más importantes son:

1. Clasificación según el tipo de escape de vapor. Los dos tipos fundamentales son: turbinas de condensación, en las que el vapor se condensa a la salida de la turbina licuándose, y turbinas de contrapresión, en las que el vapor no se condensa.
2. Según el tipo de vapor de suministro y presiones dentro de ella. Con extracciones, con recalentamientos, con presiones mixtas.
3. Según el tipo de carcasa o forma de árboles. Con una sola carcasa, compuesta en tandem, compuesta cruzado, etc.
4. Según el número de etapas.
5. Según la dirección del flujo de vapor. Axial, radial o tangencial.
6. Según la expansión que se produzca, simple o múltiple.

Fundamentalmente, en las centrales térmicas de ciclo combinado se usan turbinas de acción de flujo axial (en las que el flujo de vapor es paralelo a la turbina) y de condensación. Dentro de este grupo cabe destacar dos configuraciones:

- ⊕ Turbina de Curtis. En ella tenemos un escalonamiento de velocidades. Esta disposición se utiliza cuando las velocidades de vapor son muy altas. Se basan en la colocación de alabes fijos entre las ruedas de los álabes móviles con el fin de redireccionar el flujo de vapor. Las toberas donde se realiza la caída total de presión se colocan en una sola rueda, es decir, sólo existe una caída de presión. Vea la figura 2.24 y 2.25.
- ⊕ Turbina de Rateau. Se produce en ellas un escalonamiento de presión. El efecto sería el mismo que si colocáramos dos turbinas simples de acción dispuestas en

- serie, es decir, la caída de presión se realiza en dos partes. Ver la figura 2.26 y 2.27.

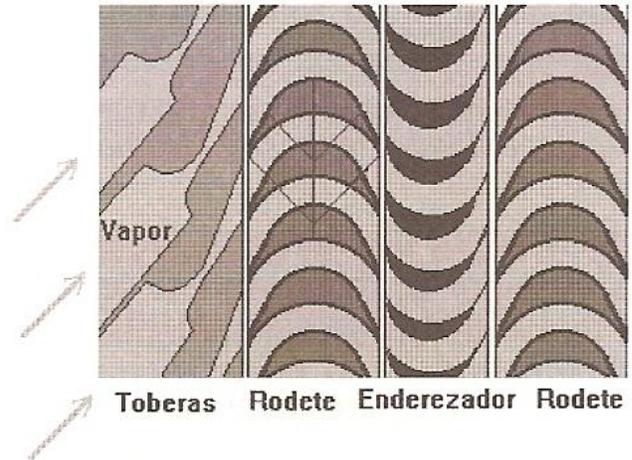
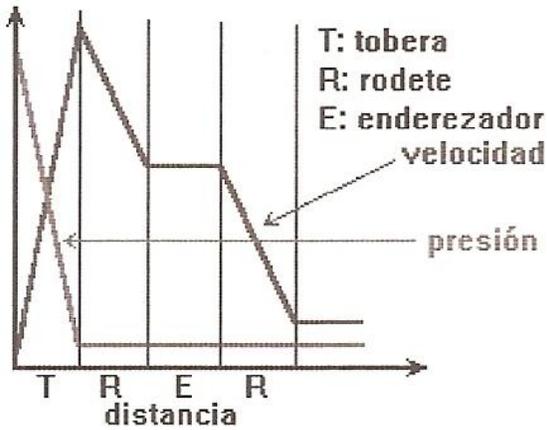


Figura 2.24. Escalonamiento de velocidad en un Turbina Curtis.

A continuación se muestran tres pares de tobera-rodete para escalonamientos de presión (Figura 2.25).

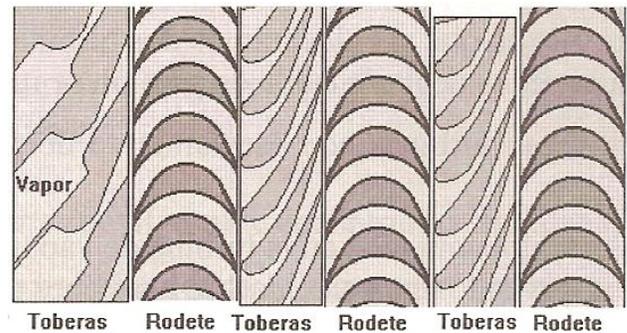
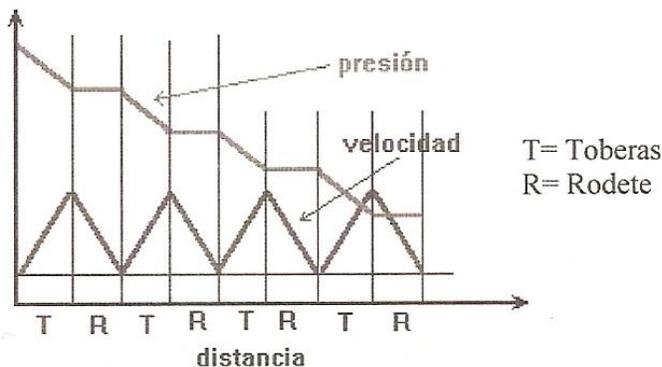


Figura 2.24. Escalonamiento de presión de una Turbina de Rateau.

Figura 2.25. Sección de turbina de Rateau.

El escalonamiento de velocidad consiste en producir una gran caída de presión en un grupo de toberas y utilizar la velocidad resultante del vapor en tantos grupos de álabes como sea necesario. Hay que tomar el vapor de salida del rodete y hacerlo pasar por un juego de enderezadores reorientándolo para que entre en un segundo rodete.

Actualmente se utilizan turbinas con escalonamiento de presión y velocidad combinadas.

El objetivo de los escalonamientos en la turbina de vapor es disminuir la velocidad del rodete conservando una velocidad de los alabes próxima al valor óptimo con relación a la velocidad del chorro de vapor. Dependiendo de la presión y temperatura de entrada, la velocidad del chorro puede ser demasiado elevada si toda la energía se transformase en trabajo útil con un solo escalonamiento. En este caso sería necesario que la turbina girase a una velocidad comprendida entre 20 000 y 40 000 rpm. Mecánicamente no es viable por las dimensiones que debería tener el reductor (caja de engranajes que ajustaría la velocidad final del eje a la deseada).

El escalonamiento de presión tiene por objetivo dividir el salto entálpico total disponible en n saltos mas pequeños. En este caso la caída de presión se produce en grupos de toberas, de forma que la velocidad resultante del vapor es suficientemente baja para ser absorbida por una velocidad razonable del rodete. Este proceso se repite tantas veces como sea necesario para expansionar el vapor completamente.

Para cada salto de presión debe diseñarse un par tobera-rodete. Es importante que el ángulo de salida de vapor de tobera-rodete sea de 90° , de manera que el siguiente par admita el vapor de forma perpendicular.

El escalonamiento de velocidad consiste en producir una gran caída de presión en un grupo de toberas y utilizar la velocidad resultante del vapor en tantos grupos de alabes como sea necesario. Hay que tomar el vapor de salida del rodete y hacerlo pasar por un juego de enderezadores reorientándolo para que entre en un segundo rodete.

2.3.3 LA TURBINA DE VAPOR DESDE EL PUNTO VISTA CONSTRUCTIVO.

La turbina se compone de tres partes: el cuerpo del rotor, que contiene las coronas giratorias de álabes; la mitad inferior de la carcasa y la mitad superior, ambas contienen las coronas fijas de toberas.

El rotor de una turbina de acción es de acero fundido con ciertas cantidades de níquel o cromo para darle tenacidad al rotor, y es de diámetro aproximadamente uniforme. Normalmente, las ruedas donde se colocan los alabes se acoplan en caliente al rotor. También se pueden fabricar de una sola pieza forjada al rotor, maquinando las ranuras necesarias para colocar los álabes.

Los álabes se realizan de aceros inoxidables, aleaciones de cromo-hierro, con las curvaturas de diseño según los ángulos de salida de vapor y las velocidades necesarias. Son críticas las últimas etapas por la posibilidad de la existencia de partículas de agua que erosionarían los álabes. Por ello se fija una cinta de metal

soldado con soldadura de plata en el borde de ataque de cada álabe, para retardar la erosión.

Las carcasas se realizan de hierro, acero o aleaciones de acero, dependiendo de la temperatura del vapor. Obviamente las partes de la carcasa de la parte de alta presión son de materiales mas resistentes que en la parte del escape. La humedad debe ser de un 10% como máximo en estas ultimas etapas.

Los alabes fijos y móviles se colocan en la posición adecuada en ranuras alrededor del rotor y de la carcasa. Los alabes se pueden asegurar solos o en grupos y bien se fijan a su posición por medio de un pequeño seguro, en forma de pequeño perno, o bien se remachan en su lugar. Los extremos se fijan en un anillo donde se remachan los alabes, y los mas largos a menudo se amarran entre si con alambres o barras en uno o dos lugares intermedios, para darles rigidez.

2.3.4 DESCRIPCIÓN FUNCIONAL DE LA TURBINA DE VAPOR.

Podemos dividir la turbina de vapor de una planta de ciclo combinado en las siguientes partes:

- Cuerpos de turbinas de baja, media y alta.
- Válvulas reguladoras de entrada de vapor a turbinas.
- Sistemas auxiliares (lubricación, vapor de sellos, aire de control, etc.)

La figura 2.28 de bloques representa las entradas y salidas a la turbina de vapor.

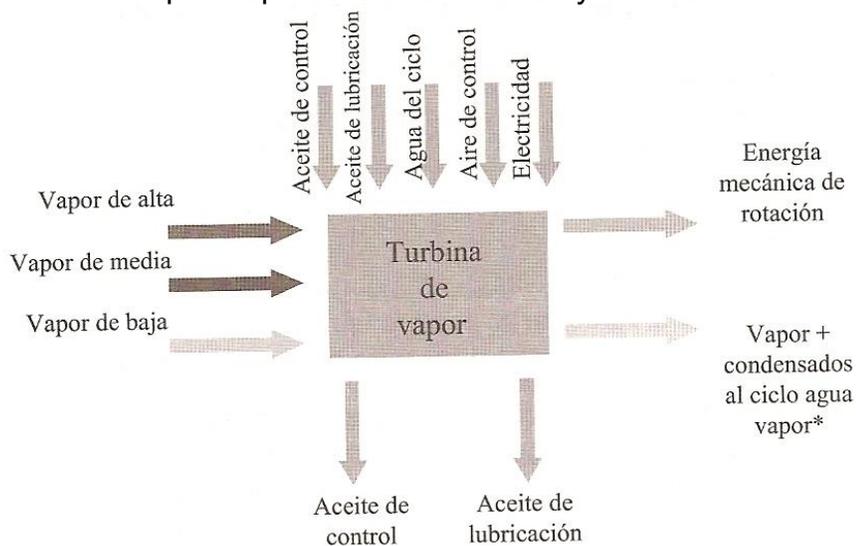


Figura 2.28. Diagrama de bloques de entradas y salidas del sistema de turbina de vapor.

Además de estos dos elementos, la turbina de vapor no se puede entender de forma aislada, sino que hay que entenderla conjuntamente con el sistema denominado ciclo agua-vapor; del que hablaremos mas adelante.

Como se apunto anteriormente, cada turbina recibe el vapor de su mismo nombre. Como dato de referencia, la presión de vapor en la turbina de alta suele ser superior a los 100 bares y 500 °C. En la turbina de media el valor de temperatura es similar y la presión esta en tomo a los 25 bares. En baja tenemos una temperatura próxima a la de saturación y una presión algo superior a 3 bares.

En las entradas de vapor a cada turbina disponemos de unas válvulas reguladoras de vapor. Dichas válvulas tienen como función cargar progresivamente la turbina para acelerarla de forma gradual y además, evitar estrés térmico en ella. (En los procesos de calentamiento debemos conseguir una dilatación igual en el rotor y la carcasa para evitar rozamientos e incluso el bloqueo de ambos elementos).

Para el arranque de la turbina de vapor es necesario que el vapor tenga una composición química muy determinada, sobre todo referida a concentración de sales y contenido en sílice. Hasta que se alcancen los valores de calidad exigidos al vapor, y este se genere en cantidad suficiente, el vapor producido es derivado a través de las llamadas válvulas de by-pass directamente al condensador, sin pasar por la turbina de vapor. Estas derivaciones son capaces de absorber las grandes cantidades de vapor generado hasta el arranque de la turbina e incluso, funcionar de forma alternativa a la turbina de vapor. Lógicamente, el rendimiento de la instalación decae mucho cuando están activos los sistemas de derivación del vapor directamente hacia el condensador.

2.3.5 EFICIENCIA EN TURBINAS DE VAPOR.

Los factores más importantes en las perdidas en una turbina de vapor son los siguientes:

- Roce del vapor dentro de la tobera.
- Roce del vapor al pasar a través de los alabes móviles.
- Roce del vapor al pasar por enderezadores, en el caso de turbina con escalonamiento de velocidad.
- Perdidas por fricción al girar el disco del rotor en el espacio que queda en la carcasa.
- Perdidas mecánicas en el rotor.

2.4 CALDERA DE RECUPERACIÓN.

Las calderas que se utilizan en las plantas de ciclo combinado son calderas que recuperan el calor contenido en los humos de escape de la turbina de gas. En ellas se calienta agua, que se convierte en vapor y que se utiliza para mover la turbina de vapor. Son el elemento de unión entre los dos ciclos térmicos de la planta, la turbina de gas y la de vapor.

2.4.1 TIPOS DE CALDERAS.

Las calderas usuales en las plantas de ciclo combinado son calderas de recuperación acuotubulares, donde el intercambio de calor se realiza por convección, y no por radiación, como en las calderas en las que hay presente una llama. En general, son posibles dos tipos de clasificaciones de calderas en ciclos combinados:

Por la disposición de los haces tubulares, véase la figura 2.29:

⊕ Calderas verticales.

⊕ Calderas horizontales.

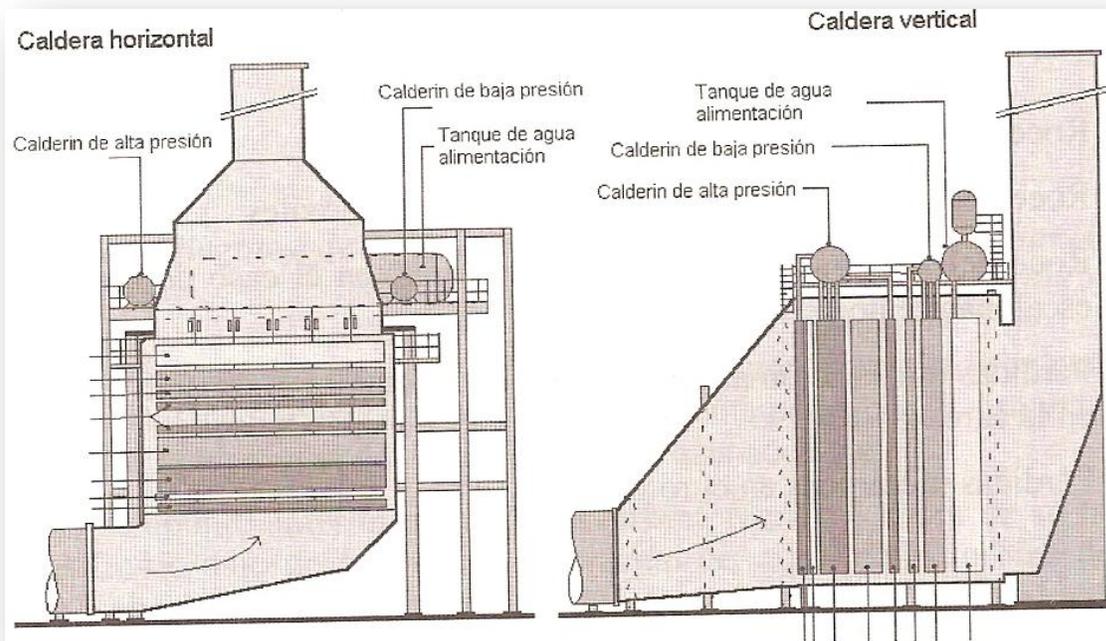


Figura 2.29. Disposición de haces tubulares en calderas horizontales y verticales.

Aunque cada fabricante de calderas opta por colocar los paquetes tubulares preferentemente en una de estas dos disposiciones, en la práctica no se ha demostrado

que alguna de ellas tenga unas ventajas indudables frente a la otra. Más bien, cada disposición tiene sus ventajas e inconvenientes.

Por el número de veces que el agua atraviesa la caldera:

- ⊕ Clásicas, que tienen economizadores, evaporadores, sobrecalentadores y depósitos de almacenamiento de agua o calderines, para cada una de las presiones.
- ⊕ De un solo paso, en las que el agua atraviesa una sola vez la caldera y ya sale a la temperatura y presión deseadas.

Estas últimas, también denominadas OTSG (*One Time Steam Generator*), son relativamente novedosas, aunque por sus ventajas es indudable que se impondrán con rapidez a las clásicas. Ver la figura 2.30.

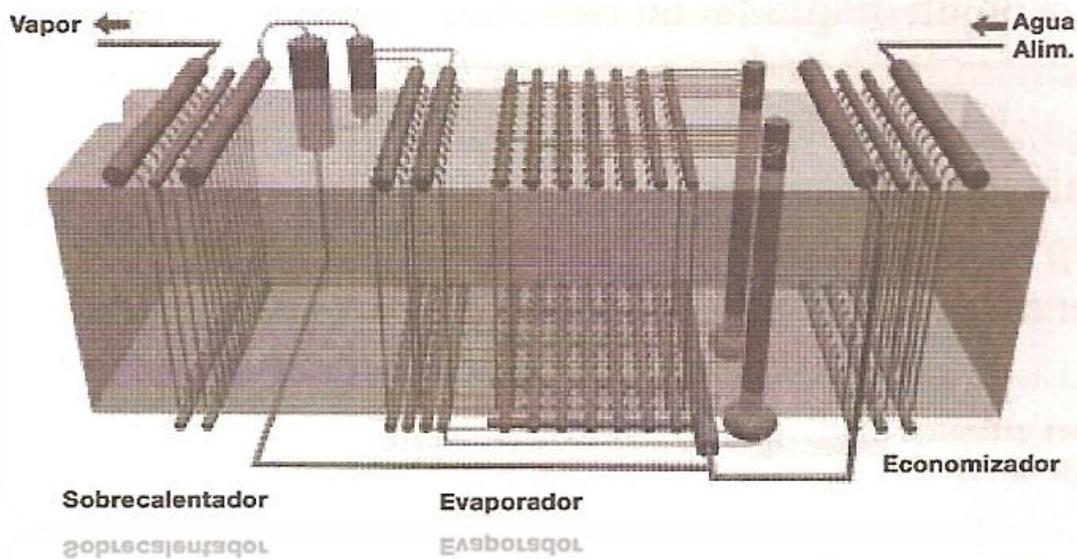


Figura 2.30. Caldera OTSG.

2.4.2 DESCRIPCIÓN FUNCIONAL DE LA CALDERA DE RECUPERACIÓN.

De forma resumida, el funcionamiento de una caldera de recuperación acuatubular clásica puede ser el siguiente: de la salida de las bombas de agua de alimentación, el agua entra en los economizadores (parte más alta de la caldera o más fría) donde esta eleva su temperatura, aunque por debajo de la de evaporación, y pasa al calderín o domo. Del calderín el agua entra en el evaporador donde se le adiciona calor hasta conseguir la evaporación de esta, y se vuelve al calderín. Allí coexisten, pues, fase

vapor y fase líquida a la misma temperatura. Para facilitar la circulación, el circuito puede ir equipado con eyectores y/o bombas de recirculación. La fase vapor sale por la parte más alta del calderín y va hacia el sobrecalentador donde se eleva notablemente la temperatura del vapor para alejarla de la de saturación y evitar así la presencia de gotas de agua líquida, que podrían ser muy perjudiciales para la turbina de vapor. El funcionamiento general de una caldera de recuperación se describe en la figura 2.31.

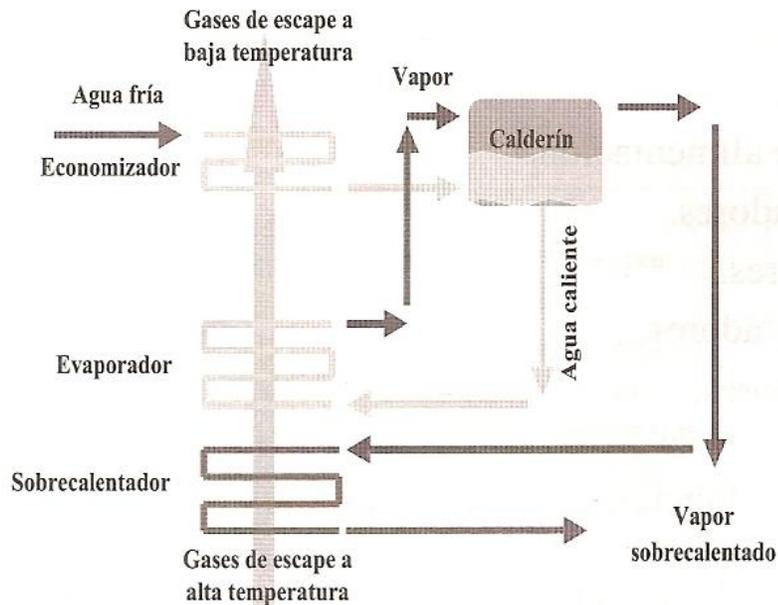


Figura 2.31. Funcionamiento general de una caldera de recuperación.

Veámoslo ahora en un diagrama de entradas y salidas como en la figura 2.32.

En lo sucesivo, y por ser las calderas mayoritarias en las plantas de ciclo combinado actualmente en funcionamiento, nos referiremos a las calderas clásicas de recuperación por convección, ya sean verticales u horizontales.

Los principales elementos que componen la caldera de recuperación son los siguientes:

- Desgasificador.
- Tanque de agua de alimentación.
- Calderines.
- Bombas de alimentación.
- Economizadores.
- Evaporadores.
- Sobrecalentadores.
- Recalentadores.

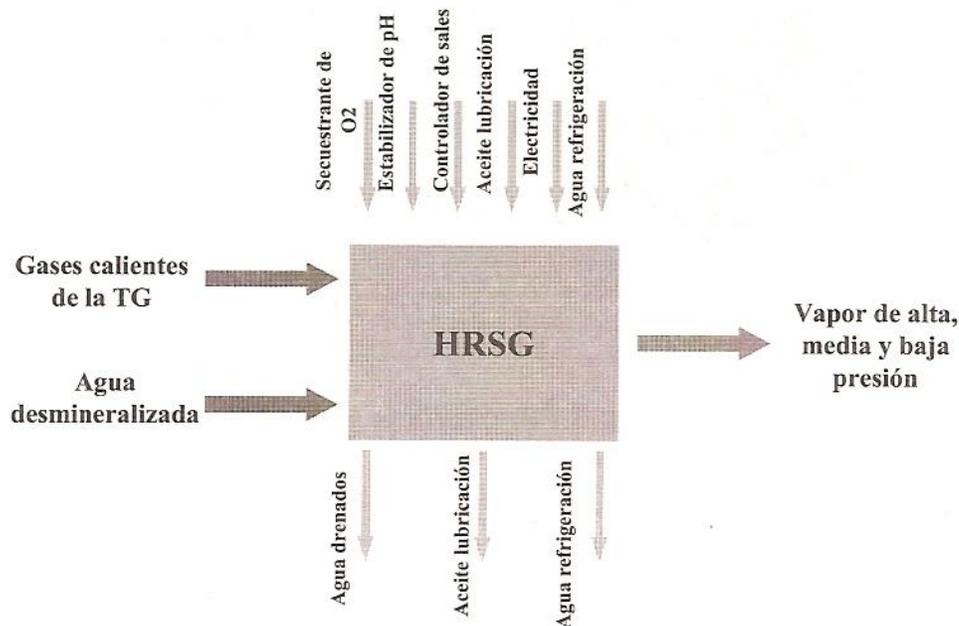


Figura 2.32. Diagrama de bloques de entradas y salidas de la caldera de recuperación.

Veamos ahora la función de cada uno de ellos;

Los calderines o domos son los depósitos de donde se nutren de agua y vapor los diversos circuitos. Normalmente reciben el nombre del circuito al que alimentan de forma que se suelen denominar calderines de alta, media y baja presión.

Estos calderines, reciben agua de las bombas de alimentación. En el apartado 2.3.1 El ciclo de Rankine veíamos como las bombas de alimentación se encargan de comprimir isoentrópicamente el agua desde el tanque de agua de alimentación hasta el calderín correspondiente. Antes de llegar a los calderines el agua atraviesa unos intercambiadores denominados economizadores que aprovechan la temperatura residual de los gases de escape en las zonas cercanas al escape de la chimenea. La misión fundamental del economizador es:

- La reducción de la temperatura de escape de gases de la caldera.
- Evitar el esfuerzo térmico producido por la entra, de agua fría a la caldera.
- Mejorar el rendimiento térmico del ciclo agua-vapor.

Los economizadores son intercambiadores de calor por convección, de paso forzado. A estos tubos de acero llega el agua de las bombas de alimentación a una presión lógicamente superior a la de funcionamiento de la caldera, no podrían ingresar en el circuito. De esta forma, la presión que tienen que alcanzar las bombas de alimentación para la adición de agua al calderín de alta presión es muy elevada, y convierte a estas bombas en equipos críticos desde el punto de vista del mantenimiento.

El agua contenida en los calderines, circula a través de otros intercambiadores de caldera denominados evaporadores. Estos intercambiadores absorben el calor de los gases de escape que se encuentra a una temperatura intermedia (entre la temperatura a la que se encuentra cerca de la chimenea, donde se sitúan los economizadores, y la entrada a la caldera, donde se encuentran los sobrecalentadores). Allí se alcanzan temperaturas en las cuales se produce la evaporación a las presiones correspondientes a cada circuito. El flujo de agua a través de estos evaporadores se puede producir de dos maneras: por circulación natural (figura 2.33) o por circulación forzada (figura 2.34).

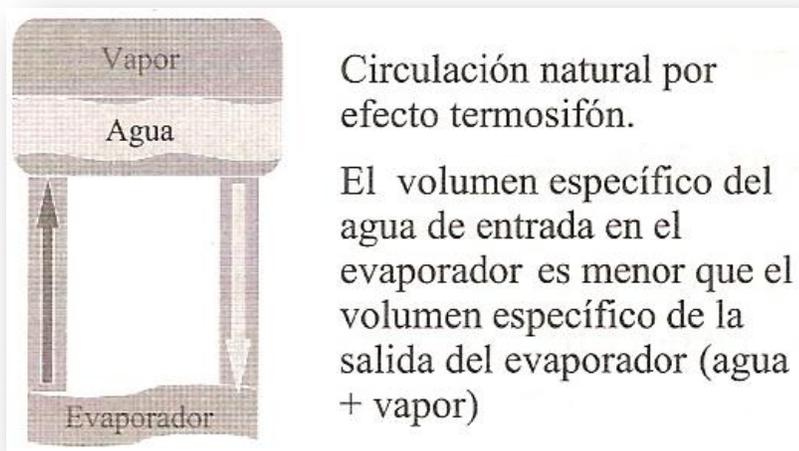


Figura 2.33. Concepto de circulación natural.

En la circulación natural por efecto termosifón, el volumen específico del agua de entrada en el evaporador es menor que el volumen específico de la salida del evaporador (agua + vapor). De esta forma, se produce un diferencial de presiones que hace que el agua circule de vuelta hacia el calderín. Es decir: en la evaporación se produce una cierta depresión a la entrada del evaporador, y a la salida, debido a la formación del vapor de agua la presión es mayor. El efecto de las presiones hace que el agua circule de nuevo hacia el calderín.

En las calderas de circulación natural, existen unas bombas de circulación que funcionan en periodos de arranque o cuando la situación lo requiera. (Hay

caudalímetros que controlan un flujo mínimo de circulación por el evaporador, de forma que cuando este decrece por debajo de ciertos límites, se arrancan las bombas de circulación). Durante los arranques la temperatura de la caldera no es a veces suficiente para producir el efecto termosifón en los evaporadores, y es necesaria la recirculación forzada con el uso de estas bombas para una homogenización de la temperatura del agua en los calderines.

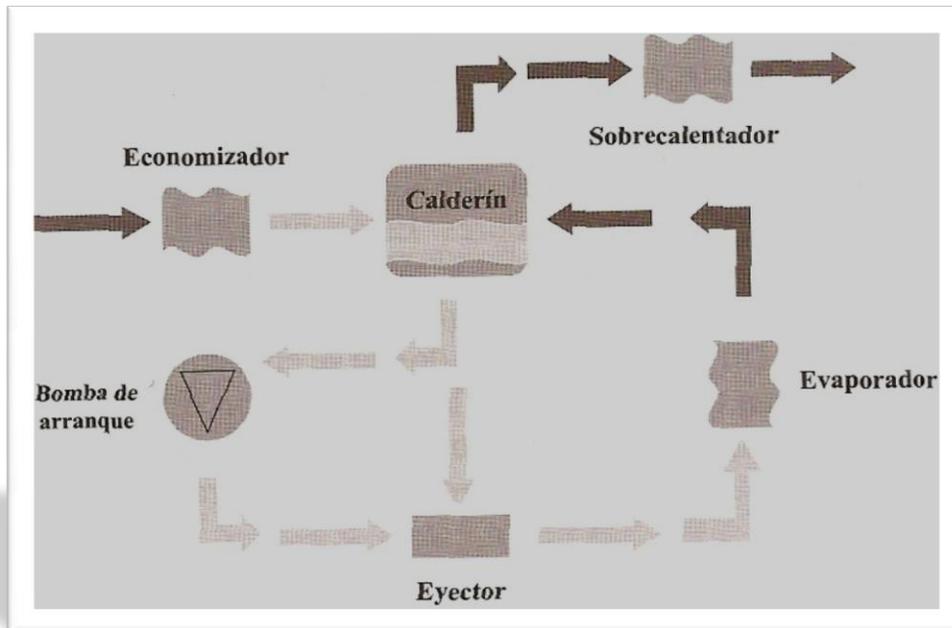


Figura 2.34. Esquema de circulación forzada.

En la circulación forzada son unas bombas las que impulsan el agua a través del evaporador hacia el calderín. Existe también la posibilidad de aprovechar la impulsión de las bombas de alimentación de agua a los calderines y usarla como fluido motor en unos eyectores que toman agua de los calderines. Con esto se obliga a que circule el agua y se ayuda al efecto termosifón o de circulación natural.

El vapor que se extrae de los calderines se vuelve a calentar en los sobrecalentadores y recalentadores³, que no son más que otros intercambiadores situados en la parte más cercana a la entrada de gases de combustión desde la turbina de gas, y por tanto, donde los humos de los que el vapor va a tomar el calor están a mayor temperatura. Desde los sobrecalentadores y recalentadores el vapor se dirige a la turbina de vapor.

³ El vapor sobrecalentado y el vapor no son la misma cosa, aunque a veces se use indistintamente el término. El vapor sobrecalentado es vapor "nuevo" al que se le suma una cantidad de calor adicional para asegurarse de que no hay fase líquida en él. El vapor recalentado es vapor "usado" que ya ha atravesado la caldera, se descomprimido y se vuelve a calentar para aumentar su energía.

Existen dos tipos de sobrecalentadores: aquellos en los que la transferencia de calor es por convección y aquellos en los que dicha transferencia es por radiación. Los primeros son más baratos, ya que las temperaturas que deben soportar son más bajas. Los segundos se emplean en calderas en las que además de los gases de escape se quema combustible adicional para aumentar la energía de estos (calderas con post-combustión).

El vapor que se recibe en la turbina debe tener unas características muy controladas. La temperatura y presión, la cantidad de oxígeno disuelto, el contenido en sales y en sílice son los parámetros más importantes a controlar.

En cuanto a la temperatura, es muy importante que esta sea constante, pues si no lo es se pueden producir determinados fenómenos como consecuencia del estrés térmico al que serán sometidos los materiales de la turbina (desbalanceos, desgastes, etc.). El ajuste de la temperatura del vapor a la salida de la caldera se consigue inyectando agua pulverizada a menor temperatura a través de unos dispositivos denominados atemperadores.

El control del oxígeno disuelto se realiza por medios físicos y químicos. Físicamente, se elimina el 90% del oxígeno con la ayuda del desgasificador o desaireador, que acaba con el oxígeno disuelto térmicamente. El resto se realiza por medios químicos, con ayuda de los secuestrantes de oxígeno.

2.5 CICLO AGUA-VAPOR.

Los elementos que componen el ciclo agua-vapor son los siguientes:

- Tanque de alimentación.
- Bombas de alimentación.
- Desgasificador.
- Condensador.
- Bombas de condensado.
- Otros equipos (equipos de limpieza del condensador, eyectores para producir vacío en el condensador, depósitos recolectores de condensados, etc.).

Veamos en la figura 2.35 un diagrama de bloques de entradas y salidas el ciclo agua-vapor.

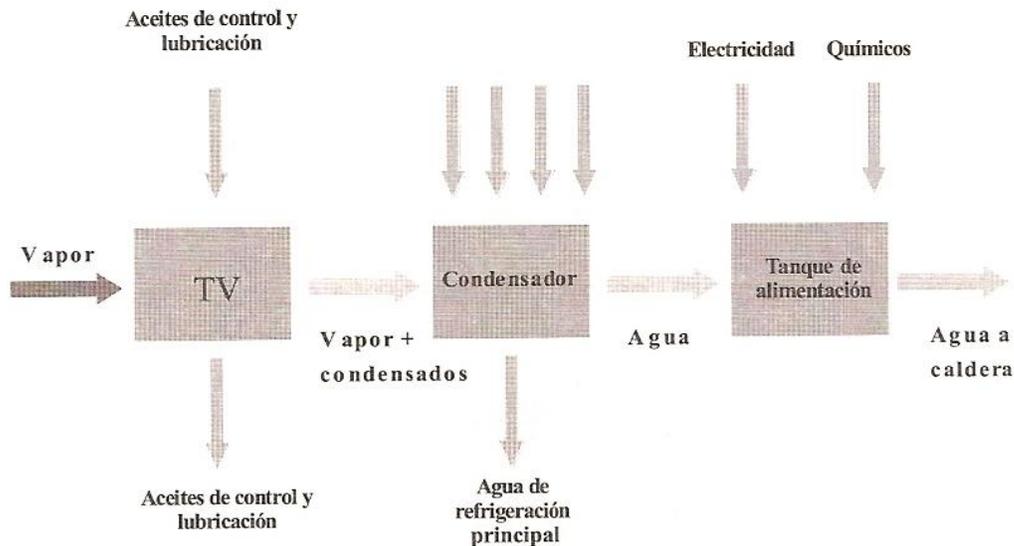


Figura 2.35. Diagrama de bloques de ciclo agua-vapor.

Todo el vapor generado en la caldera es finalmente recogido y condensado en el condensador.

Es obvio que esa cantidad de agua desmineralizada y tratada que se ha condensado hay que reutilizarla, ya que de lo contrario los costos de producción de vapor aumentarían al tener que adicionar continuamente agua tratada al proceso. Como referencia, en una planta de 400 Mw suelen aportarse de forma continua no más de 7 m³/hora, en condiciones normales, por las fugas o por las purgas que es necesario realizar para mantener la conductividad dentro de los rangos de funcionamiento. La reposición del agua perdida en el ciclo puede hacerse en el condensador o en el tanque de agua de alimentación.

El condensador es un gran intercambiador de calor. En este intercambiador se usan grandes cantidades de agua de refrigeración para condensar el vapor, cantidad que depende enormemente de la temperatura inicial del agua de refrigeración⁴ y del volumen de vapor que generemos, es decir, de la carga de la planta central. En una planta de 40 Mw a plena carga pueden emplearse unos 5000 litros por segundo (18 000 m³/hora).

Además de la función principal del condensador, que es condensar el vapor de escape de la turbina, este tiene otra función: eliminar gases incondensables del condensado. Deben eliminarse el oxígeno, el CO₂ y otros gases no condensables hasta los niveles requeridos por los materiales utilizados y por el tipo de tratamiento químico que se le dará al agua de alimentación.

Para llevar a cabo la deaireación nos basamos en la ley de Henry, que dice lo siguiente "La concentración del gas disuelto en una solución es directamente proporcional a la presión parcial de ese gas en el espacio libre por encima del líquido, con la excepción de aquellos gases (por ejemplo. $\text{CO}_2 + \text{NH}_3$) que se enlazan químicamente con el disolvente".

Los gases incondensables, fundamentalmente el O_2 se eliminan gracias al sistema de producción de vacío en el condensador (eyectores y/o bombas de vacío), que por tanto, tienen dos funciones: hacer que el salto térmico sea mayor en la turbina de vapor y eliminar esos gases. Como con este sistema no se elimina todo el O_2 , al circuito se le añaden secuestrantes de oxígeno (como la hidracina) para controlar el nivel de oxígeno disuelto. Existe otro punto en el que se eliminan estos gases incondensables: el desaireador o desgasificador, del que hablaremos más tarde.

El condensador físicamente es un gran rectángulo o cilindro en el que se descarga el vapor, y en su interior tiene una gran cantidad de tubos por los que circulan el fluido refrigerante.

Las condiciones en que trabajan los tubos del condensador son especialmente duras, al ser condiciones en que la corrosión, las incrustaciones y la proliferación de especies biológicas están especialmente favorecidas. Los materiales recomendados para la construcción de los tubos interiores del condensador suelen ser los siguientes:

- ⊕ De almirantazgo BWG 18 si el fluido refrigerante es agua dulce.
- ⊕ Cobre-níquel 90 a 10, BWG 20, incluso titanio, para agua salada.

Los tubos deben estar bien fijados para soportar el efecto de las vibraciones provocadas por la alta velocidad del vapor. El agua condensada es bombeada hacia un tanque pulmón de alimentación a la caldera. A este tanque se le llama tanque de agua alimentación. De él toman el agua las bombas que alimentan los calderines de cada circuito (alta, media y baja).

El tanque de agua de alimentación suele llevar acoplado un dispositivo denominado desaireador, en aquellas instalaciones en que la desgasificación de los incondensables del vapor no se realiza suficientemente en el condensador. Este desgasificador realiza una eliminación térmica de estos incondensables, añadiendo vapor caliente proveniente del ciclo, de forma que el oxígeno disuelto en ella fase líquida se libera.

2.6 GENERADOR.

Posiblemente el generador pueda ser considerado como la parte fundamental de una central eléctrica, ya que este realiza la tarea fundamental en este tipo de plantas: generar electricidad.

Podemos definir como generador eléctrico (véase la figura 2.36) al equipo que transforma la energía mecánica producida por las turbinas, en energía eléctrica. Las causas fundamentales por la que hoy en día se ha estandarizado la energía eléctrica como energía fundamental, son su facilidad de transporte desde el punto de generación al punto de consumo, y la facilidad de transformación en otro tipo de energías (térmica, luminosa, mecánica, etc.).

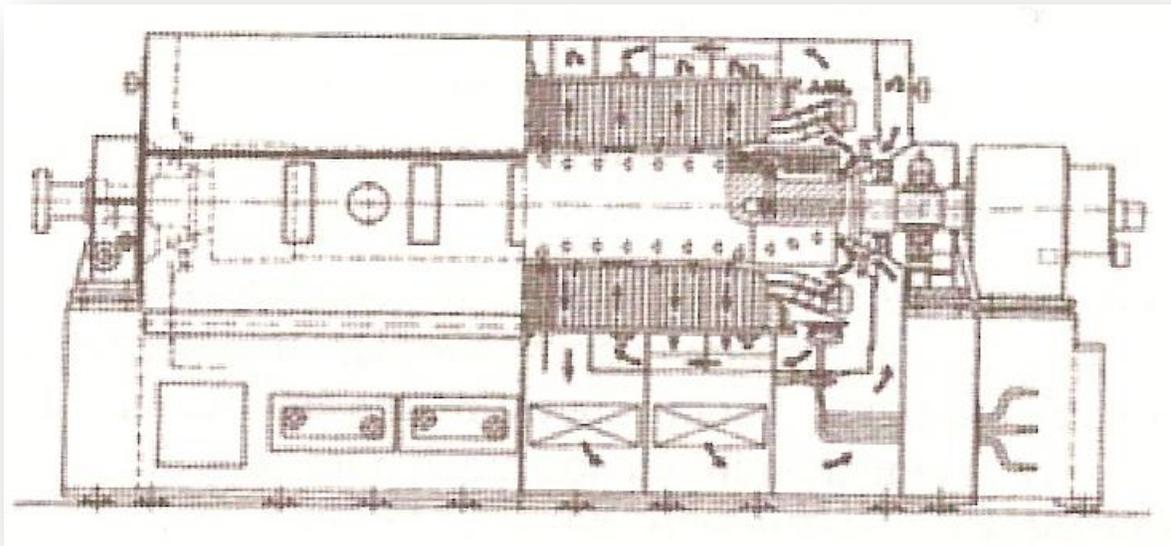


Figura 2.36. Dibujo esquemático de un generador eléctrico.

⁴ Si el fluido refrigerante es agua, naturalmente. Es posible utilizar como fluido refrigerante aire ambiental, aunque es menos habitual.

2.6.1 TIPOS DE GENERADORES ELÉCTRICOS.

Podemos clasificar los generadores según su principio de funcionamiento o según su tipo de refrigeración. Según su principio de funcionamiento, los generadores pueden ser asíncronos o de inducción. Según su tipo de refrigeración, tratarse de generadores refrigerados por aire, por hidrogeno, o por un sistema mixto agua-hidrogeno. Veamos cada uno de ellos.

⊕ Generadores síncronos

Este generador es el habitual en centrales de ciclo combinado. Su característica fundamental es que la velocidad, denominada velocidad de sincronismo, es constante.

Estos generadores constan de un devanado inductor y un devanado inducido, independientes. Casi siempre el sistema inductor (el que crea el campo magnético necesario) va en el rotor, parte móvil, y el inducido (donde se genera realmente la energía eléctrica) en el estator o parte fija. Otra característica de esta maquina es que el sistema inductor se alimenta con corriente continua proporcionada a través de rectificadores estáticos, pudiendo regularse en estos la intensidad y la tensión del campo inductor.

La maquina mas utilizada en generación eléctrica es la maquina trifásica, que agrupa tres bobinas en el inducido, en ángulos de 120° . Se producirán así tres ondas de tensión, una en cada bobina, obteniéndose así la llamada onda trifásica.

En cuanto a velocidades de giro, estas dependen del número de polos en el inductor y de la frecuencia de la corriente de generación. En grandes maquinas lo más frecuente es la utilización de dos polos en el inductor. Al ser la frecuencia de generación de 50/60 Hz la velocidad del generador deberá ser de 3 000/3 600 rpm.

⊕ Generadores de inducción o asíncronos

Este tipo de generador es similar al anterior, con la diferencia de que en el sistema inductor no hay excitación. Los conductores se encuentran unidos en corto asimilándose así a la maquina eléctrica con configuración de “jaula de ardilla”. Otra diferencia fundamental es que la carga del generador es variable con la velocidad de este, y por lo tanto se regula por velocidad.

Este tipo de generador no puede contemplarse en un sistema aislado ya que este no es auto-excitante. Deben utilizarse, por tanto, en paralelo con otros generadores. Se utilizan fundamentalmente acoplados a turbinas secundarias recuperadoras de energía en centrales eléctricas, pero casi nunca como generadores principales.

2.6.1.1 REFRIGERACIÓN POR AIRE.

Siempre que tratemos de convertir energía mecánica en eléctrica, o viceversa, la conversión no va a ser del 100%. En el caso de los generadores, aparecerán unos rozamientos que convierten parte de esa energía mecánica en calor, que será necesario evacuar para evitar deformaciones, bloqueos, etc.

Para pequeños generadores, la refrigeración puede hacerse con aire. Pueden encontrarse dos tipos de generadores refrigerados por aire:

- ✿ Abiertos ventilados (OV, open ventilated).
- ✿ Cerrados enfriados por agua refrigerada por aire (TEWC, totally enclosed water to air cooled).
 - El tipo OV es el mas antiguo. En el, el aire pasa solo una vez por los devanados y se devuelve caliente a la atmósfera. El mayor inconveniente es la alta cantidad de impurezas que se depositan en los bobinados, por lo que se debe tener un buen sistema de depuración de aire mediante filtros.
 - El tipo TEWC es un sistema de enfriamiento cerrado. El aire circula por dentro del generador y por un intercambiador, donde cede su calor al circuito de agua de refrigeración de la planta. La ventaja principal de este sistema frente al anterior es la imposibilidad de entrada de suciedad.

Los generadores refrigerados con aire se construyen de hasta 40 MVA, aunque con rendimientos menos favorables es posible construirlos de hasta 150 MV A. No obstante, por encima de 50 MVA suelen construirse generadores refrigerados por hidrogeno, con una capacidad de evacuación de calor cinco veces mayor.

2.6.1.2 REFRIGERACIÓN POR HIDRÓGENO.

La utilización de hidrogeno como medio refrigerante permite la construcción de generadores mas grandes y con mas potencia nominal. Las ventajas del hidrogeno son su alta capacidad térmica y su peso, 1/16 veces menor que el del aire, con la consiguiente disminución de perdidas aerodinámicas. Sin embargo, uno de los mayores problemas de este tipo de generadores es el peligro de explosión por una posible entrada de aire: hay que recordar que con un contenido del 20 al 85% de oxigeno la mezcla es altamente explosiva. Por ello, suelen ir equipados con equipos de seguridad que permiten la detección de pequeñas cantidades de oxigeno en el hidrogeno de refrigeración, y que hacen de estos que trabajen en condiciones seguras. De hecho, la

mayor parte de los grandes generadores habituales en plantas de ciclo combinado se refrigeran con este sistema.

2.6.1.3 REFRIGERACIÓN POR AGUA/HIDRÓGENO.

Pueden lograrse diseños de generadores aún más compactos mediante el uso de enfriamiento con agua del devanado estatórico y de parte del devanado rotórico. El aumento de refrigeración permite una elevación de la capa de corriente del rotor, lo que conduce a un mejor rendimiento de la generador. El agua de enfriamiento se suministra a través de un circuito cerrado.

2.6.2 DESCRIPCIÓN FUNCIONAL DE UN GENERADOR.

Ya que el generador habitual en este tipo de centrales es el generador síncrono refrigerado por hidrogeno, nos referiremos exclusivamente a el. Los principales elementos que componen el generador son:

- Sistema de excitación.
- Sistema de arranque.
- Sistema de refrigeración de bobinados: bombas y cambiadores.
- Sistema de lubricación de cojinetes: deposito, bombas, filtros y cambiadores.

Veamos en la figura 2.37 el diagrama de bloques de entradas y salidas del generador.

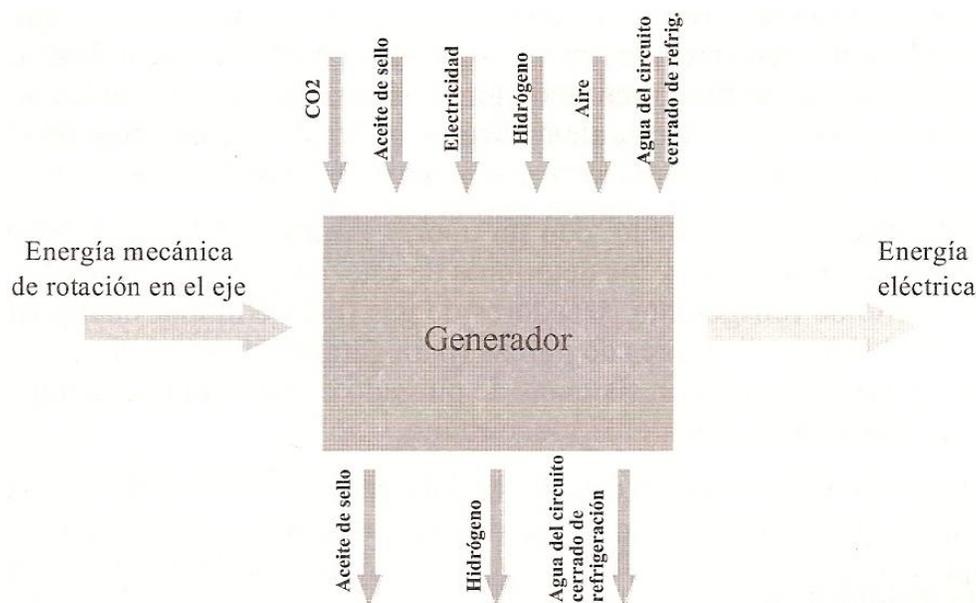


Figura 2.37. Diagrama de bloques del generador refrigerado con hidrógeno.

El generador tiene dos funciones: generar energía, que es su función principal, y actuar como motor durante los arranques.

Cuando actúa como generador, el campo magnético se crea en el rotor. El sistema de excitación aporta la tensión de excitación para la generación del campo magnético en el rotor y de esta forma se controla la cantidad de energía generada en cada momento. Cuanto mayor sea la tensión de excitación mayor será la energía generada, pero también será mayor será la resistencia al movimiento del eje del generador. Por ello, si queremos mantener una velocidad constante (la velocidad de sincronismo, 3 000 rpm en Europa o 3 600 en América) el eje debe ejercer mas fuerza, esto es, la turbina debe suministrar mas fuerza al eje.

Cuando el generador actúa como motor, el rotor se alimenta con una corriente continua fija, lo que lo convierte en un imán de campo magnético constante. El estator se alimenta con una tensión alterna, y por tanto, variable. De estas alimentaciones se ocupa el sistema de arranque. El imán que es el rotor tratara de seguir las evoluciones del campo magnético variable que genera el estator, y girara. Como es posible controlar la frecuencia de la corriente alterna con que se alimenta el estator, es posible controlar la velocidad del rotor. De esta forma se puede controlar de manera muy precisa todo el proceso de arranque de la turbina de gas, y por tanto, de la planta.

Tanto cuando actúa como generador, como cuando excepcionalmente (durante los arranques) actúa como motor, el paso de corriente por el generador produce calor, que sin el control necesario, podría dañar el aislamiento de los bobinados. Este exceso de calor se controla con un sistema de refrigeración interna, que como hemos dicho anteriormente, en centrales de ciclo combinado se utiliza normalmente hidrogeno como fluido refrigerante. El fluido caliente debe enfriarse, de lo que lo que se encarga el sistema de refrigeración local, normalmente un circuito cerrado de enfriamiento que refrigera este y otros muchos sistemas.

Este sistema también cuenta con un aporte y purga de fluido refrigerante, para contrarrestar las fugas y los deterioros de este. El sistema dispone de depósitos de aporte de refrigerante, secadores de gas (para eliminar cualquier resto de agua en el H₂), analizadores de pureza (para garantizar que el H₂ no contiene oxigeno), y gases inertes con sistemas de purgado e inertizado del equipo, para cuando es necesario evacuar el H₂ del circuito.

El generador dispone de un circuito de lubricación de los cojinetes en que se apoya su eje. Este circuito se compone de bombas, filtros e intercambiadores de calor, que evacuan en calor absorbido por el lubricante hacia el circuito cerrado de refrigeración mencionado anteriormente.

2.7 SISTEMAS ELECTRICOS.

2.7.1 SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.

Dentro de los sistemas eléctricos de potencia podemos a su vez distinguir:

- ⊕ Sistemas de corriente alterna, que pueden subdividirse en sistemas de alta tensión (mas de 10 000 voltios), sistemas de media tensión (entre 3 000 y 6 000 voltios) y sistemas de baja tensión (400 voltios o menos). El sistema de alta tensión lo forman los embarrados de salida del generador, el transformador principal, el de equipos auxiliares, el interruptor principal y la línea de evacuación de energía y todos sus equipos de control y protección. El sistema de media tensión lo forman los embarrados de este nivel de voltaje y los equipos conectados a él, principalmente motores, con todos sus dispositivos de control y protección. Los de baja lo componen los transformadores de baja, los equipos conectados a esta tensión (bombas, motores, extractores, compresores, ventiladores) y diversos servicios (alumbrado, suministro eléctrico a edificios de la planta, etc.).
- ⊕ Sistemas de corriente continúa. A través de unos onduladores alimentan a una serie de embarrados, llamados embarrados esenciales. Lógicamente, estas alimentan a aquellos equipos que son altamente críticos, como bombas de lubricación, sistemas de extinción, sistemas de control, cierta instrumentación, etc.
- ⊕ Sistemas de respaldo. Ante un eventual fallo de tensión, el sistema de corriente continua alimenta lo estrictamente necesario por seguridad para las personas o para las instalaciones, pero hay otros equipos que necesitan ser alimentados para evitar contratiempos. Este es el caso de los sistemas informáticos, sistemas de control, determinados equipos que permitirán llevar la planta a una situación más favorable para un arranque posterior, etc. Estos sistemas suelen agrupar generadores diesel autónomos, líneas eléctricas de respaldo diferentes a la línea principal y sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI).

2.7.2 SISTEMAS ELÉCTRICOS DE CONTROL.

En cuanto a los sistemas de control, el DCS o sistema de control distribuido es sin lugar a dudas, uno de los elementos que podemos englobar dentro de los sistemas eléctricos mas importantes de una central, ya que es desde donde se envían las ordenes y se observan todos los parámetros para mantener a la central bajo control. Es, de alguna

forma, el cerebro de la central que gobierna cada equipo controlado. Las centrales de ciclo combinado están altamente automatizadas, y el sistema de control distribuido se encarga de centralizar y coordinar todos los sistemas. El sistema de control requiere miles de cables, señales, tarjetas, relés, magnetotérmicos, etc., con lo que la búsqueda de averías y errores que puedan cometerse durante el montaje de la central o tras accidentes graves (incendios, por ejemplo) es a veces muy complicada. Existen salas en las que se localizan de forma exclusiva los armarios de conexionado de señales y las tarjetas electrónicas, y que están perfectamente diferenciadas de las salas dedicadas a los sistemas eléctricos de potencia.

2.8 SISTEMA DE REFRIGERACIÓN PRINCIPAL.

Las centrales térmicas necesitan ser refrigeradas, pues la combustión genera mas energía térmica que la que la planta es capaz de transformar en energía eléctrica. El vapor es el fluido caloportador que se utiliza para transportar la energía térmica hasta la turbina de vapor. Una vez utilizado, el vapor se convierte en vapor "muerto", y debe transformarse de nuevo en un fluido de alta densidad (agua líquida), para que pueda recibir otra vez la transferencia de calor de la caldera de recuperación.

Ya que el rendimiento es del 55 - 58%, una central de ciclo combinado necesita evacuar al menos el 42 - 45% de su potencia térmica total. Las técnicas convencionales para esta evacuación son tres: circuito abierto, circuito semiabierto con torres de refrigeración y aerocondensación.

2.8.1 REFRIGERACIÓN POR CAPTACIÓN DIRECTA.

Es la técnica mas barata de las tres. Consiste en la captación directa de agua del caudal público, que atraviesa el condensador y es devuelta al medio después de sufrir un salto térmico. La energía evacuada se puede calcular en función del caudal circulante y el salto térmico.

Además de ser la técnica mas barata y mas sencilla de implantar, también es la que consigue una menor temperatura en el condensador. Al ser la temperatura menor, se condensa mayor cantidad de vapor y el nivel de vacío en el condensador es mayor. Esto se traduce en que el foco frío de la turbina de vapor es mayor (el salto térmico entre la entrada y la salida de la turbina), por lo que hay mas energía disponible para mover la turbina, generándose mas energía en la turbina de vapor, y por tanto, en la planta. Aproximadamente, una central refrigerada por captación directa tiene una potencia de unos 5 Mw superior a la misma central refrigerada por torre de

refrigeración, y unos 10 Mw más que si la refrigeración fuera por aerocondensadores, para una planta “tipo de unos 400 Mw de potencia”.

El caudal necesario es muy alto, y de ahí sus principales problemas:

Al ser el caudal tan alto, la energía para bombear el agua desde el cauce del que se toma también es alta. Por ello, la central debe estar muy próxima al cauce, ya que de no ser así la energía de bombeo es muy alta, incluso superior a la ganancia en potencia.

El tamaño de las tuberías que se necesitan para llevar el agua hasta la central y devolverla al cauce público también es muy grande. Las obras necesarias para la construcción de estas conducciones son muy importantes. De nuevo, por esta razón las plantas deben estar muy cercanas al cauce, ya que la obra puede encarecerse enormemente.

Las cuencas fluviales difícilmente disponen de los caudales necesarios, por lo que su uso se restringe a plantas situadas muy cerca de la costa, y toman por tanto agua de mar.

Tienen un impacto ambiental mayor que los otros sistemas, por la elevación de la temperatura y por el mayor vertido de productos químicos biocidas para evitar la proliferación de especies biológicas en las instalaciones. Con el fin de no dañar los ecosistemas marinos suelen existir dos limitaciones térmicas: que el salto no supere en ningún caso los 3°C, y que la temperatura total del agua no llegue a los 30°C en ningún momento.

La refrigeración por captación directa necesita de los siguientes elementos:

- Tubería de captación.
- Balsa.
- Bombas de impulsión.
- Circuito interior de impulsión.
- Condensador.
- Circuito interior de retorno.
- Canal de descarga o emisario submarino.

2.8.2 REFRIGERACIÓN POR CIRCUITO SEMIABIERTO

(TORRES DE REFRIGERACIÓN).

Cuando por razones de disponibilidad de agua, razones legislativas o medioambientales no se puede disponer de un cauce público del que extraer el agua fría y devolverla a mayor temperatura, se emplea un circuito semiabierto con torres de refrigeración. La principal ventaja es que el aporte de agua es mucho calor, y por tanto, el impacto medioambiental de las centrales con torre de refrigeración también lo es. El inconveniente es que el foco frío de la turbina de vapor, el condensador, esta a un nivel energético mayor, por lo que el salto térmico es menor y el rendimiento de este tipo de centrales es también menor que en circuito abierto.

Existen tres tipos de torres de refrigeración:

- Torres de tiro inducido.
- Torre de tiro forzado.
- Torres de tiro natural.

La torre de tiro inducido es la más usada en instalaciones de gran tamaño. El agua caliente procedente de la refrigeración se deja caer por el interior de la torre mediante un sistema de distribución de agua, que debe caer uniformemente sobre la torre. En la parte superior se serian unos grandes ventiladores que hacen que el aire circule a contracorriente del agua. El fenómeno de cesión de calor se debe a que al entrar en contacto el agua caliente con el aire se forma una película de aire húmedo alrededor de cada gota. El agua que pasa al aire, y por tanto se evapora, extrae el calor necesario para la evaporación del propio liquido y produce por tanto un enfriamiento del mismo. Por la parte superior sale el aire húmedo, visible si las condiciones ambientales dificultan la disolución de este vapor en el aire (frío intenso o humedad relativa alta). Este vapor visible se denomina penacho o pluma y aunque es vapor de agua y por tanto no es contaminante, tiene cierto impacto visual.

Una de las principales ventajas de este tipo de torre es que puede ser bastante baja, disminuyendo así la energía requerida para el bombeo de agua a las partes alias de la torre.

Los elementos que componen una torre de refrigeración son prácticamente los mismos para las de tipo forzado e inducido. Los más importantes son los siguientes:

- ⊕ Separador de gotas: El separador de gotas tiene la finalidad de detener las gotas de agua que arrastra la corriente de aire al salir de la torre. Este objetivo se

consigue mediante un cambio brusco de la dirección (60 grados es la mas efectiva) del aire al salir. Esta variación provoca que el agua arrastrada se deposite sobre la superficie del separador de gotas, cayendo posteriormente al relleno. La existencia del separador tiene tres ventajas:

1. La reducción de pérdidas de agua.
2. Evitar daños en el entorno de la torre, sobre todo si el agua de torre es agua salada.
3. Limitar la formación de neblinas.

✚ Sistema de distribución de agua a enfriar: Este sistema de tuberías y conductores tiene la finalidad de repartir uniformemente el flujo de agua por encima del relleno. Existen dos métodos de reparto: por gravedad o por presión. En el primero el agua caliente cae sobre el relleno por su propio peso. Su funcionamiento consiste en llevar hasta una balsa colocada sobre el relleno el agua caliente y una vez allí se reparte por unos canales que dejan caer el agua por gravedad sobre unas piezas en forma de herradura que sirven de enlace entre los canales y el relleno. En el segundo, la tubería que contiene el agua con cierta presión (suministrada por las bombas de impulsión del circuito de refrigeración) se conduce por tuberías hasta unos aspersores, que rocían el relleno con pequeñas gotas.

✚ Relleno: Tiene una vital importancia para el intercambio de calor, ya que debe proporcionar:

1. Una superficie de intercambio lo más grande posible entre el agua que cae y el aire que asciende.
2. Retardar el tiempo de caída del agua, asegurando una mayor duración del proceso de intercambio.

Las características que un relleno debe tener son:

1. Se debe realizar con un material de bajo costo debido a la cantidad que se emplea, y debe ser de fácil colocación.
2. La superficie del mismo debe ser la mayor posible en relación con su volumen.
3. Su diseño debe permitir fácilmente el paso del aire entre el, de forma que ofrezca la menor resistencia y perdida de carga. Así mismo debe distribuir uniformemente el aire y el agua.

4. Debe ser resistente al deterioro ambiental y químico, y fácil de limpiar.

Existen tres formas distintas de realizar el reparto de agua a través del relleno: por salpicadura o goteo, de película o laminares y de tipo mixto. Cada uno tiene sus ventajas e inconvenientes por lo que se tiende a utilizar cada tipo de relleno dependiendo de las características de uso y diseño de la torre. Los más habituales son los de película o laminados. Este relleno distribuye el agua en una fina película que fluye por su superficie y por consiguiente pone una gran superficie de agua en contacto con la corriente de aire. La película de agua debe ser muy delgada y cubrir la mayor superficie posible del relleno, y debe procurarse que el agua descienda adherida a la superficie del relleno evitando que la corriente del aire separe el agua del relleno. Para conseguir estos objetivos se realizan grupos de láminas onduladas de PVC colocadas de forma paralela y a cierta distancia formando cubos para favorecer su apilado.

- ✿ Ventiladores. Estos equipos trabajan en condiciones extremas, debido a que están continuamente en funcionamiento, en un clima de elevada humedad y temperatura. Son los encargados de crear el flujo de aire. El equipo completo se compone de motor, transmisión y aspas.
- ✿ Los motores de las torres de refrigeración deben estar convenientemente protegidos de la humedad (protección IP 55 contra polvo y chorros de agua), de la atmósfera contaminada por los aditivos del agua. Suelen llevar un aislamiento de tipo B (aislado para temperaturas de hasta 120 grados) o F (aislado para temperaturas de hasta 140 grados), y siempre que sea posible el motor ha de colocarse resguardado de las corrientes de aire caliente y saturado, mediante su correspondiente sistema de transmisión. Existen diferentes sistemas de transmisión dependiendo de las necesidades de construcción (cardan, acoplamiento flexibles y reductores).
- ✿ Las aspas suelen ser de plástico o similar debido a su bajo costo, ligereza y resistencia a la corrosión. El número de aspas influye directamente sobre la presión que se ejerce en ellas: a mayor número de aspas menor presión. Igualmente, un número mayor de aspas supone facilidades para un óptimo equilibrado, para evitar posibles problemas de vibraciones (se recomienda cada tres o cuatro años un equilibrado del ventilador debido a la posible erosión de las aspas, corrosión o a la deposición de suciedad). Se puede variar el ángulo de ataque de estas fácilmente.
- ✿ Bombas de impulsión. Las bombas se utilizan para que el agua ya enfriada alcance presión suficiente como para llegar a los diferentes elementos a enfriar y

posteriormente para subir el agua ya calentada a la parte superior de la torre, cerrando el circuito. El conjunto de bombas debe cumplir con los requerimientos de la instalación (caudal y altura manométrica).

- ✚ Balsa. Situada en la parte inferior de la torre, es el depósito de agua fría de la torre.
- ✚ Sistema de agua de aporte. La evaporación de agua en la torre provoca una disminución del volumen de agua en esta. Por otro lado, la concentración de sales en el agua se controla con un régimen de purgas adecuado. La evaporación y las purgas hacen que sea necesario el aporte casi constante de agua.
- ✚ Las torres de evaporativas de tiro forzado (figura 2.38) están generalmente dotadas de un ventilador con su eje horizontal en el lado de la torre, el cual descarga aire hacia atrás. El flujo de aire es dirigido después hacia arriba por mamparas, haciéndolo pasar a través de la corriente descendente del agua, después de lo cual es descargado por la parte superior a través de un sistema que elimina el rocío. Ya que la totalidad de la superficie de la parte superior de la torre es usada para la descarga de aire, la velocidad del aire de salida es mas baja que las velocidades de descarga de la torres de tiro inducido.

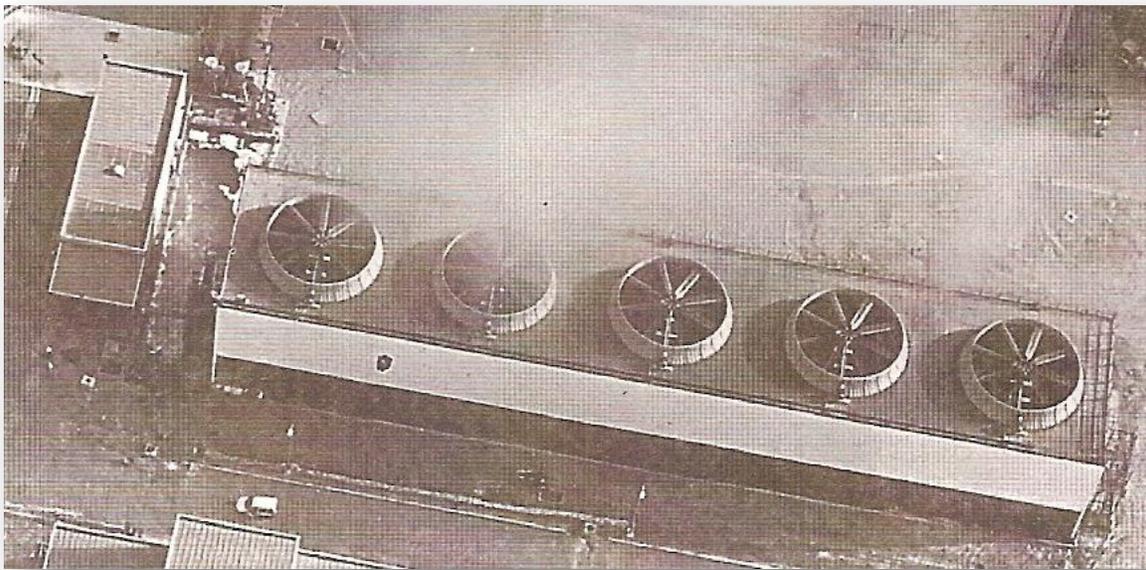


Figura 2.38. Torre evaporativa de tiro forzado.

Los elementos que componen estas torres son prácticamente los mismos que los que componen las torres de tiro inducido. Ver la figura 2.39.



Figura 2.39. Torre evaporativa de tiro inducido.

En las torres de tiro natural (figura 2.40) el aire se mueve por el “efecto chimenea”. No se consume ningún tipo de energía para efectuar el movimiento de este aire. Son particularmente seguras en su funcionamiento y generalmente se emplean para el enfriamiento de grandes caudales de agua. Ocupan un volumen mayor a igualdad de capacidad de enfriamiento que las torres de tiro inducido o forzado; esto se debe a que las velocidades del aire son frecuentemente bajas. No son muy habituales en las centrales de ciclo combinado.

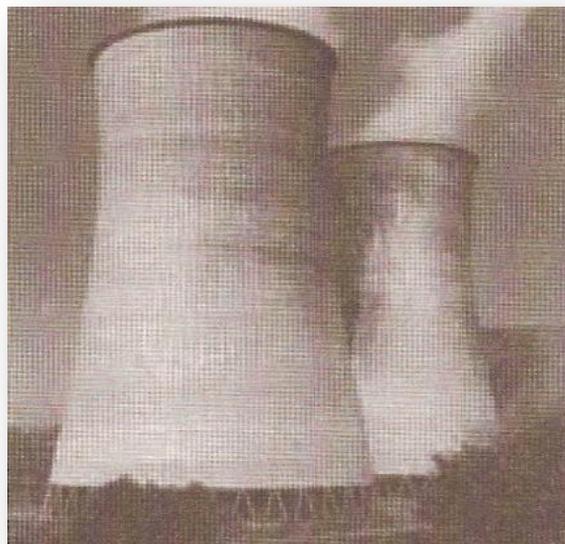


Figura 2.40. Torre evaporativa de tiro natural.

El esquema de funcionamiento es el siguiente (Figura 2.41):

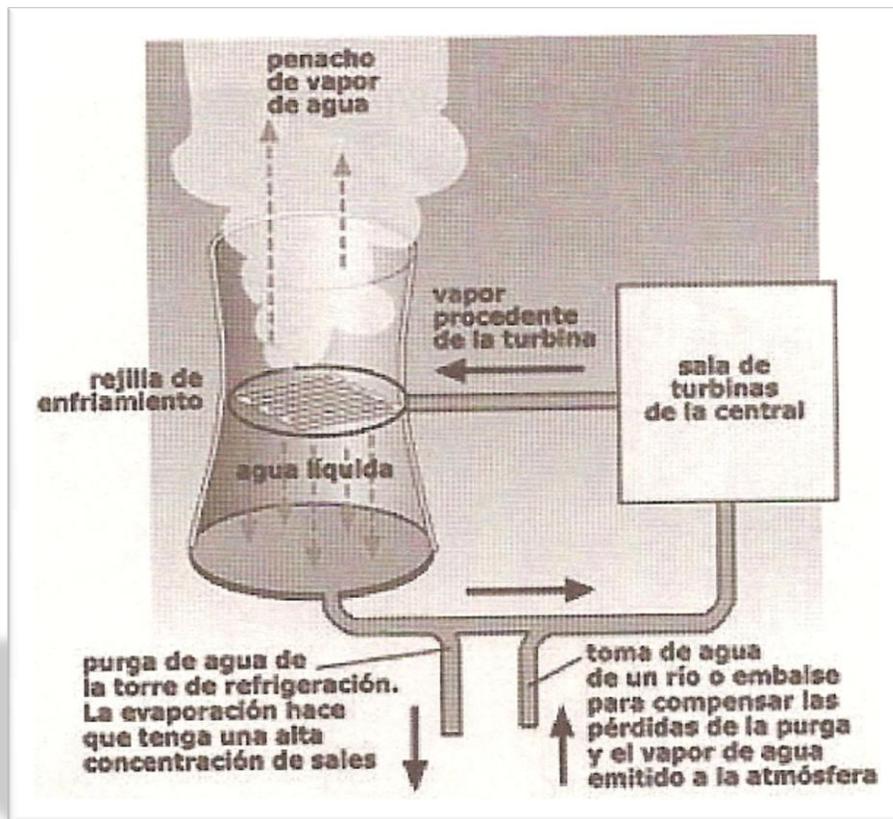


Figura 2.41. Esquema de funcionamiento de la torre evaporativa de tiro natural.

2.8.3 REFRIGERACIÓN CON AEROCONDENSADORES.

De los tres sistemas de refrigeración, el que emplea aerocondensadores es el menos agresivo con el medio ambiente, pero el que tiene un costo más elevado y el que provoca en la planta una mayor disminución del rendimiento.

Su funcionamiento se basa en el intercambio de calor entre el aire atmosférico y el vapor “muerto” procedente de la salida de la turbina. Es muy parecido al sistema que emplea el radiador de un automóvil. El vapor se hace pasar a través de unos haces tubulares que aumentan la superficie de contacto del vapor. Este se enfría en contacto con el metal del aerocondensador, véase la figura 2.42, que a su vez es enfriado por la poderosa corriente de aire que provocan unos gigantes ventiladores, colocados generalmente en el plano horizontal. Los haces tubulares tienen forma de “tejado de casa”, y en el interior de ese tejado están colocados los ventiladores, como puede apreciarse en la fotografía. La pérdida de rendimiento de la planta es consecuencia de la disminución del salto térmico en la turbina de vapor, al estar el foco frío de la turbina (es decir, la salida) a un nivel energético mayor. La pérdida puede cuantificarse, como

ya hemos dicho, en unos 10 Mw para una planta de 400 Mw, sobre la potencia que alcanzaría una central igual refrigerada en circuito abierto.

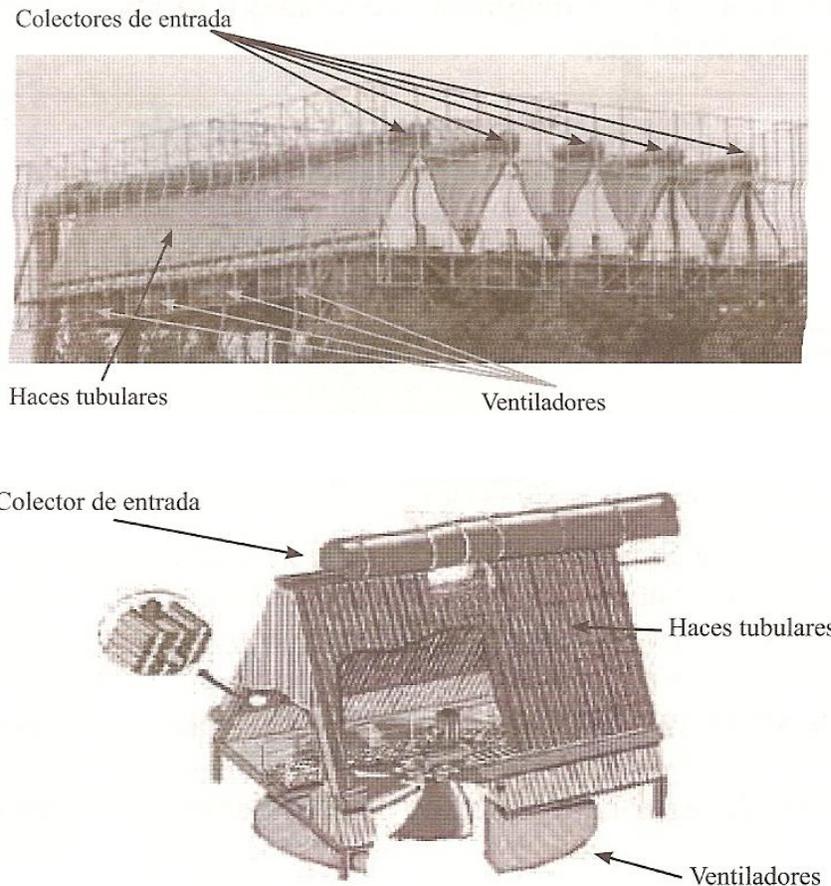


Figura 2.42. Esquema de funcionamiento de un aerocondensador.

2.9 ESTACIÓN DE GAS (ERM).

El gas natural que se suministra a la turbina ha de tener unas condiciones muy determinadas. Debe tener una presión en un rango concreto, debe llegar a una temperatura correcta y el grado de limpieza debe estar controlado. Además, la composición química del gas natural tiene que estar controlada. Por último, debe conocer la cantidad de gas que se consume y su poder calorífico, a efectos de facturación del combustible consumido. De todo ello se encarga la estación de gas, también conocida como ERM (estación de regulación y medida). Por tanto, podemos resumir diciendo que las principales funciones de la estación de gas son:

- Que el gas que se reciba en la turbina tenga una presión constante y dentro de unos rangos muy concretos.
- Que la temperatura sea la adecuada.
- Que el gas se reciba limpio, sin partículas que puedan ocasionar problemas. El caudal y la composición deben ser conocidos.

Veamos (Figura 2.43) un diagrama de entradas y salidas de una estación de regulación y medida de gas.

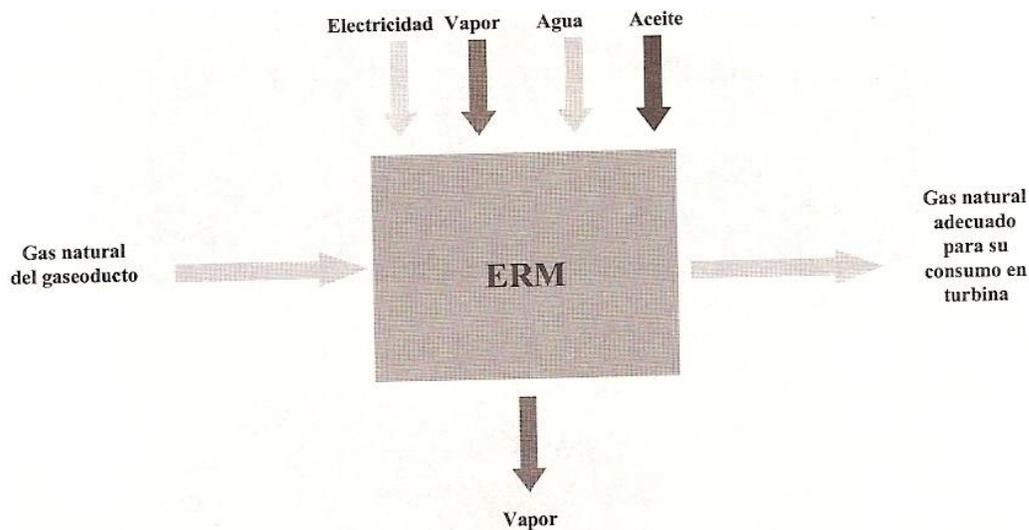


Figura 2.43. Visión general de la estación de regulación y medida.

Una estación de regulación y medida dispone de los siguientes equipos:

- Filtros.
- Válvulas reductoras de presión.
- Compresor para el aumento de presión.
- Sistema de precalentamiento para elevar el punto de rocío.
- Sistema de calentamiento para la inyección del gas a turbina.
- Cromatógrafo.
- Caudalímetro.

Veámoslo gráficamente en otro diagrama de entradas y salidas más detallado (figura 2.44).

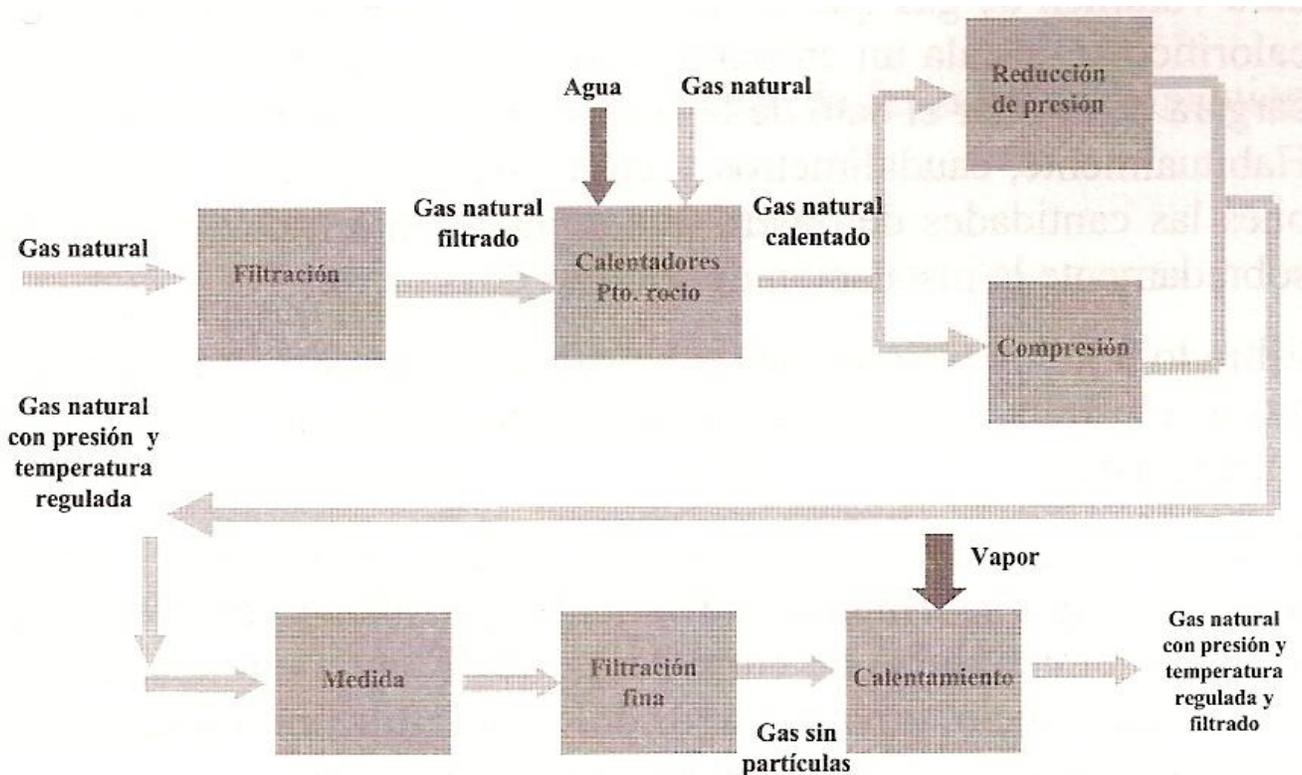


Figura 2.44. Funcionamiento de la ERM.

Filtración: los filtros limpian el gas de las posibles impurezas sólidas que se pudiesen arrastrar. Pueden ser de varios tipos: de cartucho, ciclónicos, etc.

- ⊕ **Calentadores de punto de rocío:** debe disponerse de un sistema de calefacción para evitar congelaciones del agua que pudiera contener el gas. Hay que tener en cuenta que ante una expansión, el gas pierde temperatura. Si como efecto de una expansión la temperatura bajara por debajo del punto de rocío, el agua contenida podría congelarse, y los trozos de hielo circulando por la instalación podrían provocar graves danos, sobre todo en la turbina de gas. El gas se calienta sólo ligeramente, hasta alcanzar los 15 o 20 grados.
- ⊕ **Expansión del gas:** si el gas tiene más presión de la que se necesita en la turbina, tendrá que atravesar unas válvulas reductoras de presión hasta ajustarse a la necesaria.

- ⊕ Compresión: si por el contrario el gas de la línea de suministro tiene una presión inferior a la necesaria, será necesario comprimirlo. Es posible que subsistan los dos sistemas (compresión y expansión) en la misma ERM, ya que la presión del gas puede fluctuar.
- ⊕ Medida: la compañía suministradora necesita, para facturar, que se instalen caudalímetros para saber el caudal de gas consumido. Además, hay que tener en cuenta que el gas no se factura por volumen o peso, sino que se factura como energía (actualmente se hace por kw-h. Anteriormente la unidad era la termia – 1 termia=1 millón de calorías-). Por tanto, es necesario saber cuál es el poder calorífico del gas, pues el caudalímetro nos dará volumen de gas que ha atravesado la línea. Para conocer este poder calorífico se instala un cromatógrafo, debidamente calibrado, que se encargan de aportar el dato de la composición y el poder calorífico del gas. Habitualmente, caudalímetros y cromatógrafos pueden estar duplicados, pues las cantidades de dinero que se facturan a través de ello justifican sobradamente la instalación de equipos de reserva.
- ⊕ Filtrado fino: un filtrado más exhaustivo es necesario antes de inyectar el gas a la turbina. Para ello se instalan unos filtros más finos justo antes de entrar en esta.
- ⊕ Calentamiento: antes de entrar en la turbina, y para una correcta combustión, el gas se calienta nuevamente, ya ajustado en presión, y puede alcanzar temperaturas de entre 25 y 140 .C en la entrada. Para este calentamiento suele tomarse vapor del ciclo, utilizando intercambiadores. También pueden utilizarse calentadores eléctricos.

2.10 PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA.

De las plantas de tratamiento de agua se obtiene el agua desmineralizada adecuada para su consumo en la caldera y el ciclo agua-vapor. La obtención de agua desmineralizada, o agua *demin*, se realiza en dos pasos:

- ⊕ Ablandamiento o desalación. En esta fase se eliminan la mayor parte de las sales que contiene el agua. Si la fuente original de agua es un río o un caudal de agua dulce, el proceso se denomina ablandamiento (eliminación de la dureza del agua). Si se trata de agua de mar, el proceso se denomina desalación.

- ⊕ Afino. En esta segunda fase hay que afinar la desmineralización, eliminando en gran medida las sales que pudieran contenerse en el agua ablandada o desalada.

2.10.1 DESALACIÓN.

Ya que el proceso de ablandamiento (partiendo de agua dulce) es menos exigente que el proceso de desalación, explicaremos tan solo este último, pues el anterior es igual pero realizado en condiciones menos severas. Supondremos, pues, que el agua de partida es agua de mar.

Aunque existen diversos criterios para clasificar los procesos de desalación, en general se puede hablar de procesos que requieren un cambio de fase y procesos que no lo requieren.

Entre los procesos que implican un cambio de fases están los siguientes:

- Destilación en múltiple efecto.
- Flashing en múltiple efecto.
- Congelación.
- Compresión de vapor.

Los procesos que no implican un cambio de fases son:

- Osmosis inversa.
- Electro diálisis.

El rendimiento de una instalación viene dado por el factor de rendimiento (FR), que mide la energía consumida por kg de agua producida. Evidentemente, un proceso será más eficiente cuanto mayor sea su factor de rendimiento.

La desalación por destilación y flashing en múltiple efecto.

La destilación y el flashing en múltiple efecto se conocen como MED (Multi Effect Distillation) y MSF (Multi Stage Flash). Con ambos procesos se consigue agua destilada de una gran calidad a partir del agua salada.

Mediante la destilación se logra reducir la salinidad típica del agua hasta una diezmilésima parte. Si la salinidad del agua de mar es de 35 000 ppm, la del destilado es del orden de 10 ppm o incluso inferior.

Con el fin de obtener valores del FR mas elevados se acoplan en serie diversos destiladores simples, dando lugar a las denominadas plantas de destilación en Múltiple Efecto (MED), siendo el FR mayor cuanto mayor es el número de efectos (también llamados etapas o celdas). Por razones económicas, el número de efectos no suele ser mayor de 14. Cada etapa puede compararse a un destilador simple en el que la energía térmica requerida por el evaporador es aportada por la condensación del vapor producido en la etapa anterior.

Con el objeto de eliminar al máximo la formación de depósitos e incrustaciones en el interior de las celdas, las temperaturas de trabajo en estas son del orden de los 70°C. Para que se produzcan evaporaciones y condensaciones a estas temperaturas, es preciso que exista un cierto vacío en las celdas, con lo que la temperatura de evaporación desciende hasta el valor deseado.

Las plantas desaladoras de flashing en múltiple efecto (MSF) tienen grandes similitudes con las plantas MED, aunque con algunas diferencias:

- ⊕ La evaporación del agua en cada efecto no se produce mediante el aporte de energía térmica en un intercambiador de calor, sino por flashing (expansión brusca de agua caliente presurizada hasta una presión inferior a la de saturación). Con esto se elimina un intercambiador de calor (el evaporador) en cada etapa.
- ⊕ La temperatura de trabajo en una planta MSF es del orden del 115-120 ° C, mientras que en una planta MED es del orden de los 70 °C. La existencia de temperaturas más altas en una planta MSF obliga a un pretratamiento (acidificación, desgasificación y neutralización), por lo que los costos son más elevados.
- ⊕ En una planta MSF, la cantidad de agua de mar introducida en el proceso debe ser de 5 a 10 veces superior a la del destilado, frente a una MED que es tan solo el doble de lo producido.

2.10.1.1 ÓSMOSIS INVERSA.

La osmosis es un fenómeno físico-químico que tiene lugar cuando dos soluciones acuosas de diferente concentración entran en contacto a través de una membrana semipermeable. Esta membrana permite sólo el paso del agua. Así, el agua tiende a atravesar la membrana en el sentido de menor a mayor concentración, para igualar ambas.

Pero si están a diferente presión, el paso del agua puede variar. De esta forma, si la presión en el lado que tiene mayor concentración salina es mayor que la del lado de menor concentración, el agua (capaz de atravesar la membrana semipermeable) la atravesará, perdiendo su salinidad, que quedará en el lado más concentrado. En las desaladoras de ósmosis inversa el agua se impulsa a alta presión hacia los llamados “bastidores de membrana”. La presión que hace que este fenómeno tenga lugar es la llamada presión osmótica.

En teoría la posibilidad de aplicar membranas de osmosis inversa se conoce desde hace varias décadas, pero su aplicación practica data desde la década del sesenta, en la que comenzaron a investigarse materiales con buena permeabilidad y que a la vez soportaran presiones elevadas. En los años sesenta comenzó su aplicación comercial, con distintos materiales (acetato de celulosa, principalmente) y configuraciones (plana, fibra, hueca, espiral), y desde entonces el avance de esta tecnología ha sido incesante, apareciendo nuevos materiales sintéticos (poliamidas) que han ido resolviendo los principales obstáculos encontrados años atrás y que eran principalmente:

- Gran producción por unidad de superficie de membrana y por unidad de volumen (configuración espiral).
- Poca tolerancia a la presencia de cloro libre (con el agua de red).
- Poca resistencia a ataques microbianos.

Los elementos principales que integran una planta convencional de osmosis inversa son:

- Bombas de toma de agua.
- Pretratamiento (inyección de ácido).
- Filtros.
- Bombas de alta presión con turbina de recuperación.
- Tanque de retrolavado.
- Tratamiento químico final.

El pretratamiento del agua del mar sirve para garantizar las condiciones óptimas del agua de alimentación a los módulos de ósmosis inversa, tanto desde el punto de vista de las propiedades físicas como químicas. En una planta de osmosis inversa es fundamental un pretratamiento apropiado del agua bruta para conseguir una operación satisfactoria de la instalación.

El pretratamiento consta de varias etapas, en las que se persigue eliminar la existencia de actividad biológica y materias coloidales orgánicas e inorgánicas en el agua, ya que

estas bajarían considerablemente el buen comportamiento de los módulos de osmosis inversa. El pretratamiento incluye una acidificación del agua para evitar la precipitación del carbonato cálcico sobre los módulos. También se suele realizar una eliminación del cloro que pueda contener el agua, ya que afecta a la vida de la membrana semipermeable.

Después del pretratamiento, se realiza una filtración para eliminar las partículas en suspensión que pudieran existir en el agua y que disminuirían el rendimiento de las membranas de osmosis inversa.

Una vez pretratada y filtrada, el agua pasa a las motobombas de alta presión que la inyectan en los módulos de osmosis inversa a la presión necesaria para hacerla pasar por los mismos. No toda, el agua inyectada en los módulos de osmosis pasa a través de ellos y se desala, sino que una parte es rechazada en forma de salmuera (agua de una alta salinidad). Antes de ser devuelto al mar, el rechazo de salmuera suele hacerse pasar por una turbina de recuperación para aprovechar su energía mecánica. El eje de esta turbina va acoplado directamente al eje de la motobomba.

2.10.1.2 ELECTRODIÁLISIS.

La electrodiálisis es otro de los procesos que desalan el agua del mar sin que se produzca un cambio de fase. Este tipo de plantas se basan en el hecho de que si se hace circular por una solución iónica una corriente continua, los iones cargados positivamente (cationes) se desplazan en dirección al electrodo negativo o cátodo. Del mismo modo, los iones cargados negativamente (aniones) se desplazan hacia el electrodo positivo o ánodo.

Por lo tanto, si entre el ánodo y el cátodo colocamos un par de membranas semipermeables, una de las cuales es permeable a los cationes y la otra lo es a los aniones, paulatinamente se ira formando una zona de baja salinidad entre las dos membranas.

Al igual que las plantas de osmosis inversa, las plantas de electrodiálisis requieren un cuidadoso pretratamiento del agua de entrada para no dañar las membranas.

2.10.2 AFINO.

El agua obtenida en el proceso anterior puede ser almacenada como agua desalada o ablandada, o pasar directamente al proceso siguiente sin un deposito intermedio.

El afino es el proceso final de ajuste de la calidad del agua de alimentación a la caldera. En el se eliminan las diversas sales que pudieran quedar aún. El proceso se realiza con resinas de intercambio iónico. Puede realizarse en dos fases, con resinas catiónicas y aniónicas por separado, o en un solo paso, haciendo pasar el agua a tratar por un único depósito en el que se encuentran las resinas aniónicas y catiónicas mezcladas. A estos depósitos se les denomina “lechos mixtos”.

Una vez que ha atravesado estos lechos, el agua debe tener las características químicas necesarias para su consumo en la caldera. Esta agua desmineralizada suele almacenarse en un deposito pulmón, desde donde se bombea hacia el punto del ciclo agua-vapor en el que se adiciona al circuito (generalmente el condensador o el tanque de agua de alimentación). Antes de ingresar en él se añadirán ciertos productos químicos, para ajustar su pH y su contenido en oxígeno disuelto, fundamentalmente.

2.10.3 DIAGRAMA DE BLOQUES DEL PROCESO DE DESMINERALIZACIÓN.

Vamos a ver a continuación un diagrama de entradas y salidas a una planta de tratamiento con desaladora por evaporación alimentada con agua de mar (figura 2.45).

Las entradas principales a dicha planta serán:

- Agua de mar y agua de red.

Como salida principal tendremos únicamente:

- Agua tratada o desmineralizada.

Como entradas secundarias tendremos

- Aceite de lubricación.
- Potabilizador (en algunos casos).
- Anti-incrustante.
- Coagulante.
- Ácido sulfúrico y sosa (para neutralización de vertidos).
- Aire.
- Electricidad.

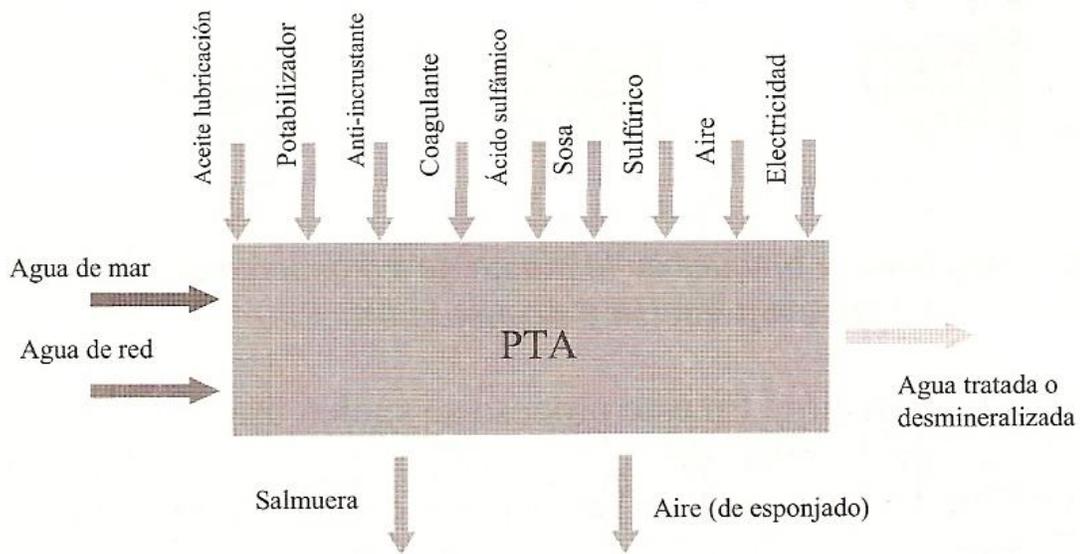


Figura 2.45. Diagrama a bloques de Planta de Tratamiento de agua con agua de mar y desaladora por evaporación.

Para tener un concepto más claro vamos a ver con un ejemplo los procesos que intervienen en una planta de desalación por evaporación y desmineralización con lechos de resinas en un diagrama de bloques (Figura 2.46).

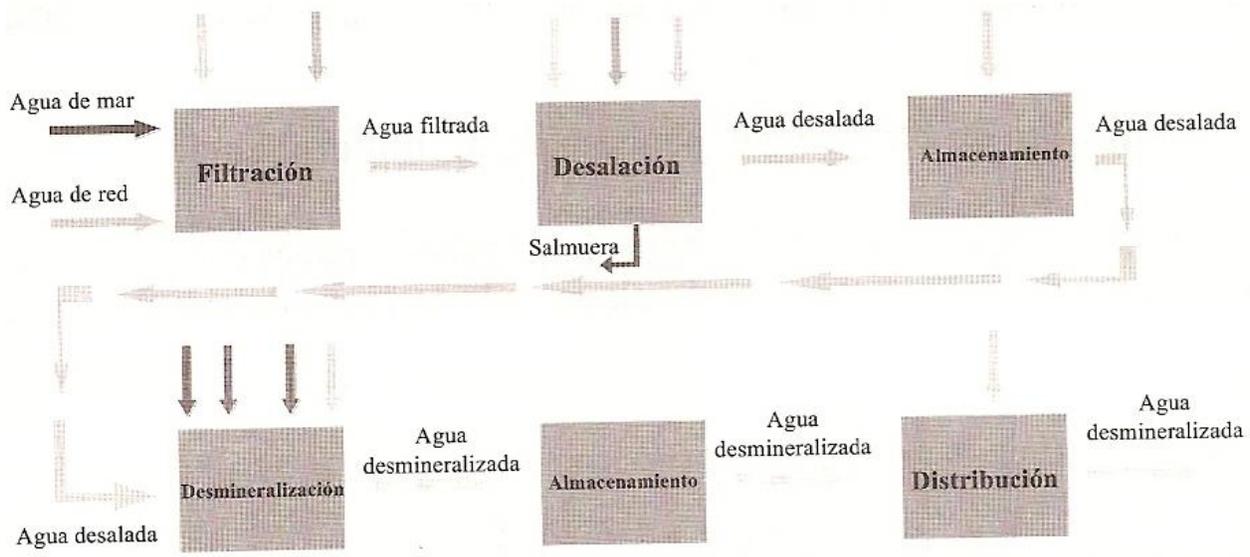


Figura 2.46. Diagrama de bloques de la planta de tratamiento de agua (desalación por evaporación y desmineralización).

Proceso 1: Filtración. En este proceso se suelen usar filtros de arena. Estos filtros tienen arenas de diferentes tipos y granulometría, y hacen un primer filtrado del agua. Para retener partículas se le agrega un coagulante. También en esta etapa y para tener un filtrado mas fino, se hace pasar el agua que proviene de los filtros de arena por unos filtros de cartucho.

Proceso 2: Desalación. Básicamente se usa electricidad para calentadores, bombas, etc., y se le añade un anti-incrustante al agua.

Proceso 3: Almacenamiento de agua desalada. Existe en muchas plantas, aunque no es imprescindible. Este almacenamiento provee de un pulmón que posibilita la producción de agua desmineralizada sin la necesidad de tener continuamente la planta desaladora en marcha.

Proceso 4: Desmineralización. Aquí, como ya hemos dicho, se hace la separación de los minerales que tiene el agua en unos lechos con resinas aniónicas y catiónicas. Cuando estos lechos se colmatan deben ser regenerados con la aditivación de ácido sulfúrico y sosa.

Proceso 5: Almacenamiento de agua desmineralizada.

Proceso 6: Distribución a los consumidores de agua desmineralizada, con la ayuda de bombas eléctricas.

3.0 CENTRAL ELÉCTRICA DE CICLO COMBINADO CON CAMPO SOLAR.

El Proyecto consistirá en un Ciclo Combinado completo, integrado por una turbina de vapor con su generador eléctrico, dos o tres turbinas de gas cada una con su generador eléctrico y su Recuperador de Calor (GVRC) con combustión suplementaria (si se requiere), un aerocondensador, sistemas eléctricos, interconexión de la Central con la subestación convencional de 230 KV “Las Américas”, situada dentro del predio de la Central, así como todos los sistemas auxiliares de cada uno de los Equipos Principales que en conjunto proporcionen la Capacidad Neta Garantizada y el CTUNG.

Asimismo, el Proyecto contará con un Campo Solar integrado por colectores de concentración solar de canal parabólico, sistema de fluido de transferencia de calor y sistemas auxiliares de acuerdo a las opciones de Capacidad Neta del Campo Solar indicadas. Desarrollar, diseñar, construir, probar, poner en servicio y suministrar una Central termoeléctrica de Ciclo Combinado con una Capacidad Neta Garantizada de no menos 455 MW ni más de 616 MW condiciones de diseño de verano, considerando como combustible principal gas natural, cuya interconexión al Sistema Eléctrico Nacional será en el Estado de Sonora.

La Central estará conformada por una unidad de generación compuesta por dos turbogeneradores de Gas tipo “F” o “G” y su respectivo recuperador de calor ,un turbogenerador de vapor, y los sistemas de enfriamiento, condensado y alimentación, y todos los equipos y sistemas auxiliares necesarios requeridos para tener una operación segura, confiable y eficiente de las instalaciones.

La Capacidad Neta del Campo Solar siendo la mínima aceptable de 12 MW estando el Campo Solar a 100% de carga.

El Campo Solar aportará energía térmica de origen solar al vapor del Ciclo Combinado, cuyos puntos de extracción y retorno serán definidos. Cualquier anomalía operativa que impida el funcionamiento del campo solar, no debe afectar la generación del ciclo combinado.

La combustión suplementaria (si se requiere) de los gases de escape de la turbina de gas:

Un módulo formado por dos o tres Turbogeneradores de Gas con sus sistemas auxiliares, cada uno con su respectivo, Generador de Vapor Recuperador de Calor con sus sistemas auxiliares, un (1) Turbogenerador de Vapor con sus sistemas auxiliares y un (1) aerocondensador.

El Ciclo Combinado operará con gas natural, los Turbogeneradores de Gas, y el Turbogenerador de Vapor deben proporcionar una capacidad en sitio como Ciclo Combinado a Condiciones de Diseño de Verano.

Los Recuperadores de Calor deben diseñarse para aprovechar de forma eficiente la energía térmica de los gases de escape de los Turbogeneradores de Gas, así como considerar la máxima contrapresión permitida en el escape de la Turbina de gas.

Los Recuperadores de Calor pueden ser de una, dos o tres presiones, según la optimización que se requiera, y puede ser con o sin recalentamiento del vapor. Adicionalmente, deberá considerar el uso de combustión suplementaria (si se requiere). El sistema de agua de enfriamiento principal se tiene previsto sea de “tipo seco” con aerocondensador.

El abastecimiento de agua para el funcionamiento de la Central será a partir de aguas negras tratadas provenientes de una laguna de oxidación ubicada en las afueras de la ciudad de Agua Prieta, Sonora por lo que se requerirá la construcción de un acueducto para su conducción a la Central, el cual tendrá una longitud aproximada de 8779 m, y su trayectoria se prevé paralela al del acueducto que surte a la CC Naco-Nogales.

El Ciclo Combinado debe incluir un Ciclo Rankine que incluya bombas de condensado, bombas de agua de alimentación, calentadores de agua de alimentación (si se requieren), etc., y contar con derivaciones de vapor hacia el aerocondensador (sistema de by-pass de vapor).

Las garantías que debe ofrecer el Licitante con su Propuesta son la Capacidad Neta Garantizada (CNG), la Capacidad Neta Garantizada del Campo Solar (CNGCS), el Consumo Térmico Unitario Neto Garantizado (CTUNG), el Factor de Disponibilidad Equivalente Anual Garantizado (FDEAG y FDEAGcs) para el primer año de operación comercial y los consumos garantizados de agua desmineralizada e hidrógeno (si aplica).

Los Generadores Eléctricos se conectan, a través del interruptor de generador a un transformador principal que eleva la tensión de generación a 230 kV y la entrega en la subestación convencional de 230 KV “Las Américas” dentro del predio de la Central, para la entrega de energía al Sistema Eléctrico Nacional.

El Campo Solar aportará vapor al ciclo combinado en un punto que será definido de acuerdo a la optimización del ciclo de generación. En la figura 3.1 se ilustra una representación esquemática como referencia de la integración del campo solar con el

ciclo combinado. El Campo Solar estará integrado por colectores de concentración solar de canal parabólico, sistema de fluido de transferencia de calor, un sistema de control y supervisión y una estación solarimétrica.

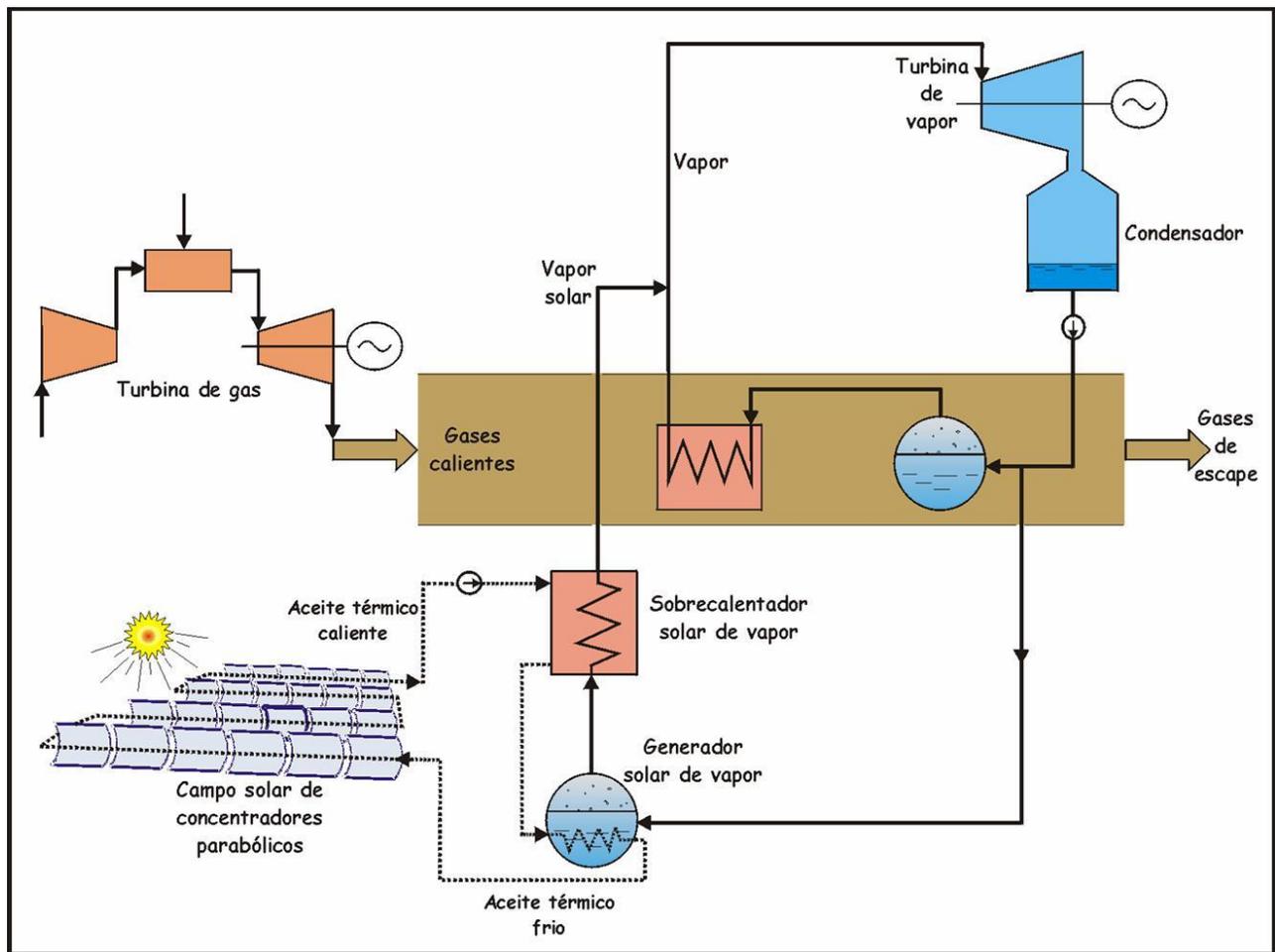


Figura 3.1. Integración del campo solar al ciclo combinado.

El diseño y dimensionamiento de sistemas, equipos y tuberías debe cumplir con el "rango de diseño" del Ciclo Combinado integrado al Campo Solar, el cual se define como: "El diseño del Ciclo Combinado con Campo Solar integrado con sus equipos principales y auxiliares capaces de operar en forma continua y sin limitaciones para obtener los valores esperados y garantizados indicados en los balances térmicos a 100%, 75% y 50% de carga, desde la condiciones de temperatura máxima extrema, hasta la condición a temperatura mínima extrema sin utilizar derivación de gases de

escape de la (s) turbina (s) de gas considerando combustión suplementaria (si se requiere)” y los valores de radiación solar directa.

3.1 COLECTORES DE CONCENTRACIÓN SOLAR.

Los colectores de concentración solar que integren el Campo Solar deben constar de concentradores de canal parabólico, de tubos receptores, de armazones estructurales metálicos, postes soporte, cimentaciones y sistema de seguimiento solar.

Se deben hacer los estudios y trabajos necesarios para proveer un suelo en condiciones de compactación y propiedades adecuadas, que ofrezca una base sólida y segura al Campo Solar y al mismo tiempo minimice el polvo y la suciedad en el área.

El Campo Solar debe ser diseñado empleando la tecnología de colectores de concentración solar de canal parabólico, para convertir la radiación solar en energía térmica contenida en el vapor. La contribución en potencia (MWe) del Campo Solar, no deberá ser menor al valor de 12 MW requerido por la Comisión.

Se debe ofrecer la mejor tecnología probada de colectores de concentración solar de canal parabólico, con generación indirecta de vapor usando un Fluido de Transferencia de Calor como medio de transporte para entregar la energía solar al condensado del ciclo combinado, con el cual se producirá el vapor del campo solar; teniendo en consideración, sin ser limitativos, los criterios siguientes:

- La confiabilidad y la disponibilidad del sistema.
- Las experiencias de funcionamiento.
- La duración de vida del sistema considerado y sus componentes.
- Las consideraciones de seguridad.

Los colectores de concentración solar del Campo Solar deben diseñarse para tener una eficiencia óptica mínima del 62 %. La orientación del colector de concentración solar debe diseñarse de manera que permita una captación óptima del flujo de radiación solar, de acuerdo a las condiciones topográficas del sitio.

3.1.1 CONCENTRADORES DE CANAL PARABÓLICO.

Los concentradores de canal parabólico deben estar conformados por grupos de espejos montados sobre un armazón estructural metálico, formando una superficie reflectora con una geometría de canal parabólico, de manera que al recibir la radiación solar la concentre en su línea focal.

Los espejos reflectores de los concentradores deben diseñarse para tener factores de reflectividad mínimos del 93 %. La superficie reflectora debe tener propiedades que le proporcionen estabilidad ambiental, como son resistencia a la radiación ultravioleta, al granizo, a la lluvia, a la humedad, a cambios de temperatura, a la abrasión, etc.

3.1.2 ARMAZÓN DE ESTRUCTURA METÁLICA.

El armazón estructural metálico debe diseñarse para ser el soporte al cual se fijarán la superficie reflectora de canal parabólico y los soportes para el tubo receptor de la energía solar, por lo que debe alcanzar y mantener un alineamiento óptico preciso, bajos las cargas del viento y de otros elementos, entre ellos el del mecanismo de seguimiento solar.

El armazón estructural metálico debe diseñarse para brindar una adecuada estabilidad mecánica a los espejos reflectores y a los tubos receptores, que van montados sobre él. Debe ser capaz de transmitir el par mecánico de giro para el seguimiento solar, con adecuada rigidez, a todo lo largo del colector.

El armazón estructural metálico debe resistir la fuerza ocasionada por el viento, para mantener la integridad de los colectores. Se deben considerar las velocidades de viento del sitio proporcionadas por la Comisión, tomando 32 m/s como velocidad de diseño de supervivencia de los colectores solares.

El armazón estructural metálico debe diseñarse para tener buena resistencia a la intemperie y a la corrosión. Las superficies expuestas de acero deben tener una protección a base de una capa de fondo de resina epóxica/fosfatada de zinc de un espesor seco de 120 μm como mínimo, alternando capas de 60 μm cada una; y dos capas superiores de resina de epóxica de 100 μm cada una.

3.1.3 TUBOS RECEPTORES.

Los tubos receptores deben diseñarse para absorber la mayor cantidad posible de radiación solar enviada por los espejos reflectores, para transmitirla al Fluido de Transferencia de Calor (HTF) que circula por su interior, el cual a su vez la cederá en otra parte del proceso para la producción de vapor. Los tubos receptores están compuestos por un tubo absorbedor de acero y una cubierta envolvente de vidrio, separados por un espacio anular.

Para alcanzar el rendimiento requerido del sistema, se deben considerar las pérdidas térmicas por radiación, convección y conducción, realizando un diseño que las

minimice. Para lograr lo anterior, la envolvente de vidrio debe tener un bajo contenido de hierro y una transmitancia superior al 92%, debe estar al alto vacío el espacio anular entre el vidrio y el tubo absorbedor; así mismo, la superficie externa de este último debe estar tratada para tener una absorptancia superior al 93% y una emitancia menor al 9%.

El diseño del tubo receptor debe incluir los componentes necesarios para asegurar que el alto vacío en el espacio anular se mantenga por periodos suficientemente largos, de igual manera debe conservar sus propiedades ópticas de Transmitancia, Absortancia y Emitancia, mencionadas anteriormente, por periodos de tiempo de acuerdo a las Prácticas Prudentes de la Industria.

3.1.4 SISTEMA DE SEGUIMIENTO SOLAR.

Los colectores de concentración solar deberán tener un sistema de seguimiento solar. Este sistema debe diseñarse para tener movimiento constante en uno o dos ejes, que le permita seguir al Sol enfocando sus rayos durante su recorrido aparente del día, de manera que le permita captar la mayor cantidad de energía solar posible.

3.1.5 SISTEMA DE FLUIDO DE TRANSFERENCIA DE CALOR (HTF).

La función del sistema HTF consiste en el suministro de un medio eficaz de transferencia de calor solar desde los concentradores solares de espejo cilíndrico parabólico (SCA's), dentro del campo solar, hasta la zona del Ciclo Combinado para la vaporización (generación del vapor). La luz solar recae sobre los tubos receptores (HCE) que absorben el calor y lo transmiten al HTF que circula dentro de las tuberías del campo solar. El HTF circula a través de los intercambiadores de calor para generar vapor, el cual debe ser empleado en el Ciclo Combinado.

Se debe diseñar el sistema de fluido de transferencia de calor (HTF) para transmitir la energía solar, captada en los colectores de concentración solar, a una parte del condensado de la central ciclo combinado, para la producción de vapor a manera de que este sistema sea lo más eficiente posible y que tenga un tiempo de vida de acuerdo a las Prácticas Prudentes de la Industria.

El sistema HTF debe ser un sistema a ciclo cerrado que utilice Therminol VP-1, u otro fluido equivalente como medio de transferencia de calor. El sistema de bombeo debe utilizar (3) bombas de velocidad variable cada una del 50% del gasto de diseño. Las bombas aspiran el líquido a partir de la salida del tanque de expansión y lo descargan en el campo solar. Todas las bombas pueden estar derivadas para asegurar las

condiciones de flujo mínimo requerido. Las bombas del sistema HTF deben diseñarse con un sistema de lubricación por bombeo de aceite lubricante.

3.1.5.1 EL SISTEMA HTF DEBERÁ ESTAR COMPLETO E INCLUIRÁ, SIN SER LIMITATIVO:

- Tubería de HTF y sus accesorios
- Tanques
- Intercambiadores de calor
- Bombas.
- Fluido de Transferencia de Calor VP1 o equivalente.
- Sistema de pérdida por fuga.
- Sistema de nitrógeno.
- Control, instrumentos de control y alarmas.
- Estructuras soporte.

Los tanques de expansión del sistema HTF deben diseñarse de acuerdo a las condiciones de operación que determine el licitante y bajo los códigos y normas aplicables, considerando en el diseño el uso de nitrógeno, con el objetivo de impedir la penetración de oxígeno al sistema HTF. Los tanques de expansión deben contar con un tanque asociado de almacenamiento de nitrógeno.

Se deben disponer cabezales para recolectar el HTF caliente proveniente de cada uno de los colectores solares, para conducir ese fluido caliente a los intercambiadores para la producción de vapor. Cada intercambiador consiste en un economizador, un vaporizador y un sobrecalentador. El gasto proveniente del campo solar entra a contracorriente en contacto con el gasto de agua dentro de los intercambiadores térmicos. Después de los intercambiadores térmicos, el gasto de HTF enfriado circula hacia la tubería de aspiración de bombas del HTF a través del tanque de expansión, o a la línea de derivación alrededor del tanque. De forma similar, se deben disponer cabezales fríos, paralelos a los calientes, para regresar el HTF a los colectores solares. Estos cabezales deben contar con estructuras de soporte adecuadas.

Para fines de redundancia, exigencias de mantenimiento y para mantener el tamaño de los componentes relativamente pequeños, todos los intercambiadores térmicos se deben diseñar con una capacidad de 2X50%. El funcionamiento a plena carga del campo solar debe ser diseñado bajo la forma de 100%.

Los intercambiadores de calor contarán con las purgas necesarias, tanto del lado aceite térmico como del lado vapor

Se debe optimizar el arreglo de los intercambiadores de calor para lograr las condiciones de flujo adecuadas en la producción de vapor, tanto en temperatura como en gasto másico.

Se debe incluir un sistema para recuperar las pérdidas por fugas de gas y de vapores (nitrógeno, gas de degradación del HTF y el vapor asociado al HTF) que permita condensar los vapores de HTF bajo la forma líquida, posteriormente enviar una cantidad de líquido condensado hacia el tanque de expansión. Los otros gases y/o vapores serán condensados dentro de un tanque de pérdida por fuga y deben ser enviados hacia un lugar de almacenamiento y después hacia la atmósfera a través de un dispositivo anti-retorno de flama.

3.2 TUBERÍAS Y AISLAMIENTO.

La tubería de HTF debe ser de acero, de características adecuadas para conducir el HTF bajo condiciones de seguridad.

Las interconexiones de la tubería del HTF con los tubos receptores deben contar con elementos flexibles que permitan realizar libremente el movimiento de los colectores para seguir la trayectoria aparente del Sol, y para permitir los desplazamientos térmicos de la tubería.

El diseño de las tuberías del HTF debe considerar las dilataciones y contracciones debidas a los cambios de temperatura, por lo que debe contar con los elementos o configuraciones que minimicen los esfuerzos que transmiten a los soportes o a otros equipos y tuberías, a las que se interconectan.

El control de fugas en la tubería es esencial ya que el fluido podría crear un riesgo de incendio o ambiental. Se deberá proporcionar dentro del manual de operación y mantenimiento el procedimiento para el manejo de los derrames del HTF.

El diseño de las tuberías y sus accesorios debe realizarse con apego a las normas y códigos aplicables. Exceptuando los tubos receptores, las tuberías y accesorios de las líneas de conducción del HTF caliente y de otras cuya temperatura de operación rebase los 50 °C, deben ser aislados para conservar la energía y para protección de personal de operación del campo. Deben emplearse espesores de aislamiento térmico para que la temperatura exterior del aislamiento no exceda los 43°C y que se tengan pérdidas

térmicas razonablemente mínimas. Deben elegirse características del aislamiento térmico que permitan adaptarse a las condiciones de funcionamiento de las instalaciones, tales como, bajo peso específico, estabilidad física a altas temperaturas, buena resistencia mecánica, a prueba de fuego, resistentes a condiciones ambientales (lluvia, granizo, viento, etc), a ataques de insectos y roedores, etc.

3.3 ALCANCE DEL SUMINISTRO.

El alcance de suministro del Campo Solar incluye los equipos y sistemas necesarios para producir vapor por medio de energía solar.

Para la construcción se debe cubrir la ejecución total del Campo Solar, la cual consiste, no limitativamente, de lo siguiente:

- La ingeniería básica complementaria del Campo Solar.
- La ingeniería de detalle total, incluyendo estudios topográficos y mecánica de suelos, estudios y cálculos termodinámicos, diagramas y dibujos de ingeniería y de fabricante de equipos, listas de materiales, lista de cables, etc.
- Suministro de materiales, equipos, herramientas y todo aquello necesario para la construcción completa y oportuna del Campo Solar, incluyendo mallas para protección contra el viento, si se requieren.
- Preparación y nivelación del sitio del campo solar.
- Caminos interiores.
- Otras obras civiles (estructuras, cimentaciones, estaciones de control, etc.)
- Obras electromecánicas.
- La interconexión entre el Campo Solar y el Ciclo Combinado, incluyendo la instrumentación y el control.
- Infraestructura para el transporte, recepción, almacenamiento, protección, conservación y custodia de todos los equipos y materiales de consumo o de instalación permanente (bodegas, almacenes, patios, etc.) y para la coordinación, supervisión de la construcción, montaje, pruebas preoperacionales y puesta en servicio.
- Pruebas y Puesta en Servicio, Pruebas Preoperacionales y de Desempeño, incluyendo los equipos de prueba.

- El suministro de las partes de repuesto, herramientas y equipos especiales, requeridos para la operación y mantenimiento del Campo Solar.
- Programas de Mantenimiento.
- Materiales, equipos, herramientas y todo aquello necesario para el mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo del Campo Solar.
- La capacitación de personal de la Comisión para la operación y mantenimiento (OyM) del Campo Solar.
- Todos los permisos y trámites necesarios ante las dependencias oficiales para la construcción y puesta en servicio del Campo Solar.
- Todos los impuestos requeridos y gastos de importación.
- Planeación, dirección y supervisión de la ingeniería y las obras de construcción del Campo Solar hasta su entrega a la Comisión.
- Sistema de gestión de la calidad del Campo Solar.
- Administración ambiental, administración de seguridad y salud en el trabajo.
- Los seguros durante el traslado, la construcción, montaje y puesta en servicio hasta la entrega a la Comisión, en la Aceptación Provisional.
- Estaciones solarimétricas
- Sistema integral de seguridad física.
- Maniobras de carga y descarga, transporte, recepción de los equipos y materiales de procedencia nacional y extranjera incluyendo permisos aduanales y pagos de los aranceles correspondientes.
- Reportes mensuales de avance de obra, programas, control de actividades, etc., incluyendo fotografías y/o video de los aspectos relevantes.

Adicionalmente lo que sea necesario para que quede integrado el Campo Solar a la Central de Ciclo Combinado y funcionando con todos los servicios que requieran de acuerdo con la presente especificación técnica.

El campo solar de espejos de canal parabólico debe estar completo y debe incluir, sin ser limitativo, los siguientes elementos.

- Los colectores de concentración solar, incluyendo estructura soporte para los espejos, soportes, espejos, tubos receptores, sistema de seguimiento solar con su sistema de alimentación de energía y su control local, rodamientos, interconexiones flexibles para los tubos receptores, etc.

- Cableado, protecciones, y alumbrado.
- Intercambiadores de calor para la producción de vapor.
- Sistema de control y supervisión.
- Sistema de manejo del Fluido de Transferencia de Calor, incluyendo equipo de bombeo, tuberías, tanques de expansión, etc.

3.4 PRUEBAS EN FÁBRICA.

Son las pruebas mínimas que deben efectuarse a todos los materiales, componentes, equipos y sistemas que integran el campo solar, antes de salir de fábrica y son las indicadas en las normas internacionales, nacionales y en las especificaciones particulares de los fabricantes de los equipos.

Las pruebas de ciclos de vida de los tubos receptores deben cuantificar la degradación estimada de su desempeño considerando una duración de vida mínima de 25 años, la degradación máxima de desempeño en los cinco primeros años debe estar garantizada por el suministrador.

La resistencia a la intemperie y la duración de los espejos reflectores debe ser confirmada por las pruebas de resistencia extrema siguientes:

- Pruebas en atmósfera húmeda saturada durante 2000 horas.
- Pruebas en atmósfera húmeda saturada durante KK DIN 50017.
- Pruebas de pulverización CASS DIN 50021 durante 2000 horas.
- Pruebas de pulverización CASS DIN 50021 durante 1000 horas.
- 1800 horas de resistencia a las intemperies conforme a DIN 53387.

La duración de la resistencia de los espejos reflectores a la intemperie debe ser confirmada por las pruebas en fábrica.

3.5 SISTEMA DE CONTROL Y SUPERVISIÓN.

Se debe considerar dentro del alcance del Campo Solar un Sistema de Control y Supervisión para proporcionar una operación segura y confiable del Campo Solar. El sistema deberá diseñarse para tener control, monitoreo y registro de datos de los principales parámetros operativos del Campo Solar, tales como, radiación solar directa, datos meteorológicos, flujo y temperatura del aceite térmico, carga térmica solar

aportada a la Central de Generación, concentradores en operación, etc., mostrando valores en tiempo real y, donde aplique, acumulados e históricos. Las variables se registrarán en intervalos específicos de tiempo a lo largo de la operación diaria del campo, que le permitan posteriormente al sistema realizar promedios horarios, asimismo que los almacene en memoria y los pueda emplear después para generar reportes del comportamiento del Campo Solar.

Los componentes del Sistema de Control y Supervisión del Campo Solar deberán ser seleccionados conforme a las características generales del equipo.

El Sistema de Control y Supervisión del Campo Solar deberá estar enlazado a través de una canal digital de fibra óptica con Sistema de Control Distribuido (SCD) de la Central de Generación. El sistema debe proporcionar al SCD de la Central la información necesaria para calcular y registrar de manera continua el balance térmico de la Central incluyendo el campo solar, determinando la aportación de la energía solar recibida, incluyendo la determinación de la generación de la energía eléctrica neta de origen solar entregada por la Central.

Para poder identificar en cualquier momento lo referente a la contribución de la energía solar al total de la generación, el Sistema de Control y Supervisión debe contar con la instrumentación requerida para determinar la energía aportada por el campo solar a la Central de generación, incluyendo los sensores meteorológicos y los instrumentos de medición de flujo, presión y temperatura del agua a la entrada del generador de vapor con aceite térmico y del vapor a la salida del sobrecalentador solar. Con lo anterior, el sistema debe proporcionar la información en tiempo real sobre potencia eléctrica derivada del campo solar y su aportación al consumo térmico unitario de la Central de Generación.

3.6 CRITERIOS DE DISEÑO DE INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL.

Para el control y operación del ciclo combinado se debe considerar el suministro e instalación de un sistema digital de control distribuido. El sistema estará constituido por el software operativo y de aplicación, la base de datos propia de este proyecto, así como por el hardware necesario (unidades de control, buses de datos, fuentes de poder, estaciones de operación y programación, instrumentos de campo, válvulas de control etc.). La figura 3.2 muestra la arquitectura del sistema de control.

El sistema de control que se seleccione, debe incorporar las tecnologías actuales de los sistemas de control industrial más modernos, y haber sido ya aplicado exitosamente en al menos una central termoelectrónica de Ciclo Combinado. El fabricante del sistema de

control debe tener una amplia experiencia en automatización de centrales de ciclo combinado.

El sistema debe integrar las funciones de medición, regulación, automatización, protección, comunicación, interfaz con el operador, almacenamiento de datos y generación de reportes.

El sistema de control debe ser funcional y geográficamente distribuido; las unidades de control y de adquisición de señales podrán localizarse en casetas locales de control, cercanas al equipo de proceso. En el cuarto de control central se deben instalar las estaciones de operación.

Mediante un bus de comunicaciones redundante se deben enlazar los componentes del sistema de control, cubriendo todos los elementos del ciclo combinado completo, considerando los turbogeneradores de gas y sus recuperadores de calor, la turbina de vapor, el sistema de enfriamiento, los sistemas químicos, el equipo de la subestación de alta tensión, y lo correspondiente con los sistemas del campo solar.

Los sistemas de control deben ser del tipo electrónico digital programable, utilizando la tecnología más moderna probada por el fabricante del sistema de control en aplicaciones de centrales de ciclo combinado comerciales.

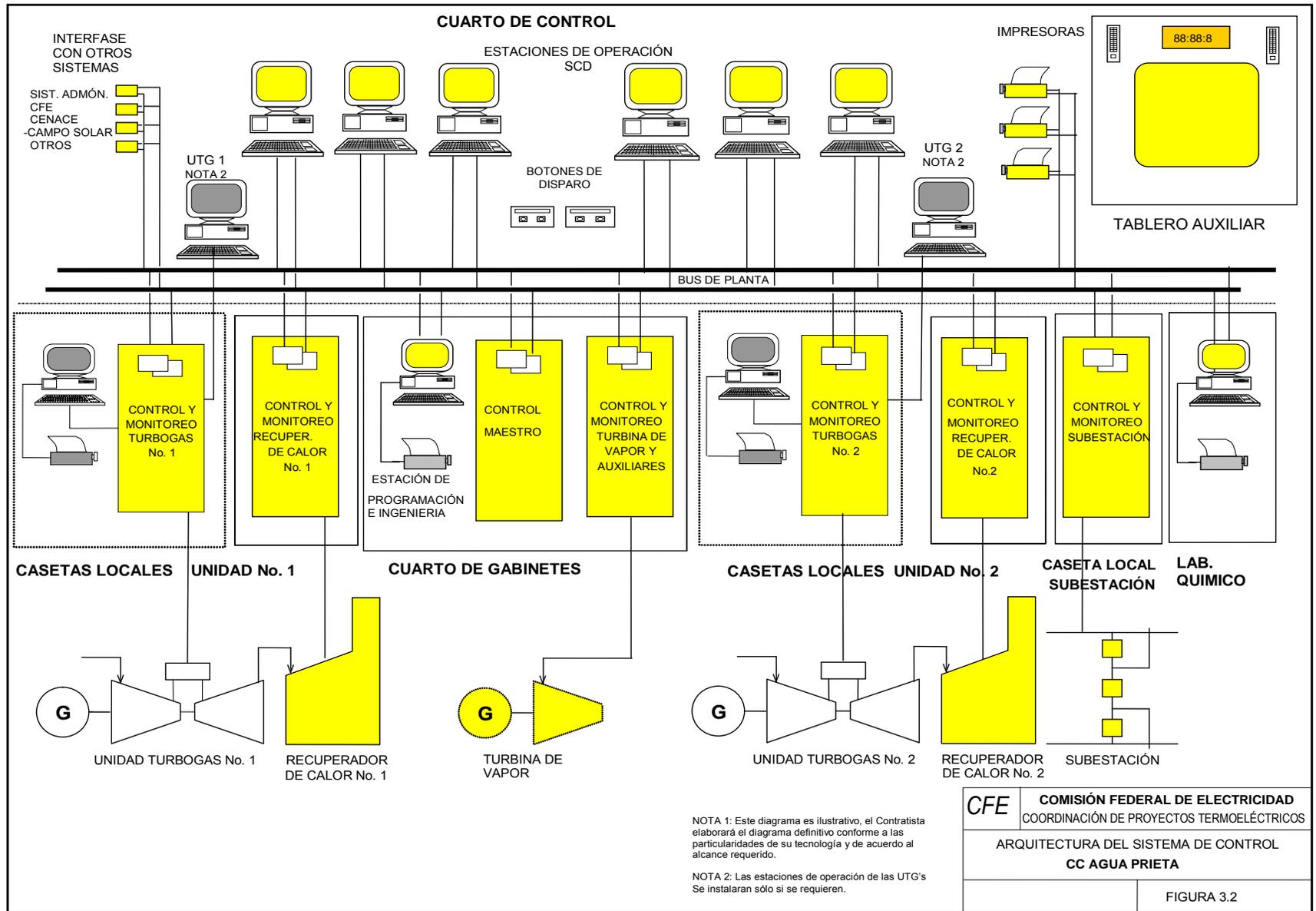
La interfaz del sistema de control con el operador será a través de estaciones de operación, constituidas por pantallas de video y teclados.

Los procesadores de las unidades de control para regulación y protección, así como fuentes de alimentación y buses de comunicación, se suministrarán redundantes con tolerancia de fallas. Las mediciones relacionadas con las protecciones y con el control de las variables críticas serán en triple redundancia (lógica 2 de 3).

La programación operativa del sistema se efectuará con base en el estándar del fabricante, tomando como base los Sistemas Abiertos.

El sistema de control debe tener disponible un puerto de red, con acceso a toda la base de datos, para uso del sistema de administración de la Comisión, así como las interfaces para transferencia de datos con el CENACE y con los sistemas de monitoreo y control independientes del sistema de control distribuido.

Los sistemas de control deben ser inmunes a las interferencias electromagnéticas propias de las instalaciones industriales, de conformidad con la norma IEC 1000-4-3 en



el nivel de severidad 3. La operación del sistema de control no debe afectarse por los radios portátiles comúnmente utilizados por el personal de operación y mantenimiento o por teléfonos celulares.

Las casetas locales de control deberán contar con sistemas contra incendio de operación automática, así como con unidades redundantes de aire para acondicionamiento de temperatura, humedad y limpieza.

Los componentes de los sistemas de control y supervisión deberán estar diseñados para soportar fallas del equipo de aire acondicionado y seguir operando con una temperatura límite del aire ambiente exterior a los gabinetes de 40°C por tiempo indefinido y a 50°C y/o a 95% de humedad relativa durante una hora al día.

Con el fin de facilitar el mantenimiento y refaccionamiento de los componentes de Instrumentación y Control (incluyendo equipo de campo), el Contratista deberá considerar, para la selección de los equipos, marcas comerciales de fabricantes tengan representantes en México.

3.6.1 INTERFAZ DE OPERACIÓN.

La interfaz con el operador debe ser principalmente a través de estaciones de operación. Cada estación se constituye por una pantalla de video a colores de 20", un teclado, un ratón (o "trackball"), unidades de memoria y procesadores.

Además de las estaciones de operación del cuarto de control central, se debe considerar una estación de operación en el laboratorio químico.

Para propósitos de mantenimiento, el control debe incorporar una estación de programación, constituida con equipo similar a las estaciones de operación.

Las estaciones de operación, así como la de programación, deben estar integradas con estaciones de trabajo comerciales para uso industrial.

La configuración de cada una de las estaciones de operación del cuarto de control central debe ser la misma y debe contener la base de datos completa; es decir, una configuración redundante que permita la operación de cualquier parte del ciclo combinado desde cualquier estación de operación.

El manejo de información en las estaciones de operación se hará a través de imágenes tipo ventana. Se presentarán en imágenes dinámicas de vista general, por sistema, por

grupos o unidades de equipo. La información de apoyo para la supervisión se presentará mediante gráficas de tendencia, de barras, diagramas de flujo y diagramas lógicos dinámicos. Para el manejo de las alarmas se debe considerar la presentación dinámica en pantalla, el aviso audible, y el registro para la generación de reportes de alarmas. El sistema debe incluir el registro de datos históricos, el registro de secuencia de eventos para disparos y un sistema de autodiagnóstico de fallas, que detecte los problemas y reporte el mal funcionamiento de transmisores, módulos electrónicos o la programación.

Como complemento de las estaciones de operación, se dispondrá en el cuarto de control una pantalla grande para visualización de los sistemas y procesos del ciclo combinado y del campo solar, se dispondrá también de la instrumentación dedicada necesaria para: disparos de emergencia, indicación de nivel de domos de los recuperadores de calor, y requerida por los estándares del fabricante del equipo principal.

La información destinada a los operadores en desplegados, reportes e instrumentos, será invariablemente en idioma español, para las unidades de ingeniería se debe utilizar el sistema internacional de unidades.

3.7 CONTROL Y MONITOREO DE LOS TURBOGENERADORES.

3.7.1 TURBOGENERADORES DE GAS.

Los sistemas de control de los turbogeneradores de gas deben considerarse como nodos del Sistema de Control Distribuido (SCD). El control de cada turbogenerador estará localizado en la caseta de control del turbogenerador y deberá ser enlazado digitalmente al SCD, a través del bus de comunicaciones. Si la tecnología del control del turbogenerador de gas no permite integrarlo completamente como un nodo del SCD, entonces ambos sistemas deberán enlazarse a través de un canal de comunicaciones que permita el intercambio de la información necesaria para la operación coordinada del ciclo combinado, incluyendo el turbogenerador de gas; es este caso, el sistema de control del turbogenerador deberá disponer de una estación de operación en el cuarto de control central, con la que se realice la operación y el monitoreo del total y a detalle de sus variables.

Los turbogeneradores de gas deben poderse arrancar, parar y controlar en forma automática, localmente desde sus casetas de control, así como remotamente desde las estaciones de operación en el cuarto de control central.

El sistema de control debe tener las estrategias para el control automático de generación y consecuentemente recibir comandos remotos desde el CENACE para cambio de carga de cada turbogenerador de gas.

3.7.2 TURBOGENERADORES DE VAPOR.

El sistema de control del turbogenerador de vapor debe considerarse como un nodo del sistema de control distribuido, enlazado digitalmente a través del bus de comunicaciones.

El turbogenerador de vapor debe poderse arrancar, parar y controlar en forma automática, desde las estaciones de operación en el cuarto de control central, para lo cual debe suministrarse los sistemas de control y protección programados con secuencias de arranque, sincronización, carga y paro totalmente automáticas.

El turbogenerador de vapor operará básicamente con el control de velocidad y carga, a través de la regulación de la admisión de vapor, durante las fases de arranque, aceleración, sincronización, toma y rechazo de carga. Las variaciones de carga deben estar limitadas por el cálculo de esfuerzos de la turbina. Durante la operación normal se debe considerar un esquema de presión variable (deslizante) que permita la máxima generación del turbogenerador de vapor en función de las condiciones del vapor disponible. Como parte del control del turbogenerador de vapor se debe considerar el control de las derivaciones (by-pass) de vapor hacia el aerocondensador.

3.8 SUPERVISIÓN DE LOS TURBOGENERADORES.

El sistema supervisorio de las variables dinámicas de los turbogeneradores de gas y vapor, deberá diseñarse de acuerdo a la norma API-670 e ISO-7919 en cuanto a la medición de vibración considerando doble sensor del tipo no-contacto por cada chumacera. El sistema debe tener capacidad de análisis dinámico en cualquier condición de operación. La presentación y almacenamiento de información será preferentemente en las estaciones de operación del control distribuido.

3.8.1 CONTROL Y MONITOREO DEL AGUA-VAPOR.

Dentro de las funciones del sistema de control distribuido, se tendrá el monitoreo y el control de los equipos del ciclo agua vapor, incluyendo los generadores de vapor (recuperadores de calor), el aerocondensador, las bombas etc. El equipo de control estará localizado en casetas adyacentes al equipo mecánico.

Para la vigilancia de las características físico-químicas (pH, conductividad, oxígeno, sodio, y sílice) del agua y vapor del ciclo, se deben incluir los elementos necesarios para el muestreo y análisis continuo del condensado, el agua de alimentación a los recuperadores de calor, así como en las líneas de vapor. Las variables físico-químicas del ciclo agua-vapor, serán presentadas al operador en las estaciones del SCD, tanto en el cuarto de control central como en el laboratorio químico.

Para la supervisión del nivel del domo de los generadores de vapor se requiere la instalación de medidores tipo conductividad.

3.8.2 CONTROL MAESTRO.

El sistema de control distribuido, a través de un control maestro, debe realizar la coordinación entre el turbogenerador de gas, el recuperador de calor y la turbina de vapor. El nodo del control maestro se localizará en el cuarto de gabinetes electrónicos del edificio de control.

3.9 INSTRUMENTACIÓN DE CAMPO.

La instrumentación de campo debe ser instalada, calibrada y probada de acuerdo con las normas aplicables y los estándares del fabricante, cuidando su correcta localización para permitir su mantenimiento.

Se requiere que los transmisores e interruptores, que no estén alojados en casetas de control, se instalen dentro de gabinetes para servicio en intemperie (tipo NEMA 4X).

3.9.1 VÁLVULAS DE CONTROL.

Para la selección de las válvulas se deben considerar los siguientes criterios:

La fabricación de los cuerpos, interiores y bonetes de las válvulas de control debe ser de acuerdo con las normas ANSI, AS

ME e ISA. El cálculo de la capacidad debe realizarse de acuerdo a la norma ISA S75.01.

La válvula debe dimensionarse para permitir el flujo máximo de diseño al 80% de la capacidad total de la válvula. El tamaño de la válvula no debe ser menor a la mitad del diámetro de la tubería.

La velocidad de salida de los fluidos debe limitarse para evitar efectos de erosión en las partes internas y en el cuerpo de la válvula.

El nivel de ruido en las válvulas, calculado según la norma ISA SP75.17, no debe exceder de 85 dBA sin considerar aislamiento, silenciadores u otros accesorios. Se debe además cumplir con las normas ANSI S.1, ANSI S.4 y OSHA 70.2.

Las válvulas de regulación de combustible, atemperación de vapor y agua de alimentación deben tener una hermeticidad clase V (ANSI B16.104). Las válvulas de bloqueo para los servicios antes mencionados, así como para los drenajes al condensador, deben cumplir con los requerimientos de hermeticidad de la norma MSS-SP61. Las válvulas de regulación para la derivación de vapor de alta presión y para la recirculación de bombas de agua de alimentación deben tener una hermeticidad como válvulas de bloqueo, según la norma MSS-SP61.

3.9.2 REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA DE CONTROL Y SUPERVISIÓN.

El Sistema de Control y Supervisión se diseñará en base a Controladores Programables, con unidades de control redundantes. Efectuará las funciones de secuencia automática de la operación y la regulación de las variables analógicas. La adquisición de las variables de proceso se realizará por medio de señales directamente alambradas a las unidades de Entrada/Salida o bien a través de buses de campo digitales (Tratándose de transmisores y electroposicionadores digitales de tecnología bus de campo, se comunicarán bajo el protocolo establecido por "Foundation Fieldbus" o "Profibus". En el caso de transmisores con señal de proceso de 4-20 mA, la información de ajuste y estado de transmisor deberá transmitirse de forma digital de manera superpuesta a la señal analógica, de acuerdo al protocolo HART).

El sistema ejecutará funciones de adquisición y almacenamiento de datos, control automático, generación de alarmas, mensajes de autodiagnóstico y comunicación con el SCD de la Central a través de fibra óptica.

Desde las estaciones de operación del cuarto de control central se deberá realizar la operación y monitoreo de los equipos del Campo Solar. Adicionalmente, el sistema podrá tener una estación de operación dedicada al campo solar, ya sea que esté instalada en una caseta local, destinada para este efecto, o bien en el cuarto de control central, esta estará constituida por una pantalla, un teclado y "ratón". La información presentada en las estaciones de operación permitirá supervisar la operación

automática, ajustar parámetros, operar los equipos mediante imágenes, y visualizar el estado de operación mediante diagramas mímicos del proceso, gráficas de tendencia,

diagramas de barras, listas de alarmas, etc. En las impresoras asociadas, a solicitud del operador, se imprimirán reportes de alarmas que registren la operación de los equipos de proceso.

La información destinada a los operadores en desplegados y reportes será invariablemente en idioma español, para las unidades de ingeniería se debe utilizar el Sistema Internacional de Unidades. Los códigos de colores para la presentación de alarmas en las estaciones de operación deberán ser consistentes con los de las estaciones de operación del SCD del ciclo combinado.

Dentro del alcance de suministro se debe considerar el software operativo del sistema y sus licencias, el desarrollo de software de aplicación, incluyendo las herramientas (programas y equipos) para su reconfiguración en campo.

Para la instrumentación de campo se debe considerar en general;

La exactitud de los instrumentos de medición se seleccionará en función de las siguientes categorías, entendiéndose por exactitud el valor máximo permisible en % de la amplitud del rango de medición, que el valor medido de la variable de proceso puede alejarse en más o en menos del valor verdadero.

1. Exactitud del $\pm 0,1\%$. Aplica para las variables eléctricas que intervienen en el cálculo del consumo térmico.
2. Exactitud del $\pm 0,25\%$. Aplica a las variables que se usarán para: control, protección, alarmas, cálculos de comportamiento y supervisión.
3. Exactitud del $\pm 1,0\%$. Aplica a las variables que se usarán para: controles locales neumáticos, y a las mediciones de variables químicas, ambientales y meteorológicas.
4. Exactitud del $\pm 2,0\%$. Aplica a las mediciones locales de presión, temperatura y nivel.

Específicamente deberá cumplir con lo indicado. En cuanto a la exactitud de los elementos de medición, con los requerimientos sobre gabinetes estos deberán ser; Con excepción de los elementos primarios, instrumentos neumáticos instalados sobre el equipo o tubería y los localizados dentro de casetas, todos los instrumentos de campo del tipo electrónico se agruparán e instalarán en gabinetes herméticos al agua y al

polvo (tipo NEMA 4 o IP65) para protegerlos del ambiente. Los gabinetes deben ser resistentes a la corrosión y al polvo del ambiente.

3.10 CARACTERÍSTICAS DE LOS INSTRUMENTOS DE CAMPO.

A continuación se describen las características aplicables a los todos los instrumentos localizados en campo y que la Comisión normalmente acepta. La selección de materiales y características es responsabilidad del proveedor.

3.10.1 TRANSMISORES E INTERRUPTORES.

- ✚ Conexión al proceso:
 - Presión, presión diferencia, flujo: 13 mm (1/2") NPT
 - Temperatura: 25 mm (1") NPT
 - Nivel: 50 mm (2") SW cámara externa superior lateral, inferior abajo para desplazador
 - Nivel: 25 mm (1") SW cámara externa superior lateral, inferior abajo para flotador.
 - Las líneas de conexión al proceso, después de la válvula raíz, para transmisores de presión, presión diferencial y análisis, deben ser de tubería flexible (tubing) de acero inoxidable, con conectores, accesorios y válvulas igualmente de acero inoxidable.
- ✚ Conexión de cables: 19 mm (3/4") NPT para conduit o cables sellados.
- ✚ Cubierta: NEMA 4x o equivalente
- ✚ Temperatura de operación: 5 a 75°C.

3.10.1.1 TRANSMISORES.

- Tipo: inteligente.
- Señal de salida: 4 a 20 mA CD (dos hilos) con protocolo Hart, o bus de campo (Foundation Fieldbus o Profibus).
- Ajustes de límite inferior y superior de rango: sin interacción.
- Alimentación: 24 VCD \pm 10%.
- Indicación: digital.
- Conexión eléctrica: terminales de tornillo.
- Materiales para presión (manométrica, absoluta y diferencial) y flujo.

- Diafragma: acero inoxidable, ASTM gr. 316 o equivalente.
- Cuerpo: acero al carbón.
- Empaque: elastómero de silicón o equivalente.
- Materiales para nivel (tipo desplazador).
- Desplazador: acero inoxidable, ASTM 316 o equivalente.
- Varilla de suspensión: acero inoxidable, ASTM 316 o equivalente.
- Cámara o cuerpo: acero al carbón.
- Rango o espesor: según presión y temperatura.

3.10.1.2 ELEMENTOS DE TEMPERATURA.

- Termopares: tipo K.
- Detectores de Resistencia (RTD): 3 hilos de Pt ,100 ohms @ 0°C.

3.10.1.3 TRANSMISORES DE VARIABLES ELÉCTRICAS.

Entradas:

- Tensión: 120 VCA a 60 Hz (0-150 V), 125 VCD (0-150 V); 24 VCD (0-30 V)
- Corriente: 0-5 A
- Frecuencia: 60 Hz a 120 V (rango: 55 a 65 Hz).
- Salidas: 0,4 -20 mA.
- Montaje: en tableros eléctricos de potencia.

3.10.2 INTERRUPTORES.

- Puntos de ajuste: cubiertos.
- Conexiones eléctricas: terminales de tornillo.
- Contactos: 2P2T, tipo microinterruptor encapsulado.
- Capacidad interruptiva: 125 VCD, 0.5 A.
- Tiempo de conmutación: 45 ms o menor (sin rebote).
- Recubrimiento de contactos: oro o similar.

3.10.2.1 TRANSMISOR/INTERRUPTOR ULTRASÓNICO.

- Alimentación: 120 VCA, 60Hz.

- Tipo: radiofrecuencia.
- Recubrimiento: teflón (si aplica).
- Montaje: cople o brida.

3.10.2.2 TRANSMISOR/INTERRUPTOR NIVEL POR BURBUJEO.

- Burbujeador: con rotámetro.
- Transmisor: electrónico.
- Indicador: integral.
- Accesorios: regulador, filtro, manómetro y válvulas.

3.10.2.3 TRANSMISOR DE DESPLAZADOR PARA NIVEL.

- Elemento sensor: desplazador y varilla de acero inoxidable.
- Tipo: Electrónico.
- Acción: reversible.
- Montaje: tubo.
- Conexión: 50 mm.

3.10.2.4 INDICADORES LOCALES Y ACCESORIOS MISCELÁNEOS.

Se deben suministrar los instrumentos locales completos con todos sus accesorios para instalarse conforme a un diagrama típico de instalación y lista de materiales, que se definan en el desarrollo de la ingeniería de detalle, según se requieran, para una adecuada supervisión local. La selección del instrumento y los materiales es responsabilidad del Contratista. Las siguientes características que se especifican, son las que normalmente acepta la Comisión:

- Controladores locales de presión, temperatura y nivel.
- Indicadores de presión diferencial.
- Indicadores de temperatura.
- Termopozos de prueba.
- Indicadores de presión.
- Columnas de nivel.
- Mirillas de flujo.
- Rotámetro (indicadores de flujo).

- Válvulas solenoide.
- Indicadores de nivel tipo regleta.

Todos los instrumentos deben ser capaces de operar sin asistencia humana durante la operación normal, excepto para la calibración y ajuste.

Las cajas de todos los instrumentos deben ser a prueba de agua, polvo y corrosión (bisel de acero inoxidable). Todas las escalas deben estar en Unidades del Sistema Internacional y derivadas permitidas (bars y °C), y tener caracteres negros con fondo blanco, la carátula debe ser del tipo antiparalaje.

Todos los instrumentos y accesorios misceláneos deben llevar permanentemente fija una placa de identificación. Todas las conexiones que queden expuestas o que no tengan sello hermético deberán cubrirse con silicón transparente.

No se aceptan interruptores de mercurio, únicamente del tipo microinterruptor.

3.10.2.5 CONTROLADORES LOCALES DE PRESIÓN, TEMPERATURA Y NIVEL.

- Tipo: Electrónico programable microprocesado.
- Salida: 4-20 mA
- Indicación: Digital
- Punto de ajuste: Interno.
- Modos de control: proporcional, más integral y/o derivativo, reversible.
- Transferencia auto manual: Sin cambios bruscos.

3.10.2.6 INDICADORES DE PRESIÓN (MANÓMETROS).

- Elemento sensor: Espiral helicoidal.
- Amortiguado con líquido para condiciones severas de vibración.
- Vidrio inastillable frontal y disco de ruptura en la parte posterior.
- Carátula con diámetro mínimo de 114 mm.
- Protección por sobre rango a 100% de la escala.
- Material del elemento sensor: bronce fosforado o acero inoxidable.
- Receptáculos de bronce o acero inoxidable.

- Conexión inferior: 13 mm de rosca NPT macho.
- Exactitud: $\pm 1/2\%$ del rango de la escala.

3.10.2.7 INDICADORES DE PRESIÓN DIFERENCIAL.

- Carátula de 114 mm \varnothing mínimo.
- Material del elemento y de las conexiones de presión: de 6,4 mm, acero inoxidable.

3.10.2.8 INDICADORES DE TEMPERATURA (TERMÓMETROS).

- Tipo sistema lleno, (no se aceptan bimetálicos excepto para el tablero de Análisis y Muestreo del ciclo agua/vapor).
- Termopozo integrado de acero inoxidable tipo 316 y conexión exterior de 25 mm NPT.
- Exactitud: 1% del rango de la escala.
- Tamaño de la conexión al termopozo: 13 mm.
- Sobrerango: 150% de la amplitud de medición.
- Elemento Sensor: Tipo helicoidal
- Material del bulbo y capilar: acero inoxidable.
- Compensación por cambios de temperatura ambiente.
- Carátula de 114 mm \varnothing mínimo.

3.10.2.9 TERMOPOZOS DE PRUEBA.

- Construcción unitaria y con punta cónica.
- Material: acero inoxidable tipo 316.
- Cabeza: hexagonal con 13 mm NPT para la rosca interior y 25 mm de rosca exterior.
- Perforación: 9,5 mm de diámetro.
- Tapa: atornillable de metal y cadena.

3.10.2.10 COLUMNAS DE NIVEL.

Columnas indicadoras:

- Tipo de vidrio: borosilicato templado a prueba de golpes y vibración.
- Cristales tipo transparente o tipo reflex.
- Cubierta: de acero al carbón o forjado a prueba de corrosión.
- Cámara de líquido: de barra forjada a prueba de corrosión.
- Blindajes protectores: de mica o cualquier otro material equivalente.

Válvulas de bloqueo:

- Tipo: bola de retención de cierre rápido con vástago sellador.
- Material del cuerpo: acero al carbón o acero inoxidable tipo 304, con interiores de acero inoxidable tipo 316 o 304.

Conexiones:

- Al recipiente: macho de 19 mm \varnothing NPT con tuerca unión.
- Al indicador, de purga y venteo: hembra de 13 mm \varnothing NPT.

3.10.2.11 MIRILLAS DE FLUJO.

- Tipo: visión a través del flujo, con ventanas opuestas.
- Material de las ventanas: vidrio templado. Sujetas mediante cubiertas bridadas.
- Mirillas con blindaje protector de mica para servicios peligrosos.

3.10.2.12 ROTÁMETROS (REGULADORES-INDICADORES DE FLUJO).

- Tipo: tubo transparente con tubo de vidrio templado con flotador de acero inoxidable.
- Exactitud: $\pm 2\%$ de la escala total.
- Interruptor integral tipo microinterruptor.

3.10.2.13 VÁLVULA SOLENOIDE.

- Tipo: 2 ó 3 vías.
- Material de construcción: compatible con el material de la línea y el fluido manejado.
- Bobinas: energizar para abrir o cerrar, Clase H como mínimo.
- Cubierta: NEMA 4X.

Las válvulas de control y las válvulas de seguridad deben cumplir con los requisitos indicados a continuación:

3.11 VÁLVULAS DE CONTROL, REQUISITOS DE DISEÑO.

3.11.1 NIVELES DE RUIDO.

Para cumplir con lo indicado en las normas ANSI S1.2, ANSI S1.4 y OSHA 70.2, las válvulas no deben producir niveles de ruido mayores a 85dB, medidos a 0,9 m corriente abajo de la válvula y a 0,9 m de la línea, bajo las condiciones de operación establecidas por el diseñador en sus hojas de datos. En su propuesta, el fabricante debe indicar aquellas válvulas que pueden producir niveles de ruido mayores a 85 dBA.

3.11.2 CUERPO DE LA VÁLVULA.

El diseño de las válvulas y bridas debe estar de acuerdo a lo indicado en la norma ASME B16.5, la Clase mínima será 125 #. El tipo de válvula será generalmente de globo. Es aceptable otro tipo en servicios especiales, cuando existan razones técnicas.

Todas las conexiones soldadas de las válvulas deben estar de acuerdo con las normas ASME B16.34 para extremos soldados a tope (BW) y ASME B15.25 para conexiones con cajas para soldar (SW). y deben ser como mínimo Clase 150 #.

El tipo de conexión debe ser como se indica a continuación:

- 50 mm y menores: caja para soldar.
- 65 mm y mayores: soldado a tope.

Las dimensiones cara a cara de las válvulas para tamaños de cuerpo normalizado, deben cumplir con la norma ASME B16.10. Las válvulas de conexiones caja para

soldar y soldadas a tope deben tener una dimensión entre caras iguales a la dimensión cara a cara de las válvulas bridadas.

Todas las válvulas soldables deben traer de fábrica extensiones para soldar en sitio, para evitar daños en el cuerpo al soldar.

Las válvulas de cuerpo normalizado, se aceptan solo en los siguientes tamaños: 19 mm, 25 mm, 38 mm, 50 mm, 75 mm, 100 mm, 150 mm, 200 mm, 250 mm y 300 mm. Las válvulas de 19 mm solo se permiten en tuberías del mismo tamaño.

Es indispensable que los siguientes datos aparezcan en el cuerpo de la válvula, ya sea fundidos, estampados o grabados en una placa de acero inoxidable, siguiendo los procedimientos de MSS-SP-25:

- Marca y modelo del fabricante.
- Clase y tipo de material.
- Tamaño y clase del cuerpo.
- Una referencia que indique el sentido o dirección del flujo a través de la válvula (entrada - salida).

Los datos mencionados se consideran como mínimos para válvulas bridadas. Las válvulas con conexiones soldadas, deben llevar además los siguientes datos:

- Diámetro y cédula de las conexiones.
- Presión de la prueba hidrostática.

Se deberán grabar en la placa de identificación de la válvula los otros datos que son necesarios, para cumplir con MSS-SP-25.

3.11.3 BONETE DE LA VÁLVULA.

Los bonetes deben suministrarse con toma para lubricación y tapón de acero inoxidable, para todas las válvulas. El uso de lubricante deberá recomendarlo el fabricante en los casos que se requiera.

El material del empaque debe estar de acuerdo a las condiciones del proceso y cumplir con el Apéndice E de la Norma ANSI B16.5. El prensaestopas y anillo de sello deben ser de acero inoxidable.

Las válvulas conectadas al condensador, deberán estar diseñadas para evitar la entrada de aire.

3.11.4 PARTES INTERNAS.

Las partes internas deben apegarse al diseño normalizado del fabricante y serán preferentemente tipo jaula. El diseño puede ser no balanceado, utilizando tapones guiados por la misma jaula o con guías superiores, o balanceados, con tapón, pistón y jaula con puerto caracterizados. Para el caso de líquidos la dirección de flujo deberá ser flujo para cerrar. Para todos los servicios se prefiere el uso de tapón tipo pistón y guía mediante jaula. Los internos de las válvulas deben ser del tipo cambio rápido. Ningún componente interno deberá estar sellado o soldado.

El diseño de interiores para condiciones de alta caída de presión, cavitación o aplicado para disminución del nivel de ruido debe ser especialmente diseñado para esta condición, considerando:

- Debe usarse el diseño de partes internas balanceadas para evitar actuadores grandes, para presiones mayores de 35 kg/cm^2 o en jaulas mayores de 150 mm.
- Los internos deben ser los adecuados para evitar los efectos de la cavitación ruido y altas velocidades, por lo que se usarán dispositivos para la reducción de presión por etapas.
- Se debe considerar cierre hermético para éstos dispositivos a fin de evitar erosión en la posición de cierre.

La máxima fuga permisible en el asiento debe satisfacer los requisitos establecidos en la norma ANSI B16.104 basada en el tipo de interiores especificados. Las válvulas de regulación de combustible (si aplica), atemperación de vapor y agua de alimentación deben tener una hermeticidad clase V (ANSI B16.104). Las válvulas de bloqueo para los servicios antes mencionados, así como para los drenajes al condensador, deben cumplir con los requerimientos de hermeticidad de la norma MSS-SP61. Las válvulas de regulación para la derivación (by-pass) de vapor de la turbina de alta presión y para la recirculación de bombas de agua de alimentación deben tener una hermeticidad como válvulas de bloqueo, según la norma MSS-SP61. En todos los casos el fabricante deberá indicar la clase de fuga en las hojas de datos.

3.12 ACTUADORES.

☼ Actuadores Neumáticos:

Los actuadores de diafragma y los resortes seleccionados serán del diseño normalizado del fabricante.

Los operadores de pistón deben seleccionarse también del diseño normalizado del fabricante. Estos pueden ser de doble acción o con resorte de retorno. La presión mínima de diseño debe ser de 548,8 kPa (5,6 kg/cm²). Todos los actuadores de pistón de acción modulante, deben suministrarse con posicionador. Para obtener la posición deseada en falla de aire, debe suministrarse todo lo necesario de acuerdo a la recomendación del fabricante.

Cuando se considere que se debe incluir actuador manual (volante), puede estar montado en la parte superior o lateral y diseñado para operación directa con la apertura en sentido horario, con manivela o engranes.

Los volantes deben limitar la carrera de la válvula en la dirección requerida y se pueden desacoplar totalmente de la carrera de la válvula en la posición neutral. Los volantes NO deben suministrarse con la única finalidad de limitar la carrera de la válvula.

☼ Actuadores Eléctricos:

Los motores de los actuadores eléctricos deberán diseñarse para garantizar una operación segura con una tensión del 85% de la tensión nominal y/o una frecuencia del 97% de la frecuencia nominal, inclusive para el arranque.

Los actuadores eléctricos deberán cumplir con los requerimientos funcionales descritos para los actuadores neumáticos. Deberán estar equipados con los accesorios tales como volantes, interruptores de posición, transmisores de posición, etc.

Los actuadores eléctricos, deberán incluir además los elementos de protección y operación que adicionalmente requieren, tales como interruptor de par y transmisores de posición para el circuito posicionador.

3.12.1 POSICIONADOR.

Cuando se requiera del uso de un posicionador, se deberá incluir en el suministro un posicionador electroneumático tipo reversible, para recibir la señal del control analógico 4 a 20 mA CD y generar la señal neumática (0,211 a 1,06 bar). Cuando no se requiera

el uso de posicionador, se deberá incluir un convertidor electroneumático, considerando que serán instalados a la intemperie y montados en la válvula o elemento final de control y estarán sujetos a vibración.

3.12.1.1 ACCESORIOS.

Todas las terminales roscadas deben ser de acuerdo a las normas NPT con roscas normalizadas.

Las cubiertas para dispositivos eléctricos deben ser NEMA 4X y el conduit para conexiones eléctricas debe ser de 13 mm de diámetro como mínimo, con conexión roscada o cables sellados.

Las cubiertas para dispositivos neumáticos deben ser a prueba de intemperie y las conexiones deben ser de 6,3 mm de diámetro con conexión roscada.

El aislamiento de las bobinas de las válvulas solenoide debe ser como mínimo clase H. Las válvulas solenoide piloto de 3 vías deben ser tipo universal.

El fabricante debe instalar los accesorios, de manera que sean accesibles para su mantenimiento y que queden protegidos y cubiertos para evitar que se dañen durante el manejo, la operación o el mantenimiento. Los accesorios no deben estar soportados por niples con relaciones entre su longitud y su diámetro, mayores de 5.

Los dispositivos que requieren suministro de aire deben proporcionarse con una combinación de filtro y regulador de presión, capaces de admitir una presión de aire de suministro de 5,6 - 10,5 bar y deben fabricarse para soportar las condiciones ambientales de la Central.

Los interruptores de límite deben indicar las posiciones de apertura y/o cierre de la válvula, según se requiera y deben ser del tipo cierre rápido, exentos de vibración residual.

Son aceptables en el equipo asociado a las válvulas de control las siguientes señales analógicas: neumáticas: 0,211 - 1,06 bar: eléctricas: 4-20 mA CD.

3.12.1.2 DIMENSIONAMIENTO DE LA VÁLVULA.

Se deben efectuar todos los cálculos de acuerdo con las normas ISA-S75.01. Los cálculos deben elaborarse para cada válvula de control suministrada, indicándose claramente:

- datos de proceso.
- fórmula de cálculo.
- desarrollo de cálculo.
- factores que influyen en el cálculo.
- catálogos de donde se toman las fórmulas y factores utilizados y otros datos que se consideren necesarios para dar claridad al cálculo.
- verificación del ruido producido por la válvula.
- velocidad a través de la válvula.

La válvula debe quedar dimensionada para obtener una regulación adecuada a mínimo y máximo flujo. La capacidad de la válvula debe ser suficiente para admitir el flujo máximo al 80% de capacidad máxima de la válvula y debe seleccionarse para obtener una ganancia constante sobre el rango de control de flujo.

El tamaño de la válvula no debe ser menor de la mitad del diámetro de la tubería. Cuando se requiere un coeficiente de la válvula (C_v), más pequeño se deben usar internos reducidos.

Para evitar erosión en las válvulas debido a la velocidad de salida del fluido, el diseño de estas debe considerar las etapas necesarias de reducción de presión. Las hojas de datos deben mostrar la velocidad resultante con el número de etapas que se hayan seleccionado. La velocidad para vapores húmedos o gases con arrastre de líquidos no debe exceder de 90 m/s.

Para vapor seco o sobrecalentado y para gases, no debe exceder del 50% de la velocidad sónica ($Mach 0,50$). La velocidad de salida para servicios de líquidos no debe exceder de 30 m/s para líquidos en una fase y de 23 m/s para líquidos con cavitación o vaporización instantánea (flashing).

3.12.1.3 MATERIALES.

Las partes no metálicas de la válvula deben diseñarse para un tiempo promedio de vida de 20,000 horas para servicio modulante y/o 1,000 ciclos de trabajo para servicio en dos posiciones.

Las partes de aceros inoxidables endurecidos por precipitación deben limitarse a: ASTM A564, grado 630 (17- 4 HP) o fundición equivalente.

Para todos los materiales de acero inoxidable austeníticos debe aplicarse el tratamiento térmico. El acero inoxidable austenítico no debe calentarse a más de 177°C, excepto para efectuar el tratamiento térmico o soldadura.

Los materiales del cuerpo deben cumplir con las normas ASTM, y como mínimo se deben usar los siguientes:

- Acero al carbono fundido: ASTM A216 WCB.
- Acero al carbono forjado: ASTM A105, grados 1 y 2.
- Acero aleado: ASTM A217 grado WC9 ó C5 (2 1/2% Cr y 1% Mo).
- Acero inoxidable fundido: ASTM A351, grado CF8 ó CF8M.
- Acero inoxidable forjado: ASTM A182, grado F304 ó F316.

Para servicio de evaporación instantánea y caídas de presión menores de 986 kPa (10 kg/cm²) y/o temperaturas menores de 400°C, se deben usar acero aleado (ASTM A217 grado WC9) Para servicios de evaporación instantánea ó cavitación, con caídas de presión mayores de 986 kPa y/o temperaturas mayores de 400°C, el cuerpo debe contener por lo menos 4% de cromo (ASTM 217 grado C5). Cuando se usan aceros aleados, el proveedor debe suministrar extensiones en los extremos con conexiones.

- ASTM A479: Tipo 410 tratado (RC-25-32)
- ASTM A564: Tipo 630 endurecido A 1100 ±8 °C
- ASTM A76: Grado 316, condición B (cromados para temperaturas mayores de 500°C).
- Los interiores para válvulas en servicio de flasheo o cavitación deben seleccionarse para disminuir los daños en la misma (interiores estelitizados 17-9 pH, etc.).

3.12.1.4 PRUEBAS EN FÁBRICA.

Las válvulas y actuadores deberán ser sometidas cuando menos a las siguientes pruebas:

Prueba hidrostática, de acuerdo con los procedimientos de la Norma MSS-SP-61, con excepción de que la prueba de fuga de los asientos tiene que desarrollarse por separado.

Prueba de fuga de los asientos, de acuerdo a la clase que a este respecto se especifique en las hojas de datos y con los procedimientos descritos en el subpárrafo 4 del código FIC-70-2.

3.12.1.5 VÁLVULAS DE SEGURIDAD Y ALIVIO, CARACTERÍSTICAS GENERALES.

3.12.1.5.1 DIMENSIONES.

Las dimensiones de extremo a extremo, la línea de centro a extremo y la selección del tamaño de la válvula, deben ser de acuerdo a las normas del fabricante. Se debe seleccionar el tamaño y la capacidad de la válvula, para obtener las características de alivio deseadas.

3.12.1.5.2 CONSTRUCCIÓN.

Las válvulas tienen que ser de una sola salida con diseño de bonete cerrado. La unión entre el cuerpo y bonete debe contar con junta metálica en espiral, cuando los bonetes sean atornillados.

Las válvulas pueden tener pilotos internos si los permiten las secciones I o VIII de la norma ASME. La fundición debe ser de densidad uniforme, pureza y estructura granular compacta y debe estar libre de poros, grietas, rechupes y cualquier defecto que pudiera reducir la capacidad y confiabilidad del equipo.

Las válvulas deben estar equipadas con palancas para apertura manual. Este mecanismo debe diseñarse removible y de modo que su instalación, operación y eliminación no afecte la presión de ajuste ni dañe la válvula y pueda removerse estando la válvula instalada.

Toda válvula con entrada de 38 mm o mayor, debe contar con drenaje en cuerpo y su correspondiente tapón de drenaje del lado de descarga cuando sea aplicable.

Debe ser posible modificar la presión de ajuste de la válvula sin causar daños a las superficies de asiento.

En todas las válvulas de acero inoxidable austenítico con asientos integrales, estos se deben endurecer con los procedimientos siguientes únicamente:

- arco gas.
- arco tungsteno.
- plasmo o protección manual.

- arco metal.

Tanto las superficies de asiento como el disco deben endurecerse o ser de material endurecido superficialmente.

Todas las válvulas deben llevar permanentemente fija una placa de identificación.

3.12.1.5.3 EXTREMOS SOLDABLE.

Las válvulas deben tener piezas de transición en sus extremos y preparaciones soldables para su transporte. Las válvulas de 51 mm o menores, deben tener extremos soldables tipo casquillo, de acuerdo con la norma ANSI B16.11.

3.12.1.5.4 EXTREMOS BRIBADOS.

Las bridas de las válvulas deben estar conforme a lo indicado en las normas ANSI B16.5. Deben ser del tipo RF (cara realzada) y con régimen adecuado. Los barrenos para los tornillos no deben coincidir con las líneas de centros principales.

3.12.1.5.5 PARTES SUJETAS A PRESIÓN.

Los cuerpos de las válvulas, los bonetes, los discos o pistones de asientos y la tornillería requerida para las uniones entre estas piezas se denominan partes sujetas a presión.

3.12.1.5.6 MATERIALES, GENERAL.

Las partes sujetas a presión tienen que ser de material conforme con la norma ANSI B31.1., a continuación se indican los lineamientos normalmente aceptados por la Comisión.

Para las válvulas de más de 50 mm y para rangos de presión de más de 4118,8 kPa (42 kg/cm²) debe prepararse un reporte certificado de pruebas de materiales como parte de los documentos de verificación para todas las partes sujetas a presión, exceptuando los tornillos de menos de 25,4 mm de diámetro, para los que es aceptable el certificado del Fabricante para demostrar que cumplen con la Bases de Licitación de materiales de las normas ASTM.

3.12.1.5.7 ACEROS INOXIDABLES AUSTENÍTICOS.

Todas las partes de aceros inoxidables austeníticos que están sujetas a presión, deben contener entre 8 y 25% de ferrita (delta), determinada por comparación del análisis de probeta con dos diagramas de Shaeffler o de De Long. El porcentaje de ferrita (delta) contenido en la fundición debe mostrarse en el reporte certificado de pruebas de materiales.

Todos los aceros inoxidables austeníticos tienen que suministrarse en su condición de tratados térmicamente para eliminación de su temple. Excepto cuando se suelden, los aceros inoxidables austeníticos no deben calentarse a más de 175°C (448°K) durante su fabricación, a menos que se les de un tratamiento térmico para eliminación del templeado, a la temperatura y duración recomendadas por el proveedor del material, y luego se sumergen en agua para enfriarlos en menos de tres minutos desde la temperatura de tratamiento hasta menos de 425°C.

3.12.1.5.8 ADHESIÓN DE MATERIALES.

Las superficies que entre si tengan contacto dinámico, incluyendo los asientos de las válvulas, deben tener entre ellas una diferencia adecuada de dureza, o alguna provisión para evitar que los materiales se adhieran entre si. En caso de tener diferentes durezas, cuando se trate de superficies de asientos principales, el asiento debe tener la dureza relativa mayor.

3.12.1.5.9 MATERIALES PARA ENDURECIMIENTO DE SUPERFICIE.

Los materiales para endurecimiento de superficies deben cumplir con la norma AWS A5.13 clasificaciones E o R Co-Cr-A, -B o -C; o Ni-Cr, -B, o -C.

3.12.1.5.10 MATERIALES PARA RECUBRIMIENTOS.

Los materiales para recubrimientos deben cumplir con las normas AWS A 5.4 E 309 y E 410 o el AWS A 5.9 ER 309 y ER 410.

3.12.1.5.11 MATERIALES PARA CUERPO Y BONETE.

Los materiales seleccionados deben apegarse a las siguientes especificaciones ASTM:

- acero al carbono fundido: ASTM A216 WCB.

- acero al carbono forjado: ASTM A105.
- acero fundido de baja aleación (2-1/4 Cr): ASTM A217, grado WC9.
- acero forjado de baja aleación (2-1.2Cr): ASTM A182, grado F22.
- acero inoxidable fundido: ASTM A351, grado CF8M.
- acero inoxidable forjado: ASTM A182, grado F316.

3.12.1.5.12 TRATAMIENTO TÉRMICO.

Cuando se trata de válvulas de alivio para presiones de 4118,8 kPa (42 kg/cm²) o mayores, en el tratamiento térmico de los materiales que soporten dicha presión, se debe determinar la temperatura del metal.

Los registros de los tratamientos térmicos deben conservarse como parte de la documentación de verificación.

3.12.2 PRUEBAS EN FÁBRICA PARA LAS VÁLVULAS DE SEGURIDAD Y ALIVIO.

Las pruebas deben estar de acuerdo con la norma ASTM PTC 25.3; efectuar exámenes no destructivos según la sección 136.4 de la norma ANSI B31.1.

Las partes sometidas a presión y las soldaduras de todas las válvulas deben examinarse visualmente de acuerdo con la norma ANSI B31.1. Las partes fundidas sujetas a la presión para todos los tamaños de válvulas, deben examinarse radiográficamente. Las soldaduras sometidas a presión en válvulas fundidas y forjadas, deben examinarse radiográficamente.

Las partes forjadas sujetas a presión deben examinarse en todas sus superficies accesibles con los métodos de partícula magnética y los de líquidos penetrantes.

En todas las válvulas, las preparaciones de los extremos para soldadura a tope deben examinarse después de terminadas, por los métodos de partículas magnéticas o líquidos penetrantes.

Todas las superficies endurecidas y los metales base adyacentes deben examinarse con líquido penetrante.

Las preparaciones de los extremos para la soldadura a tope en válvulas fundidas deben examinarse radiográficamente.

3.12.2.1 PRUEBAS HIDROSTÁTICAS Y DE FUNCIONAMIENTO.

Las pruebas hidrostáticas de válvulas de acero inoxidable austenítico debe hacerse utilizando agua desmineralizada conteniendo menos de 1 ppm de halógenos totales.

Todas las válvulas de seguridad suministradas deben someterse a prueba hidrostática. La prueba tiene que realizarse en la cámara de entrada de la válvula manteniendo el disco cerrado mediante el uso de una mordaza o, a elección del fabricante, puede usarse un tapón de prueba. La presión de prueba y la duración de la misma no debe ser menor de 10 minutos no se acepta ninguna fuga durante el período de prueba. Debe hacerse una prueba hidrostática en la zona secundaria de presión (salida) a 1,5 veces de la contrapresión máxima especificada.

Después de terminar la fabricación y la prueba hidrostática de las válvulas ya ensambladas, cada válvula tiene que instalarse en un sistema adecuado para prueba, que permita la obtención de la presión y temperatura de diseño. La presión y la temperatura del fluido deben aumentarse hasta que la válvula abra.

Las válvulas para servicio en vapor deben probarse con vapor, las de agua con agua y las de aire con aire.

Si la válvula no abre dentro de la tolerancia de la presión de ajuste especificada, se tiene que reajustar y probar nuevamente. Deben efectuarse con éxito tres aperturas consecutivas.

La prueba de fuga del asiento debe efectuarse inmediatamente después de las tres aperturas consecutivas a los valores especificados. La prueba de fuga debe hacerse al 95% de la presión de ajuste, excepto en válvulas ajustadas a 343,2 kPa (3,5 bar) o menos, en cuyos casos la presión debe mantenerse a 34,3 kPa (0,35 bar) abajo de la de ajuste. Si se detectan fugas en el asiento en estas pruebas, se tienen que reajustar las válvulas y repetir las pruebas empezando con las de apertura.

En los casos que aplique, deben incluirse las instalaciones necesarias para recalibrar las válvulas de seguridad montadas en el equipo.

Después de terminar con éxito las pruebas hidrostáticas, de apertura y de fuga del asiento en la válvula ensamblada, los ajustes en ellas deben fijarse o asegurarse para

impedir su alteración. En caso de que la válvula se desarme o se alteren los ajustes, se tienen que repetir las pruebas de apertura y de fugas en el asiento.

Es requisito que se entreguen documentos de verificación con los resultados de las pruebas requeridas, que incluyen la identificación de los procedimientos utilizados.

Los sensores de las variables meteorológicas deben ser específicamente los sensores de radiación solar deben cumplir con la norma ISO-9060.

Dentro de las funciones de control automático el Sistema de Control y Supervisión deberá considerar el arranque y paro automático de la vaporización solar considerando las condiciones meteorológicas a, así como la regulación del flujo de vaporización solar.

Dentro de las funciones de adquisición y almacenamiento de datos el Sistema de Control y Supervisión deberá registrar las variables a intervalos específicos de tiempo a lo largo de la operación diaria del campo, de tal forma que el sistema los almacene en memoria y los pueda emplear después para generar reportes del comportamiento del Campo Solar, incluyendo los valores calculados como promedios horarios o valores acumulados (integrales). Dentro de las variables medidas para su registro y cálculo de la aportación de energía solar a la producción de energía eléctrica podrá considerar lo siguiente, sin ser limitativo:

- Radiación solar recibida.
- Consumo de electricidad parásita por el funcionamiento del campo solar.
- Energía transferida al aceite térmico.
- Cálculo de las eficiencias (óptica, térmica, etc.) del Campo Solar.
- Cálculo de pérdidas térmicas a través del Campo Solar y a través de las tuberías de vapor solar y de las tuberías de condensado hacia el campo solar.
- Medición de las propiedades termodinámicas del vapor y del condensado, en el generador de vapor solar.
- Cálculo de la contribución de la energía solar a la energía entregada en la turbina de vapor.

Dentro de las variables medidas se deberá considerar al menos lo siguiente:

☼ De la estación solarimétrica:

- Del Radiación global horizontal.
- Radiación difusa horizontal
- Radiación directa incidente.

- Velocidad y dirección del viento a 10 m de altura.
- Presión atmosférica.
- Temperatura ambiente
- Humedad relativa.
- ☉ proceso de producción solar:
 - Temperatura, presión y flujo del condensado hacia el campo solar.
 - Temperatura, presión y flujo del vapor.
 - Temperatura, presión y flujo del aceite térmico.

- ☉ Consumo de energía eléctrica por el funcionamiento del campo solar.

El sistema debe permitir el registro, de la información del estado cotidiano del Campo Solar siguiente, sin ser limitativo lo indicado:

- Reflectividad media diaria del campo solar.
- Número de filas y/o colectores disponibles para operar.
- Número de espejos reflectores, tubos receptores rotos y otras fallas.
- Materiales y consumibles empleados para la operación y mantenimiento.
- Horas empleadas en operación y mantenimiento.
- Horas de mantenimiento preventivo.
- Horas de fallas consideradas y forzadas.

El sistema debe registrar de manera continua el balance de energía de toda la Central, incluyendo el campo solar. Debe calcularse la aportación de la energía solar recibida a través de los diversos componentes de la Central en los que participe, incluyendo la determinación de la generación de la energía eléctrica neta de origen solar entregada por la Central. La contribución de la energía solar a la producción de energía eléctrica, puede calcularse tomando en cuenta lo siguiente, sin ser limitativo:

1. Medición de la radiación solar recibida.
2. Consumo de electricidad parásita por el funcionamiento del campo solar.
3. Medición de la energía transferida al HTF.
4. Cálculo de la eficiencia de transferencia de calor en el concentrador solar al HTF.

5. Cálculo de pérdidas térmicas a través del Campo Solar y a través de las tuberías de vapor solar y de las tuberías de condensado hacia el campo solar.
6. Medición de las propiedades termodinámicas del vapor y del condensado, en el generador de vapor solar.
7. Cálculo de la contribución de la energía solar a la energía entregada en la turbina de vapor.
8. Cálculo de la energía entregada en las terminales de salida del generador eléctrico.
9. Cálculo de pérdidas eléctricas hasta el transformador principal.
10. Cálculo de las pérdidas eléctricas a través del transformador eléctrico
11. Cálculo de otras pérdidas eléctricas hasta el Punto de Interconexión.

3.13 EQUIPO DE LIMPIEZA DE LOS COLECTORES.

Se debe suministrar los procedimientos y los equipos de limpieza de espejos para mantener la media anual de reflectividad del campo solar siempre en niveles aceptables de acuerdo a la práctica común de esta tecnología, considerando las condiciones de diseño.

De acuerdo a la tecnología que proponga el licitante, debe incluir en el alcance del campo solar los equipos de limpieza de los espejos, que incluyan, sin ser limitativo, el grupo tanque móvil-espreas, bombas, tanque de almacenamiento de agua para lavado de espejos y sus accesorios. Estos equipos deben ser dimensionados por el licitante de acuerdo a su experiencia en la tecnología y de manera consistente con lo indicado en el manual de operación y mantenimiento.

El diseño conceptual de los equipos de limpieza de los colectores solares debe considerar:

- El valor de la reflectividad media del campo Solar.
- Los procedimientos y los equipos de medición para determinar la desviación de la reflectividad media.
- Los métodos y los equipos de limpieza para restablecer la reflectividad media.

Para no afectar el aprovechamiento de la energía solar, el mantenimiento por lavado de espejos debe ser programado de preferencia en las horas sin radiación solar, excepto en los paros por mantenimiento programado de la Central.

3.14 ESTACIÓN SOLARIMÉTRICA.

El campo solar deberá contar como mínimo con una estación solarimétrica completa con su software y su hardware, que servirá para el control del campo solar y para el monitoreo de la aportación de energía solar a la producción de energía eléctrica de la Central. La estación solarimétrica deberá ubicarse en un sitio que reflejen las condiciones ambientales del campo solar, sin influencias de edificios, equipos aledaños u otros obstáculos, y tomando en cuenta las recomendaciones de la Organización Mundial de Meteorología (WMO). Este sitio será determinado de común acuerdo con la Comisión. En la estación se deberá contar con la instrumentación para medir y registrar, en forma confiable y precisa, las condiciones meteorológicas imperantes en el campo solar, se deben considerar al menos las siguientes mediciones:

1. Radiación horizontal global, utilizando dos pyranómetros redundantes, clase 2 según norma ISO-9060.
2. Radiación horizontal difusa, utilizando dos pyranómetros redundantes, clase 2 según norma ISO-9060, con seguidor solar automático.
3. Radiación normal directa, utilizando dos pyrliómetros redundantes, clase 1 según norma ISO-9060, con seguidor solar automático.
4. Temperatura ambiente, utilizando dos sensores (RTD's) redundantes, con una exactitud de $\pm 0,5$ °C o mejor.
5. Velocidad y dirección del viento, utilizando un anemómetro con una exactitud de $\pm 0,3$ m/s o mejor, y una exactitud de $\pm 3^\circ$ para la dirección del viento.
6. Presión atmosférica, utilizando un barómetro con una exactitud de $\pm 0,5$ % o mejor.
7. Humedad relativa, utilizando un sensor con una exactitud de $\pm 2\%$ o mejor, en un rango de 0 a 90% de humedad relativa.

La instrumentación de la estación deberá contar con certificados vigentes de calibración, otorgados por un laboratorio de metrología, acreditado por la EMA (Entidad Mexicana de Acreditación, dependiente de la Secretaría de Economía), o por bien la entidad oficial equivalente del país de fabricación del instrumento.

La información de los sensores meteorológicos deberá ser adquirida, procesada y almacenada por un sistema de adquisición de datos, propio de la estación solarimétrica. Los valores deben ser almacenados en periodos de 5 minutos, y promediados para calcular los valores horarios, diarios y mensuales. Los valores de cada 5 minutos deben ser almacenados en un archivo Excel con capacidad de 30 días; los valores horarios,

diarios y mensuales deben ser almacenados 12 meses, los archivos históricos podrán ser recuperados en una memoria tipo flash por un puerto USB. Este sistema de adquisición de datos deberá estar conectado a través de canales digitales con el Sistema de Control y Supervisión del campo solar, así como con el Sistema de Control Distribuido de la Central de Generación.

Las diferencias de radiación normal directa calculada de los instrumentos (1) y (2) y los valores medidos del instrumento (3) deben ser inferiores a 20 W/m², para las medidas de todo minuto indivisible en días claros con un DNI max. superior a 900W/m².

Los detectores de radiación, deben ser limpiados al menos cada dos días, y deben ser calibrados al menos una vez por año.

Los piranómetros y pirheliómetros (instrumentos 1, 2 y 3) deben ser redundantes. El valor medio entre las indicaciones de dos instrumentos redundantes será utilizado, excepto durante la descompostura o la calibración de un instrumento.

La estación solarimétrica debe contar con alimentación independiente de corriente eléctrica, para ello el licitante debe considerar dentro del alcance, los materiales necesarios para llevar esa alimentación eléctrica al sitio de las estaciones.

La estacione solarimétrica deberá diseñarse para incluir un puerto de comunicación para una PC, de manera que se pueda dar mantenimiento a la estación y tener acceso local a las lecturas de los sensores.

3.15 MANUAL DE OPERACIÓN Y DE MANTENIMIENTO.

Se debe suministrar un manual de operación y mantenimiento (O&M) en español conforme a las normas ISO 9000 y a los procedimientos de O&M recomendados para el Campo Solar, que comprenda, sin ser limitativo, lo siguiente:

1. Los documentos técnicos de O&M para todos los componentes del Campo Solar.
2. Los procedimientos de operación para todos los modos de funcionamiento del Campo Solar.
3. Los procedimientos de mantenimiento para los mantenimientos preventivos, programados y forzados.
4. Los procedimientos de supervisión para controlar y consignar la operación efectiva, la desviación de las condiciones de diseño, el rendimiento y la productividad del Campo Solar.
5. Los procedimientos de emergencia.

6. Para la operación del Campo Solar, debe describir y explicar, todos los modos y procedimientos de su funcionamiento, incluyendo el arranque, la carga mínima, la carga parcial, la carga máxima, el paro de funcionamiento, etc.
7. Para el mantenimiento preventivo, debe describir en detalle los procedimientos y los programas requeridos para mantener la producción óptima de calor del Campo Solar bajo las condiciones de funcionamiento a lo largo de la vida útil. Estas descripciones incluirán una lista detallada de partes de repuesto y materiales requeridos.
8. Debe incluir los procedimientos para identificar las posibilidades de falla de los diversos componentes del Campo Solar como:
 - Desalineamientos, deformaciones, degradación, ruptura y corrosión de los reflectores.
 - Desalineamientos, deformaciones, degradación, ruptura y corrosión de los tubos receptores.
 - Desalineamientos, deformaciones y corrosión de armaduras metálicas de apoyo.
 - Malfuncionamiento del sistema de control y de los detectores de medición.
 - Fugas del sistema de vapor HTF en las juntas a esferas, tubos flexibles.
 - Degradación del aislamiento.
 - Fallas en las bombas.
 - Tapado y sedimentación del generador de vapor.
 - Malfuncionamiento del sistema de seguimiento.
- a.- Para cada una de las posibles fallas, se deben describir los procedimientos de corrección, de manera que el personal de operación y mantenimiento esté preparado para eliminar esa posibilidad de falla, con las herramientas de reparación y las partes de repuesto suministradas.
- b.- Para la limpieza del colector solar y verificación de la reflectividad media del campo solar, debe describir los procedimientos e intervalos de limpieza de los reflectores mediante los cuales el operador podrá restablecer con los equipos y las herramientas de limpieza suministradas, la reflectividad media de operación del campo solar. Los procedimientos correspondientes de medición de la reflectividad serán definidos para ayudar al operador a verificar la reflectividad media efectiva del campo solar. Estos procedimientos deben indicar las localizaciones en donde se realizarán las mediciones en los reflectores en el

seno del campo de los colectores y la frecuencia de toma de las mediciones de reflectividad estadística.

- c.- Para las pruebas de aceptación, debe describir en detalle los procedimientos de pruebas de aceptación para la verificación de los parámetros de rendimiento del generador de vapor solar.
- d.- Para la inspección y registro del estado, debe incluir intervalos de pausa entre las inspecciones individuales en vista del mantenimiento preventivo y los procedimientos a adoptar-las localizaciones a inspecciones y la frecuencia de las inspecciones. Un formulario será preparado para el informe. En consecuencia, todos los detalles descubiertos durante las inspecciones deben ser registrados en la base de datos asociada al mantenimiento, como los espejos rotos, los tubos dañados de los absorbedores, el aislamiento dañado al nivel de los tubos y de las válvulas de paro, las fugas, la corrosión y todo otro daño de un componente. De esta forma, la información relacionada con el estado del sistema es actualizada, permitiendo el desarrollo de un mantenimiento, una reparación apropiada y el pedido de piezas aisladas.

3.16 FACTOR DE DISPONIBILIDAD EQUIVALENTE ANUAL (FDEA) Y FACTOR DE DISPONIBILIDAD EQUIVALENTE ANUAL DEL CAMPO SOLAR (FDEA_{CS}).

La disponibilidad es un término general usado para describir el estado de la utilización inmediata de una Unidad generadora de energía eléctrica cuando se le requiere.

El FDEA y el FDEA_{CS} es la relación del período de tiempo total (PH) desde que la Central está en Operación Comercial hasta la fecha de referencia en que se midieron los parámetros operativos, menos el período de tiempo equivalente en que el Ciclo Combinado o el Campo Solar respectivamente estuvieron indisponibles parcial o totalmente (HI e HI_{CS}), entre el período de tiempo total (PH). La formula para el cálculo del FDEA y el FDEA_{CS} es en términos de tiempo conforme a la norma ANSI/IEEE Std. 762-1987 como se muestra a continuación:

$$FDEA = \frac{PH - HI}{PH}$$

$$FDEA_{CS} = \frac{PH - HI_{CS}}{PH}$$

$$FDEA = 1 - \frac{HI}{PH}$$

$$FDEA_{CS} = 1 - \frac{HI_{CS}}{PH}$$

$$HI = HSF + HSMP + HSED$$

$$HI_{CS} = HSF_{CS} + HSMP_{CS} + HSED_{CS}$$

Donde:

FDEA = Factor de Disponibilidad Equivalente Anual para el Ciclo Combinado.

PH = (Period Hours), período de tiempo total, (normalmente un año) en que se desea conocer la disponibilidad del Ciclo Combinado y del Campo Solar.

HI = Período de tiempo indisponible equivalente (PTI) del Ciclo Combinado en horas.

HSED = (Equivalent Unplanned Derrated Hours EUDH) período de tiempo en que el Ciclo Combinado estuvo limitado en la generación por causas atribuibles al equipo con o sin planeación alguna (forzada) multiplicado por el factor que resulte de la generación real entre la solicitada, en horas.

HSF = (Unplanned "forced" Outage Hours UDH), es el período de tiempo en que existieron salidas no planeadas (forzadas) del Ciclo Combinado en horas.

HSMP = (Planned Outage Hours POH), es el período de tiempo en que existieron salidas planeadas (programadas) del Ciclo Combinado en horas.

FDEACS = Factor de Disponibilidad Equivalente Anual del Campo Solar.

- HICS** = Período de tiempo indisponible equivalente (PTI) del Campo Solar en horas.
- HSEDCS** = (Equivalent Unplanned Derrated Hours EUDH) período de tiempo en que el Campo Solar estuvo limitado en la generación por causas atribuibles al equipo con o sin planeación alguna (forzada) multiplicado por el factor que resulte de la generación real entre la solicitada, en horas.
- HSFCS** = (Unplanned "forced" Outage Hours UDH), es el período de tiempo en que existieron salidas no planeadas (forzadas) del Campo Solar en horas.
- HSMPCS** = (Planned Outage Hours POH), es el período de tiempo en que existieron salidas planeadas (programadas) del Campo Solar en horas. Quedan excluidas las horas por mantenimiento derivadas del lavado de espejos siempre y cuando sean realizadas en la noche y se tenga una irradiancia solar menor a 100 W/m^2 .

Para el FDEA de la Central, se deberá garantizar un FDEAG para el Ciclo Combinado sin campo solar y un FDEAG_{CS} solo para el Campo Solar. Para cuantificar el término HSED para el FDEA del Ciclo Combinado no se considerará cuando el Campo Solar este fuera de servicio, ya que esta indisponibilidad será aplicada en la verificación del FDEAG_{CS} y viceversa, es decir, cualquier evento imputable al ciclo combinado no será tomado en cuenta para el cálculo del FDEA_{CS} y cualquier evento imputable al Campo Solar no será tomado para el cálculo del FDEA.

4.0 DATOS E INFORMACIÓN TÉCNICA DE LA CENTRAL DE CICLO COMBINADO CON CAMPO SOLAR

4.1 ANÁLISIS DE GAS NATURAL Y CONDICIONES DE ENTREGA.

En la tabla 4.1 se estipula la composición típica del combustible (gas natural) que se deben considerar en el diseño.

<i>ELEMENTO</i>	<i>% Mol</i>
Metano C ₁	95,465
Etano C ₂	2,370
Propano C ₃	0,204
I - Butano iC ₄	0,037
N - Butano nC ₄	0,040
I - Pentano iC ₅	0,000
N - Pentano nC ₅	0,000
Hexano + C ₆	0,037
Nitrógeno N ₂	0,413
CO ₂	1,434
H ₂ S	0.0000 (ppm)
Punto de roció de hidrocarburos	5,0349 °C
Punto de roció de agua	0,0000 °C
Poder Calorífico Superior en Base Seca kJ/kg (2)	52 888
Poder Calorífico Inferior en Base Seca kJ/kg (2)	47 680
Gravedad Específica	0,5619
(Densidad del aire = 1,1979 kg / m ³)(1)	

TABLA 4.1. DE COMPOSICIÓN TÍPICA DEL GAS NATURAL.

(1) Condiciones estándar: 20° C, 1 atm.

(2) Calculado el Poder calorífico bajo la norma ISO 6976-1995 a 20°C.

Propiedad	Unidades	Especificación			
		Mínimo	Máximo	Máximo Dic./2005	Máximo Dic./2007
Oxígeno	% Vol.	-----	0,2		
Inertes					
Nitrógeno (N ₂)	% Vol.	-----	5,0		
Bióxido de Carbono (CO ₂)	% Vol.	-----	3,0		
Total de inertes	% Vol.	-----	5,0		
Contenido de licuables a partir del propano (C3+) o bien, temperatura de rocío de hidrocarburos de 1 a 8000 kPa	l/m ³		0,059	0,050	0,045
	K (°C)		271,15 (-2)		
Humedad (H ₂ O)	mg/m ³	-----	112		
Poder calorífico superior	MJ/m ³	35,42	41,53		
Indice Wobbe	MJ/m ³	45,8	50,6		
Acido sulfhídrico (H ₂ S)	mg/m ³	-----	6,1		
Azufre total (S)	mg/m ³	-----	150,0		
Material sólido	-----	Libre de polvos, gomas y cualquier sólido que pueda ocasionar problemas en los ductos y sus instalaciones. Así como en cantidades que provoquen deterioro en los materiales que normalmente se encuentran en dichas instalaciones y que afecten su utilización.			
Líquidos	-----	Libre de agua, aceite e hidrocarburos líquidos.			

TABLA 4.2. CARACTERÍSTICAS LÍMITE DEL GAS NATURAL ESTABLECIDAS POR LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA (CRE) EN EL DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN DE FECHA 29 DE MARZO DE 2004.

Donde:

MJ/m ³	Megajoules por metro cúbico.
mg/m ³	Miligramos por metro cúbico.
% Vol	Por ciento en volumen.
K	Kelvin.
kPa	Kilo pascal.
m ³	Metro cúbico en condiciones base.

NOTAS:

1. Las propiedades del gas natural en la Tabla 4.2 se encuentran en condiciones base de presión y temperatura. El factor de corrección de 1 metro cúbico de gas natural en condiciones estándar equivale a 1,05 metros cúbicos de gas en condiciones base.
2. Se debe considerar que la composición típica del gas combustible se incluye para propósitos de evaluación de propuestas, como base de los valores garantizados.
3. Se debe considerar las variaciones en las características del gas de la CRE (Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2003), las cuales son aplicables en los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural en el país, en el diseño de los sistemas de tratamiento de gas y para las temperaturas mínimas de los gases de escape, así como para satisfacer las especificaciones requeridas por los equipos principales.

4.2 PRUEBAS Y EQUIPOS DE PRUEBA PARA LA PUESTA EN SERVICIO.

Relación descriptiva que incluye, pero no limita las pruebas mínimas, a los equipos, componentes, sistemas y servicios que integran el alcance de suministro.

4.2.1 EQUIPO O SISTEMAS ELÉCTRICOS

Generador Eléctrico de Rotor Liso:

- Resistencia de aislamiento al estator antes y después de la prueba de alta tensión.
- Alta tensión con C.D. o C.A. al estator.
- Factor de potencia al estator.
- Resistencia óhmica de devanados del estator.
- Resistencia de aislamiento al rotor.
- Alta tensión con C.A. al rotor.
- Resistencia óhmica de devanados del rotor.
- Resistencia de aislamiento a tornillos de sujeción del estator.
- Comportamiento de impedancia en torna flecha.
- Comportamiento de impedancia contra velocidad.
- Comportamiento de impedancia a velocidad nominal.
- Saturación con corto circuito trifásico.
- Saturación en vacío.
- Medición del voltaje de flecha.
- Transformador del neutro del generador.
- Relación de transformación.
- Resistencia de aislamiento.
- Resistencia ohmica de devanados.
- Puesta en servicio del equipo de Monitoreo del generador RFM y de partículas GCM.

Interruptor de Máquina:

- Resistencia de aislamiento.
- Factor de potencia.

- Resistencia de contacto.
- Sincronismo y tiempos de operación al cierre y apertura.
- Humedad residual del SF6.
- Cierre y apertura en modo local y remoto.
- Alarmas y bloqueos (eléctrico y mecánico).
- Esquema de antibombeo.

Equipo convencional de 230 Kv:

- ⊕ Transformadores de corriente:
 - Resistencia de aislamiento.
 - Factor de potencia en donde aplique.
 - Relación de transformación y polaridad.
 - Saturación.
 - Resistencia óhmica de devanado.

- ⊕ Apartarrayos:
 - Resistencia de aislamiento.
 - Factor de potencia.

- ⊕ Transformadores de potencia:
 - Resistencia de aislamiento.
 - Factor de potencia en donde aplique.
 - Relación de transformación y polaridad.
 - Resistencia óhmica de devanados.

Transformadores de Potencia de 10 MVA y Mayores:

- Resistencia de aislamiento a los devanados.
- Relación de transformación y polaridad.
- Resistencia óhmica de devanados.

- Resistencia de aislamiento al núcleo.
- Medición de la corriente de excitación.
- Medición de pérdidas dieléctricas y capacitancia del aislamiento.
- Pruebas dieléctricas de boquillas:
 - ⊕ Medición de capacitancia y pérdidas dieléctricas.
 - ⊕ Collar caliente.
- Pruebas a Transformadores de corriente:
 - ⊕ Relación de Transformación.
 - ⊕ Polaridad.
 - ⊕ Saturación.
 - ⊕ Resistencia de aislamiento.
- Rigidez dieléctrica del aceite.
- Perdidas dieléctricas del aceite.
- Pruebas al equipo de protección y medición.
- Pruebas al circuito de control.
- Pruebas a las bombas y ventiladores de enfriamiento del aceite.
- Punto de rocío.
- Prueba de hermeticidad.
- Cromatografía de gases.
- Pruebas físico químicas del aceite.
- Pruebas al equipo de monitoreo de gases en línea.

Transformadores de Potencia Menores de 10 MVA:

- Resistencia de aislamiento a los devanados.
- Relación de transformación y polaridad.
- Resistencia óhmica de devanados.
- Medición de la corriente de excitación.
- Medición de pérdidas dieléctricas y capacitancia del aislamiento.
- Pruebas a Transformadores de corriente:

- ⊗ Relación de Transformación.
- ⊗ Polaridad.
- ⊗ Saturación.
- ⊗ Resistencia de aislamiento.
- ⊗ Resistencia Óhmica de devanados.
- Rigidez dieléctrica del aceite.
- Perdidas dieléctricas del aceite.
- Pruebas al equipo de protección y medición.
- Pruebas al circuito de control.
- Prueba físico químicas del aceite.

Tablero de Medición y Protecciones del Generador-Transformador:

- Pruebas de resistencia de aislamiento al circuito de control.
- Pruebas de resistencia de aislamiento al cableado externo.
- Pruebas de calibración a los relevadores de protección:
 - ⊗ Protecciones del generador.
 - ⊗ Protecciones del transformador principal.
 - ⊗ Protecciones del transformador auxiliar.
 - ⊗ Protecciones del transformador de excitación.
 - ⊗ Protecciones de la subestación.
- Prueba de interlock de protecciones.
- Pruebas de faseo a medición y protección con corto circuito.
- Pruebas de operación de protecciones con corto circuito.
- Medición de secuencia de fases.
- Medición de voltajes.

Esquema de Sincronización:

- Pruebas de resistencia de aislamiento al circuito de control.
- Pruebas de resistencia de aislamiento al cableado externo.
- Pruebas a los relevadores de sincronismo (manual y automático).

- Pruebas a los instrumentos de medición.
- Pruebas al esquema de sincronización modo manual (subir y bajar tensión y frecuencia).
- Pruebas al esquema de sincronización modo automático (subir y bajar tensión y frecuencia).

Regulador Automático de Tensión.

Se deberán realizar las siguientes pruebas y los correspondientes ajustes, para el regulador automático de tensión de los turbogeneradores de gas y de vapor con el alcance y criterios (índices) de aceptación que se indican a continuación, debiendo quedar concluidas satisfactoriamente, antes de dar inicio a la Prueba de Operación.

PRUEBAS CON CARGA con unidad sincronizada al sistema	
Limitador de mínima excitación (MEL)	Característica trazada directamente sobre la curva de capacidad del generador y determinada para diferentes puntos de potencia activa (25, 50, 75 y 100 %), Debe ser ajustable en la zona de subexcitación de la curva de capacidad del generador; se recomienda un ajuste del 10 % arriba del límite mínimo permitido, tomando como base la potencia reactiva máxima que pueda absorber en esa carga.
Limitador de máxima excitación (OEL)	Característica trazada directamente sobre la curva de capacidad del generador y determinada para diferentes puntos de potencia activa (25, 50, 75 y 100 %), Se recomienda un ajuste de 10 % por abajo del límite superior.
Compensador de Potencia Reactiva	Debe ser ajustable: $12 \% < \% CR < 12 \%$
Escalones de reactivos sin PSS	$\% SP < 20 \%$ de la tensión del generador. (75 y 90% Pn; Q=-25%).
Rechazos de Reactivos (positivos y negativos)	En esta prueba se evalúa el tiempo de estabilización de la tensión del generador (t_s) y se comprueba el ajuste dado por el compensador de reactivos
Pruebas al estabilizador de potencia activa (PSS)	$0.5 A_{fs} < A_{es}$: A = Relación de Amplitudes entre la primera y la tercera cresta (f_s = Pss fuera de servicio; e_s = Pss en servicio).

EQUIPO O SISTEMA	CRITERIOS (INDICES) DE ACEPTACION
REGULADOR AUTOMATICO DE TENSION (AVR)	Aplican para cualquier tipo de tecnología (analógico, digital programable o una combinación de ambos), contribuyendo a la validación de algunos parámetros de la función de transferencia y del modelo matemático del AVR + generador + Red, que son parte de la confiabilidad del sistema de control.
PRUEBAS EN VACIO con unidad girando a velocidad nominal	
Determinación del tiempo de excitación y desexcitación (manual y automático).	t desexc = Tiempo en que la tensión del generador decae de su valor nominal a su valor de tensión remanente.
	desexc = Constante de tiempo de desexcitación.
	t exca = Tiempo de excitación en modo automático.
	t excm = Tiempo de excitación en modo manual.
Rango del control automático.	Intervalo del 90R $\geq 20 \%$
	Simetría del 90R $< 5 \% $
Rango del control manual	Intervalo del 70E $\geq 20 \%$
	Simetría del 70E $< 5 \% $
Seguidor automático	% Error $< 1 \%$
Limitador Volts/Hertz	V/Hz (lim) $1.1 \pm 0.01 \text{ p.u}$
Respuesta a los escalones de tensión del 5, 10 y 20 % del Vgn (los índices especificados son para el escalón del 10%)	Tiempo de respuesta (tr) $< 0.250 \text{ s}$
	Tiempo de estabilización (ts) $\leq 1.0 \text{ s}$
	Sobrepaso (SP) $\leq 25 \%$
Respuesta a perturbaciones de tensión	Error del regulador de tensión (% Error) $< 1 \%$
	precisión (%PR) $> 99 \%$
Determinación del techo de máxima excitación	Para unidades operando en vacío a tensión nominal $\geq 5 \text{ p.u.}$, o el valor especificado en las especificaciones técnicas.

Tableros de Media Tensión (600v Hasta 15 kV):

- Resistencia de aislamiento al bus antes y después de la prueba de alta tensión.

- Prueba de alta tensión al bus (Hi-pot).
- Resistencia ohmica al bus.
- Pruebas de calibración a relevadores de protección.
- Pruebas a instrumentos de medición.
- Medición de voltajes.
- Medición de secuencia de fases.
- Gráfica tiempo-corriente de todos los motores (acoplado y desacoplado).
- Prueba de cambio de auxiliares en modo manual y automático, con graficación de esta transferencia.

Subestaciones Unitarias:

- Resistencia de aislamiento al bus.
- Resistencia ohmica del bus.
- Pruebas de calibración a relevadores de protección.
- Pruebas a instrumentos de medición.
- Medición de voltajes.
- Medición de secuencia de fases.

Centro de Control de Motores (CCM):

- Resistencia de aislamiento al bus.
- Pruebas al relevador de bajo voltaje.
- Pruebas y ajuste de elementos térmicos de los arrancadores.
- Pruebas al circuito de control.

Generador Diesel de Emergencia:

- Resistencia de aislamiento del estator.
- Resistencia de aislamiento del rotor.
- Resistencia óhmica de devanados del estator.
- Resistencia óhmica del devanado del rotor.

- Pruebas al circuito de control.
- Pruebas a instrumentos de medición.
- Prueba de capacidad del generador diesel.
- Pruebas de transferencia de servicios esenciales, manual y automática.

Bancos de Baterías, Cargadores y Tableros de Distribución de CD:

- Prueba de capacidad al cargador.
- Prueba de capacidad del banco de baterías.
- Resistencia de aislamiento al bus del tablero de distribución.
- Pruebas a instrumentos de medición.
- Pruebas al relevador de bajo voltaje.
- Resistencia de aislamiento a cables de fuerza.

Bus de Fase Aislada:

- Resistencia de aislamiento al bus antes y después de la prueba de alta tensión.
- Prueba de alta tensión con C.D. o C.A.
- Prueba de hermeticidad.
- Medición de resistencia óhmica del bus.

Bus de Fase no Segregada:

- Prueba de resistencia de aislamiento.

Tablero de Sobretensiones:

- Apartarrayos.
- Factor de potencia.
- Capacitores.
- Factor de potencia.
- Capacitancia.

Interruptores de Media Tensión:

- Prueba de resistencia de aislamiento
- Prueba de pérdidas dieléctricas
- Medición de la resistencia de contactos
- Pruebas mecánicas
- Pruebas de tiempos de cierre y apertura

Interruptores de Subestaciones Unitarias:

- Resistencia de aislamiento.
- Medición de la resistencia de contacto.
- Pruebas mecánicas.
- Pruebas a la unidad de estado sólido.
- Pruebas de verificación del elemento instantáneo.

Transformadores de Instrumentos utilizados en Generador, Interruptor de Máquina, Tableros blindados y Subestaciones unitarias:

- Pruebas a transformadores de corriente:
 - ⊗ Polaridad.
 - ⊗ Relación de transformación.
 - ⊗ Resistencia de aislamiento.
 - ⊗ Resistencia óhmica de devanados.
 - ⊗ Saturación.
- Pruebas a transformadores de potencial:
 - ⊗ Polaridad.
 - ⊗ Relación de transformación.
 - ⊗ Resistencia de aislamiento.
 - ⊗ Resistencia ohmica de devanados.

Cables de Potencia desde 5 kV hasta 400 kV:

- Prueba de resistencia de aislamiento antes y después de la prueba de alta tensión
- Prueba de alta tensión

Cables de Baja Tensión Menores de 600 V:

- Prueba de resistencia de aislamiento

Motores de Media Tensión:

- Prueba de resistencia de aislamiento antes y después de la prueba de alta tensión
- Pruebas de alta tensión.
- Resistencia óhmica.

Motores CA de Baja Tensión Hasta 600 V:

- Prueba de resistencia de aislamiento.

Motores de Corriente Directa:

- Resistencia óhmica del campo.
- Resistencia óhmica de la armadura.
- Prueba de resistencia de aislamiento de devanados.

Sistema de Protección Catódica en Tanques y Tuberías Enterradas:

- Pruebas a alarmas.
- Pruebas de resistencia de aislamiento a:
 - ⊕ Cables de fuerza y control.
 - ⊕ Sistema de rectificación.
 - ⊕ Bridas de aislamiento.
 - ⊕ Medición del voltaje natural.
 - ⊕ Energización del sistema (ajustes y polarización).

Sistema Ininterrumpible:

- Prueba de resistencia de aislamiento a cables de fuerza.
- Prueba de energización y comportamiento de inversores.
- Medición y ajuste de variables (voltaje y frecuencia).
- Pruebas de transferencias con carga.

Sistema de Tierras General:

- Prueba de resistividad del suelo.
- Prueba de continuidad de la red de tierras.
- Prueba de medición de la resistencia de la red de tierras.

4.2.2 EQUIPO O SISTEMAS DE INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL.

Instrumentos de Presión:

- Calibración de manómetros:
 - ⊕ Relativa.
 - ⊕ Diferencial.
- Calibración de transmisores de presión:
 - ⊕ Relativa.
 - ⊕ Diferencial.
- Calibración de interruptores:
 - ⊕ Relativa.
 - ⊕ Diferencial.
- Calibración de registradores montados en tableros.
- Reportes de calibración.

Instrumentos de Nivel:

- Calibración de transmisores del tipo flotador o tipo desplazamiento.
- Calibración de interruptores del tipo flotador o tipo desplazamiento.

- Calibración de transmisores de nivel del tipo diferencial.
- Calibración del tipo ultrasónico.
- Calibración del tipo conductividad.
- Calibración del tipo capacitivo.
- Calibración de transmisores de nivel en tanque:
 - ⊕ Presurizado.
 - ⊕ Atmosférico.
- Calibración de transmisores de nivel del tipo campana recta.
- Calibración de registradores montados en tableros
- Diagramas de ajustes de nivel y tablas de valores de calibración

Instrumentos de Temperatura:

- Verificación de la calibración de termómetros.
- Calibración de indicadores.
- Calibración de transmisores de temperatura.
- Calibración de interruptores de temperatura.
- Verificación de termopares y su cableado de extensión.
- Verificación de RTD's y su cableado de extensión.
- Calibración y ajuste de registradores.
- Calibración de transmisores de temperatura.
- Emisión de reportes de calibración.

Instrumentos de Medición de Flujo:

- Verificación y calibración de Transmisores de flujo de presión diferencial.
- Verificación y calibración de Transmisores de flujo de desplazamiento positivo.
- Verificación y calibración de Transmisores de flujo del tipo másico.
- Verificación y calibración de Transmisores de flujo ultrasónico.
- Calibración de registradores.
- Curvas de calibración.
- Registro del elemento primario calibrado.

- Hojas de datos de selección de los equipos.
- Reportes y memorias de cálculo.

Transmisores de Nivel del Domo:

- Registro físico del domo y la colocación de los transmisores.
- Cálculo del intervalo de calibración, elevación, supresión, para los medidores de presión diferencial en tanque cerrado con atmósfera condensada arriba del líquido.
- Curvas de calibración.
- Medidor de tres elementos.
- Medidor de un elemento.
- Tablas de calibración.

Equipo de Medición de Vibraciones:

- Registro de montaje del elemento primario.
- Reportes de calibración.
- Curvas de calibración.
- Ajuste de registradores.
- Pruebas de interlock.

Cables de Fibra Óptica (Si Aplica):

- Pruebas de atenuación.

Pruebas a Válvulas Solenoides:

- Verificación del cableado.
- Prueba de accionamientos y puertos.
- Característica de las válvulas.

Controladores Neumáticos o Electrónicos (General):

- Verificación y calibración.
- Tablas de calibración.
- Curvas de calibración.
- Accionamiento local/remoto.
- Señalización local/remota.
- Parámetros del sistema de control.
- Reportes de calibración.

Pruebas a Válvulas de Control y Servomecanismos (General):

- Hojas de datos y/o memorias de cálculo.
- Calibración de válvulas de control.
- Calibración de servomecanismos.
- Accionamiento local/remoto.
- Señalización local/remota.
- Curvas de calibración.

Pruebas a Válvulas de Paro (General):

- Hojas de datos de diseño y/o memorias de cálculo.
- Calibración de válvulas de paro.
- Calibración de actuadores.
- Apertura y cierre local/remoto.
- Señalización local/remota.
- Curvas de calibración.

Pruebas a Válvulas de Paro de Vapor (Alta, Intermedia y Baja Presión):

- Hojas de datos de diseño y/o memorias de cálculo.
- Calibración de válvulas de paro.

- Calibración de actuadores.
- Apertura y cierre local/remoto.
- Señalización local/remota.
- Curvas de calibración.

Pruebas a Válvulas de Control de Vapor por Cada Válvula de Paro (Alta, Intermedia y Baja Presión):

- Hojas de datos de diseño y/o memorias de cálculo.
- Calibración de válvulas de control.
- Calibración de servomecanismos.
- Apertura y cierre local/remoto.
- Señalización local/remota.
- Curvas de calibración.

Pruebas a Válvulas de BY PASS (Alta, Intermedia y Baja Presión):

- Hojas de datos de diseño y/o memorias de cálculo.
- Calibración de válvulas de paro.
- Calibración de servomecanismos.
- Apertura y cierre local/remoto.
- Señalización local/remota.
- Curvas de calibración.

Pruebas a Válvulas de Corte y no Retorno de las Extracciones (si se Requiere):

- Prueba de válvulas aisladoras.
- Prueba de válvulas de no retorno.

Pruebas a Válvulas de Drenaje:

- Prueba de válvulas de drenaje de tuberías de vapor principal.
- Prueba de válvulas de drenaje de carcaza.
- Prueba de válvulas de drenaje del paso Curtís.

- Prueba de válvulas de drenaje de las extracciones (si las hay).
- Prueba de válvulas de drenaje del cuerpo de las válvulas de turbina (antes y después).

Instrumentación Inteligente y PLC`S:

- Calibración y programación de todos los instrumentos inteligentes.
- Pruebas de la lógica de control, señalizaciones, alarmas, protecciones, disparos y comunicaciones de los PLC`s.

Sistema de Control y Automatización de Planta (Sistema de Control Distribuido):

- Pruebas a las Unidades de Procesamiento y Control y Unidad de Interfase con el Operador (Control de Planta, de Turbogeneradores (EHC), Recuperador de Calor, etc.).
 - ⊕ Verificación del alambrado interno de gabinetes (buses de alimentaciones de CA y CD, buses locales de comunicación, buses de tierras, etc).
 - ⊕ Prueba de energización de los gabinetes.
 - ⊕ Prueba de redundancia y falla de energía de los gabinetes.
 - ⊕ Pruebas del sistema de tierras, normal y preferencial.
 - ⊕ Pruebas de ventiladores de gabinetes.
 - ⊕ Carga del sistema operativo, software de aplicación y configuración de señales de las funciones del sistema.
 - ⊕ Pruebas de disponibilidad y pruebas de funcionamiento de redundancia de Procesadores.
 - ⊕ Pruebas y verificación de alarmas propias del sistema de control
 - ⊕ Pruebas del bus local de comunicaciones.
 - ⊕ Prueba de administración de impresoras, equipos de almacenamiento masivo de datos y otros equipos periféricos.
 - ⊕ Pruebas de comunicación con las unidades de interfases con el operador
 - ⊕ Carga del sistema operativo, software de aplicación y configuración de señales y pantallas del sistema.

- ⊕ Pruebas funcionales del sistema (funciones y reportes) y de equipo, desplegados, etc.
- ⊕ Verificación de reportes de cálculos de parámetros operativos y estadísticos (consumo térmico unitario ciclo/unidad, eficiencia de turbina/recuperador de calor, etc.).
- ⊕ Otras pruebas recomendadas por el fabricante del equipo.

Pruebas del Bus de Comunicación de Datos de Planta:

- Pruebas del lazo de comunicación de datos principal y de respaldo.
- Pruebas de redundancia del lazo de comunicación.
- Otras pruebas recomendadas por el fabricante del equipo.
- Pruebas de Interfase y de Comunicación de datos entre los Diferentes Sistemas de Control y Supervisión:
 - ⊕ Pruebas de interfase y de comunicaciones de datos con el control de la turbina de gas y de vapor.
 - ⊕ Prueba de interfase y de comunicaciones de datos con el/los sistemas de control del recuperador de calor.
 - ⊕ Prueba de comunicaciones con el sistema de control de la planta de tratamiento de agua.
 - ⊕ Prueba de comunicaciones con el sistema de monitoreo ambiental.
 - ⊕ Prueba de comunicación de datos con PLC's.
 - ⊕ Prueba de comunicaciones de datos con la UTR o SICLE
 - ⊕ Prueba de comunicaciones de datos con todos los sistemas relacionados.
 - ⊕ Pruebas de interfase y de comunicaciones con el Área de Control Local y CENACE.
- Pruebas de Control de Todos los Sistemas (General):
 - ⊕ Verificación y calibración de la instrumentación y equipos del sistema y su registro.
 - ⊕ Verificación de las indicaciones locales y remotas del equipo e instrumentación del sistema.

- ⊕ Configuración de parámetros operativos, puntos de ajustes, disparos, alarmas, etc. del sistema y su registro.
- ⊕ Verificación de alambrado y pruebas de todos los comandos manuales y automáticos (apertura/cierre, arranque/paro, etc. local/remoto) y señales de entradas y salidas binarias y analógicas (posicionamientos, mediciones, alarmas, etc.).
- ⊕ Pruebas a convertidores de señales analógicas – binarias y binarias – analógicas.
- ⊕ Parametrización de controladores.
- ⊕ Verificación de los lazos de control lógico.
- ⊕ Verificación del sistema de control analógico, sintonización y caracterización.
- ⊕ Pruebas y verificación de la lógica de permisivos, protecciones, disparos y alarmas del sistema.
- ⊕ Pruebas de conjunto del sistema.
- ⊕ Prueba de interfase con los sistemas relacionados.
- ⊕ Otras pruebas recomendadas por los fabricantes de los equipos.

Sistema de Aceite de Lubricación y Control:

- Pruebas a bomba principal, auxiliar y de emergencia de aceite de lubricación, aceite de levante y emergencia de aceite de levante.
- Pruebas a enfriadores de aceite.
- Pruebas al extractor de vapores del tanque de aceite.
- Control electrohidráulico.
- Tornaflecha.

Sistema Vapor de Sellos:

- Válvulas de corte en la alimentación de vapor para sellos proveniente del vapor auxiliar.
- Válvula de derivación.
- Válvula diversificadora.
- Equipo de regulación de vapor de sellos.
- Equipo condensador de vapor de sellos.

Sistema de Fluido de Control (si Aplica):

- Bombas de fluido de control.

Sistema de Control del Turbogenerador (Sistema de Control EHC):

- Sistema de Control de Velocidad:
 - ⊕ control de velocidad
 - ⊕ aceleración
 - ⊕ igualador de velocidad
 - ⊕ regulación de velocidad, etc.
- Sistema de Control de Carga:
 - ⊕ control de carga
 - ⊕ control de frecuencia-carga
 - ⊕ régimen de cambio y límite de carga
 - ⊕ regulador de presión inicial
 - ⊕ reductor de carga por pérdida de vacío y/o auxiliares de turbina
 - ⊕ desbalance potencia/carga
 - ⊕ limitador por presión de flujo en válvulas: control de transferencia entre válvulas de by pass a válvulas de control de la turbina, control de válvulas de paro, control de válvulas de control de vapor, etc.

Sistema de Protección del Turbogenerador:

- Disparos de turbina (manual local/remoto; sobrevelocidad (lógica 2 de 3); alta temperatura metales de chumaceras; alta temperatura vapor de escape de turbina (redundante); pérdida de vacío en el condensador (lógica 2 de 3); alta vibración en chumaceras; baja presión de aceite lubricante a chumaceras (lógica 2 de 3); baja presión de fluido de control (lógica 2 de 3. Si aplica); falla de dos detectores de velocidad del control electrohidráulico; falla de alimentación de energía eléctrica al circuito de disparo; etc.)

Sistema de Supervisión del Turbogenerador:

- Evaluador de esfuerzos del rotor (si aplica).
- Sistema de monitoreo (velocidad del rotor, excentricidad del rotor, expansión de la carcasa, desplazamiento axial del rotor, vibración en cada chumacera del turbogenerador, etc.).
- Instrumentación local (tablero).

Sistema de Enfriamiento (hidrógeno o aire) y de aceite de sellos del Generador:

- Pruebas a equipos y al tablero de control local (válvulas reguladoras, enfriadores de hidrógeno, analizador de pureza de hidrógeno, detector de fugas de hidrógeno, mediciones, alarmas, etc.)

Sistemas del Generador de Vapor por Recuperación de Calor:

- Ajuste y pruebas del control de nivel de domos (alta, intermedia y baja presión)
- Pruebas de interlock de los sistemas del Recuperador de Calor (Sistema de control de agua de alimentación, Sistema de control de agua de condensado, Sistema de gases, Sistema de agua-vapor, Sistema de vapor de baja presión, Sistema de vapor de presión intermedia, Sistema de vapor de alta presión y recalentado, etc.).

Sistemas del aerocondensador:

- Sistema de control de los Ventiladores.
- Pruebas a cada componente del equipo de vacío (eyectores de operación permanente y de arranque), válvulas e instrumentos.

Regulador Automático de Velocidad:

Se deberá realizar las siguientes Pruebas y los correspondientes ajustes, para los reguladores de velocidad de los turbogeneradores de gas y de vapor, en virtud de que son los requerimientos del Sistema Eléctrico Nacional, así como las Pruebas de respuesta dinámica de los Recuperadores de Calor, con el alcance y criterios (índices) de aceptación que se indican a continuación:

No.	EQUIPO O SISTEMA	CRITERIOS (INDICES) DE ACEPTACION
1	SISTEMA DE REGULACIÓN AUTOMÁTICO DE VELOCIDAD	Verificar el cumplimiento de sus especificaciones y parámetros de diseño indicado en las bases de Licitación, en condiciones normales de operación y ante transitorios.
1.1	PRUEBAS EN VACIO (1)	
	Secuencia de arranque	Los resultados son aceptables la secuencia durante la prueba corresponde a lo esperado de acuerdo con la información del fabricante.
	Respuesta a los escalones de velocidad	Para unidades turbogas se verificará su respuesta ante una rampa de velocidad cuyo sobrepaso no deberá ser mayor al 25%. Para unidades de vapor la respuesta a un escalón de velocidad será con un sobrepaso menor al 25%.
	Oscilaciones naturales	La banda muerta de velocidad puede ser observada posterior a la prueba de escalón o rechazo de carga y ésta no debe ser mayor de ± 0.05 % de la velocidad nominal. El valor de la banda muerta de potencia deberá ser ≤ 1 % de la potencia nominal.
	Disparo por sobrevelocidad (principal y de respaldo)	Los valores en que deben operar la protección de disparo por sobrevelocidad deben ser entre 9 y 11 % por arriba de la velocidad nominal de la turbina.
	Rango de sincronización	La referencia de velocidad requerida debe ser 95 % (mínimo hacia abajo) al 105 % (máximo hacia arriba) de la velocidad nominal.
1.2	PRUEBAS CON CARGA	
	Estatismo de potencia (unidades turbogas)	El valor de estatismo será aceptable entre 3.5 y 5 %. La banda muerta deberá ajustarse en ± 0.05 Hz.
	Limitador y Variador de carga de la turbina (aplicable a turbinas de gas)	El limitador y variador de carga de la turbina deben ser capaces de actuar acorde a su respectiva función, desde potencia mínima hasta potencia nominal bajo cualquier condición ambiental del sitio de la central
	Rechazo de carga al 100 % (modo regulación).	Los siguientes valores de aceptación corresponden al rechazo de carga del 100 %: El incremento de velocidad (Δf) no debe llegar al valor del ajuste de disparo por sobrevelocidad. El tiempo de estabilización T_s debe ser menor de 1.5 minutos, las oscilaciones naturales deben ser menor del ± 0.05 % de la velocidad nominal, la constante de inercia H de cada turbogenerador debe ser la indicada por La Comisión y confirmada por El Contratista en su Propuesta Técnica, el tiempo de permanencia en máxima velocidad (después del rechazo) debe ser menor de 1 segundo. Se deberá realizar un rechazo a baja carga (entre el 30% y 50%),

		para verificar y/o realizar ajustes del sistema de control, antes de efectuar el rechazo del 100 %.					
	Operación en isla	Los criterios de aceptación de esta prueba son cualitativos y cuantitativos en función de lo esperado sobre la base de la información del fabricante, se realizará para cada Turbina de Gas (en forma independiente) que tenga implementado el esquema y al 100% de carga en modo ciclo combinado, debiendo permanecer estable por lo menos 60 minutos para su sincronización al Sistema Eléctrico en el lado de alta tensión.					
	Prueba del limitador por alta temperatura de gases de salida (Aplicable solo a Reguladores de Turbinas de Gas).	Se deberá comprobar que el limitador limita la potencia de salida de la unidad en forma estable, cuando la temperatura de salida de los gases alcance el punto de ajuste del limitador.					
	Rampa de variación de carga máxima permitida por el controlador de esfuerzos.	Se realizará una rampa de toma de carga de la unidad TG a la razón de cambio máxima permitida por el controlador de esfuerzos (no debiendo ser menor del 5 % /min); los cambios de carga serán con escalones del 25% al 50%; 50% al 75%; y del 75% al 100% y viceversa, de la potencia nominal ó carga base, los tiempos de estabilización entre cada escalón serán de 10 a 15 minutos, sin presentarse variaciones bruscas que pongan en riesgo equipos ó al sistema eléctrico.					
	Pérdida de unidad de vapor (TV)	La unidad TG deberá seguir operando en modo ciclo abierto (ó by-pass) sin derrateo de carga, hasta restablecer la unidad de vapor o decrementar a valores permisibles previa notificación del programa y valor preestablecido.					
2	RESPUESTA DINÁMICA (EN CICLO COMBINADO PARA EL RECUPERADOR DE CALOR).	Verificar si es capaz de mantener en forma confiable y segura la presión y temperatura del vapor, así como niveles en domos, dentro de los límites preestablecidos y bajo condiciones de cambios en la demanda y/o disturbios de cualquier índole.					
	Rampas	Potencia generada (%)	Presión de vapor (alta presión)	Presión de vapor Rec. (Presión Int.)	Temp. vapor (alta presión)	Temp. vapor rec. (Presión int.)	Niveles de domos
	Rampa de 1% por minuto (de 25 a 50 %; 50 a 75 % y 75 a 100%).	25 - 100 - 25	± 0.7 bars	± 0.7 bars	± 3 °C	± 3 °C	± 13 mm
	Rampa de 3% por minuto (de 25 a 50 %; 50 a 75 % y 75 a 100%).	25 - 100 - 25	± 1.75 bars	± 1.75 bars	± 5.6 °C	± 5.6 °C	± 13 mm
	Rampa de 5% por minuto (de 25 a 50 %; 50 a 75 % y 75 a 100%).	25 - 100 - 25	± 3.5 bars	± 3.5 bars	± 8 °C	± 8 °C	± 25 mm
	Run-back por pérdida de TG (de 100% a 50%). Nota: Solo para el caso de 2 ó más TG por cada unidad de vapor	La unidad de vapor deberá seguir operando siempre y cuando la otra u otras unidades TG estén en operación.					
	Run-back por alta temperatura de vapor principal (alta presión); (de 100% a 50%).	La unidad TG reducirá su carga al valor especificado por el fabricante y continuará en operación en forma estable; la TV reducirá su carga en la misma medida, TV en seguimiento de TG.					

	Run-back por alta temperatura de vapor Recalentado Caliente (presión intermedia); (de 100% a 50%).	La unidad TG reducirá su carga al valor especificado por el fabricante y continuará en operación en forma estable; la TV reducirá su carga en la misma medida, TV en seguimiento de TG.
	Validación de parámetros de turbina de gas y turbina de vapor.	Aplicarán las recomendaciones proporcionadas por las normas IEC 45-1 (TV) e ISO 2314-1989 (TG)

en virtud de que son los requerimientos del Sistema Eléctrico Nacional, debiendo quedar concluidas satisfactoriamente, antes de dar inicio a la Prueba de Operación.

Sistema Contra Incendio:

- Calibración de instrumentos.
- Prueba de interlock con cuarto de control y local (por sistema).

Sistema de Análisis y Muestreos:

- Calibración y ajustes de los analizadores de pH.
- Calibración y ajustes del analizador de conductividad.
- Calibración y ajustes del analizador de sílice.
- Calibración y ajustes de los analizadores de sodio.
- Calibración y ajustes de los analizadores de fosfatos.
- Calibración y ajustes del analizador de hidracina.
- Calibración y ajustes del analizador de oxígeno disuelto.
- Calibración del analizador de pureza de vapor.
- Interlock del sistema de agua helada y baño isotérmico-
- Verificación de alarmas.
- Interlock del tanque colector de muestras.
- Pruebas de entradas y salidas de señales binarias y analógicas al sistema del laboratorio químico.
- Verificación de señales y congruencia de lecturas de los registradores asociados a las diferentes variables mencionadas.
- Protecciones, alarmas e indicaciones locales y remotas.

Control Maestro:

- Pruebas de interlock Turbina de Gas-Recuperador de Calor-Turbina de Vapor.
- Verificación de protecciones (Disparos) y emisión reportes de pos-disparo.
- Pruebas al Control Automático de Generación (CAG).
- Pruebas al Disparo automático de Generación (DAG).
- Pruebas y configuración al Registrador de Eventos y generación reportes históricos.
- Otros controles y protecciones incluidos en el diseño del fabricante.

Medidores de Flujo de Gas Ultrasónicos (bajo AGA 9):

- Verificación de los requerimientos de comportamiento y de los certificados de calibración en fábrica, de acuerdo con los capítulos 5 y 6 del reporte N° 9 de AGA (Nota: El medidor deberá ser calibrado con flujo de acuerdo con el capítulo 6.4 de AGA 9 y también se verificará que el certificado de calibración incluya las señales de frecuencia y velocidad contra flujo).
- Verificación de la documentación de acuerdo con el capítulo 4.6 del reporte 9 de AGA.
- Verificación del cumplimiento de los requisitos de montaje de los elementos de acuerdo a AGA 9 (capítulo 7).
- Revisión del Protocolo de Pruebas para que cumpla con los requisitos del capítulo 8 de AGA 9 y los requerimientos de CFE (Nota: para la verificación de los cálculos se requiere la composición del gas hasta C9+ y no como se indica en AGA).
- Prueba de comunicación con la computadora de flujo.
- Verificación de la caracterización del medidor con simulación de flujo desde el medidor hasta la computadora de flujo con valores de q_{min} ; $0.10 q_{max}$; $0.25 q_{max}$; $0.40 q_{max}$; $0.70 q_{max}$ y q_{max} como mínimo.
- Prueba de medición y cálculo de flujo de 24 horas de acuerdo con PEMEX.

Cromatógrafo de Gas:

- Carga del programa y parametrización de factores, normas, etc.
- Pruebas del circuito de toma de muestra.

- Pruebas del circuito de regulación.
- Pruebas del circuito de barrido.
- Pruebas del circuito de calibración.
- Corrida de calibración con gas patrón.
- Verificación de cálculos del PCI, flujo, etc.
- Pruebas de comunicación con la computadora de flujo.

Analizadores de Humedad, Acido Sulfúrico y Acido Sulfúrico Total:

- Verificación de certificados de calibración.
- Parametrización de factores, normas, etc.
- Pruebas del circuito de toma de muestra.
- Pruebas del circuito de regulación.
- Pruebas del circuito de barrido.
- Pruebas del circuito de calibración.
- Corrida de calibración con gas patrón.
- Pruebas de comunicación con la computadora de flujo.

Válvulas de Corte y Cierre Rápido:

- Pruebas de señalización.
- Pruebas de apertura y cierre de válvulas (toma de tiempo).
- Pruebas de Protecciones y lógica de control.

Pruebas Computadora de Flujo:

- Verificación de parámetros y configuración del software.
- Verificación de señales de entradas y salidas.
- Prueba de medición y cálculo de flujo de 24 horas de acuerdo con PEMEX.
- Prueba de comunicaciones con Cuarto de Control Central, Operador del Ducto, Energéticos CFE, PGPB, etc.)

Pruebas a la Estación de Medición, Regulación y Control de Gas:

- No aplica.

Pruebas a la Estación de Compresión de Gas:

- No aplica.

Pruebas al Campo Solar.

- Caracterización de las celdas solares.
- Calibración de toda la instrumentación de campo.
- Calibración de la instrumentación montada en tableros y gabinetes de control.
- Pruebas a las Unidades de Procesamiento y Control y Unidad de Interfase con el Operador.
- Verificación de señales al sistema de control y al DCS.
- Verificación de las comunicaciones.
- Pruebas de Interlock.

4.2.3 EQUIPO O SISTEMA MECÁNICO.

Comportamiento del Equipo Rotatorio:

- Prueba de interlock.
- Registro de las vibraciones y temperaturas en chumaceras y devanados del equipo rotatorio y aceptación de acuerdo con la recomendación del fabricante de cada equipo y/o al procedimiento de pruebas previamente acordado con La Comisión.
- Registros de voltaje, corriente de arranque y de operación de motores en vacío y con carga.

Comportamiento de Bombas:

- Pruebas de interlock.
- Verificación de datos garantizados, como flujo, temperatura, presión potencia, velocidad, vibraciones, etc.

Aerocondensador:

- Datos de alineación de los ventiladores (toda la información disponible).
- Registro de datos de comportamiento de los ventiladores y sus auxiliares (potencia, presión de aceite, temperaturas en rodamientos, velocidad, vibraciones, corrientes, inclinación y ángulo de aspas, etc.).
- Interlock del sistema.
- Verificación de datos garantizados del aerocondensador, incluyendo la generación de las curvas de incremento y de pérdida de vacío, así como las pruebas del sistema de vacío.

Sistema de enfriamiento para equipos auxiliares:

- Datos de alineación (información disponible).
- Interlock del sistema.
- Registro y validación de datos de comportamiento de potencia, presiones, temperaturas, velocidad, vibraciones, corriente, ángulo final de aspas, etc.

Generadores de Vapor por Recuperación de Calor:

- Prueba hidrostática (registro).
- Prueba de hermeticidad (registro).
- Verificación y registro de expansión térmica.
- Interlock del Generador de vapor.
- Pruebas al sistema de drenajes y ventéos motorizados.
- Calibración de válvulas de seguridad.

Soplado de Tuberías Principales de Vapor:

- Entrega del Procedimiento del soplado donde se muestran los criterios de aceptación del grado de limpieza de la tubería (definir y acordar previamente con La Comisión), así mismo y como parte del Procedimiento, entrega del método y un ejemplo de cálculo del factor de limpieza para su aplicación durante cada etapa de soplado.
- Registro y análisis del comportamiento de las variables importantes durante el soplado: niveles de domos, flujo de agua de alimentación, temperaturas de vapor, presión, etc., para cálculo y comprobación del Factor de Limpieza.

Soplado de Tuberías de transporte de Gas hasta la entrada a Turbina:

- Entrega del Procedimiento del soplado donde se muestran los criterios de aceptación del grado de limpieza de la tubería (definir y acordar previamente con La Comisión), siempre cumpliendo con los requerimientos del fabricante de la Turbina de Gas.

Calibración de Válvulas de Seguridad:

- Registros y pruebas de calibración en la fabrica
- Registros de apertura y cierre, blow down, carrera y ajustar en su caso, con pruebas en el sistema (pruebas reales con vapor vivo en sitio).

Turbogeneradores de Gas y turbina de Vapor:

- Registro completos de alineación y huelgos finales.
- Prueba de hermeticidad del generador con H₂ o aire (lo que aplique).
- Registro de comportamiento de los turbogeneradores en vacío y con carga al 25, 50, 75 y 100%.
- Pruebas al control de los sistemas de aceite de sellos y de vapor a sellos (donde aplique).

Sistema de Aire de Admisión:

- Verificar la caída de presión
- Ajuste de compuertas de calentamiento de aire de admisión

Sistema de Lavado del Compresor del T.G:

- Lavado del compresor fuera de línea y en línea, de acuerdo con la recomendación del fabricante.
- Control de tiempo de lavado.
- Control de la calidad del agua utilizada para el lavado, así como su disposición.
- Pruebas al control de presión y temperatura de agua de lavado.

Compresores de Aire:

- Prueba de interlock.
- Prueba del sistema de enfriamiento.
- Prueba de secadores de aire.
- Prueba de comportamiento de equipos y sistemas.
- Pruebas con el secuenciador automático.

COMPRESORES DE GAS (Estación de Compresión de Gas):

- No aplica.

CALENTADOR DE GAS (EMRyC):

- No aplica.

PRUEBAS A LA ESTACIÓN DE MEDICIÓN REGULACIÓN Y CONTROL DE GAS:

- No aplica

Pruebas al Sistema Contra Incendio:

- Prueba del sistema de CO₂.
- Prueba a detectores y alarma.
- Prueba a los sistemas de agua (prueba real).

Sistema de Aire Acondicionado:

- Humedad relativa.

- Control de temperatura frío / caliente.
- Control de automatismo.
- Balance de aire.

Polipasto:

- Prueba de traslación y/ó recorrido.
- Prueba de longitud y alcance de cable.
- Prueba de rotación sobre pivote (en caso de aplicar).

Centrifugadora y Acondicionador de aceite:

- Interlock del sistema.
- Prueba de funcionamiento para verificación de datos garantizados.

Sistema Hidroneumático:

- Interlock del sistema.
- Prueba de funcionamiento para verificación de datos garantizados.

Intercambiador de calor (campo solar):

- Verificación de datos garantizados de fluidos como temperaturas, flujos, presión, de entrada y salida.
- Prueba al sistema de limpieza de captadores (espejos).
- Pruebas al sistema de seguimiento solar.
- Prueba al sistema de fluido de transferencia de calor.
- Prueba a sistemas y equipos auxiliares (generador de nitrógeno y recuperador de fugas).

4.2.4 EQUIPO O SISTEMAS QUÍMICOS

Lavado Alcalino de los Generadores de Vapor:

- Se debe elaborar y presentar para aprobación de La Comisión, el Procedimiento correspondiente, tomando como base una mezcla de fosfato trisódico anhidro con una concentración mínima de 3000 ppm como fosfato, fosfato disódico anhidro con una concentración mínima de 1500 ppm como fosfato, surfactante no iónico a una concentración relativa de 200 ppm en peso e hidrato de hidracina a 200 ppm.

Lavado Ácido de los Generadores de Vapor:

- Se debe elaborar y presentar para aprobación de La Comisión el Procedimiento correspondiente, tomando como base las siguientes etapas:
 - a.- Etapa ácida; consiste de una mezcla de inhibidor de corrosión, bifloruro de amonio, ácido cítrico al 3% e hidróxido de amonio para un pH 3.5 +/- 0.2.
 - b.- Primer enjuague con ácido cítrico al 0,2 % ajustando el pH con hidroxido de amonio 3,0 a 4,0.
 - c.- Posteriormente se realizaran los enjuagues necesarios con agua desmineralizada acondicionada con 50 ppm de hidracina hasta alcanzar un valor de fierro menor a 50 ppm.
 - d.- Todos los drenados hasta esta etapa deben efectuarse bajo presión positiva de nitrógeno.
 - e.- Etapa de pasivación con agua desmineralizada acondicionada con 500 ppm de hidrato de hidracina e hidróxido de amonio a un pH de 10 a una temperatura mínima de 93° C por un periodo no menor a 4 horas.

Al término del lavado ácido se debe entregar las muestras de tubo de recuperador de calor necesario para su evaluación de depósitos y metalográfico sin costo para La Comisión, con la finalidad de evaluar y aceptar la limpieza química realizada.

Nota: No se acepta el método de limpieza comúnmente llamado citrosol V donde el grado de pasivación de la superficie interna al final de la limpieza es la hematita.

Las revisiones a los domos, condensador, filtros, tanques misceláneos y cualesquier equipo suministrado, que sean necesarias para verificar la limpieza e inspección de los elementos internos sin costo para la Comisión, con la finalidad de evaluar y aceptar su limpieza.

Almacenamiento (húmedo y/o seco) del Generador de Vapor (HRSG):

- Se debe elaborar y presentar para aprobación de La Comisión el Procedimiento, tomando como base que el almacenamiento húmedo debe de ser con agua desmineralizada, acondicionada con un eliminador de oxígeno y ajuste de pH mayor a 10 y el almacenamiento seco con nitrógeno a una presión positiva no menor a los 0.3 Bar. Los procedimientos deben contener la secuencia de maniobras a realizar en donde se indique claramente la posición que debe manejar cada válvula en el HRSG al principio, durante y al final del almacenamiento.

Limpieza de Tubería Miscelánea:

- Limpieza mecánica.
- Limpieza con agua a presión.
- Limpieza con solución alcalina, para eliminar grasas y aceites presentes.
- Limpieza con solución ácida, para eliminar óxidos presentes.
- Limpieza con vapor donde sea necesario.

Ósmosis Inversa-Intercambio Iónico:

- Transferencia de construcción a puesta en servicio al término del montaje.
- Registros de pruebas hidrostáticas.
- Registros de pruebas eléctricas en centros de control demotores.
- Limpieza de líneas de aire hasta de conectar a equipos, válvulas y accesorios.
- Inspección interna de tanque de almacenamiento (presentar registros de espesor y adherencia, evaluando estado del recubrimiento y limpieza).
- Inspección interna de tanques con recubrimiento ahulado, evaluando su estado, así como la correcta colocación de los internos.
- Limpieza con agua de líneas, tanques y equipos con instalación de filtros temporales.

- Registros de meger a cables y motores.
- Registros de alineación de los conjuntos motor-bomba, motor-soplador; etc.
- Registrar voltaje, corriente de arranque y nominal de motores en vacío y acoplados al equipo rotatorio.
- Registro de vibraciones del equipo rotatorio.
- Calibración de instrumentación y ajuste de los equipos.
- Prueba de jarras para determinar el tipo y cantidad de coagulante a dosificar.
- Determinación del índice de ensuciamiento SDI el cual debe ser máximo de 2.
- Carga de filtros media y limpieza por medio de retrolavado exhaustivo.
- Pruebas de la secuencia de limpieza en vacío y con carga.
- Pruebas en bombas dosificadoras carrera-frecuencia contra flujo.
- Pruebas de dosificación de hipoclorito para garantizar el residual recomendado de 2 ppm.
- Pruebas de dosificación de bisulfito de sodio y su correspondencia con el ORP para garantizar la protección de las membranas de osmosis inversa.
- Pruebas en variadores de velocidad en bombas booster de alimentación a la osmosis inversa elaborando curva de la bomba a diferentes frecuencias.
- Correr en el software del fabricante de las membranas los parámetros fisicoquímicos del agua y condiciones del agua de alimentación para comprobar la relación producto rechazo proyectada y de esta forma fijar los parámetros operativos iniciales.
- Pruebas de la secuencia de limpieza en vacío y con adición de químicos en el caso de ensuciamiento de membranas.
- Carga de membranas de osmosis inversa registrando el número de serie en función de su posición y producción de agua perneada.
- Configuración y calibración de los analizadores de concentración de ácido sulfúrico e hidróxido de sodio.
- Configuración y calibración de los analizadores de sílice y conductividad.
- Carga de resina, desfinamiento por medio de retrolavado exhaustivo y doble regeneración en caso de que la resina se encuentre en estado agotado.
- Carga del sistema operativo, software de aplicación y configuración de señales de las funciones del sistema.

- Pruebas de los equipos en manual y de la lógica de control automático (permisivos y protecciones) de filtros a presión, osmosis inversa e intercambio iónico.
- Pruebas de la secuencia de regeneración en vacío y con adición de químicos.
- Prueba de comportamiento del sistema en automático, para la cual El Contratista debe de presentar el procedimiento, donde se evaluará los siguientes parámetros: SDI < 3, índice de Lanagelier < 0, Recuperación de permeado > 70%. Rechazo de sales en permeado > 96 % por paso, la corrida mínima de cada lecho mixto debe ser de 144 horas dentro de las cuales la conductividad máxima debe ser < a 0.5 μ S/cm, sílice < 10 ppb, dureza Total = 0 y bióxido de carbono = 0 ppm.
- La resina de intercambio, los elementos filtrantes, los prefiltros de cartucho y las membranas de la ósmosis inversa que se consuman, pierdan y/o destruyan durante las pruebas y puesta en servicio debe ser repuesta por el Contratista, sin costo alguno para la Comisión, las veces que sean necesarias hasta la aceptación del sistema.

Dosificación de Químicos al Ciclo de Agua-Vapor:

- Registros de pruebas de Megger de cables y motores.
- Registros de voltaje, corriente de arranque y nominal de motores acoplados al equipo rotatorio.
- Pruebas de interlock.
- Registro de vibraciones del equipo rotatorio.
- Pruebas de arranque y paro manual remoto y local.
- Pruebas de control de carrera manual remota y local.
- Caracterización de curvas de bombas de dosificación de químicos; carrera vs gasto (esta prueba se tiene que realizar sin reactivos químicos).
- Pruebas de control en automático de dosificación de químicos.

Sistema de Tratamiento de Desechos:

- Fosa de Neutralización.
 - ⊕ Prueba de operación de las bombas
 - ⊕ Automatismo del sistema

- ✚ Registro de la homogeneización del agua de la fosa con respecto al tiempo

Sistema de Monitoreo continuo de Emisiones.

Sistema de Agua para riego de Áreas Verdes:

- Prueba de comportamiento en manual y automático de todo el sistema y operación manual y automática parcial de los aspersores del sistema.

Sistema Separador de Aceites y Grasas:

- Prueba de funcionamiento del sistema.
- Todas las pruebas requeridas para cumplir con el buen funcionamiento del paquete.

Proceso de lodos activados en la modalidad aereación extendida con nitrificación- denitrificación y Aguas Residuales Sanitarias:

- Registros de Transferencia de construcción a puesta en servicio al término del montaje.
- Registros de pruebas hidrostáticas.
- Registros de pruebas eléctricas en centros de control de motores.
- Limpieza de líneas de aire hasta de conectar a equipos, válvulas, difusores y accesorios.
- Inspección interna de las secciones del módulo (presentar registros de espesor y adherencia), evaluando estado del recubrimiento, limpieza y correcta colocación de los internos.
- Limpieza con agua de líneas, tanques y equipos con instalación de filtros temporales.
- Registros de megar a cables y motores.

- Registros de alineación de los conjuntos motor-bomba, motor-soplador; etc.
- Registrar voltaje, corriente de arranque y nominal de motores en vacío y acoplados al equipo rotatorio.
- Registro de vibraciones del equipo rotatorio.
- Calibración de instrumentación y ajuste de los equipos.

- Ajustes y registro de flujos de alimentación de agua residual sanitaria, recirculación de lodos, extracción de lodos, inyección de aire, dosificación de desinfectante; etc.
- Ajuste de tiempos: con inyección de aire y sin inyección de aire.
- Carga del sistema operativo, software de aplicación y configuración de señales de las funciones del sistema.
- Pruebas de los equipos en manual y de la lógica de control automático (permisivos y protecciones).
- Las pruebas anteriores se realizarán con agua cruda.
- Las pruebas con agua residual sanitaria, deberán ser propuestas por El Contratista para aprobación de La Comisión.
- Prueba de comportamiento del sistema en automático, la cual se efectuará hasta que el sistema se encuentre estable y confiable, en esta etapa se tomará una muestra del agua producto y se enviará a un laboratorio certificado por la autoridad ambiental para comprobar el cumplimiento de los parámetros de acuerdo a los valores garantizados.

Tratamiento Químico al agua de enfriamiento en los Sistemas Auxiliares.

Limpieza del Intercambiador del Campo Solar.

Almacenamiento (húmedo y/o seco) del Intercambiador del Campo Solar.

- Se debe elaborar y presentar para conciliación y aprobación de La Comisión el Procedimiento, tomando como base que el almacenamiento húmedo debe de ser con agua desmineralizada, acondicionada con un eliminador de oxígeno y ajuste de pH mayor a 10 y el almacenamiento seco con nitrógeno a una presión positiva no menor a los 0.3 Bar.
- Todas las Pruebas requeridas para cumplir con el buen funcionamiento del sistema.

CONCLUSIONES

La revolución industrial del siglo XIX transformó totalmente la forma de vivir, de pensar y de ser del hombre. Antes la sociedad podía sólo vivir de la tierra, directa o indirectamente, a través de los animales, del cultivo, etc. Pero con la llegada de la máquina de vapor se empezó a mencionar mucho el término de “energía”.

Al principio el carbón se convirtió en la base de la economía y aquellos que no tenían carbón no podían producir energía, con lo que su economía empeoraba y poco a poco se fueron creando grandes diferencias entre unos países y otros. Lo que había ocurrido en épocas anteriores sobre la base de comercio, ocurría entonces a causa del carbón.

En el siglo XX, la máquina de combustión fue dejando en un segundo término a la máquina de vapor y al carbón; ahora la materia prima era el petróleo. La manera de vivir se enfocó en torno al petróleo y al gas natural procedente de las entrañas de la tierra. A mediados de este siglo el hombre encontró una nueva forma de energía que aparentemente no era tan problemática como lo era el petróleo: la radiactividad y la energía nuclear.

El mundo energético de hoy en día está fundamentado principalmente en estos tres cimientos: petróleo, radiactividad y gas natural. A partir de los años 60, una nueva forma de obtener electricidad empezó a tomar fuerza; las centrales nucleoelectricas, basadas en la radiactividad de algunos elementos. En los años 70 todo se basaba en estas formas de energía; sin embargo, todo cambió cuando en 1973 una gran crisis asoló al mundo. Uno de sus pilares fundamentales, el petróleo se tambaleaba. Simultáneamente la crítica a las centrales nucleares iba siendo cada vez mayor, sobretodo a raíz de varios accidentes producidos en algunas de ellas.

Las nuevas generaciones de investigadores, propusieron formas equivalentes de obtener energía, las llamadas energías alternativas por ser formas de energía que sustituirían a las energías convencionales, aquellas que están basadas en los derivados del petróleo, además el gran propósito de este tipo de energías, obtenidas de la propia naturaleza, era el de defender nuestro entorno, generando una conciencia ecológica.

De este modo podemos llegar a pensar en varias formas de energías alternativas, en este caso nos enfocamos a la energía solar térmica, que puede llegar a ser un complemento o un sustituto de los combustibles de origen fósil. La generación eléctrica en México está basada principalmente en la generación de electricidad por medio de centrales termoeléctricas (vapor, dual, carboeléctrica, geotérmica, turbogás, combustión interna, ciclo combinado, nucleoelectrica), en el caso del ciclo combinado en donde se

aprovecha la combinación de dos ciclos termodinámicos; Rankine y Brayton, para lograr una mayor eficiencia.

La posibilidad de adicionar un campo solar a un ciclo combinado será una opción viable para un futuro no muy lejano, debido a que con esto podemos llegar a recalentar el vapor de salida de la turbina gas (ciclo Brayton) y obtener las condiciones adecuadas para el vapor de entrada a la turbina de vapor (ciclo Rankine), actualmente para lograr este recalentamiento se emplea el uso de recalentadores que funcionan a base de gas natural, sustituyendo este tipo de recalentadores por un campo solar integrado por captadores solares parabólicos, representaría un ahorro a largo plazo, la utilización del gas natural sería minimizada, pues la energía solar térmica no tiene costo monetario y representa grandes beneficios a la ecología.

Considerando la época que vivimos, debemos pensar en el futuro, el desarrollo de un país se ve reflejado por la capacidad de producir su propia energía, la escases del petróleo y el calentamiento global, son dos aspectos que debemos tomar en cuenta y el desarrollo de nuevas tecnologías basadas en el respeto al medio ambiente serán un futuro prometedor.

ANEXOS: NORMAS Y CÓDIGOS APLICABLES

A. Leyes, Reglamentos, Criterios, Normas y Códigos Mexicanos.

A continuación se presenta una lista de las Leyes, Reglamentos, Criterios, Normas y Códigos que las instalaciones y el productor deben cumplir, la cual es indicativa pero no limitativa.

LEYES

LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento.
LGEEPA	Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente y sus Reglamentos en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental, en Materia de Áreas Naturales Protegidas, en Materia de Auditoría Ambiental, en Materia de Prevención y Control de la Contaminación de la Atmósfera, en Materia de Residuos Peligrosos, Ruido y emisiones a la Atmósfera, contaminación de agua y contaminación del mar.
LGPGIR	Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos.
L.F.M.N.	Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
L.A.E.	Ley de Aguas del Estado.
L.F.D.M.A.	Ley Federal de Derechos en Materia de Agua.
L.F.D.M.I.	Ley Federal de Derecho en Materia de Impacto.
L.A.N.	Ley de Aguas Nacionales y su Reglamento.
L.F.T	Ley Federal del Trabajo.
L.S.S.	Ley del Seguro Social.
L.G.P.C.	Ley General de Protección Civil.
RFSHMAT	Reglamento Federal de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente de Trabajo.
RMRP	Reglamento en Materia de Residuos Peligrosos.
RLAN	Reglamento de la Ley de Aguas Nacionales.
RIA	Reglamento de Impacto Ambiental.

SECRETARIAS.

Secretaría de Comunicaciones y Transportes:

- Normas de Servicios Técnicos. Proyecto Geométrico de Carreteras.
- Normas para Construcción e Instalaciones. Terracerías
- Normas para Construcción e Instalaciones de Estructuras y Obras de Drenaje.
- Pavimentos Tomos I y II.

NORMAS OFICIALES MEXICANAS.

Instituto Nacional de Ecología.

■ Recursos Naturales:

NOM-059-SEMARNAT-2001	Protección ambiental-especies nativas de México de flora y fauna silvestres-categorías de riesgo y especificaciones para su inclusión, exclusión o cambio-lista de especies en riesgo.
------------------------------	--

■ Residuos Peligrosos:

NOM-052-SEMARNAT-1993	Establece las características de los residuos peligrosos, el listado de los mismos y los límites que hacen un residuo peligroso por su toxicidad al ambiente.
NOM-053-SEMARNAT-1993	Establece el procedimiento para llevar a cabo la prueba de extracción para determinar los constituyentes que hacen un residuo peligroso por su toxicidad al ambiente.
NOM-054-SEMARNAT-1993	Establece el procedimiento para determinar la incompatibilidad entre dos o más residuos considerados peligrosos por la Norma Oficial Mexicana NOM-052-SEMARNAT-1993.

■ Agua:

NOM-001-SEMARNAT-1996	Establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales.
------------------------------	---

■ Aire:

NOM-037-SEMARNAT-1993	Métodos de medición para determinar la concentración de bióxido de nitrógeno en el aire ambiente y los procedimientos para la calibración de los equipos de medición.
NOM-085-SEMARNAT-1994	Fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos o gaseosos o cualquiera de sus combinaciones, niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales, bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno.
NOM-041-SEMARNAT-1999	Límites máximos permisibles de emisión de gases contaminantes provenientes del escape de los vehículos automotores en circulación que usan gasolina como combustible.
NOM-045-SEMARNAT-1996	Niveles máximos permisibles de opacidad del humo proveniente del escape de vehículos automotores en circulación que usan diesel o mezclas que incluyan diesel como combustible.

■ Otros

NOM-081-SEMARNAT-1994	Límites máximos permisibles de emisión de ruido de las fuentes fijas y su método de medición.
------------------------------	---

Secretaría del Trabajo y Prevención Social.

NOM-001-STPS-1999	Edificios, locales, instalaciones y áreas de los centros de trabajo. Condiciones de Seguridad e Higiene.
NOM-002-STPS-2000	Condiciones de Seguridad –prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo
NOM-004-STPS-1999	De protección y dispositivos de seguridad en la maquinaria y equipo que se utilice en los centros de trabajo.
NOM-005-STPS-1998	Condiciones de Seguridad en los centros de trabajo para el manejo, transporte y almacenamiento de sustancias químicas peligrosas.

NOM-006-STPS-2000	Manejo y almacenamiento de materiales-condiciones y procedimientos de seguridad y almacenamiento de materiales-conocimientos y procedimientos de seguridad.
NOM-009-STPS-1999	Equipo suspendido de acceso-instalación, operación y mantenimiento-condiciones de seguridad.
NOM-010-STPS-1999	Relativa a las condiciones de Seguridad e Higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente de trabajo.
NOM-011-STPS-1999	Relativa a las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se genere ruido.
NOM-018-STPS-2000	Sistema para la identificación y comunicación de peligros y riesgos de sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo.
NOM-020-STPS	Recipientes sujetos a presión y calderas-funcionamiento-condiciones de seguridad.
NOM-026-STPS-1998	Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías
NOM-027-STPS	Soldadura y corte-condiciones de seguridad e higiene. <i>Nota: Y las NOM's relativas a Higiene, Organización y Producto descritas por la STPS.</i>

Criterios Ecológicos.

Criterios Ecológicos para la Selección y Preparación de Sitios Destinados a la Instalación de Centrales Termoeléctricas Convencionales, así como la Construcción y Operación de estos Sistemas.

B. Otras Normas Aplicables:

NOM-007-SECRE	Transporte de Gas Natural.
NOM-008 SECRE	Control de la corrosión externa en tubería de acero enterrada y/o sumergida.
NOM-001-SEDE- 2005	Instalaciones Eléctricas (Utilización)
NOM-009 ENER-1995	Eficiencia energética en aislamientos térmicos industriales.
NOM-014-ENER-2004	Eficiencia energética de motores de corriente alterna, monofásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, enfriados con aire, en potencia nominal de 0,180 a 1,500 kW. Límites, método de prueba y marcado.
NOM-016-ENER-2002	Eficiencia energética de motores de corriente alterna, trifásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, en potencia nominal de 0,746 a 373 kW. Límites, método de prueba y marcado.
NOM-017-ENER-1997	Eficiencia energética de lámparas fluorescentes compactas. Límites y métodos de prueba.
NOM-007-ENER-2004	Eficiencia energética en sistemas de alumbrado en edificios no residenciales.
NOM-008-ENER-2001	Eficiencia energética en edificaciones, envolvente de edificios no residenciales.
NOM-011-ENER-2002	Eficiencia energética en acondicionadores de aire tipo central, paquete o dividido. Límites, métodos de prueba y etiquetado.
NOM-016-ENER-2002	Eficiencia energética de motores de corriente alterna, trifásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, en potencia nominal de 0,746 a 373 kW. Límites, método de prueba y marcado.
NOM-017-ENER-1997	Eficiencia energética de lámparas fluorescentes compactas. Límites y métodos de prueba.

NOM-018-ENER-1997	Aislantes térmicos para edificaciones. Características, límites y métodos de prueba.
NOM-021-ENER/SCFI/ECOL-2000	Eficiencia energética, requisitos de seguridad al usuario y eliminación de clorofluorocarbonos (CFC's) en acondicionadores de aire tipo cuarto. Límites, métodos de prueba y etiquetado.
NOM-001-SEDE-2005	Instalaciones eléctricas.
NOM-008-SCFI-1993	Sistema general de unidades de medida.
IEC-45	International Electrotechnical Commission. Part for Steam Turbines.
NMX	Normas Mexicanas aplicables y vigentes al Proyecto.
NOM Serie B:	Métodos de pruebas mecánicas para productos de acero estructural de alta resistencia.
NOM Serie EE:	Carretes de madera para conductores eléctricos y telefónicos.
NOM Serie 1-7 a 1-63	Equipos y componentes electrónicos, métodos de prueba para fuentes de alimentación utilizadas en telefonía, cargadores de baterías para uso industrial y de telecomunicaciones. Métodos de prueba ambientales y de durabilidad.
NOM Serie J:	Motores de inducción, transformadores de corriente, transformadores de potencia, productos eléctricos conductores, técnicas de prueba de alta tensión, cordones desnudos flexibles de cobre para usos eléctricos y electrónicos. Método de prueba de aislamiento.
NOM Serie W:	Clasificación de cobre.
NOM Serie Z:	Muestreo para inspección por atributos.

NMX Serie J:	Productos eléctricos, motores de inducción, transformadores de corriente, de potencial, transformadores y autotransformadores de distribución y potencia. Conectores de cobre, clasificación de materiales aislantes.
NACE RP-01-69	Control of external corrosion on underground or submerged metallic piping systems.
NACE RP-05-72	Design, instalation operation and maintenance of impressed current Deep Groundbeds.
API RP 500	Recommended practice for classification of location for electrical installations at petroleum facilities classified as class 1 and 2.

C. Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME)

- American Society of Mechanical Engineers (ASME Boiler and Pressure Vessel Code).
- ANSI/ASME TDP-1- Recommended Practices for the Prevention of Water Damage to Steam Turbines Used for Electric Power Generation, Part I-Fossil Fueled Plants.
- ASME Performance Test Codes: PTC.
- ASME PTC19.5 Interim Supplement on Instruments and Apparatus
- ASME B31.1 Power Piping
- ASME B31.8 Gas Transmision and Distribution Systems.

D. Instituto Nacional de Estándares Americanos American National Standar Institute (ANSI).

- American National Standards for Piping, Pipe Flanges, Fittings and Valves.
- ANSI AFBME-9: Load Rating and Fatigue Life for Bearings.
- ANSI B serie 18: Square Hex Bolts and Screws Inch series including Hexcap screws and Lag screws.

- **ANSI C2:** National Electrical Safety Code.
- **ANSI serie C37:** Circuit Breakers, Protection and Protective Relays.
- **ANSI C5 serie 12:** Requirements for transformers 230 kV.
- **ANSI serie C39.2:** Direct Acting Electrical Recording Instruments Transformers.
- **ANSI serie C50:** Synchronous Generators.
- **ANSI serie C57:** Transmission, Distribution, Power and Instrument transformers and reactors.
- **ANSI serie C62:** Surge arresters.
- **ANSI serie C84.1:** Electric Power Systems and Equipment Voltage ratings 60 Hz.
- **ANSI/NEMA MG-1:** Motors and Generators.
- **ANSI/IEEE C57.19.00:** Requirements and Test Code for Outdoor Apparatus Bushings.
- **ANSI/IEEE C57.19.01:** Performance Characteristics and Dimensions for Outdoor Apparatus Bushings.
- **ANSI/IEEE serie 421:** Definitions and Tests for Excitations Systems for Synchronus Machines.
- **ANSI/IEEE serie 421.1:** Identification, testing and evaluation of the dynamic performance.
- **ANSI serie MC 96:** Temperature Measurement Thermocouples.
- **ANSI serie Z55:** Gray Finishes for Industrial Apparatus and Equipment.
- **ANSI/IEEE std.80:** Guide for safety in Substation Grounding.

F. Otros Códigos Americanos

- American Association of State Highway and Transportation Officials (**AASHTO**)
- American Concrete Institute- Building Code Requirements for Reinforced Concrete (**ACI-318**)
- Specifications for Structural Concrete for Building (**ACI-301**)

- American Gear Manufacturers Association (**AGMA**)
- American Institute of Steel Construction- Load and Resistance Factor Design Specifications for Structural Steel Buildings (**AISC**).
- American Iron and Steel Institute (**AISI**)
- Air Moving and Conditioning Association (**AMCA**)
- American Petroleum Institute (**API**)
- American Railway Engineering Association (**AREA**) Manual for Railway Engineering, Volumes I and II.
- American Society for Testing and Materials (**ASTM**)
- American Society of Heating, Refrigerating, and Air-Conditioning Engineers (**ASHRAE**)
- American Water Works Association (**AWWA**)
- American Welding Society (**AWS**) Structural Welding Code (**AWS D1.1**)
- Antifriction Bearing Manufacturers Association (**AFBMA**)
- Asphalt Institute Manuals-Reference Document Only
- Crane Manufacturers Association of America (**CMAA**)
- Conveyor Equipment Manufacturers Association (**CEMA**)
- Cooling Tower Institute (**CTI**)
- Electronic Industries Association (**EIA**)
- Expansion Joint Manufacturers Association (**EJMA**)
- Factory Manual (**FM**)
- Flow Control Institute (**FCI**).
- Fluid Sealing Association (**FSA**)
- Heat Exchange Institute (**HEI**) y su addendum.
- Hydraulics Institute Standards (**HIS**)

- **ANSI/HI** Pump Standards.
- Illuminating Engineering Society (**IES**)
- Institute of Electrical and Electronics Engineers (**IEEE**)
- Insulated Cable Engineers Association (**ICEA**)-if not covered by the National Electrical Code (**NEC**)
- Instrument Society of America (**ISA**)
- Occupational Safety and Health Administration (**OSHA**)
- Manufacturers Standardization Society (**MSS**)
- National Electrical Manufacturers Association (**NEMA**)
- National Fire Protection Association (**NFPA**)- National Fire Codes
- Pipe Fabrication Institute (**PFI**) Standars
- Rubber Manufacturers Association (**RMA**)
- Scientific Apparatus Manufacturers Association (**SAMA**)
- Sheet Metal and Air Conditioning Contractors National Association (**SMACCN**A)
- Thermal Insulation Manufacturers Association (**TIMA**)
- Tubular Exchanger Manufacturers Association (**TEMA**)
- Underwriters Laboratories, Inc. (**UL**) for Equipment and Hardware only
- Mss Manufacturers Stardardization Society.

Normas para el Sistema de Gestión de la Calidad.

SERIE –ISO	
ISO-9000:2000 NMX-CC-9000-IMNC-2000	Sistema de gestión de la calidad.-Fundamentos y vocabulario
Particularmente la ISO-9001:2000	Sistema de gestión de la calidad.-Requisitos

(NMX-CC-9001-IMNC-2000)	
ISO 10013: 2001. NMX-CC-10013-IMNC-2002	Directrices para la Documentación de Sistemas de Gestión de la Calidad
ISO 10005:1995 NMX-CC-10005-1997-IMNC	Administración de la Calidad- Directrices para Planes de Calidad.
ISO 19011-2002 NMX-CC-SAA-19011-IMNC-2002	Directrices para la auditoría de los Sistemas de Gestión y/o Ambiental
ISO 9000-3	Quality Management and Quality Assurance Standards-Part 3. Guidelines for the Application of ISO 9001 to. The development, Supply and Maintenance of software.
NMX-CC-017/1:1995 IMNC (ISO-10012-1:1992)	Requisitos de Aseguramiento de Calidad para Equipos de Medición-Parte 1. Sistema de Confirmación metrológica para equipo de medición.

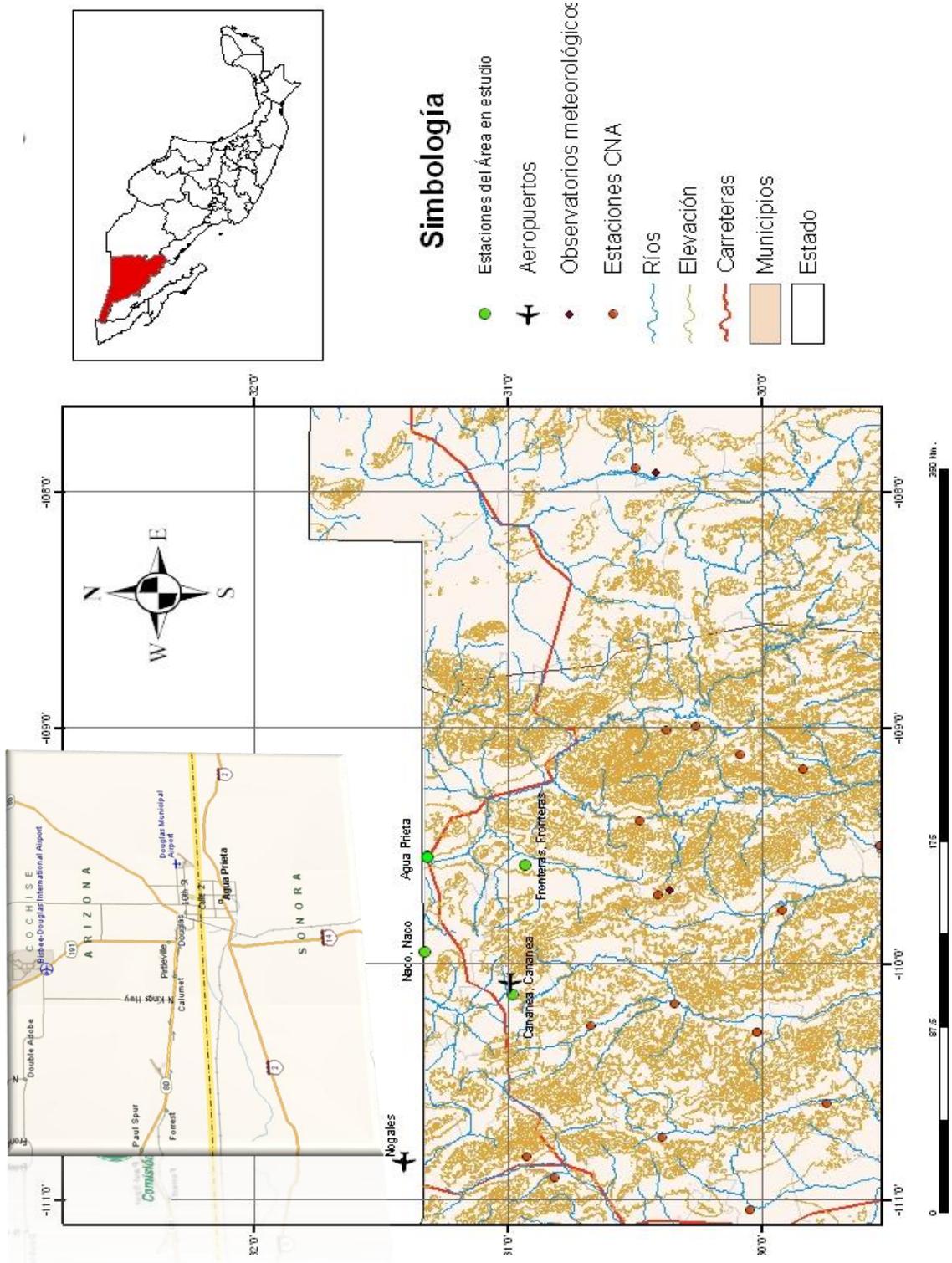
Normas del Sistema de Gestión Ambiental

NMX-SAA-14001-IMNC-2002 (ISO 14001:1996)	Sistema de Gestión Ambiental-Especificación con orientación para su uso.
---	--

Normas del Sistema de Administración de Seguridad y Salud en el Trabajo

NMX-SAST-001-1MNC-2000	Sistemas de administración de seguridad y salud en el trabajo y las SERIES NMX-SAST-IMNC o equivalentes BSI-OHSAS-18001:1999, Occupational Health and Safety Assessment Series
-------------------------------	--

MAPA DE REFERENCIA DEL MUNICIPIO DE AGUA PRIETA



GASODUCTO Y ACUEDUCTO TRAYECTORIA

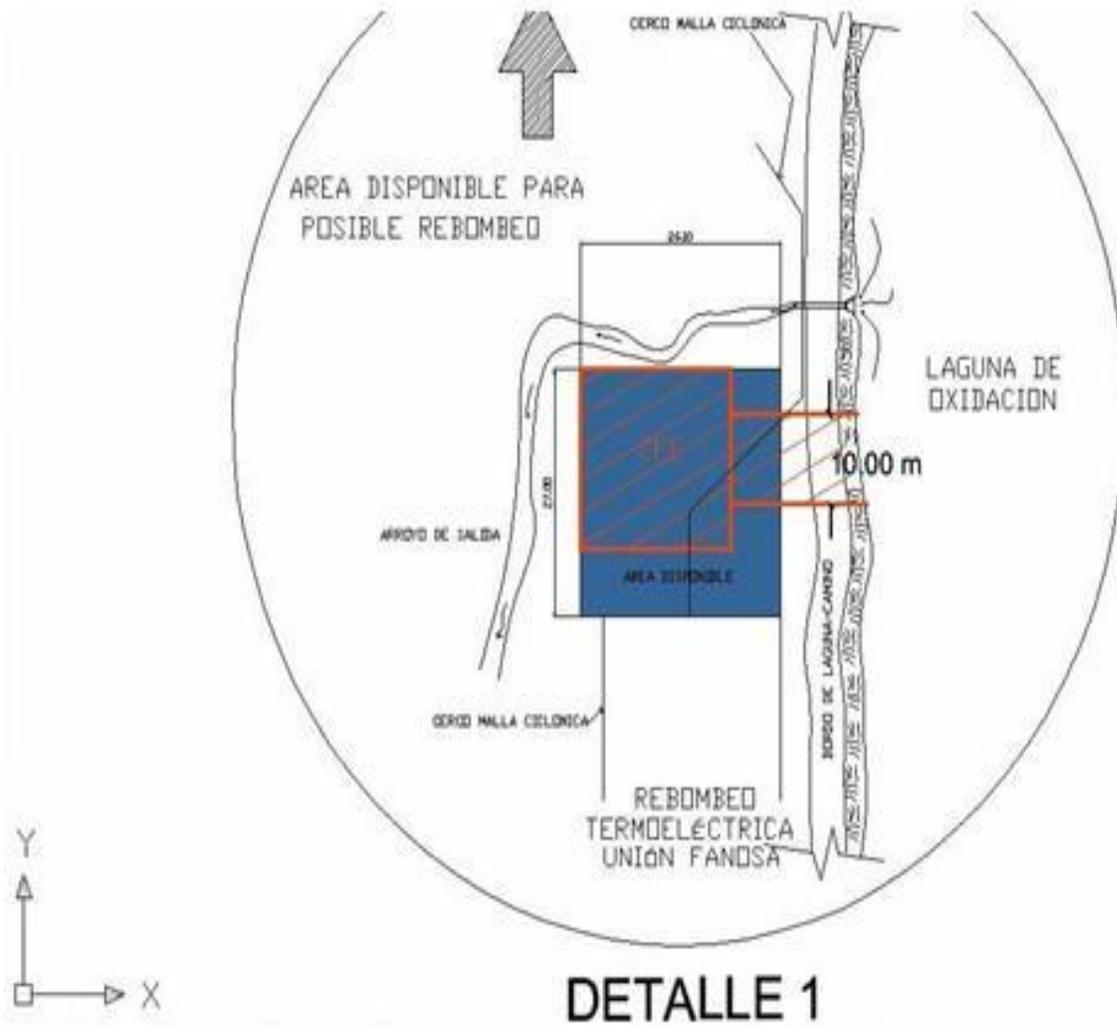
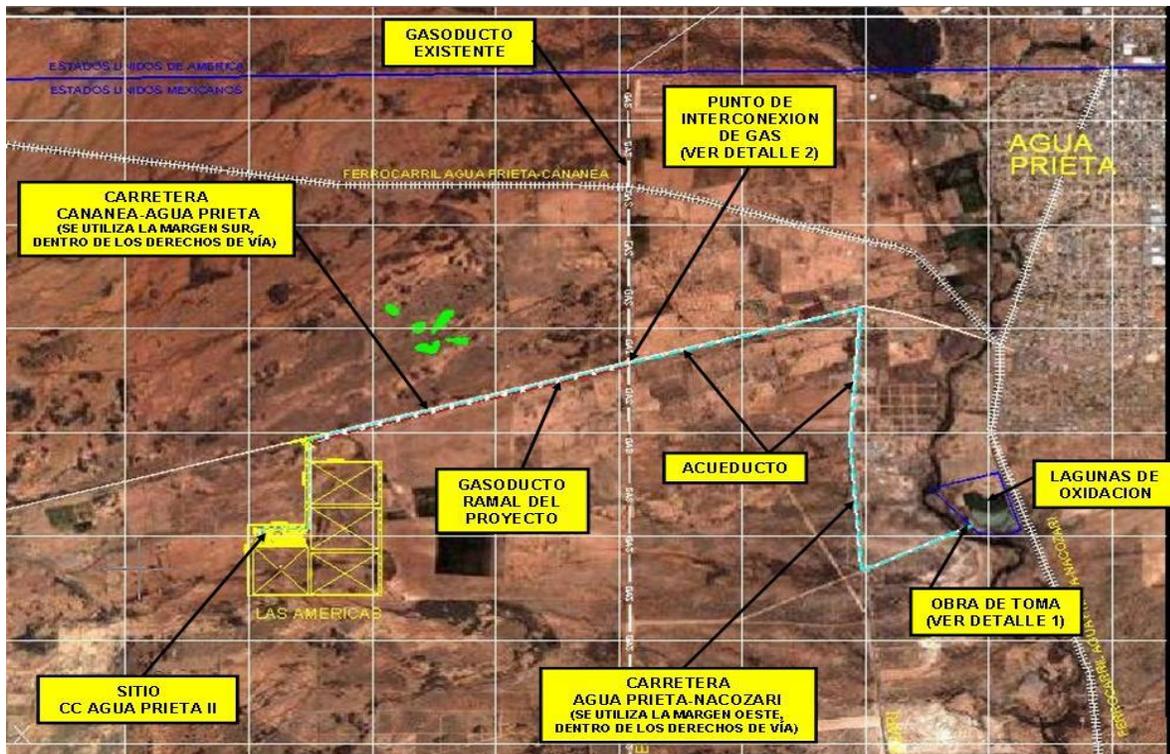


Diagrama representativo de las trayectorias para la central eléctrica de ciclo combinado con recalentamiento solar.



Representación esquemática de los diversos abastecimientos para la central eléctrica de ciclo combinado con recalentamiento solar.



Vista satelital de las lagunas de oxidación, y ubicación de la caseta de bombeo de la Central de ciclo combinado Naco-Nogales.

ARREGLO GENERAL DE LA CENTRAL SITIO LAS AMERICAS

BIBLIOGRAFÍA.

■ TURBOMAQUINAS TERMICAS

Mataix, Claudio
Editorial: Dossat, s.a
2° Ed., 1988, España.

■ ENERGÍAS RENOVABLES

Creus Solé, Antonio
Editorial: Técnica, Ceysa
1° Ed., España.

■ ENERGÍA FUENTES PRIMARIAS UTILIZACIÓN ECOLÓGICA

Deffis Caso, Armando
Editorial: Árbol S.A. de C.V.
1° Ed., 1999, Colombia

■ CRITERIOS DE DISEÑO DE PLANTAS TERMOELÉCTRICAS

Ing. Aguilar Rodríguez Martiniano
Editorial: Limusa
1° Ed., 1981, México

■ CENTRALES ELÉCTRICAS

Dr. Ing. Santos Potess E.
Editorial: Gustavo Gili, S.A.
1° Ed., Colombia.

■ www.cfe.gob.mx