



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

**DISEÑO DEL SISTEMA DE
ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL
PARA EL CAMBIO DE COMBUSTIBLE A
FUEL-OIL EN UNA CENTRAL DE CICLO
COMBINADO**

Autor: José María Gómez Borreguero
Director: Jorge Cedillo Rojas

Madrid
Junio de 2017

José María
Gómez
Borreguero

**DISEÑO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL PARA EL CAMBIO
DE COMBUSTIBLE A FUEL-OIL EN UNA CENTRAL DE CICLO COMBINADO**



AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. **JOSÉ MARÍA GÓMEZ BORREGUERO** DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: **DISEÑO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL PARA EL CAMBIO DE COMBUSTIBLE A FUEL-OIL EN UNA CENTRAL DE CICLO COMBINADO**, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducir la en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

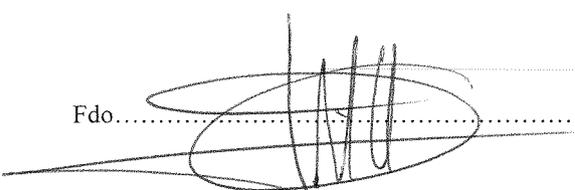
La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

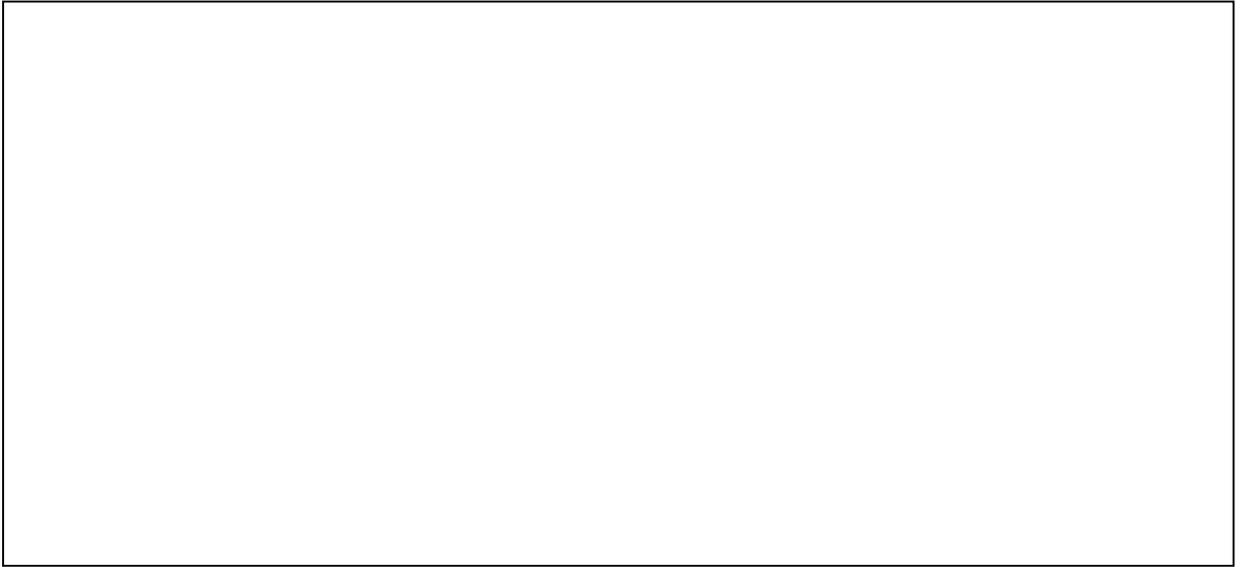
Madrid, a 06 de Junio de 2017

ACEPTA

Fdo.....



Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

A large, empty rectangular box with a thin black border, intended for the user to provide reasons for requesting restricted access to a work in the Institutional Repository.

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título “Diseño del sistema de almacenamiento de gas natural para el cambio de combustible a fuel-oil en una central de ciclo combinado” en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2016 / 2017 es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: José María Gómez Borreguero

Fecha: 15/06/2017



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Jorge Cedillo Rojas

Fecha: 15/06/2017



Vº Bº del Coordinador de Proyectos

Fdo.: José Ignacio Linares Hurtado

Fecha: 16/ 06/ 2017



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO INDUSTRIAL

**DISEÑO DEL SISTEMA DE
ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL
PARA EL CAMBIO DE COMBUSTIBLE A
FUEL-OIL EN UNA CENTRAL DE CICLO
COMBINADO**

Autor: José María Gómez Borreguero
Director: Jorge Cedillo Rojas

Madrid
Junio de 2017

José María
Gómez
Borreguero

**DISEÑO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL PARA EL CAMBIO
DE COMBUSTIBLE A FUEL-OIL EN UNA CENTRAL DE CICLO COMBINADO**



ESTE PROYECTO CONTIENE LOS SIGUIENTES DOCUMENTOS

DOCUMENTO Nº1, MEMORIA

1.1 Memoria descriptiva	pág. 28 a 65
1.2 Cálculos	pág. 66 a 111
1.3 Sistema de almacenamiento de gas natural	pág. 112 a 125
1.4 Anejos	pág. 126 a 133

DOCUMENTO Nº2, PLANOS

2.1 Lista de planos	pág. 136
2.2 Planos	pág. 138 a 153

DOCUMENTO Nº3, PLIEGO DE CONDICIONES

3.1 Generales	pág. 156 a 168
3.2 Técnicas y Particulares	pág. 169 a 179

Contenido

Índice de ilustraciones.....	5
Índice de tablas	7
Agradecimientos	9
Objetivos del Trabajo Fin de Máster	11
Resumen del Trabajo Fin de Máster	13
Introducción	13
Metodología, resultados y conclusiones.....	14
Estudio de la condensación.....	15
Estudio de la pérdida de carga	15
Gradiente de presión en la salida del sistema de almacenamiento durante la descarga ..	16
Estudio de la transferencia de calor en los depósitos individuales	17
Referencias.....	18
Introduction	19
Methodology, results and conclusions.	20
Study of condensations.....	21
Study of pressure drop between the buffer system exit and the gas turbine entrance. ...	21
Pressure gradient of gas on the exit of the buffer system when discharge.	22
Study of heat transfer on each individual storage unit.....	23
References.....	24
DOCUMENTO Nº1, MEMORIA	25
1.1 MEMORIA DESCRIPTIVA.....	27
Tecnología de Ciclos Combinados y combustibles para generación de energía eléctrica	29
Introducción	29
Conversión de la energía.....	29
Ventajas del ciclo combinado	31
Definición, componentes principales y disposición constructiva	32
Esquema técnico y funcionamiento	33
Ciclos termodinámicos empleados en CCTT	35
El ciclo de Carnot.....	35
El ciclo de Rankine (Ciclo de vapor).....	36
El ciclo Brayton	39
Balance de energía del ciclo Rankine-Brayton	42

Listado de sistemas de una central térmica de ciclo combinado [1]	43
Turbina de gas	43
Caldera de recuperación de calor	43
Sistemas de combustibles principal y auxiliar	44
Turbina de vapor	44
Condensador	44
Ciclo agua/vapor	44
Sistemas auxiliares de planta	45
Planta química	45
Alternador	45
Sistema de distribución de energía	46
Combustibles fósiles para generación de electricidad.....	46
Combustibles gaseosos	47
El gas natural	48
Desarrollo global del Ciclo combinado Ibri IPP	50
Descripción del ciclo de gas.....	50
Diseño de la instalación.....	59
Cálculos del sistema global	61
1.2 CÁLCULOS.....	65
Cálculo pérdida de carga.....	67
Cálculo de condensación.....	69
Cálculo de la capacidad del sistema de almacenamiento.....	79
Cálculo de la influencia de las condiciones climáticas sobre cada cilindro individual el sistema de almacenamiento.....	85
Cálculo de la transferencia de calor	85
Cálculo mecánico	108
Cálculo de esfuerzos y deformaciones en el sistema de almacenamiento.....	108
Verificación de los cálculos y de las condiciones de seguridad.....	110
1.3 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL.....	111
Diseño y descripción final del sistema de almacenamiento de gas	113
Diseño de las cuatro unidades que componen el sistema de almacenamiento.....	114
Unidad compresora de gas, 1x100%.....	114
Unidad de almacenamiento de gas a alta presión, 1x100%	117
Unidad reguladora de presión, 3x35%.....	119
Unidad de calentamiento de gas tipo Water bath, 3x35%	122

1.4 ANEJOS	125
Descripción detallada del cambio automático de gas natural a fuel-oil.....	127
Estudio de las condiciones climáticas en la región donde se ubica el emplazamiento del ciclo combinado.....	130
Listado de programas utilizados para el desarrollo de los cálculos	132
DOCUMENTO N°2, PLANOS	133
2.1 LISTA DE PLANOS.....	135
2.2 PLANOS.....	137
DOCUMENTO N°3, PLIEGO DE CONDICIONES	153
3.1 PLIEGO DE CONDICIONES GENERALES	155
3.1.1 Especificación técnica para la central de Ibri IPP	157
3.1.1.1 Condiciones de la localización.....	158
3.1.1.2 Configuración de la planta	159
3.1.1.3 Suministro de combustible de gas natural.....	160
3.1.1.4 Sistema de almacenamiento de gas natural: buffer de gas	160
3.1.1.5 Combustible auxiliar de apoyo: fuel-oil	161
3.1.1.6 Modo de operación y consideraciones de diseño.....	161
3.1.1.7 Requerimientos generales del sistema global	162
Medioambientales	162
Mantenimiento	163
Puesta en obra	163
Calidad.....	164
Mecánicos	164
Equipo de medición.....	165
Técnicos de la turbinas de gas.....	165
Caldera de Recuperación: Heat Recovery Steam Generator HRSG	166
Tuberías para conducción de gas natural	166
Sistema de control: Distributed Control System General (DCS)	166
Sistemas de seguridad y protección.....	166
3.1.1.8 Códigos y estándares.....	167
3.2 PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS Y PARTICULARES	169
3.2.1 Especificación técnica del sistema de almacenamiento de gas	171
3.2.1.1 Descripción general.....	171
3.2.1.2 Condiciones de servicio.....	171
3.2.1.3 Operación.....	172

3.2.1.4 Calidad del gas y características del servicio.....	172
3.2.1.5 Equipamientos y componentes.....	173
3.2.1.6 Requerimientos generales del sistema de almacenamiento	174
Requerimientos de la instrumentación.....	176
Requerimientos de diseño	177
Requerimientos para la fabricación, examen y pruebas.....	178
3.2.2 Especificaciones particulares del sistema de almacenamiento de gas.....	178
3.2.2.1 Suministro de aire, agua y potencia.....	178
3.2.2.2 Códigos y estándares.....	179
Conclusiones y trabajos futuros.....	181
Conclusiones	181
Trabajos futuros	181
Bibliografía	183

Índice de ilustraciones

Ilustración 1 Diagrama P-T	15
Ilustración 2 Estudio de la composición a las presiones límite del buffer	15
Ilustración 3 Estudio de la pérdida de carga	16
Ilustración 4 Consumo de turbina de gas durante el cambio de combustible. Facilitado por el suministrador de turbina de gas.	16
Ilustración 5 Evolución de la presión en la descarga del gas natural contenido en el buffer	17
Ilustración 6 Estudio de la transferencia de calor	17
Ilustración 7 P-T Diagram	21
Ilustración 8 Study of the composition at the limit buffer pressures	21
Ilustración 9 Pressure drop from the exit of the buffer gas to the entrance of the gas turbine	22
Ilustración 10 Gas turbine consume during the fuel switch-over. specified by the gas turbine supplier.....	22
Ilustración 11 Pressure evolution when discharge	23
Ilustración 12 Heat transfer study.....	23
Ilustración 13 Esquema de una planta de Ciclo Combinado convencional.....	29
Ilustración 14 Conversión de la energía en una CCTT con turbina de gas en ciclo abierto	30
Ilustración 15 Conversión de la energía en una CCTT de Ciclo Combinado.....	31
Ilustración 16 Esquema configuración mono-eje.....	33
Ilustración 17 Esquema de una CCTT de Ciclo Combinado	33
Ilustración 18 Esquema técnico general de una central térmica de ciclo combinado de gas natural	35
Ilustración 19 Esquema termodinámico y representación T-s del ciclo simple de Rankine	36
Ilustración 20 Esquema termodinámico y representación T-s del ciclo simple de Rankine	36
Ilustración 21 Método 1: Incremento de la presión de la caldera.....	37
Ilustración 22 Método 2: Sobrecalentamiento a alta temperatura.....	38
Ilustración 23 Método 3: Recalentamiento	38
Ilustración 24 Esquema TD de un ciclo de Bryton y representación en el diagrama T-s	40
Ilustración 25 Curvas de rendimiento de un ciclo Bryton en función de la temperatura máxima de gases y de la relación de compresión.....	41
Ilustración 26 Representación del ciclo TD en el diagrama T-s de un Ciclo Combinado.....	42
Ilustración 27 Balance de energía en un ciclo abierto de gas	42
Ilustración 28 Balance de energía en un ciclo combinado	43
Ilustración 29 Ciclo de gas, estación receptora de gas y unidades de tratamiento.....	53
Ilustración 30 Tanque de condensado	55
Ilustración 31 Ciclo de gas, etapa de compresión global, conexión en paralelo del buffer y distribución hacia turbinas.....	56
Ilustración 32 Ciclo de gas, recorrido hacia turbina, filtros, medidores y calentador de gas del HRSG.....	58
Ilustración 33 Mapa representativo de los recorridos del gas hacia cada una de las cuatro turbinas	67
Ilustración 34 Diagrama de fases	69
Ilustración 35 Clases de gases hidrocarburos	70
Ilustración 36 Envoltorio de fases.....	70

Ilustración 37 Código de la Macro referente al cálculo de la presión de salida durante la descarga del gas natural.....	83
Ilustración 38 Valores finales de presión de salida tras la iteración	84
Ilustración 39 Fenómenos de transferencia de calor en cada cilindro individual del almacenamiento	86
Ilustración 40 Flujo alrededor de un cilindro	88
Ilustración 41 Capas límite del flujo ante un objeto	89
Ilustración 42 Evolución del descenso de la temperatura del gas natural influenciada por la temperatura exterior	93
Ilustración 43 Estudio de la influencia de la temperatura exterior en el cilindro por medio de Ansys	94
Ilustración 44 Evolución del descenso de la temperatura del gas natural influenciada por la temperatura exterior en verano	94
Ilustración 45 Evolución del descenso de la temperatura del gas natural influenciada por la temperatura exterior en verano. Ansys.....	95
Ilustración 46 Evolución del descenso de la temperatura del gas natural influenciada por la temperatura exterior en invierno	95
Ilustración 47 Evolución del descenso de la temperatura del gas natural influenciada por la temperatura exterior en invierno. Ansys.....	96
Ilustración 48 Evolución de la temperatura ambiental en un día de verano y de invierno.....	97
Ilustración 49 Evolución del descenso de temperaturas ambiental y del gas en un día de verano	97
Ilustración 50 Evolución del descenso de temperaturas ambiental y del gas en un día de invierno	98
Ilustración 51 Evolución del descenso de temperatura en función del tiempo para el caso mas desfavorable: el gas se inyecta cuando la temperatura ambiente es mínima	99
Ilustración 52 Esquema de presurización del buffer. Definición de estados inicial y final	102
Ilustración 53 Ajuste de la gráfica de la energía interna en el estado dos vs temperatura por el método de mínimos cuadrados. Obtención de la ecuación de la energía interna en función de T_2	104
Ilustración 54 Ajuste de la gráfica de la energía interna en el estado 3 vs temperatura por el método de mínimos cuadrados. Obtención de la ecuación de la energía interna en función de T_3	105
Ilustración 55 Resultados del análisis de tensión y deformación	109
Ilustración 56 Primera etapa: compresión.....	115
Ilustración 57 Compresor de gas natural	116
Ilustración 58 Segunda etapa: almacenamiento.....	117
Ilustración 59 Tercera etapa: reducción de presión	119
Ilustración 60 Válvula de control.....	120
Ilustración 61 Válvula de cierre de seguridad SSV	121
Ilustración 62 Cuarta etapa: calentamiento.....	122
Ilustración 63 Estructura , geometría y componentes del Calentador de tipo Water Bath	122
Ilustración 64 Calentador de tipo Water Bath	123
Ilustración 65 Consumo de turbina de gas durante el cambio de combustible. Facilitado por el suministrador de turbina de gas.	128

Índice de tablas

Tabla 1 Propiedades del gas natural	48
Tabla 2 Composición (%) del gas natural según su origen.	49
Tabla 3 Natural Gas ("GCF Fuel gas specification Rev 2 Anexo 10 OTS").....	50
Tabla 4 Contenidos del gas natural	50
Tabla 5 Presión y temperatura en puntos terminales	52
Tabla 6 Pérdida de carga en equipos	53
Tabla 7 Valores de diseño del ciclo de gas	59
Tabla 8 Velocidades permitidas	62
Tabla 9 Resumen de los resultados del sistema global del ciclo de gas (1)	62
Tabla 10 Resumen de los resultados del sistema global del ciclo de gas (2)	63
Tabla 11 Resumen de los resultados del sistema global del ciclo de gas (3)	63
Tabla 12 Pérdida de carga total según tramos y presión final	68
Tabla 13 Características de cada compuesto del gas natural	72
Tabla 14 Clasificación de los componentes del gas natural según su densidad y número de carbonos.....	72
Tabla 15 Composición reducida	73
Tabla 16 Composición completa	73
Tabla 17 Composición utilizada en la macro Propas integrada en Excel	74
Tabla 18 Puntos de saturación del gas natural. Refprop-Nist.....	75
Tabla 19 Composición del gas saturado a la presión alta del buffer para la composición reducida.....	76
Tabla 20 Composición del gas saturado a la presión baja del buffer para la composición reducida.....	76
Tabla 21 Composición del gas saturado a la presión alta del buffer para la composición completa	77
Tabla 22 Composición del gas saturado a la presión baja del buffer para la composición completa	77
Tabla 23 Coeficientes C y m para el calculo convectivo.....	91
Tabla 24 Resumen de los resultados obtenidos.....	96
Tabla 25 Evolución de las presiones y temperaturas y definición del trigger point	100
Tabla 26 Tiempo hasta superar el trigger point. Este tiempo marcará la primera presurización del buffer.....	100
Tabla 27 Estimación preliminar del número de presurizaciones	101
Tabla 28 Valores para la obtención de la ecuación de energía interna en función de la temperatura del estado 2	103
Tabla 29 Estudio final del número de presurizaciones final a realizar en el buffer	106
Tabla 30 Parámetros de interés sobre cada cilindro individual para el cálculo mecánico	108
Tabla 31 Propiedades del acero estructural	109
Tabla 32 Puntos terminales.....	114
Tabla 33 Características del compresor de gas	116
Tabla 34 Características de la válvula de control	120
Tabla 35 Características de la válvula de cierre de seguridad SSV.....	121
Tabla 36 Especificaciones técnicas del calentador de tipo Water Bath.....	124
Tabla 37 Cálculo del consumo de gas natural durante el cambio de combustible.....	128

Tabla 38 Ubicación geográfica del emplazamiento	130
Tabla 39 Variación del clima en el emplazamiento.....	131
Tabla 40 Resumen de los parámetros más representativos del clima en el emplazamiento...	131
Tabla 41 Listado de programas utilizados para el desarrollo de los cálculos	132
Tabla 42 Lista de planos adjuntados	136
Tabla 43 Localización aproximada del emplazamiento	158
Tabla 44 Plano de distribución de áreas de la central de ciclo combinado	159
Tabla 45 Valores límite de filtrado de partículas contenidas en el gas natural	172

Agradecimientos

Tras dos intensos años cursando el Máster de Ingeniería Industrial, me encuentro en el momento de culminar mi etapa universitaria y no puedo mirar atrás en el tiempo sin sentirme orgulloso y agradecido por todas las experiencias atesoradas y por todo lo aprendido. Todo lo que estas vivencias, técnicas y personales, me han aportado a lo largo de este largo camino han aumentado mi motivación y determinación por continuar creciendo en la misma dirección del trabajo y del esfuerzo.

Durante estos dos años de Máster, he sufrido altibajos, épocas de mucho estrés y duro trabajo pero con esfuerzo, constancia, dedicación y sobretodo motivación propia y creencia en uno mismo todo se supera. Además, no habría sido posible sin las personas que siempre han estado a mi lado como mi familia y amigos, con su apoyo, he conseguido superar todas las barreras con éxito hacia los objetivos que me propuse. Por ello, me gustaría agradecerles la labor de haber hecho estos años más fáciles, la ayuda y el apoyo que me han brindado en todo momento.

Académicamente el Máster ha cumplido con las expectativas que me había planteado en su inicio y socialmente las ha superado de forma sobresaliente. Los compañeros de profesión a los cuales también puedo llamar amigos, no solo me han mostrado que se puede competir desde el compañerismo y el crecimiento mutuo. La transferencia de conocimiento y recursos para conseguir superar de forma conjunta, trabajando en equipo, los objetivos propuestos es algo fundamental para el crecimiento profesional. Además, el hecho de compartir proyectos con mis compañeros me hizo pasar mucho tiempo en equipo, lo cual me ha aportado muchísimo personalmente. Estos factores me ha ayudado mucho a mejorar como persona y a perfilar mis inquietudes y áreas de mejora profesionales.

Por otro lado me gustaría agradecer a Empresarios Agrupados, empresa donde realicé las prácticas a partir de las cuales he desarrollado este Trabajo Fin de Máster, haberme aportado todos las herramientas y conocimiento necesarios para poder realizar mi trabajo de forma correcta, en un buen ambiente y pudiendo investigar más allá de lo puramente necesario para este trabajo. Merece especial mención Jorge Cedillo Rojas, mi director de trabajo y tutor de prácticas, por el constante interés, guía y colaboración mostrados en todo momento. Me permitió durante estos siete meses de desarrollo realizar mi Trabajo Fin de Máster de forma satisfactoria, lo cual ha podido abrirme las puertas de este sector al cual me gustaría dedicar mi futuro profesional.

Con el mismo ímpetu me gustaría agradecer y dedicar a mi familia la realización de este Trabajo Fin de Máster. Ellos me han proporcionado los medios necesarios para poder realizar mis estudios universitarios, regalándome toda la ayuda posible y animándome en los momentos difíciles en los que más lo necesitaba. Todas las personas mencionadas han sido, en cierta medida, responsables de que haya disfrutado enormemente el Máster. La finalización de este Trabajo Fin de Máster marca la finalización de una de las etapas más importantes de mi vida, y da comienzo a la cual estoy ilusionado de poder enfrentarme y muy preparado gracias a la formación que he recibido y el gran esfuerzo que he dedicado.

Objetivos del Trabajo Fin de Máster

Este Trabajo fin de Máster se centra en el estudio y análisis de un ciclo de gas participante en la producción de energía eléctrica por medio de un ciclo combinado con el objetivo de integrar en el y diseñar el sistema de almacenamiento de gas que permita el cambio de combustible principal, gas natural, a combustible de back-up fuel-oil. Para conseguir obtener la solución se seguirán una serie de procedimientos, se implementaran metodologías y se atenderán a las restricciones impuestas por suministradores y en todo momento los objetivos que pretende conseguir el trabajo con la creación de este subsistema son los citados a continuación:

- 1) Resolver el problema que supone la interrumpibilidad de suministro de la red de gas natural para ambas plantas de Ciclo Combinado en estos países donde existe una red gasista y eléctrica poco robusta.
- 2) Otorgar por medio de este sistema de almacenamiento de una mayor flexibilidad en la operación en lo que al cambio de combustible se refiere al centro de operaciones de red. Mejorar la coordinación entre este y la central de ciclo combinado.
- 3) Resolver el problema derivado de existir algún incidente en los equipos de la instalación relativos a la compresión y tratamiento de ese gas durante el trayecto comprendido entre la entrada del gas a la central hasta su llegada a turbina. También dará solución a los problemas de presión en el punto de entrega del gas de red a la central de ciclo combinado.
- 4) Pretende crear un modelo que facilite y acelere el proceso de diseño de este tipo de sistemas para futuros proyectos de carácter similar a los que Empresarios Agrupados se enfrente.
- 5) Por último, intentará justificar la validez tecnológica de los ciclos combinados y del gas natural como una de las tecnologías que deben estar presentes en el futuro mix energético de estos países de Oriente Medio.

Este documento consta de diversas partes claramente diferenciadas. Comienza con una primera parte puramente descriptiva técnica sobre los ciclos combinados y el gas natural como combustible. Continúa mas adelante con la explicación de los requisitos exigidos por el cliente para el proyecto oficial de diseño y construcción del sistema de almacenamiento y para el ciclo combinado en general y de gas en particular. Siguiendo con la exposición de la instalación del sistema de gas donde irá integrado el buffer. A partir de este punto se expone el proceso de cambio de combustible definido por el suministrador de turbinas de gas para más adelante llevar a cabo todos los estudios que pretenden justificar la elección del diseño final y del procedimiento que pretende gestionar este sistema. Por último se realiza un análisis mecánico para comprobar que los depósitos de almacenamiento de gas diseñados quedan del lado de la seguridad asegurando por tanto un correcto funcionamiento a lo largo de la vida útil de la instalación.

He creído oportuno, debido a que se trata del trabajo fin de máster de ingeniería industrial, explicar con el mayor detalle posible los fundamentos de todos los procesos que intervienen, dispositivos principales y auxiliares que toman protagonismo y fenómenos ocurridos que tienen relación con el diseño de este sistema de almacenamiento. Lo cual me ha llevado a investigar y profundizar en mis conocimientos eléctricos, químicos, termodinámicos y de mecánica de fluidos.

Resumen del Trabajo Fin de Máster

DISEÑO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL PARA EL CAMBIO DE COMBUSTIBLE A FUEL-OIL EN UNA CENTRAL DE CICLO COMBINADO

Autor: Gómez Borreguero, José María.

Director: Cedillo Rojas, Jorge.

Entidad Colaboradora: Empresarios Agrupados.

RESUMEN DEL PROYECTO

Introducción

El presente Trabajo Fin de Máster se ha realizado durante el transcurso del curso 2016-2017 en Empresarios Agrupados. El trabajo estará basado en los proyectos IBRI IPP Y SOHAR IPP, dos plantas de producción de energía eléctrica por medio de la tecnología del ciclo combinado. El 1 de abril de 2019 comenzará la explotación comercial de la planta (Final Power CCGT. 1100-1450 MW).

El presente Trabajo Fin de Máster se basará concretamente en el diseño del sistema de almacenamiento de gas para el cambio de combustible de gas natural a fuel oil. Este deberá estar definido para permitir un cambio de combustible eficiente y por tanto será necesario además de su diseño, el estudio del sistema global de procesamiento del combustible desde su llegada a través de la red de gas natural hasta su entrada en la turbina de gas. Los objetivos que persiguen el diseño, cálculo y desarrollo de este sistema de almacenamiento de gas natural son los siguientes:

1. Dar solución al problema de interrumpibilidad de suministro en la red de gas.
2. Otorgar una mayor flexibilidad en la operación de producción de energía eléctrica, facilitando la intervención del centro de operaciones de red.
3. Evitar que los incidentes ocurridos en equipos relativos a compresión y tratamiento del gas, además de los problemas de presión en el punto de entrega del gas de red, sin ocasionar una parada en el output eléctrico de la planta.
4. Creación de un modelo de cálculo que facilite y acelere el proceso de diseño de futuros proyectos similares para Empresarios Agrupados.
5. Justificar la validez tecnológica de los ciclos combinados y del gas natural para estar presente en el futuro mix energético de estos países de Oriente Medio.

Los países a los que irá destinado este estos sistemas de almacenamiento tienen una red eléctrica y gasista poco robusta. No existen referencias explícitas para poder consultar a la hora de realizar el diseño del sistema de almacenamiento. Se trata por tanto de una solución ya conocida aplicada a un problema novedoso. Se establece como una solución ideal para países con inestabilidad en la red y donde los costes variables son bajos. Por lo tanto, estos factores lo sitúan dentro de los futuros planes estratégicos de los gobiernos de los países de Oriente Medio. Estas razones definen el atractivo de este

Trabajo Fin de Master, ya que en un futuro se prevé desarrollar este tipo de centrales donde el sistema de almacenamiento se erige como un elemento fundamental.

Para conseguir todos estos cinco objetivos se seguirá una estrategia de procesamiento top-down, es decir, en primer lugar se ha estudiado el sistema de forma global. Este primer estudio sirve de base para el estudio del siguiente nivel donde se analizan cada elemento de forma independiente. Una vez se realizó este procedimiento se extrajeron las principales conclusiones para la integración del sistema almacenamiento de gas natural. Para ello, se han definido de forma precisa las condiciones de operación de este gas natural en cada punto terminal de la instalación relativas a variables de presión, temperatura, cantidad de fluido por unidad de tiempo.

Una vez se consiguió este nivel de detalle se comenzó con el diseño del sistema de almacenamiento de gas que permite el cambio de combustible principal gas natural a combustible de back-up (fuel-oil) en la central de ciclo combinado. Se ha diseñado teniendo en cuenta la definición por parte de la empresa suministradora de la turbina de gas (GE - Ansaldo) del procedimiento de cambio de combustible. Es decir, por motivos de seguridad en la turbina, durante el cambio quedan establecidos los valores de presión, temperatura, caudal y tiempo en la entrada de esta. Por consiguiente se hizo necesario definir el valor final de las condiciones en el punto de salida del sistema de almacenamiento y en todo su interior para conseguir aportarlo a los puntos terminales ya en las condiciones óptimas. Para ello, se llevaron a cabo distintos estudios y análisis.

Metodología, resultados y conclusiones.

El esquema técnico del buffer de gas está dividido en cuatro etapas bien diferenciadas: Una primera etapa de compresión previa al almacenamiento, seguida de dos etapas tras la descarga del gas almacenado correspondientes a su puesta a punto. En primer lugar una etapa de reducción de presión seguida de una etapa de calentamiento. Cuando se produce el estado de emergencia, donde toma protagonismo el sistema de almacenamiento, la central comienza a operar en ciclo abierto. Este almacenamiento estará integrado en el esquema global del ciclo de gas, conectado en paralelo a la tubería principal entre la primera etapa de compresión y las 4 turbinas de gas.

1. Compresión
2. Almacenamiento
3. Reducción de presión
4. Calentamiento

A continuación expondré la metodología seguida para obtener los diferentes resultados junto con las conclusiones obtenidas en cada uno de los cuatro estudios que pretenden confirmar el diseño del buffer, estos son: condensación, pérdida de carga, gradiente de presión en la salida y transferencia de calor.

Estudio de la condensación

El gas natural está compuesto principalmente por metano (CH₄) mezclado con otros hidrocarburos y componentes no hidrocarburos. El gas natural sufre cambios de presión y temperatura pudiendo llevar a que hidrocarburos pesados condensen. Dichos líquidos son indeseables para los sistemas de transporte y para los equipos de los usuarios. La posibilidad de que tal situación se presente es medida en términos del “punto de rocío de hidrocarburos”.

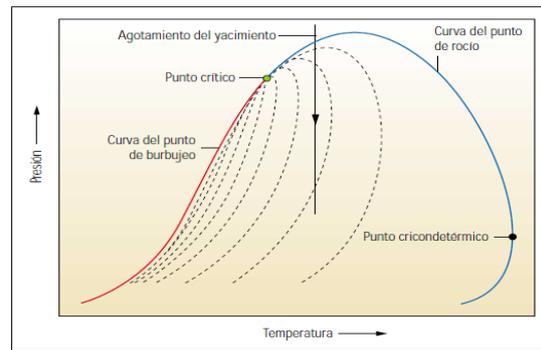


Ilustración 1 Diagrama P-T

El PRH es la temperatura, para una presión dada, a la cual los componentes pesados del gas natural empiezan a condensar desde su fase gaseosa. Este estudio se ha realizado para las presiones límite del almacenamiento y el objetivo es saber a qué temperatura satura el primer compuesto pesado con el propósito de establecer un margen de seguridad. Para el cálculo de la condensación se ha utilizado el software Refprop-Nist.

Tª fase líquida	Tª fase vapor	Pª fase líquida	Pª fase vapor
-8,9629	-8,9629	78	78

	N2	CO2	CH4	C2H6	C3H8	C4H10	C4H10	C5H12	C5H12	C6H14
vap	0,0483	0,024	0,8379	0,0469	0,0291	0	0,0099	0	0,0028	0,0011
liq	0,01	0,0217	0,425	0,0910	0,144	0	0,131	0	0,0884	0,0886

Tª fase líquida	Tª fase vapor	Pª fase líquida	Pª fase vapor
-2,9045	-2,9045	49	49

	N2	CO2	CH4	C2H6	C3H8	C4H10	C4H10	C5H12	C5H12	C6H14
vap	0,0483	0,024	0,8379	0,0469	0,0291	0	0,0099	0	0,0028	0,0011
liq	0,0040	0,015	0,268	0,075	0,14	0	0,174	0	0,143	0,1718

Ilustración 2 Estudio de la composición a las presiones límite del buffer

De este estudio se extrae como conclusión que las temperaturas de saturación para los dos valores de presión límites son de 3 y 9 °C bajo cero, por lo tanto, es objetivo del proyecto establecer un límite para presurizar y calentar antes de que las temperaturas del gas en la instalación rebasen estos límites.

Estudio de la pérdida de carga

A continuación se realizó un estudio de la pérdida de carga para cada uno de los tramos comprendidos entre la salida del sistema de almacenamiento y la entrada a cada una de las cuatro turbinas. Para ello se ha utilizado el software Perimcon. El objetivo era saber, una vez fijada la presión por el suministrador de turbina de gas en 40 bara, recorriendo los distintos tramos hasta llegar al sistema de almacenamiento, cuál sería la presión límite inferior a la que tendría que salir el gas. Se ha tenido en cuenta en el cálculo todos los obstáculos que encuentra el gas a su paso, tales como: válvulas, codos, tes, longitud

de tramos y rugosidad. Dando como resultado unas caídas entre 3 y 5 bara. Lo que hace que el gas tenga que salir del sistema de almacenamiento con una presión entorno a los 46-48 bares absolutos.

	TURBINA 11	TURBINA 12	TURBINA 21	TURBINA 22
PERDIDA DE CARGA TOTAL (bara)	3.888	4.078	4.592	4.593
PREISION FINAL (bara)	42.1122	41.9216	41.4078	41.4066

Ilustración 3 Estudio de la pérdida de carga

Gradiente de presión en la salida del sistema de almacenamiento durante la descarga

A continuación se calculó la capacidad final del buffer. En la gráfica mostrada a continuación se representa el consumo fijado por los suministradores de turbina en el proceso de cambio de combustible. De esta, se halló la cantidad de gas total, teniendo en cuenta además la cantidad de gas necesaria para impulsar el calentador.

Resulting Data for Natural Gas		IBRI
Plant Net Power Output		1866.159 MW

INPUT for calculation	
max. Power reduction for FSWO	600 MW
Resulting Plant Net Power	1266.159 MW
Plant Net Power per Block	633.0794 MW
GT Net Power per Block	398.8 MW
GT Net Power	199.4 MW

- 600 MW switchover

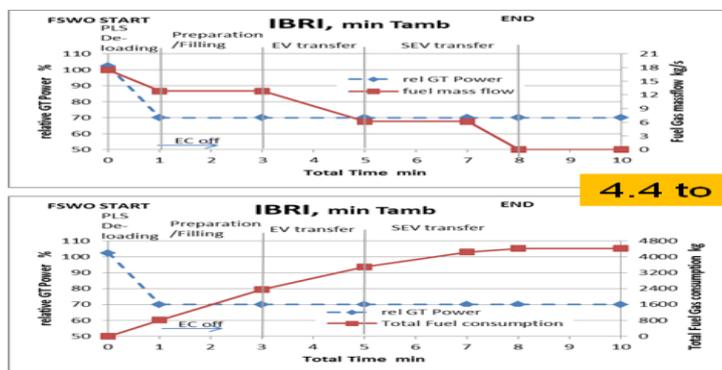


Ilustración 4 Consumo de turbina de gas durante el cambio de combustible. Facilitado por el suministrador de turbina de gas.

Más adelante por medio de una macro Excel, que tiene en cuenta la variación de energía interna, se comprobó para qué valor de capacidad del depósito la presión en la descarga se mantenía por encima de 48 barg (valor límite correspondiente al cálculo de la pérdida de carga). Este valor resultante es de 900 m³, dos veces y media mayor al necesario neto calculado. Estas gráficas muestran los resultados del gradiente de presión en la descarga. Se comprueba cómo se respeta el valor limite, quedando siempre por encima

de los 48 bar absolutos fijados. Por lo tanto, este valor de capacidad será el que se valore como valor final para el sistema.

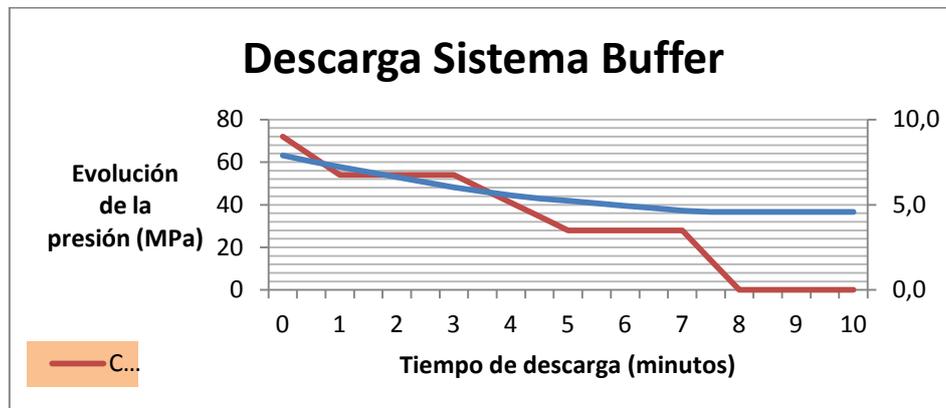


Ilustración 5 Evolución de la presión en la descarga del gas natural contenido en el buffer

Estudio de la transferencia de calor en los depósitos individuales

El último estudio realizado fue el referente a la transferencia de calor producida entre el gas almacenado en el depósito con el medio exterior, a fin de representar como se verá afectado el gas debido al transcurso del día y la noche. Para cada cilindro existen tres fenómenos de transferencia de calor, por orden: convección interna, conducción a través del espesor y convección externa.

En primer lugar se construyó el modelo en Ansys y se realizó el análisis simulando el descenso de la temperatura ambiente que rodea al cilindro. De este se dedujo que la conducción sería despreciable. Por ello, el cálculo se ha centrado únicamente en el fenómeno de convección externa. Para hallar el coeficiente de transferencia de calor h de forma analítica, se ha utilizado el método de Zhukauskas. Y finalmente, se ha estudiado analíticamente el descenso de temperatura obteniendo un resultado similar al obtenido en Ansys, confirmando por tanto el modelo.

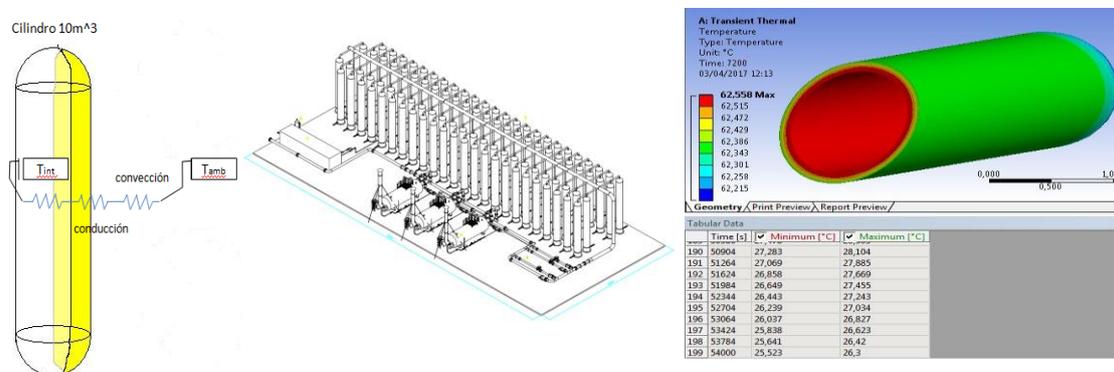


Ilustración 6 Estudio de la transferencia de calor

El primer análisis se realizó para el caso en el que el llenado del tanque se produce cuando la temperatura ambiente es máxima. De esta manera se puede observar la evolución en la caída de temperatura del gas afectado por el descenso de temperatura exterior. El segundo se estableció para cuando el llenado del tanque se produce en el instante en el que la temperatura exterior es mínima. Evidentemente la caída demostró ser mucho más rápida y de este análisis se determinó el número de presurizaciones diarias necesarias para evitar que el gas caiga por debajo de una temperatura y presión establecidas como valor límite.

Por último, se realizó un análisis mecánico de las tensiones y deformaciones que tienen lugar en sistema de almacenamiento debido a las variaciones de presión y temperatura internas del gas natural contenido. Concluyendo que el diseño se había realizado correctamente quedando del lado de la seguridad.

Referencias

- [1] ICAI. Explotación de los Sistemas de Energía Eléctrica.
- [2] ICAI. Ingeniería Energética.
- [3] ICAI. Instalaciones Industriales.
- [4] Fundamentos de Transferencia de Calor. Autores: Frank P. Incropera y David P. De Witt.
- [5] Identificación y cuantificación de las fuentes de incertidumbre que afectan el proceso de medición del punto de rocío de hidrocarburo y el poder calorífico del gas natural. Autores: Grupo de investigación en fluidos y energía GIFE.

DESIGN OF A NATURAL GAS BUFFER SYSTEM FOR THE FUEL CHANGE OVER FROM NATURAL GAS TO FUEL-OIL IN A COMBINED CYCLE ELECTRIC PRODUCTION PLANT

Introduction

This Final Master Thesis has been developed during the course 2016-2017 at Empresarios Agrupados. This work is based on IBRI IPP Y SOHAR IPP projects, two electric power plants that use the combined cycle technology. The commercial exploitation of this combined cycle power plant will be held on April 1, 2019 (Final Power CCGT. 1100-1450 MW).

This Final Master Thesis will be based on the design of the natural gas buffer system for the fuel change-over from natural gas to fuel-oil. This buffer system will have to be defined in order to allow an efficient fuel change-over. Therefore, it will be necessary to carefully study the global system where this buffer system will be integrated, from the connection facility with the national natural gas network passing through all the auxiliary elements to its final entry in turbine to produce power. The main objectives chased on the design, calculation and development of this natural gas buffer system are the following:

1. Give solution to the supply interruptibility problem of the gas network.
2. Contribute to a major flexibility on the operation of electric energy by the plant, making the intervention of the center for network operations more feasible.
3. Avoid any incident on the equipment relative to the treatment of natural gas and also avoiding problems regarding drop pressure on the delivery point at the entrance of the facility. Generally speaking, creating a solution that avoids any event that could cause a stop state on the electric output of the plant.
4. Creation of a mathematical model that not only eases but also accelerates the design process of future similar projects for Empresarios Agrupados.
5. Justify the technological value of combined cycles and natural gas in order to be participating on the future energy mix of all these Middle Eastern countries.

This buffer system will be designed for combined cycles that will be located in countries with a weak gas and electric network. For this reason, it can't be found an explicit reference in order to support the design of this buffer system. Therefore, it is a well known solution applied to a new problem. This buffer system is introduced as an ideal solution for countries with network instability and low operational cost. All those factors place this buffer systems on future gubernamental energy-strategic plans of Middle Eastern countries. This reasons define the attractiveness of this Final Master Thesis as this projects, where the buffer system arises as a key fundamental element, will have implementation and economic consequences in the very near future.

In order to achieve these five goals a top-down processing strategy will be pursued. Firstly the system is analyzed globally. This first analysis serves as a basis for the study of the next level where all of them are independently analyzed. Once this procedure was totally completed, conclusions for the integration of the buffer system were able to be extracted. For this, all the design and operational conditions of the terminal points have

been carefully defined regarding pressure, temperature and flow rate among others variables.

Once this level of detail was accomplished the design of the natural gas buffer system started. It allows the fuel change-over, from gas natural to a back-up fuel-oil for this combined cycle production plant. This buffer system was designed taking into account the change-over procedure defined by the turbine gas suppliers (GE - Ansaldo). This supplier company defined limit operational values for their gas turbines to be respected during the change-over as well as the precise way of performing the progressive change-over. To sum it up, in order to guarantee this behaviour on the gas turbine permanently during the change-over all the values regarding pressure, temperature, flow and time are set up in the entrance of the turbine, besides the connection point with the main header. As a result, it was necessary the definition of the final values for the conditions at the exit point of the buffer system and also in the interior of it in order to get provided this natural gas to the terminal points in the optimal conditions for its service. In this way, different studies were derived.

Methodology, results and conclusions.

The technical scheme of the buffer system is divided in four different stages: the first one is related to a compression before the gas is stored, this stage is followed by two more stages after the relief of the gas stored regarding its fine-tuning. Firstly a pressure reduction stage followed by a heating on. When the emergency state is activated, buffer system arises as the main character and the process starts to operate in a open mode. This buffer system will be integrated on the global gas cycle, parallel-connected to the main header before the first compression stage and the 4 gas turbines.

1. Compression
2. Storage Buffer System
3. Pressure reductor
4. Heating

From now on I will present the methodology followed in order to get all the results and conclusions in each of the four main different studies that justify the final buffer design, this are: condensation, pressure drop, pressure gradient at the exit terminal point and heat transfer.

Study of condensations

Gas natural is composed mainly by methane (CH₄) mixed with other hydrocarbons and no hydrocarbon components. Natural gas suffers changes of pressure and temperature causing some heavy hydrocarbons to condensate before other components. Those liquids are undesirable for transport systems and for equipment. The possibility of this situation to happen is measured by means of the dew point.

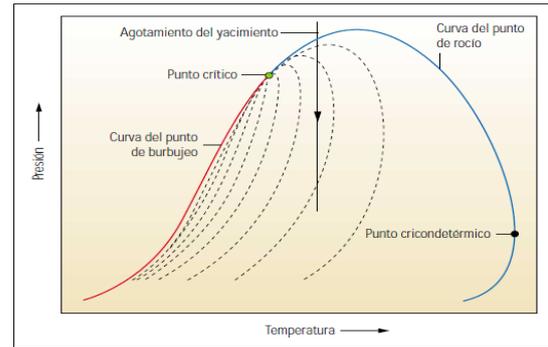


Ilustración 7 P-T Diagram

The dew point is the temperature, at a given pressure, by which all the heavy hydrocarbons start to condensate from their gaseous phase. This study was made considering the limit pressures of the buffer system and the objective is to know which is the saturation temperature for the first saturated component. So, knowing this value, it is possible to establish a security margin. For this calculations software Refprop-Nist has been used.

T ^o fase líquida	T ^o fase vapor	P ^o fase líquida	P ^o fase vapor
-8,9629	-8,9629	78	78

	N2	CO2	CH4	C2H6	C3H8	C4H10	C4H10	C5H12	C5H12	C6H14
vap	0,0483	0,024	0,8379	0,0469	0,0291	0	0,0099	0	0,0028	0,0011
	N2	CO2	CH4	C2H6	C3H8	C4H10	C4H10	C5H12	C5H12	C6H14
liq	0,01	0,0217	0,425	0,0910	0,144	0	0,131	0	0,0884	0,0886

T ^o fase líquida	T ^o fase vapor	P ^o fase líquida	P ^o fase vapor
-2,9045	-2,9045	49	49

	N2	CO2	CH4	C2H6	C3H8	C4H10	C4H10	C5H12	C5H12	C6H14
vap	0,0483	0,024	0,8379	0,0469	0,0291	0	0,0099	0	0,0028	0,0011
	N2	CO2	CH4	C2H6	C3H8	C4H10	C4H10	C5H12	C5H12	C6H14
liq	0,0040	0,015	0,268	0,075	0,14	0	0,174	0	0,143	0,1718

Ilustración 8 Study of the composition at the limit buffer pressures

To sum it up, the saturation temperatures for the natural gas pressure limits studied are 3 and 9 °C below zero respectively. Therefore, it is necessary to establish a limit in order to increase pressure and proportionally temperature in case the values go beyond this limits.

Study of pressure drop between the buffer system exit and the gas turbine entrance.

Straightaway a study of the pressure drop was made for each of one of the four different paths from the buffer system exit to the gas turbines. For this calculations software Perimcon has been used. The objective is to calculate, once the pressure is fixed by the supplier of gas turbines at 40 bara (going backwards through the different paths till the buffer system is reached), which would be the under limit pressure of gas in the exit point of the buffer. It has been taken into account all the blockages that gas encounters at its movement, such as: valves, elbows, T's, rugosity and length of the pipes. The result achieved is a pressure drop of 3 to 5 bara. So, the pressure value of the gas at the exit terminal point of the buffer system needs to be between 46-48 absolute bar.

	TURBINA 11	TURBINA 12	TURBINA 21	TURBINA 22
PERDIDA DE CARGA TOTAL (bara)	3.888	4.078	4.592	4.593
PRESION FINAL (bara)	42.1122	41.9216	41.4078	41.4066

Ilustración 9 Pressure drop from the exit of the buffer gas to the entrance of the gas turbine

Pressure gradient of gas on the exit of the buffer system when discharge.

After the study of pressure drop final capacity of the buffer system was calculated. On the next graph it is represented the consumption fixed by the supplier of gas turbines for the fuel change-over process. From this graph it can be extracted the total quantity of natural gas necessary to run this process plus all the gas needed to run the heater and a 10% of margin established.

Resulting Data for Natural Gas	IBRI	
Plant Net Power Output	1866.159	MW
INPUT for calculation		
max. Power reduction for FSWO	600	MW
Resulting Plant Net Power	1266.159	MW
Plant Net Power per Block	633.0794	MW
GT Net Power per Block	398.8	MW
GT Net Power	199.4	MW

- 600 MW switchover

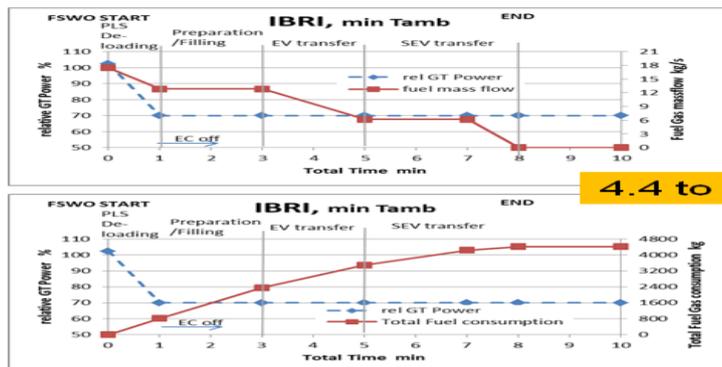


Ilustración 10 Gas turbine consume during the fuel switch-over. specified by the gas turbine supplier.

Later on an Excel macro was created that takes into account the internal energy change, By means of this program was calculated the capacity value that allows a pressure value above those 48 barg on the discharge process (limit value corresponding to the calculation of pressure drop). This value resulted in 900 m³, 2 and a half times the net one calculated before. This graph shows the results of this pressure gradient on the discharge process. It can be seen that in any moment this limit value is outperformed, being this value always above this 48 bara previously fixed. So, this value will be the one considered for the final design of the system.

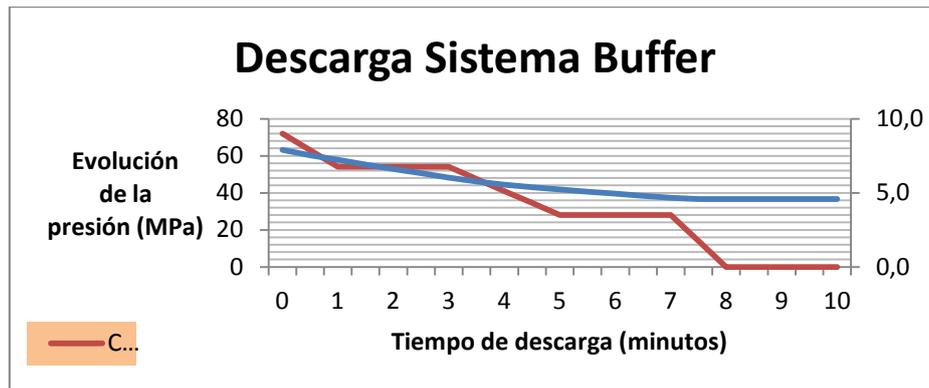


Ilustración 11 Pressure evolution when discharge

Study of heat transfer on each individual storage unit

The final study for this buffer system tackles the heat transfer between the air atmosphere temperature and the temperature of the natural gas inside each individual storage unit. The objective is to represent the influence that this exterior air exerts to the natural gas stored during the transition from day to night. For each cylinder it has been considered 3 different types of heat transfer methods: internal convection, conduction through the thickness of the cylinder and external convection.

Firstly an Ansys model was developed and made an analysis simulating a gradual decrease in the ambient temperature that goes around the cylinder. From this analysis it could be deduced that the conduction through the thickness could not be considered. So, the calculation only took into account the external convection. In order to analytically get the heat transfer coefficient h , Zhukauskas method was used. Finally, the analytical model was confirmed by comparing it to the Ansys model file, therefore obtaining the same results.

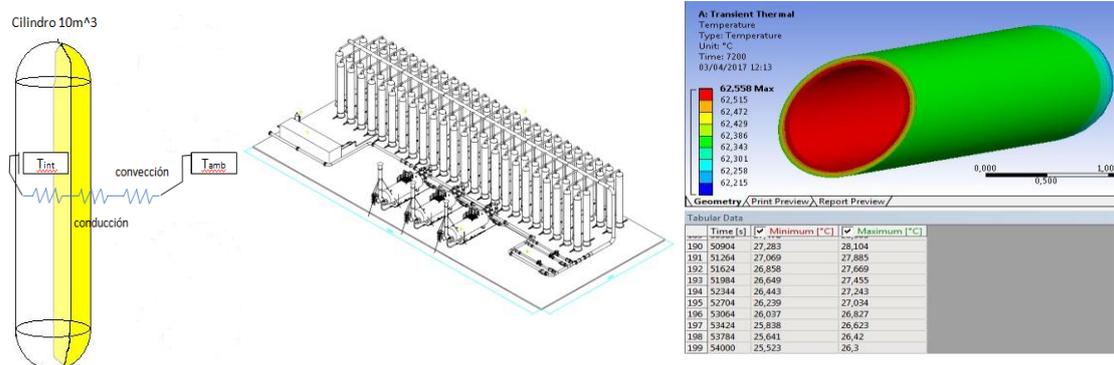


Ilustración 12 Heat transfer study

The first analysis made was the one that considers the gas natural filling of the storage when the ambient temperature is at its high values. So from this analysis it can be

observed the decline of the gas temperature affected by the declining of the external ambient temperature. The second analysis was established considering the gas natural filling of the storage when the ambient temperature is at its low values. Evidently this last drop demonstrated to be much more sharp and from this analysis it can be deducted the number of necessary pressurization processes during a given day in order to avoid gas pressure falling behind a limit value established as a trigger point.

Lastly, a mechanical analysis was conducted. So stress and deformation that appear on the individual storage units due to the changes in the internal pressure and temperature of the gas stored. To conclude, it can be say that the design was made correctly remaining on the side of security.

References

- [1] ICAI. Explotación de los Sistemas de Energía Eléctrica.
- [2] ICAI. Ingeniería Energética.
- [3] ICAI. Instalaciones Industriales.
- [4] Fundamentals of heat transfer. Autores: Frank P. Incropera y David P. De Witt.
- [5] Identificación y cuantificación de las fuentes de incertidumbre que afectan el proceso de medición del punto de rocío de hidrocarburo y el poder calorífico del gas natural. Autores: Grupo de investigación en fluidos y energía GIFE.

DOCUMENTO N°1, MEMORIA

DOCUMENTO N°1 MEMORIA

ÍNDICE GENERAL

1.1 MEMORIA DESCRIPTIVA

1.2 CÁLCULOS

1.3 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL

1.4 ANEJOS

1.1 MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1 MEMORIA DESCRIPTIVA

ÍNDICE GENERAL

1.1.1 Tecnología de ciclos combinados y combustibles para generación eléctrica

1.1.2 Desarrollo global del ciclo combinado de IBRI IPP

Tecnología de Ciclos Combinados y combustibles para generación de energía eléctrica

Introducción

El parque de producción eléctrica basado en el consumo de combustibles fósiles puede ser clasificado en las siguientes tipologías diferenciadas: centrales térmicas convencionales (CTC), centrales térmicas Diesel (CD), centrales térmicas de ciclo combinado (CTCC).

Los CTCCs son plantas que presentan gran capacidad normalmente (>100MW) y son propias de grandes sistemas eléctricos donde el factor de escala resulta determinante desde el punto de vista económico [1].

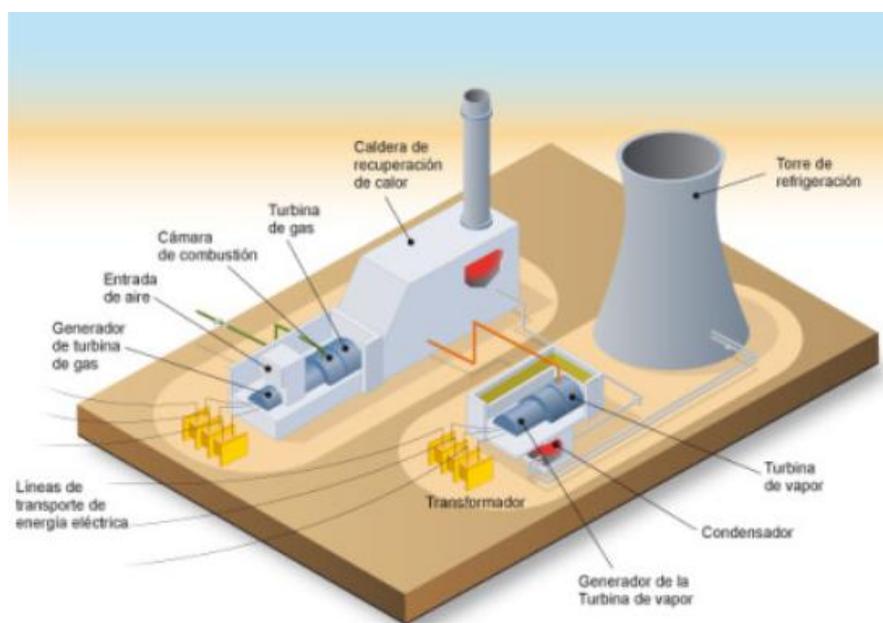


Ilustración 13 Esquema de una planta de Ciclo Combinado convencional

Conversión de la energía

Del mismo modo que con las CCTT convencionales, en las CCTT que utilizan turbinas de gas en ciclo abierto, la energía disponible tras cada etapa de conversión va disminuyendo debido a la ineficiencia de los distintos procesos.

En el caso de las CCTT que operan por medio de turbinas de gas en ciclo abierto, se pueden observar las mismas etapas de conversión que en el caso de las CCTT que operan con turbinas de vapor. Sin embargo, en este caso, el fluido portador de calor son los propios gases de combustión, que se expanden directamente en la turbina de gas. En ciclo abierto, las plantas que emplean turbinas de gas poseen rendimientos globales que podrían alcanzar hasta un 40-45%.

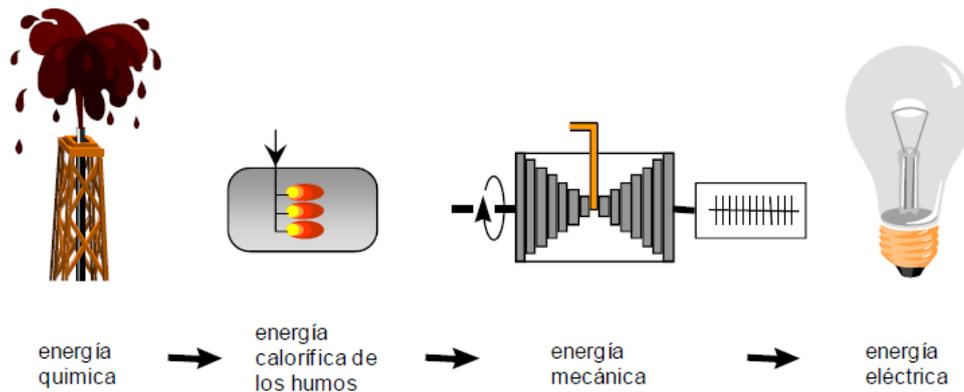


Ilustración 14 Conversión de la energía en una CCTT con turbina de gas en ciclo abierto

El ciclo combinado consiste en la combinación apropiada de una turbina de gas y una turbina de vapor, de esta modo, la turbina de gas actúa como ciclo donante para el ciclo de vapor receptor. El calor residual sobrante del ciclo abierto es aprovechado como foco caliente del ciclo de vapor, lo que supone sumar las potencias y rendimientos individuales de ambos ciclos para definir la potencia y eficiencia total del Ciclo Combinado.

Tal y como se comentaba, el foco caliente de una CCTT de Ciclo Combinado se obtiene por medio del proceso llevado a cabo en la cámara de combustión de la turbina de gas. Tiene lugar el quemado del combustible en la caldera, empleando como comburente aire previamente comprimido a alta entalpía. Los gases producidos en la combustión son utilizados como fluido motor, de manera que la turbina transforma entalpía de los gases en energía mecánica en el eje, esto provoca el accionamiento del alternador, generando energía eléctrica.

A continuación se fuerza el paso de los gases de la combustión por un generador de vapor denominado caldera de recuperación. En este punto los humos ceden parte de su energía térmica produciendo la generación del vapor, que mas adelante en su paso por la turbina de vapor hará girar el eje que acciona el alternador, generando de nuevo energía eléctrica [2].

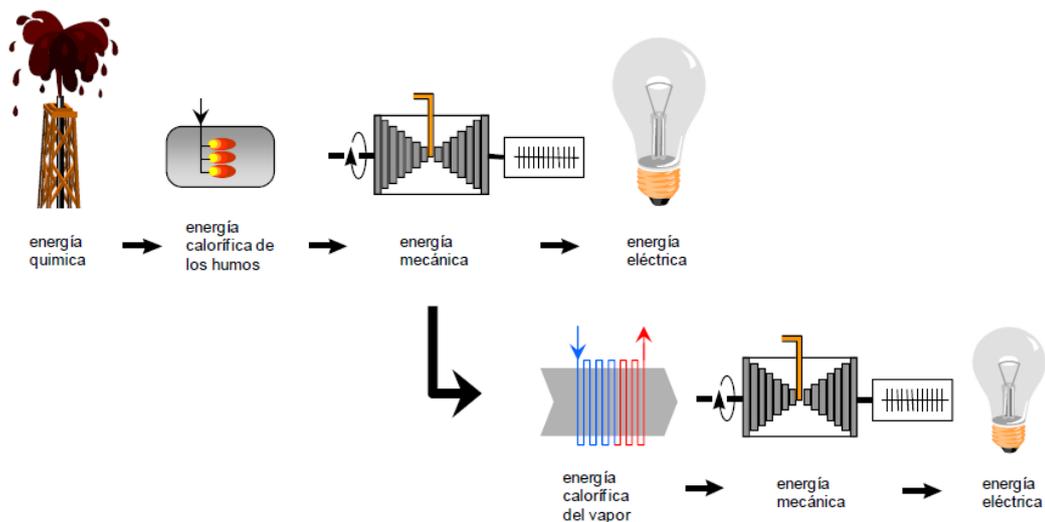


Ilustración 15 Conversión de la energía en una CCTT de Ciclo Combinado

Ventajas del ciclo combinado

Las CCTT se suelen implantar de forma modular, en grupos estándar de 400MW, y cuyo diseño sólo es modificado por la adaptación al emplazamiento. Hoy en día las CCTT de Ciclo Combinado han desplazado a las convencionales como instalaciones para la producción de electricidad a partir de combustibles fósiles por los motivos que se citan a continuación [3]:

- Aumento de la flexibilidad (facilidad de modulación): la central puede operar a plena carga o en carga parcial, hasta un límite mínimo cercano al 45% de la potencia máxima.
- Alta eficiencia: el Ciclo Combinado proporciona mayor eficiencia (hasta un 70% más que las Convencionales) con un margen mayor de potencias.
- Menores emisiones específicas: las emisiones de CO₂ en relación a los MWh producidos, son menos de la mitad de una CCTT Convencional de carbón.
- Baja inversión por MW instalado, periodos de construcción reducidos y menor superficie por MW instalado en comparación con las convencionales.
- Bajo consumo de agua de refrigeración.

Definición, componentes principales y disposición constructiva

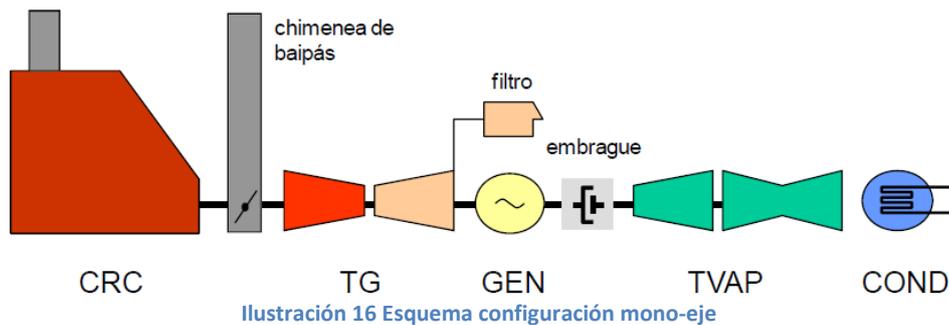
El funcionamiento de las CCTT de Ciclo Combinado se hace posible mediante el acoplamiento de dos ciclos termodinámicos:

- Un ciclo de Bryton (turbina de gas): este ciclo toma aire directamente de la atmósfera, sometiéndolo a un calentamiento y compresión para su aprovechamiento como energía mecánica o eléctrica. Se define como el ciclo donante de calor.
- Un ciclo de Rankine (turbina de vapor): en él se relaciona el consumo de calor con la producción de trabajo a partir de vapor de agua. Se define como el ciclo receptor del calor.

Las CCTT de Ciclo Combinado se encuentran formadas por:

- Turbina de gas: son máquinas complejas que constan de:
 - Compresor: inyecta el aire a presión para su combustión con el gas y la refrigeración de las zonas calientes.
 - Cámara de combustión: lugar donde se mezcla el gas natural con aire a presión, produciéndose la combustión y liberándose gases a muy alta temperatura.
 - Turbina de gas: lugar donde se produce la expansión de los gases que provienen de la cámara de combustión. Puede constar de tres o cuatro etapas de expansión. A la potencia en el eje de la turbina se le debe descontar la potencia de accionamiento del compresor. Los gases de entrada a turbina rondan temperaturas de en torno a 1.400°C, y los de salida superiores a los 600°C.
- Caldera de recuperación de calor: se trata de un gran intercambiador de calor que recupera calor sensible de los gases de escape de la turbina de gas (calor residual). Este calor se aprovecha cediéndolo a un ciclo de agua-vapor. Por lo tanto, cumple con la misión de generar el vapor de agua para que alimenta la turbina de vapor.
- Turbina de vapor: en ella, el vapor generado previamente en la caldera de recuperación se encuentra a alta presión y temperatura expandiéndose en varias etapas (completándose con un condensador y un sistema de bombeo).

La turbina de gas y la de vapor pueden ir acopladas a distintos ejes, definiendo varios generadores eléctricos. Sin embargo, la tendencia actual es acoplarlas a un mismo eje accionando un mismo generador eléctrico. Dicha disposición recibe el nombre de “configuración mono-eje”.



Es necesario definir un modo de operación que permita una puesta en servicio rápida de la planta. Por ello, se integra en el diseño un embrague que posibilita el desacoplamiento de ejes de turbina de gas y de vapor. Debido a que la generación de vapor es un proceso lento que impide un arranque rápido de la planta, por medio del embrague se permite a la turbina de gas operar en ciclo abierto desviando los gases de escape a través de la chimenea bypass.

Cuando para una misma planta se decide instalar 2 o más grupos mono-eje cabe la posibilidad de plantearse una disposición alternativa. Esta configuración recibe el nombre de multieje [1]. En ella, se alinean paralelamente varios turbogeneradores de gas alimentando a sus correspondientes calderas de recuperación. La producción conjunta de vapor de estas calderas se centraliza y canaliza a un único turbogenerador de vapor. En función del número de ejes se consiguen configuraciones 2x1, 3x1. Por ejemplo, una configuración NX1 está formada por N turbinas de gas, N calderas de recuperación, 1 turbina de vapor, y N+1 alternadores.

Esquema técnico y funcionamiento

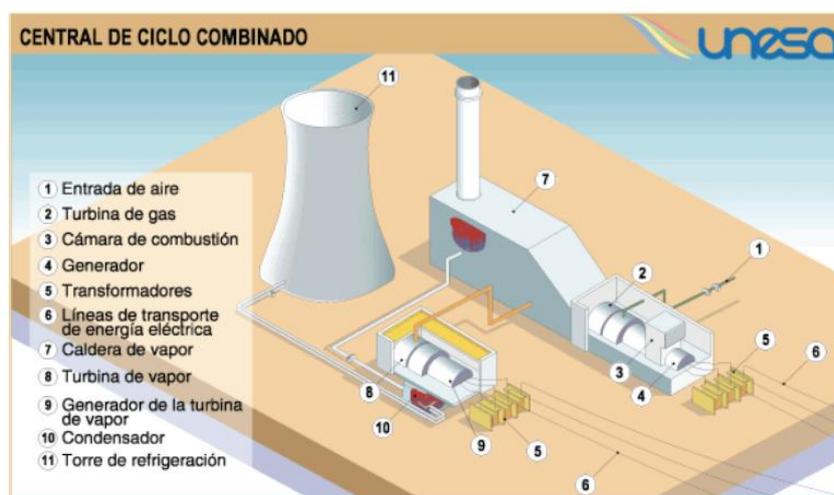


Ilustración 17 Esquema de una CCTT de Ciclo Combinado

El combustible de una central de Ciclo Combinado es normalmente gas natural y es suministrado a la planta por medio de un gasoducto. La presión debe ser superior a la exigida por la turbina de gas (típicamente alrededor de 35-45 bar). No suele ser habitual la disposición de tanques de almacenamiento de gas natural licuado o comprimido. En ocasiones se puede emplear un combustible líquido ligero como back-up o auxiliar para el caso de fallo en el suministro de gas. Dicho combustible si necesita su depósito de almacenamiento y un sistema de preparación antes de ser inyectado en la turbina de gas.

El aire necesario para la combustión es tomado del ambiente y aspirado por el compresor del ciclo de gas. Previamente transcurre por un gran filtro que impide la inclusión de partículas. Posteriormente es comprimido por medio de un turbocompresor con varias etapas (escalonamientos) hasta la presión requerida, introduciéndose entonces en la cámara de combustión. La relación másica entre el combustible y el comburente utilizados (dosado) es muy baja en comparación con una CTC, por lo que proporcionalmente el caudal de gases de combustión es mayor en una de ciclo combinado. Después de esta compresión el aire se encuentra a elevada temperatura (sobre los 300°C).

Normalmente el gas natural, de forma previa a su inyección en la cámara de combustión es precalentado con agua o vapor de la caldera de recuperación. Tras la combustión, los gases a alta presión alcanzan elevadas temperaturas (superiores a los 1300°C) lo que exige medidas únicas de refrigeración de los materiales de la cámara de combustión y de los alabes de la turbina de gas.

A continuación, los gases se expanden en la turbina de gas produciendo un trabajo mecánico de rotación del eje que gira solidario con el eje del compresor de aire y del alternador (eje común). De este modo, la potencia final de la turbina se reparte entre el trabajo de compresión y el arrastre del alternador, con la consiguiente producción eléctrica útil.

Los gases de escape de la turbina de gas se expanden hasta la presión ambiente y podrían entonces ser evacuados de forma directa a la atmosfera. Sin embargo su temperatura es aún elevada (500-600°C) pudiéndose aprovechar en otro proceso, teniendo en cuenta además el gran volumen de gases disponible. Esta forma de operar se conoce como "ciclo abierto" [2].

En el modo de operación "en ciclo combinado" estos gases de combustión de alta temperatura se conducen a la caldera de recuperación de calor que no es más que un intercambiador de calor donde se genera vapor a distintas presiones (normalmente tres: alta, media, baja). Se dispone entonces de vapor sobrecalentado suficiente para alimentar un ciclo de agua/vapor. Por otra parte, los gases de la combustión enfriados (hasta 90-100°C) son evacuados al ambiente. Debido a la composición del gas natural, los humos no contienen partículas ni compuestos de azufre por lo que no necesitan tratamiento alguno.

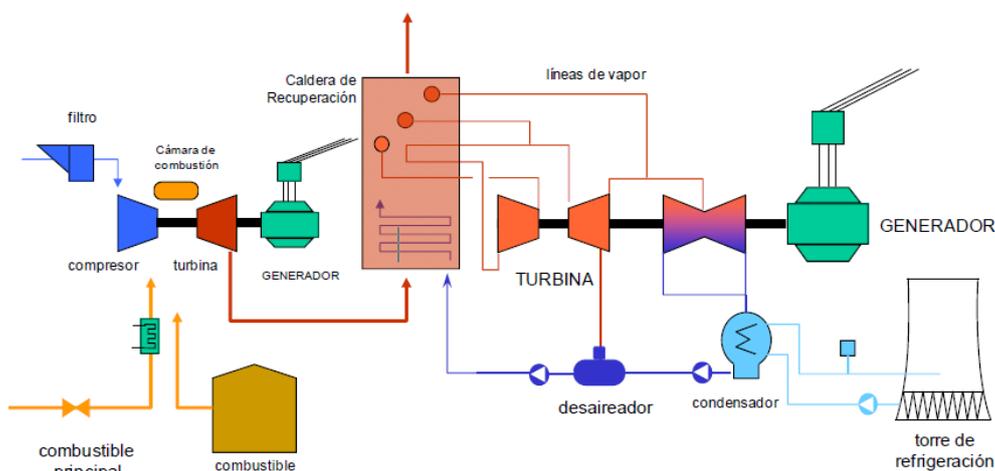


Ilustración 18 Esquema técnico general de una central térmica de ciclo combinado de gas natural

En ese punto, toma protagonismo el ciclo de agua-vapor que aprovecha el vapor generado en la caldera de recuperación para expandirlo en una turbina de vapor con el consiguiente aprovechamiento mecánico. Se necesitará, para esta parte, el mismo equipamiento señalado en el apartado anterior: turbina de vapor, alternador, condensador, foco frío, bombeo de condensado a baja presión, desgasificador, bombeo de agua de alimentación a la caldera a alta presión y torre de refrigeración.

Ciclos termodinámicos empleados en CCTT

El desarrollo de las plantas de producción termoeléctrica implica una sucesión de procesos termodinámicos que permiten convertir la energía contenida en el combustible en electricidad. Tal sucesión de procesos de conversión define un ciclo termodinámico.

Un ciclo se conoce como cerrado cuando el fluido motor, desde un estado inicial y tras sufrir una serie de transformaciones, retorna finalmente a su estado de origen. En un ciclo abierto el fluido motor se renueva constantemente [4].

El ciclo de Carnot

Es obligada la referencia del ciclo de Carnot como punto de partida teórico e ideal de un ciclo cerrado con un vapor condensable que se mueve entre dos niveles térmicos [ref]. El ciclo de Carnot se produce en un equipo o máquina cuando trabaja absorbiendo una cantidad de calor Q_1 de una fuente de mayor temperatura y cediendo un calor Q_2 a la de menor temperatura produciendo un trabajo sobre el exterior. El rendimiento del ciclo de Carnot es un rendimiento máximo ideal que solo depende de las temperaturas de los focos caliente y frío.

Este ciclo reversible está constituido por dos etapas isotermas y dos isentrópicas, esto es, adiabáticas y reversibles y es superior que el producido por cualquier máquina térmica que funcione cíclicamente entre las mismas fuentes de temperatura. La absorción y cesión de calor tiene lugar a presión y temperatura constante, mientras las etapas de expansión y compresión se efectúan sin irreversibilidades.

El ciclo de Rankine (Ciclo de vapor)

El ciclo ideal de Carnot es inviable de forma práctica ya que tiene severos inconvenientes para poder ser aplicado en una máquina térmica. Además de la imposibilidad de realizar de forma isentrópica los procesos de compresión y expansión, resulta inviable la compresión de una mezcla bifásica, por lo que debe efectuarse el bombeo de la fase totalmente condensada [3-4]. Además con el fin de evitar un alto grado de humedad en el vapor expandido en los últimos escalones de la turbina, se tiende a sobrecalentar el vapor previamente, con lo que al mismo tiempo se incrementa el salto de entalpía disponible [1-2].

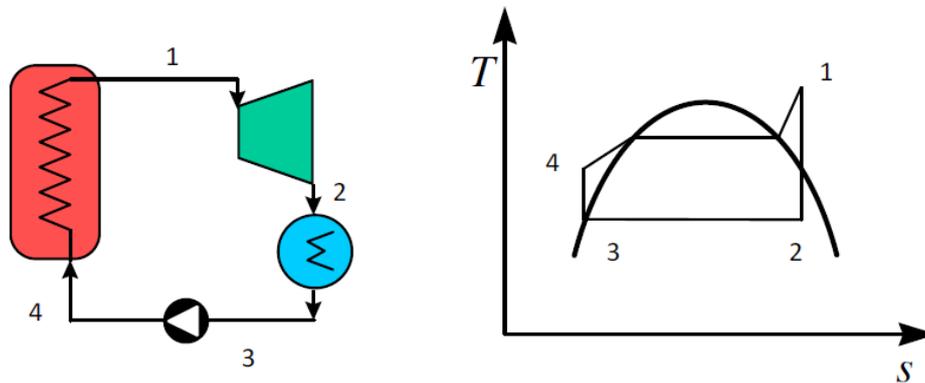


Ilustración 19 Esquema termodinámico y representación T-s del ciclo simple de Rankine

La absorción de calor [4-1] ya no se efectúa a temperatura constante, ya que dicho proceso ha sido sustituido por un proceso isóbaro. El diagrama adjunto muestra este ciclo, conocido como ciclo simple de Rankine con sobrecalentamiento, así como la disposición de los equipos necesarios.

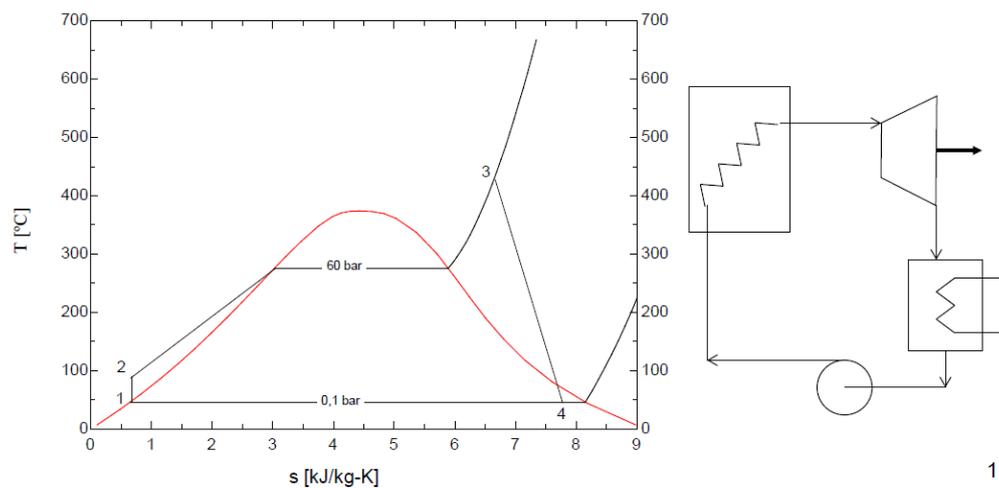


Ilustración 20 Esquema termodinámico y representación T-s del ciclo simple de Rankine

Mejoras del ciclo de Rankine

La eficiencia energética del ciclo Rankine puede mejorarse por cuatro vías alternativas [ref]:

Método 1: Incremento de la presión de la caldera

- Se eleva la temperatura media de aceptación de calor.
- Se incrementa la humedad a la salida de la turbina: erosión en los álabes por impacto de gotas ($x_4 > 0,9$).
- Este problema se resuelve con recalentamiento.

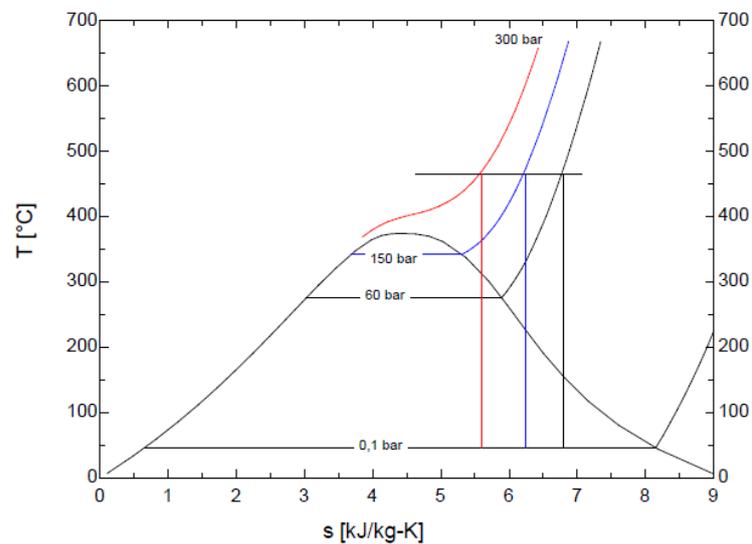


Ilustración 21 Método 1: Incremento de la presión de la caldera

Método 2: Sobrecalentamiento a alta temperatura

- Se incrementa la temperatura media de adición de calor.
- Se reduce la humedad a la salida de la turbina.
- Está limitado por los materiales de la turbina: $T_3 < 620^{\circ}\text{C}$.

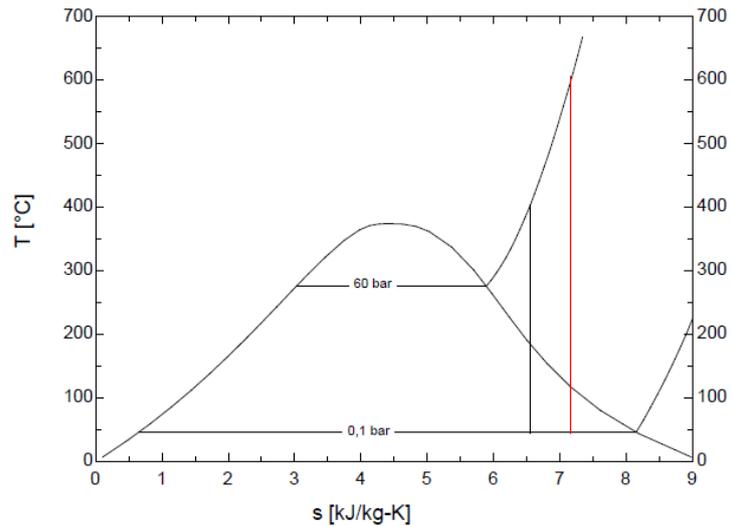


Ilustración 22 Método 2: Sobrecalentamiento a alta temperatura

Método 3: Recalentamiento

- Se emplea para altas presiones de caldera, pues reduce la humedad a la salida de la turbina.
- Se incrementa la temperatura media de adición de calor.
- La temperatura media de adición de calor sube cuantos más recalentamientos se hagan.

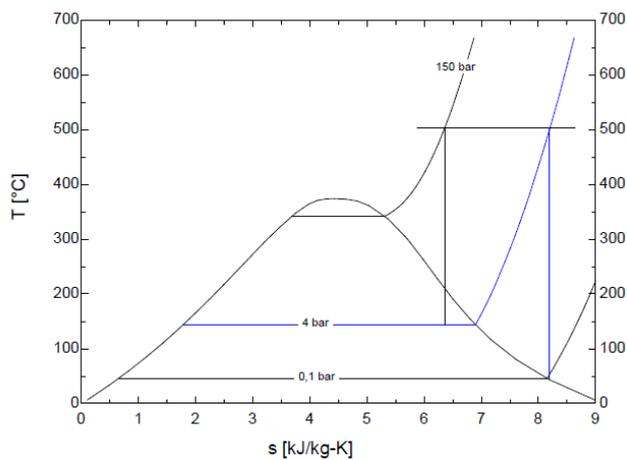
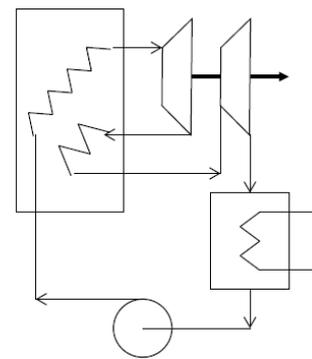


Ilustración 23 Método 3: Recalentamiento



5

Teniendo siempre en cuenta que en ciclos subcríticos sólo se hace un recalentamiento, pues si se hiciesen más podría aumentar la temperatura de rechazo de calor y en ciclos supercríticos se hacen dos recalentamientos, para reducir la humedad de las últimas etapas.

Método 4: Regeneración: persigue incrementar la temperatura media de adición de calor mediante precalentamiento con vapor extraído de la turbina [1].

- **Precalentadores abiertos o de mezcla**
 - El agua que va a la caldera (agua de alimentación) se mezcla con el vapor extraído.
 - El agua de alimentación sale normalmente como líquido saturado.
 - Requieren una bomba aguas abajo para elevar la presión a la de la caldera.
 - Buenas características de intercambio de calor.
 - Se suele poner uno sólo, a presión mayor que la atmosférica, como desgasificador o desaerador.

- **Precalentadores cerrados o de superficie**
 - El agua que va a la caldera circula por unos tubos, en cuyo exterior se condensa el vapor extraído.
 - El vapor condensado (drenaje) sale en condiciones de líquido saturado o subenfriado.
 - El agua sale como líquido subenfriado a una temperatura cercana a la de saturación del vapor extraído (según el área de intercambio).
 - El vapor condensado (drenaje) se puede enviar aguas abajo mediante una bomba o aguas arriba (precalentador previo o condensador) mediante una válvula.
 - Tienen peores coeficientes de transferencia de calor que los abiertos, pero no requieren bomba (si son de aguas arriba).
 - Suelen colocarse varios (hasta 9).

El ciclo Brayton

El ciclo de Brayton es una idealización del ciclo abierto para turbina de gas. A diferencia del ciclo de Rankine, que maneja agua-vapor, el ciclo Brayton maneja aire, considerado como gas ideal con calor específico constante. Los diagramas que se muestran a continuación plasman la evolución termodinámica del ciclo y el esquema básico de los equipos requeridos.

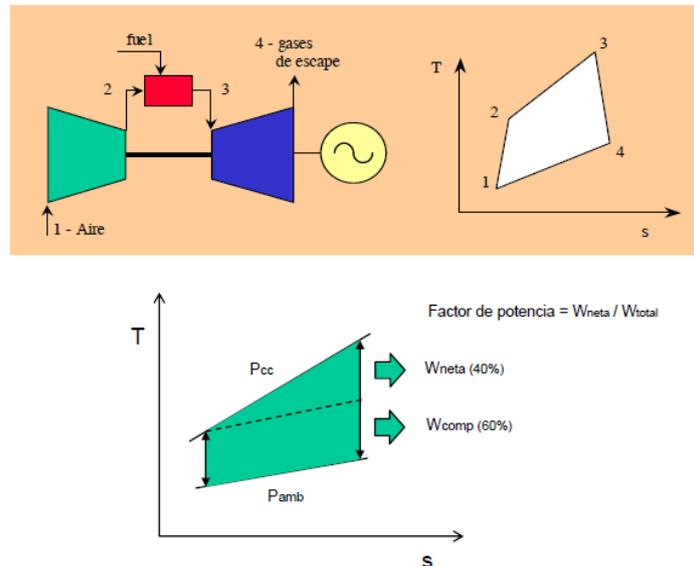


Ilustración 24 Esquema TD de un ciclo de Bryton y representación en el diagrama T-s

El motor térmico está compuesto por un compresor (accionado por la turbina), que comprime el aire hasta un determinado valor de presión. El aire se mezcla con el combustible y se quema en la cámara de combustión. Los gases de escape se expanden en la turbina y se conducen finalmente al exterior.

Los procesos teóricos de expansión y compresión son isentrópicos. Aunque, en la realidad se producen irreversibilidades en ambos procesos, por ello se define un rendimiento isentrópico que define la desviación respecto a este comportamiento ideal.

Aproximadamente un 60% del trabajo de expansión en la turbina se utiliza para comprimir el aire por lo que resulta una potencia útil (para el alternador) de solo el 40%. El rendimiento del ciclo abierto de gas varía al hacerlo la relación de compresión (P_2/P_1) y/o la temperatura máxima de los gases de combustión. Considerando determinados valores para el rendimiento isentrópico de expansión y compresión se obtienen las curvas que se muestran en la figura adjunta.

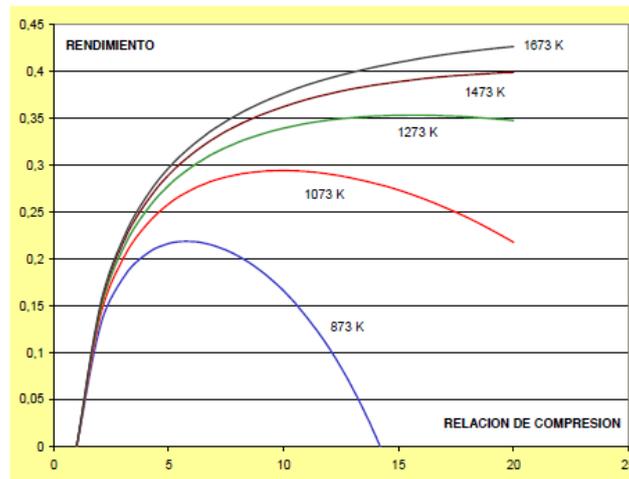


Ilustración 25 Curvas de rendimiento de un ciclo Bryton en función de la temperatura máxima de gases y de la relación de compresión

De manera que, según las diferentes etapas por las que pase el fluido motor (aire), se tendrá:

- Tramo 1-2: compresión de aire seco.
- Tramo 2-3: es un proceso a presión constante; se produce la mezcla del combustible con el comburente.
- Tramo 3-4: expansión en la turbina de gas.

Se puede ver que, para una relación de compresión dada, si se aumenta la temperatura, entonces se aumentará el rendimiento del ciclo. Para cada temperatura máxima de gases de combustión, habrá una relación de compresión que optimiza el rendimiento del ciclo.

La eficiencia del conjunto crece por medio de la regeneración; es decir, mediante el aprovechamiento del calor residual de los gases de escape para precalentar el aire a la salida del compresor. Para ello, es menester disponer de una elevada diferencia de temperatura entre los flujos de gases, y así compensar la ineficiencia del intercambiador (que es de entorno al 65-85%).

La siguiente figura muestra el resultado en un diagrama T-s. Donde se aprecia la combinación de ambos ciclos y la relación existente entre ellos.

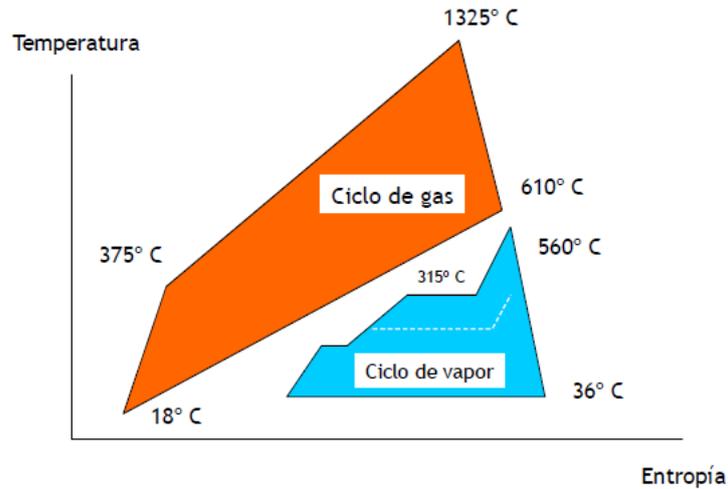


Ilustración 26 Representación del ciclo TD en el diagrama T-s de un Ciclo Combinado

Balance de energía del ciclo Rankine-Brayton

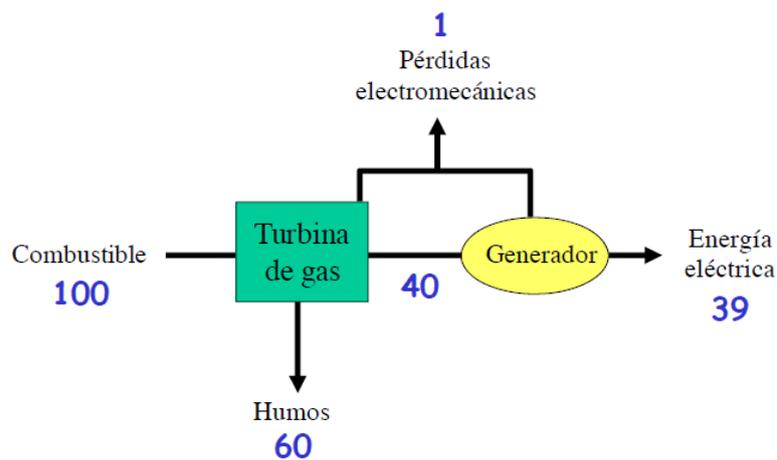


Ilustración 27 Balance de energía en un ciclo abierto de gas

En la práctica el Ciclo Combinado no es la unión de dos ciclos óptimos de vapor y de gas. Para ello, estos son ligeramente modificados con respecto a la configuración habitual que tendrían de forma independiente. En la figura que se muestra a continuación se aprecia con claridad esta contribución aditiva que permite obtener rendimientos muy elevados, sobre el 55-60% en comparación con la figura anterior donde se aprecia el ciclo abierto de gas [1].

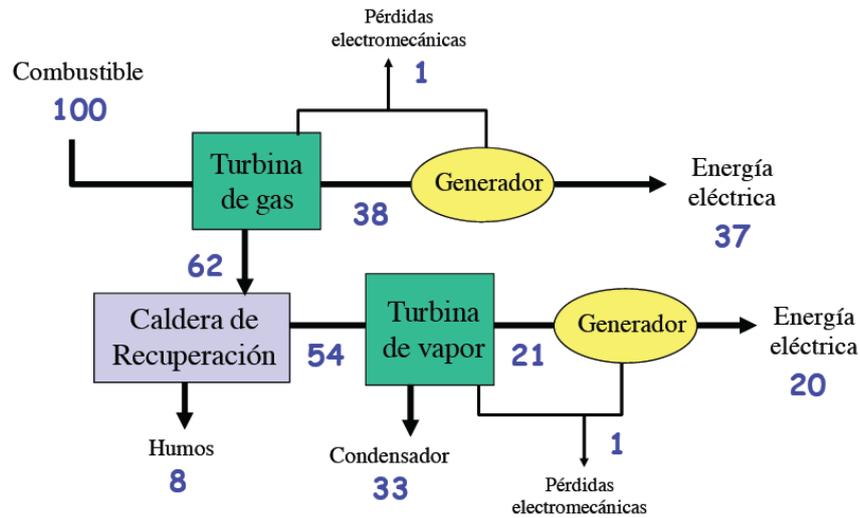


Ilustración 28 Balance de energía en un ciclo combinado

Listado de sistemas de una central térmica de ciclo combinado [1]

Turbina de gas

- Sistema de admisión de aire al compresor: Filtra el aire comburente que aspira el compresor.
- Sistema de combustión: controla la inyección de combustible, aire y agua a la cámara de combustión.
- Sistema de lavado del compresor: mantiene limpio el compresor para evitar la pérdida de rendimiento.
- Sistema de escape de gases: conduce los gases de escape hacia la caldera de recuperación.
- Sistema de aceite de lubricación y control.
- Sistema de control y protecciones.

Caldera de recuperación de calor

- Sistema de agua/vapor.
- Sistema de gases (conductos, silenciadores, juntas de expansión).
- Chimeneas (bypass, principal; diverter): evacuan los gases a la atmósfera pasando o bypasseando a la caldera de recuperación. Una compuerta –diverter- decide entre ambas posibilidades.
- Sistema de regulación y control.
- Sistema de supervisión y protección.
- Sistema de post-combustión: sistema secundario de combustión que permite elevar la temperatura de los gases.

Sistemas de combustibles principal y auxiliar

- Aprovisionamiento y recepción.
- Sistema de almacenamiento.
- Sistema de manipulación y preparación.
- Sistema de alimentación a la turbina.

Turbina de vapor

- Sistema de aceite de lubricación y control: mantiene lubricados los apoyos de la turbina, limitando la fricción de los cojinetes y enfriando los contactos entre el eje de la turbina y los cojinetes. El de control suministra el aceite para el acondicionamiento de las válvulas.
- Sistema de drenajes: evacúan los condensados de vapor originados durante el arranque de la turbina.
- Sistema de vapor de cierres: impide la salida de vapor a presión o la entrada de aire ambiente.
- Sistema de regulación de velocidad y potencia: conjunto de operaciones de regulación de los parámetros de turbina.
- Sistema de supervisión y protección
- Sistema de virador: mantiene la turbina girando a bajas revoluciones cuando la planta esta parada.
- Sistema bypass: deriva el vapor sobrecalentado y recalentado hacia el condensador sin pasar por la turbina.
- Embrague: permite el desacoplamiento de los ejes de las turbinas de vapor y de gas.

Condensador

- Sistema de refrigeración (agua de circulación): Agua de circulación procedente del foco frío, que suministra el agua-aire necesaria para la condensación del vapor.
- Sistema de agua de circulación.
- Sistema de aerocondensadores.
- Sistema de extracción de incondensables: elimina el aire y otros gases del interior del condensador.
- Sistema de limpieza: mantiene limpio el interior de los tubos del condensador, garantizando un alto coeficiente de transferencia de calor.

Ciclo agua/vapor

- Sistema de agua de condensado: extracción del condensado; bombea el condensado desde el condensador hasta el desgasificador.

- Sistema de agua de alimentación: bombea el agua desde el depósito del desgasificador hasta la entrada al economizador de la caldera de recuperación de calor.
- Sistema de líneas de vapor (SC y RC): conducen el vapor sobrecalentado y recalentado desde la caldera de recuperación hasta la turbina o viceversa.
- Sistema de atemperación de vapor: control de temperatura del vapor sobrecalentado y recalentado.
- Sistema de extracción de vapor a desgasificador: extracción única de vapor desde la turbina.

Sistemas auxiliares de planta

- Sistema de agua de servicios (o refrigeración de componentes): fluido refrigerante para diversas aplicaciones (como enfriar el aceite de la turbina).
- Sistema de vapor auxiliar: fluido caloportador para diversas aplicaciones (como calentar el fueloil antes de su combustión en la caldera).
- Sistema de aire comprimido: empleado en instrumentación y control.

Planta química

- Sistema de tratamiento de agua: convierte el agua bruta en agua útil para la planta (filtrada y clarificada...).
- Sistema de toma de muestras de inyección de aditivos: controla la calidad del agua del ciclo a través de ciertos parámetros (pH, salinidad, O₂) e introduce los productos químicos necesarios para su regulación.
- Sistema de purga de caldera: elimina los sedimentos acumulados en el calderín.
- Sistema de control de emisiones atmosféricas y efluentes líquidos.

Alternador

- Sistema de aceite de sellado: impide la salida del hidrógeno del interior de la carcasa del alternador para evitar explosiones.
- Sistema de refrigeración: posibilita el enfriamiento de los devanados del alternador mediante aire, hidrógeno o agua.
- Sistema de hidrógeno y CO₂: retira y aporta el hidrogeno al alternador sin que entre en contacto con el aire.
- Sistema de arranque estático: permite el giro inicial de la turbina arrastrada por el generador, que actúa como motor.
- Sistema de regulación y control (excitación): conjunto de operaciones de regulación de los parámetros del alternador, incluida la corriente de excitación de los devanados del rotor.

- Sistema de protección y seguridad: conjunto de medidas que garantizan la operación segura del alternador.

Sistema de distribución de energía

- Transformador principal: eleva la tensión de generación a tensión de transporte.
- Parque eléctrico: subestación eléctrica que posibilita la evacuación de la electricidad.
- Transformadores de arranque: que alimentan a los sistemas auxiliares de la planta cuando ésta esta parada.
- Sistema de alimentación eléctrica interior.
- Sistema de protección.
- Sistema de contadores de medida: miden la producción de electricidad y los consumos propios de la planta.

Combustibles fósiles para generación de electricidad

El combustible es uno de los mayores gastos asociados a la generación de electricidad en centrales térmicas. Por tanto, el control del coste de combustible tiene una gran influencia en el coste final del kWh producido, habiendo completado la inversión inicial, y teniendo presente que la operación y el mantenimiento pueden ser optimizados [5].

La selección del combustible es una de las consideraciones iniciales a la hora de construir un grupo y es determinante a la hora de diseñar los equipos relacionados no solo con el aprovisionamiento, almacenamiento y manipulación del mismo sino también con los distintos sistemas auxiliares.

La clase de combustible seleccionado condiciona numerosos factores de diseño de la planta:

- ❖ La forma y el tamaño del hogar.
- ❖ El tipo de quemadores.
- ❖ Las instalaciones auxiliares de almacenamiento, transporte y preparación.
- ❖ Diseño de sistemas de aire/gases de caldera
- ❖ Los equipos y dispositivos para el control medioambiental (filtración y evacuación de humos)

Asimismo condiciona otras variables que afectan a la operación del grupo:

- ❖ El tipo de control de la carga
- ❖ El valor del mínimo técnico
- ❖ La maniobrabilidad del grupo

De este modo la sustitución parcial o total del combustible por otro de diferentes propiedades requiere un cuidadoso análisis y varias modificaciones en el diseño. Sin embargo, son frecuentes las actuaciones de sustitución de carbones nacionales por otros de importación de mejores características o la reconversión de calderas de FO a calderas mixtas.

Combustibles gaseosos

Aunque existen una gran cantidad de gases de diferentes procedencias, de entre los utilizables en la producción eléctrica el gas natural es, sin duda, el más común de todos ellos. Sin embargo, cabe citar otros gases combustibles de uso menos común: el gas de alto horno, y el gas de horno de coque como subproductos de procesos siderúrgicos; el gas de refinería como gas natural residual en plantas de refino; el biogás como subproducto de vertedero [ref].

Casi todos los gases combustibles son mezclas de gases simples en proporción variable. Evidentemente de ella dependen buena parte de sus características termofísicas (densidad, poder calorífico, temperatura, límites de inflamación...). El análisis de los gases se hace por cromatografía. De entre las propiedades físico-químicas de los gases combustibles merecen destacarse las siguientes (además del poder calorífico):

- **Densidad**

La densidad de los gases suele referenciarse a la del aire seco. Se define la densidad relativa como la relación entre las masas de igual volumen de gas y aire, supuestamente secos, en las mismas condiciones de presión y temperatura. La densidad del aire seco es 1.293 kg/m^3 .

La densidad relativa al aire permite identificar la capacidad de dispersión del gas en una atmósfera libre y tiene especial repercusión en el diseño de las medidas de seguridad.

- **Índice de Woobe (intercambiabilidad de gases combustibles)**

Para un cierto quemador, y por tanto, para unas mismas condiciones de presión y temperatura de trabajo, dos gases se podrían intercambiar si tienen idénticos índices de Woobe. De acuerdo con la clasificación de los gases combustibles, estos se aglutinan en grupos y familias, en función del índice de Woobe y del PCS.

Otras propiedades de interés de los gases combustibles son: temperatura teórica de combustión, temperatura de inflamación, límites de inflamabilidad, velocidad de propagación de la llama.

El gas natural

Actualmente el gas natural se utiliza como combustible auxiliar o de apoyo en centrales térmicas convencionales y como combustible principal en ciclos combinados y calderas mixtas FO-gas. La versatilidad que el gas otorga permite un buen ajuste para la regulación y el control de la combustión, además de una gran rapidez en las maniobras [6].

El gas natural es un producto incoloro e inodoro, no tóxico y más ligero que el aire. Procede de la descomposición de la materia orgánica, atrapada en el subsuelo. Presenta una composición variable siendo su componente principal el metano, además se puede encontrar a presión en grandes bolsas situadas en formaciones geológicas rocosas y estancas de la corteza terrestre. También aparece asociado al crudo o en combinación con otros gases condensables (propano, butano, C5,...).

El gas natural se transporta entre los yacimientos y las áreas de consumo mediante gasoductos, tuberías de acero de enorme diámetro. Cuando no es posible técnica y económicamente establecer gasoductos submarinos, el gas natural se licua a -160°C quedando su volumen reducido 600 veces y se transporta en buques metaneros por mar entre los países productores y consumidores. En el puerto receptor es descargado en terminales de almacenamiento y regasificación, donde, tras ser almacenado en grandes tanques criogénicos, es impulsado a alta presión y regasificado, antes de ser inyectado en la red de gasoductos para su transporte a los centros de consumo [1].

Propiedad	Unidades	Valor
Densidad relativa del aire	-	0.63
Contenido mínimo en CH ₄	%	79.0
Índice de Woobe	MJ/Nm ³	45.7-54.7
PCS	MJ/Nm ³	35.4-42.4
T ^a de licuefacción y solidificación	°C	-161.4 y -182.5

Tabla 1 Propiedades del gas natural

Ventajas del uso del gas natural en plantas de producción eléctrica

Debidas a su composición:

- Alto contenido en metano, lo que supone un alto poder calorífico.
- Baja relación masa de carbono/combustible: menores emisiones de CO₂ por kWh eléctrico producido.

- Ausencia de azufre, lo que repercute en mínimas emisiones contaminantes de derivados de azufre y posibilita la reducción de la temperatura de evacuación de humos, mejorando de esta manera el rendimiento y eliminando la corrosión en el circuito aire-gases.
- Ausencia de cenizas: con el consiguiente ahorro en el tratamiento de las mismas.

Componente	Siberia	Argelia	Libia	Holanda
Metano	98.0	89.5	85.2	81.9
Etano	0.7	7.0	13.6	2.7
Propano	0.0	2.0	0.3	0.4
Butano	0.0	0.8	0.1	0.1
>C5	0.0	0.4	-	0.1
CO2	0.1	0.2	-	0.8
Nitrógeno	1.2	0.1	-	14.0

Tabla 2 Composición (%) del gas natural según su origen.

Debidas a su manipulación y preparación:

- El gas natural se recibe continuamente, por ello, no hay necesidad de almacenamiento.
- No se hace necesario establecer conducciones aisladas térmicamente.
- Se paga por lo que se ha utilizado (en términos de energía).

Debidas a sus características físicas:

- Se mezcla fácilmente con aire
- Baja temperatura de inflamación: fácil combustión
- Permite dosificación más fina (relación combustible/comburente) lo que posibilita una mejor regulación/control del proceso de combustión.
- Al ser menos denso que el aire, las fugas tienden a dispersarse en la atmosfera, de este modo se hace difícil alcanzar los límites de inflamabilidad.

Desarrollo global del Ciclo combinado Ibri IPP

Descripción del ciclo de gas

A continuación se describe el ciclo de gas, correspondiente al sistema global donde irá ubicado el sistema de almacenamiento de gas natural. La planta de ciclo combinado de Ibri está dividida en un ciclo primario de gas y uno secundario de vapor. El ciclo de gas, donde irá integrado el sistema de almacenamiento de gas natural para poder gestionar el cambio de combustible, está formado por una serie de procesos por medio de los cuales se dará tratamiento al gas desde que entra en la planta hasta su llegada a turbina.

El gas natural con el que la planta producirá en primer lugar energía mecánica, por medio del movimiento rotacional de la turbina, para seguidamente transformarlo en energía eléctrica tendrá la siguiente composición:

Componente	vol%	Masa molecular g/mol
Nitrogen	4.83	28
Carbon monoxide	2.4	28
Methane	83.79	16
Ethane	4.69	30
Propane	2,91	44
I-Butane	0.45	58
n-Butane	0.54	58
Pentane Plus (i pentane / n- pentane)	0.28	72
Hexane (and higher)	0,11	86
Total	100	-

Tabla 3 Natural Gas ("GCF Fuel gas specification Rev 2 Anexo 10 OTS")

Contenido de agua	(mg/Sm3)	270
Contenido de Dust	(micron)	< 20

Tabla 4 Contenidos del gas natural

Este gas proviene directamente de la red de gas natural nacional de Omán y llegará a la planta por medio de gaseoducto y a través de la instalación de conexión del gas natural con unas condiciones determinadas. La presión se encontrará en el rango de 24-28 bara y la temperatura quedará comprendida entre su punto de rocío a 5º y 45º de máxima. A continuación, en la siguiente tabla, quedan definidas las condiciones de presión y temperatura requeridas en los puntos terminales de la instalación, estos son la turbina de gas y la entrada de gas por la conexión del gaseoducto. Es necesario mostrar especial atención la presión mínima límite de 39 bara requerida en la turbina de gas durante el proceso de cambio de combustible de gas a fuel-oil. En la tabla que se muestra a continuación se exponen los valores de presión y temperatura del gas natural en los principales puntos de la instalación.

Presión atmosférica 0.988 bara

TURBINA DE GAS

Presión mínima requerida en la conexión GT 44.2 bara HTCT 688010 Rev C "Fuel system interface data for GT26

Presión máxima permitida en la conexión GT 48.62 bara HTCT 688010 Rev C "Fuel system interface data for GT26

Presión mínima requerida en la conexión durante el changeover Gas-FuelOil 40 bara DOC 14.2 Fuel Changeover Detailed Description

Temperatura requerida en la conexión GT 150ºC HTCT 688010 Rev C "Fuel system interface data for GT26

Temperatura mínima requerida en la conexión GT 100ºC HTCT 688010 Rev C "Fuel system interface data for GT26

Temperatura mínima requerida en la conexión durante el changeover Gas-FuelOil 70ºC

CONEXIÓN GASEODUCTO

Temperatura mínima del gas en el punto terminal Dew point +5ºC

Temperatura máxima del gas en el punto terminal 45ºC

Presión mínima del gas en el punto terminal	24 bara
Presión máxima del gas en el punto terminal	28 bara

GAS BOOSTER COMPRESSOR

Temperatura máxima de salida	110°C
Temperatura de salida	100°C
Presión nominal de salida	50bara
Presión mínima de entrada	20 bara
Presión de entrada	22.7 bara

Tabla 5 Presión y temperatura en puntos terminales

A continuación se pretende realizar una descripción del desarrollo realizado del sistema de gas, donde se explicarán los diferentes componentes auxiliares y principales, su función y la relación entre ellos. Esta descripción servirá de base para poder orientar la ubicación del sistema de almacenamiento dentro del sistema global de gas y por ello, más adelante y una vez detallado el ciclo simple de gas se llevará a cabo el desarrollo del buffer de forma detallada.

Si se comienza el análisis desde la infraestructura de conexión del gaseoducto con la instalación, se puede apreciar la existencia de una presión del gas entre 24 y 28 barg (29 bara), y al mismo tiempo se observa que hasta que este gas llega a la línea de succión de los compresores existe una caída de presión tal que provoca que el gas en este punto de entrada se encuentre a 22.7 bara.

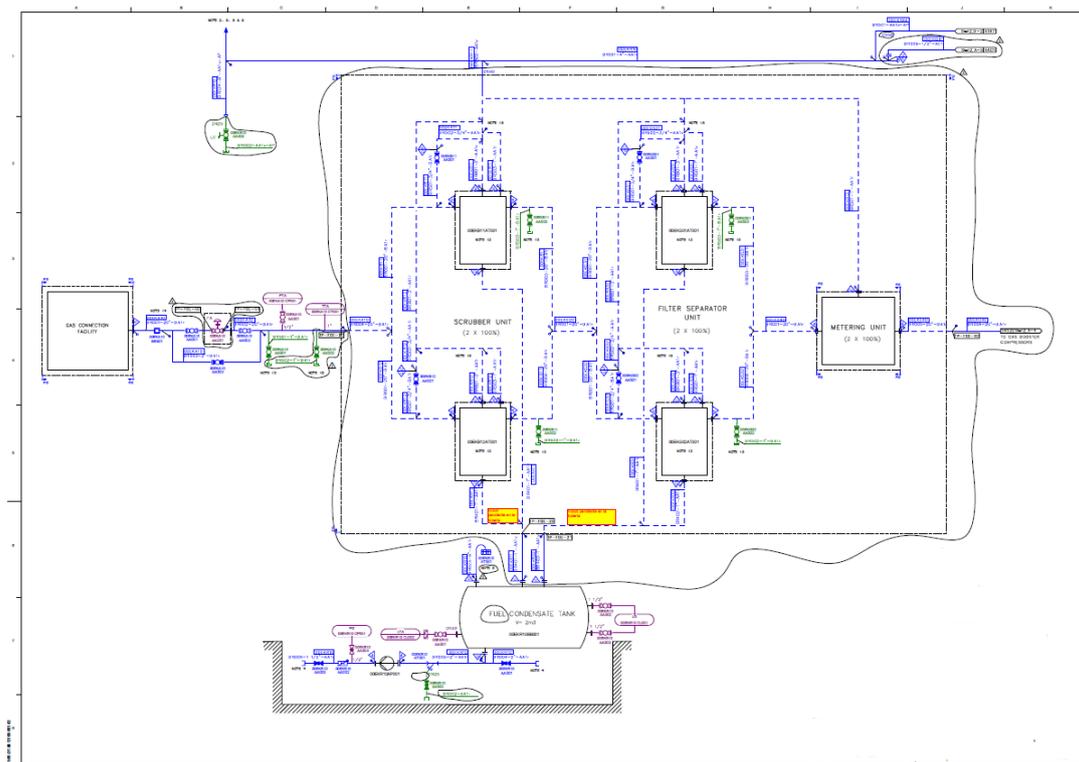


Ilustración 29 Ciclo de gas, estación receptora de gas y unidades de tratamiento

Esta caída de presión se debe a los diferentes elementos de conducción comprendidos entre estas dos instalaciones además de los distintos sistemas de tratamiento que este gas debe atravesar. Estos son el Scrubber Unit, Filter Separator y la Metering Unit. Se ha analizado la pérdida de carga en los distintos equipos que componen este área de entrada dando como resultado los valores expuestos en la siguiente tabla:

Zona o equipo (Pérdida de carga)	Valor (bar)
Entre entrada y compresores	2.3
Scrubber	0.5
Filter	0.5
Metering	0.3
Tubería	1

Tabla 6 Pérdida de carga en equipos

El gas es recibido en la instalación de conexión y se canaliza directamente hacia el Scrubber Unit. Antes y después de la llegada a esta unidad de tratamiento se deberán tener en cuenta las siguientes consideraciones:

Además de disponer de conexiones para el muestreo del gas existirán puntos de conexión para realizar la operación de blanketing con nitrógeno. Cuando se almacenan sustancias altamente volátiles o que pueden oxidarse, la preservación del producto y la seguridad son de muchísima importancia. El blanketing con nitrógeno es un método seguro y confiable para mantener una constante capa protectora de gas encima de la sustancia [7]. El aire húmedo en el espacio

principal es reemplazado por nitrógeno de alta pureza, totalmente inerte y seco, de esta manera se puede también controlar la composición del gas. Un sistema preciso de control de válvulas se asegura que en la medida que el tanque se llene o vacíe el contenido de nitrógeno sea compensado automáticamente para mantener la sábana protectora. El resultado es seguridad, confiabilidad y protección de la degradación por oxidación. El nitrógeno es el gas más común para la realización del proceso de blanketing debido a que es inerte, disponible en gran medida y relativamente barato a cualquier escala. El proceso de inertización se llevará a cabo en determinadas secciones que necesiten ser aisladas para llevar a cabo un proceso de mantenimiento, etc. Una vez el sistema de almacenamiento se encuentre en operación deberá de tener conexiones para ventear el gas natural introduciendo nitrógeno inerte (N₂) para desplazar al gas natural. Cada conexión debe de llevar dos válvulas y una manguera [ref].

El primer proceso de tratamiento del gas natural es el realizado en el Scrubber Unit o unidad limpiadora (2x100%). En esta unidad se retiran trazas de gotitas de líquido de las corrientes de gas para proteger a los equipos que se encuentren aguas abajo de daños y fallos [8]. Comúnmente es utilizado aguas arriba de equipos mecánicos como compresores, donde es necesario que el contenido de agua en el gas sea nulo. Esta unidad está diseñada para manejar cargas de agua muy pequeñas. De esta manera se evita que los equipos se queden bloqueados y por lo tanto permite proteger toda la inversión realizada en equipos de tratamiento de gas. En esta área se deberá tener en cuenta lo siguiente:

Se incluirán en el marco del paquete de entrega de equipos por parte del suministrador las válvulas de aislamiento, de asistencia y las de instrumentación y control. Además se dispondrá de una conexión para realizar blanketing con nitrógeno.

A continuación después del paso por la unidad de retirada de partículas de agua, el gas llega a la unidad de separación por filtrado (2x100%) este equipo se dispone para llevar a cabo la retirada de contaminantes de corrientes de gas natural libres de líquido [9]. Estos filtros contienen elementos micro filtradores que son capaces de separar las partículas de polvo, orín y demás micro partículas contenidas en el gas. Generalmente son utilizados en tramos anteriores y posteriores al paso por compresores para gases con reducido contenido líquido. Para este tramo se deberá tener en cuenta las mismas consideraciones de la sección relativa al Scrubber.

Finalmente el gas pasa a través de las unidades de medida (2x100%) donde se tendrá un continuo control de los parámetros de entrada de este gas hacia las unidades compresoras. Saber la composición exacta del gas es un factor importante de medida ya que se utiliza para determinar la energía latente contenida en el gas (que será la cantidad de energía que se conseguirá cuando este se queme), este es el objetivo principal de la unidad de medida. Además de esto, es necesario saber si existe presencia de sulfuros, sulfuros de hidrógeno y demás componentes orgánicos (todos naturales y añadidos como odorantes). Estos contaminantes pueden reducir la integridad de las tuberías por lo que será necesario estudiar su presencia en el gas. Finalmente es necesario conocer las características del gas para seleccionar los principales componentes de los equipos de filtrado, calentadores, reguladores y medidores. Existen principalmente dos componentes que pueden ser utilizados como ayuda para determinar la composición de un gas: el muestreador de gas que toma muestras de la línea de flujo para llevarlos directamente al laboratorio donde se someterá a análisis, por otro

lado tenemos los cromatógrafos los cuales separan los componentes del gas y sacan un informe con los resultados obtenidos. Normalmente los muestreadores se utilizan cuando existen muchas líneas de flujo y existe un laboratorio disponible, ya que en este sentido el coste es importante. Los cromatógrafos se encuentran normalmente dispuestos en grandes estaciones de gas con un uso muy específico [10].

Finalmente, cabe resaltar que para esta sección será necesario la instalación de un tanque de condensado para recoger todo el líquido eliminado del gas y concentrarlo para su extracción de la planta tal y como dicen los protocolos industriales. Este tanque será de 2 metros cúbicos de capacidad. Estos condensados de gas natural son una mezcla de baja densidad de hidrocarburos líquidos que se encuentran presentes en los componentes finales que forman el gas natural. Estas partículas se condensan cuando la temperatura se reduce por debajo del punto de rocío del hidrocarburo para una presión determinada [11]. La retirada de estos condensados deberá ser autorizada por un gestor de residuos competente en la planta. El venteo define una área peligrosa, por lo tanto, la descarga deberá ser conducida hacia una localización segura a unos milímetros sobre el techo.

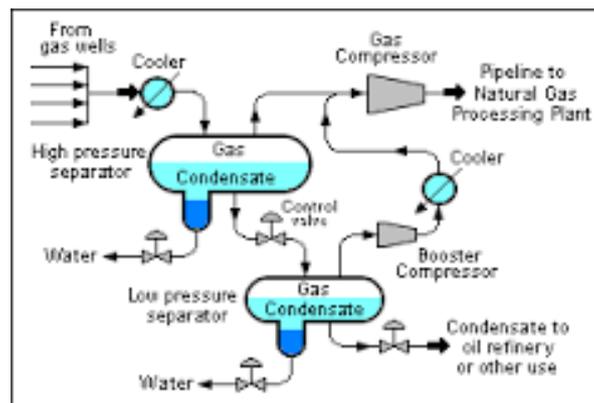


Ilustración 30 Tanque de condensado

Siguiendo la línea de gas que proviene del sistema de acondicionamiento, tratamiento y filtrado, llegamos a la línea de entrada a los compresores que elevarán la presión del gas hasta la determinada para la línea principal de la instalación. En esta línea es donde se establecerá en primer lugar la conexión directa con el sistema de almacenamiento, que permitirá el cambio de combustible, y finalmente determinará la entrada en turbina de gas.

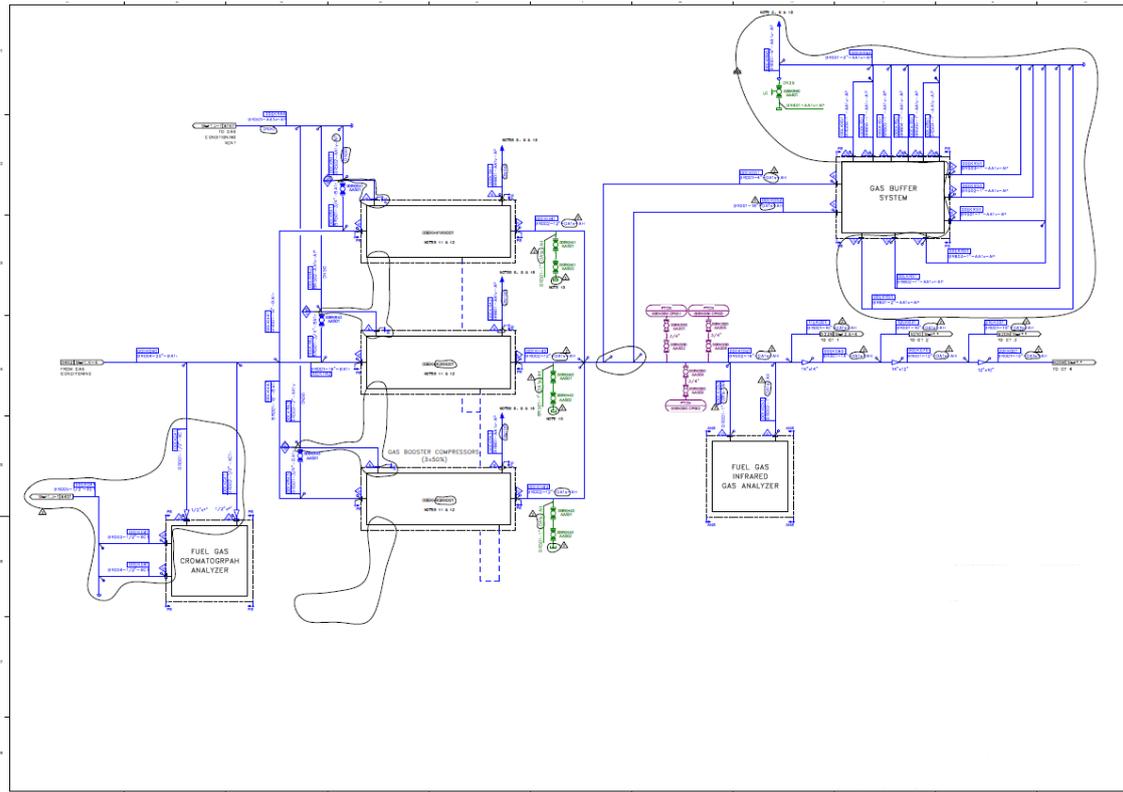


Ilustración 31 Ciclo de gas, etapa de compresión global, conexión en paralelo del buffer y distribución hacia turbinas

Previamente a la llegada a los compresores se encuentra el cromatógrafo. A pesar de que la cromatografía es básicamente una técnica de separación, su gran capacidad para resolver muestras complejas ha conducido a utilizarla cada vez más como técnica analítica [12]. Esta utilización, ha conducido al desarrollo de una instrumentación, que utilizando siempre la separación por elución, puede operar en continuo, con mayor eficacia en la separación y con un mayor control de las condiciones cromatográficas para incrementar la reproducibilidad de los resultados.

Para realizar una separación mediante cromatografía de gases, se inyecta una pequeña cantidad de la muestra a separar en una corriente de un gas inerte a elevada temperatura; esta corriente de gas, atraviesa una columna cromatográfica que separará los componentes de la mezcla por medio de un mecanismo de partición (cromatografía gas líquido), de adsorción (cromatografía gas sólido) o, en muchos casos por medio de una mezcla de ambos. Los componentes separados, emergerán de la columna a intervalos discretos y pasará a través de algún sistema de detección adecuado, o bien serán dirigidos hacia un dispositivo de recogida de muestras [12].

Una vez se ha medido la composición y demás parámetros relativos del gas natural, este hace entrada en los compresores de gas natural (3x50%). Existen 3 compresores de gas natural para elevar la presión de este gas a la de operación del sistema de almacenamiento y turbinas, teniendo en cuenta la pérdida de carga hasta ambos puntos. Únicamente trabajan dos de ellos y el tercero está en reserva por si acaso los dos que funcionan tuviesen algún problema.

De forma teórica la compresión se refiere al aumento de energía que se logra en un fluido gaseoso por medio de un trabajo que se efectúa sobre él, los fluidos que más comúnmente se comprimen son: el aire, gas natural, componentes separados del gas natural y gases comerciales con propósitos industriales. En este proceso, el gas natural se somete a un proceso de compresión para elevar su nivel energético, los compresores tienen como función principal aumentar la presión del gas, por lo cual el compresor somete el gas a un trabajo de tal manera que se incremente la energía total del mismo, este incremento se manifiesta por aumentos de presión y temperatura. El proceso de compresión del gas natural se puede representar a través de un proceso termodinámico; en donde el gas con una presión P_1 , se comprime y posteriormente se descarga a los niveles de presión P_2 superiores requeridos. Generalmente, previo a la utilización de un gas es necesario someterlo a un proceso de compresión, con lo cual se incrementa el nivel energético del gas. El aumento de energía se logra mediante el trabajo que se ejerce sobre el fluido en el compresor. El aumento de energía se manifiesta por incrementos de presión y en la mayoría de los casos por aumentos de la temperatura. Cuando los compresores comunican presión en el gas, que es un fluido compresible reducen el volumen del gas [13]. Será necesario tener en cuenta que todos los venteos y válvulas de seguridad y alivio de descarga deberán ser conducidas a un área definida como segura, fuera del edificio y a una longitud lejana de cualquier área de acceso de personal y también algunas de las consideraciones ya comentadas anteriormente para otras áreas del sistema global que quedan definidas en el P&ID.

En el primer tramo justo después de la salida de los compresores se encuentran las tuberías que conectan el sistema de almacenamiento de gas con la tubería principal. Más adelante se calculará la caída de presión desde el punto de salida de este sistema de almacenamiento, pasando por esta conexión con la tubería principal hasta finalmente llegar a turbina de gas. El objetivo es definir la pérdida de carga en este tramo para saber a qué presión mínima se debe almacenar el gas a partir del conocimiento de la presión a la que debe estar el gas en la entrada a turbina.

Una vez pasado este punto de conexión nos encontramos con el analizador de gas por infrarrojos. Normalmente se analiza el gas natural con métodos de cromatografía de gases difíciles y costosos que no tienen una aplicación práctica efectiva. El objetivo de este analizador por infrarrojos es analizar la composición y demás propiedades derivadas de interés por medio de la espectroscopia como un método rápido y fiable, y todo de forma simultánea. Este método ofrece ventajas con otros métodos cromatográficos en cuanto a tiempo y coste para el análisis, además de la adaptabilidad para realizar análisis en localizaciones remotas. El método se basa en que los distintos componentes que forman el gas natural, metano, etano, propano, butano, etc. tienen distintos espectros infrarrojos por lo que la medición de cada concentración individual puede llevarse a cabo [12].

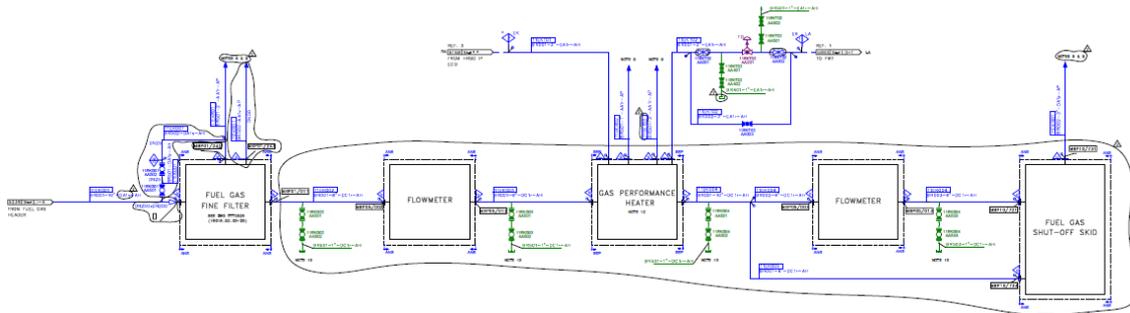


Ilustración 32 Ciclo de gas, recorrido hacia turbina, filtros, medidores y calentador de gas del HRSG

A continuación el gas antes de llegar a su punto terminal, el de entrada a la turbina de gas, debe pasar por una serie de procesos que prepararán el gas para las condiciones finales a las que debe estar para su correcto funcionamiento. El primero de ellos es el filtro fino que consiste en un filtro de partículas contenidas en este gas, pero a una escala inferior a la del anterior filtro ubicado en la primera área y acto seguido el gas natural circulará por un caudalímetro.

Los dos procesos definidos a continuación son críticos para el funcionamiento del sistema global. Se trata del calentador de gas utilizando el sistema auxiliar de agua de alimentación. El Calentador de gas (Gas performance Heater) pretende elevar la temperatura del gas a la misma presión por medio de la utilización de un circuito de agua de alimentación (referencia "Feedwater P&ID") y el calor proveniente del Heat Recovery Steam Generator (referencia "HRSG P&ID") que calentará esa agua para permitir el intercambio de calor por medio de tubos entre dos fluidos. El agua cederá calor al gas natural y estos fluidos en ningún momento entraran en contacto. Los gases que salen de la caldera de recuperación aun tienen alta temperatura, unos 265°C y por lo tanto, capacidad para calentar el gas natural que efectuará su entrada a turbina. Para regular que a la salida del calentador el gas natural tenga una temperatura determinada habrá que regular este caudal de agua de alimentación, que entrará y saldrá del calentador para ceder más o menos calor por unidad de tiempo al gas. Se dispondrá un venteo de descarga, que será conducido hacia una área segura, fuera del edificio y lejos de zonas de acceso de personal.

Finalmente se dispondrá un caudalímetro antes de la entrada en turbina de el gas para controlar en todo momento el caudal que está procediendo a entrar y una válvula de cierre de seguridad por si fuera necesario cortar el suministro en una situación de emergencia concreta.

Diseño de la instalación

Las presiones y temperaturas de diseño de todas las tuberías serán superiores a las de operación en un porcentaje cuidadosamente definido para asegurar la integridad de la instalación durante el funcionamiento normal. Por lo tanto, según el tramo por el que circule el gas y los equipos asociados a este, se definen las siguientes condiciones respecto a presión y temperatura para las cuales están diseñadas las tuberías y elementos de apoyo.

Indicación	Diseño		Referencia
	Presión (barg)	Temperatura (°C)	
A	47.5	82	Entrada del gas
B	60	120	Salida compresores hasta gas performance heater. Sistema de almacenamiento de gas.
C	60	160	Desde gas performance heater hasta GT
D	3.5	82	Drenajes fríos
E	3.5	120	Drenajes Calientes
F	108	265	Línea de FeedWater al Gas Performance Heater

Tabla 7 Valores de diseño del ciclo de gas

A continuación se explica el desarrollo mecánico del área comprendida entre la línea de succión hacia los compresores (desde que entra el gas por la tubería de la instalación de conexión con la red) y el tramo donde se realiza la conexión con el sistema de almacenamiento.

Desde la entrada a la instalación, continuando por la línea de succión hasta los compresores se ha impuesto una presión y temperatura de diseño por parte de los diseñadores de la infraestructura de conexión del gaseoducto de valor A. Las líneas de venteo dispuestas para los aparatos auxiliares comprendidos entre la infraestructura de conexión del gaseoducto y los compresores, estos son el Scrubber Unit, Filter Separator, la Metering Unit estará diseñada para unas condiciones de presión y temperaturas relativas a D, estas son líneas de drenaje frío. Mientras que para el analizador cromatógrafo tendrá unas condiciones de venteo de A y posteriormente se unirá a esta línea de venteo por medio de unión con bridas como método de unión entre tuberías con condiciones de diseño distintas (1/2" a DN50), en este caso, misma temperatura de diseño pero distinta presión [47.5-3.5] barg. (sheet 1 I-1). Esta línea de venteo se presenta soldada en su extremo derecho. Las uniones mediante bridas son las escogidas normalmente para las conexiones a equipos, y también cuando la tubería deba

poderse desmontar por alguna razón (limpieza, inspección, etc.). También se escoge cuando la tubería debe fabricarse por tramos en un taller y montarse en la obra sin trabajos de corte o soldadura (para evitar riesgos de fuego o contaminación). Existen numerosas formas de bridas, según su forma de unión a la tubería y según el tipo de junta que se requiera. Brida enchufable (socket) con resalte, brida loca y valona, brida roscada, brida de cuello con resalte para soldar a tope. Existen además, normas de bridas para todas las presiones y temperaturas [15].

Las condiciones de los compresores están definidas para A en su línea de succión con el objetivo de alcanzar unas condiciones tales que a su salida se ha definido un valor de B (60 barg, 120°C), esta temperatura de salida hace referencia a la temperatura máxima de operación de compresor (110°C) más un margen (+10°C). En cuanto a la presión de esta línea de salida se ha considerado diseñarla para un presión un 20% superior a la de presión nominal de salida del compresor (operación 50 barg). Será necesario llevar a cabo un venteo para cada una de las unidades de compresores, por ello, se han dispuesto distintas líneas de venteo diseñadas con condiciones E, estas líneas se les considera de drenaje caliente y están diseñadas para la presión de venteo de 3.5 barg pero a una temperatura de 120°C. Este valor de temperatura está directamente relacionado con el de diseño de las tuberías de salida del compresor. Dicho venteo se une a otro de la línea de entrada al compresor en condiciones A resultando en la línea de venteo principal con DN50. Para poder adaptar ambos venteos con condiciones A y E a esta línea resultante será necesario realizar esta adaptación por medio de una válvula de bola cerrada en operación normal (todo o nada), que decidirá cuándo debe circular el gas de venteo de esa línea de succión, y una brida de conexión de tuberías distintas (3/4" a DN50) para la línea de A únicamente, en cuanto a la línea de venteo E ya se encuentra a esta presión de venteo solo que a una temperatura mayor y accederá directamente sin utilización de válvula que permita o no su circulación a diferencia del caso de la de A. Los drenajes y venteos en este tipo de instalaciones son de vital importancia [16]. En un sistema complejo de tuberías, con sus conexiones, será necesario el diseño de una red de desalajo del gas para un mejor funcionamiento de los equipos. Además son medidas de seguridad importantes que se utilizan para garantizar que el gas y otros hidrocarburos se eliminan de manera segura en caso de emergencia, fallo eléctrico o de los equipos u otros problemas encontrados en la planta.

El Calentador de gas (Gas performance Heater) pretende elevar la temperatura del gas a la misma presión de 60 barg, es decir, pasará de una temperatura de 120°C a elevarse hasta los 160°C por medio de la utilización de un circuito de agua de alimentación (referencia "Feedwater P&ID") y el calor proveniente del Heat Recovery Steam Generator (referencia "HRSG P&ID") que calentará esa agua para permitir el intercambio de calor por medio de tubos entre dos fluidos. Para regular que a la salida del calentador el gas natural tiene una temperatura cercana a los 160°C habrá que regular este caudal de agua de alimentación. Se dispondrá un venteo de descarga (en condiciones E) en este calentador de gas, que será conducido hacia una área segura, fuera del edificio y lejos de zonas de acceso de personal. Finalmente, este gas entrará directamente a turbina de gas para producir energía eléctrica.

Las condiciones de operación del gas de salida del sistema de almacenamiento deben ser de 45 barg y una temperatura de 70°C y por lo tanto, las condiciones de diseño de la tubería que incorpora este gas a la línea principal, tanto como el de la propia línea principal, coinciden y

son de 60 barg de presión y temperatura 120°C. Cuando el sistema de almacenamiento se encuentre en operación, la planta pasará a operar en ciclo abierto y el gas almacenado se conducirá directamente a turbina a las condiciones de salida del buffer. Para este sistema de almacenamiento, que será analizado de forma mucho más profunda en capítulos posteriores de este trabajo, se han definido doce líneas de venteo que se conducen a un colector. Este venteo corresponde a un drenaje frío en condiciones D. Por motivos de seguridad se ha dispuesto una tubería con válvula de bola normalmente cerrada y con cerrado de seguridad por tornillo en su extremo y adjunta a esta tubería de venteo con tapa soldada [14]. Este venteo estará canalizado hacia el exterior y se deberá instalar una rejilla para evitar la entrada de pájaros además de una unidad de muestreo.

Cálculos del sistema global

Cálculo de la velocidad en tuberías

Se ha realizado una hoja de cálculo, la cual se adjunta en los anexos del mismo, con todos los cálculos realizados para cada tubería. Las dimensiones que tendrá cada tubería se decidirán de acuerdo a la velocidad del gas dentro de la misma. Esta velocidad está limitada a 20 m/s por lo que para ello, fijado el caudal de operación del gas será necesaria la elección de un diámetro que permita una velocidad inferior a la límite superior.

$$v(m/s) = \frac{4 * \frac{q(kg/s)}{\varphi(kg/m^3)}}{\pi * D^2(m^2)}$$

Siendo:

- $D [m^2]$ es el diámetro interno de la tubería. Por medio de la clase, material y Schedule de la tubería se consigue el diámetro interior para una tubería de diámetro exterior estándar. Finalmente, multiplicando este valor por 25.4 conseguimos la conversión de pulgadas a metros.
- $Q [kg/s]$ es el flujo máximo de operación.

Finalmente, se ha calculado la velocidad en la tubería para distintos valores de diámetro disponibles. Se ha tenido en cuenta que un mayor diámetro aumenta el coste de la tubería, mientras que un diámetro menor supone un aumento considerable de la velocidad (siempre que no supere el límite máximo) que provocaría un aumento de la pérdida de carga del gas. Por lo tanto para la elección final, será necesaria una solución de compromiso. Los valores de velocidad recomendados se definen en la siguiente tabla:

Servicio	Velocidad [m/s]
Agua	
Agua de alimentación	
Línea de succión	$0.5 < v < 2.5$
Línea de descarga	$2.0 < v < 6.0$
Gases	
Gas en la tubería	< 20

Tabla 8 Velocidades permitidas

Resumen de los resultados del sistema global

	GCF inlet line / Scrubber, Filter and Metering unit	Gas booster compressor suction line	Gas booster compressor discharge line	Main header to GTs
KKS	00EKA10BR00 1	00EKH41/42/43BR00 1	00EKH41/42/43BR00 2	00EKG50BR00 2
DN (")	20	16	12	16
Schedule	20	20	40	40
Material	A-106 Gr B	A-106 Gr B	A-106 Gr B	A-106 Gr B
Mass flow (kg/s)	70	35	35	70
Volumetric flow (m³/h)	13758.02	7639.18	3955.32	8640.124
Max velocity (m/s)	20.35	17.71	15.21	21.05

Tabla 9 Resumen de los resultados del sistema global del ciclo de gas (1)

	Header to GT	Gas Performance Heater Upstream line	Gas Performance Heater Downstream line
KKS	11/12/21/22EKG01BR00	11/12/21/22EKG02BR00	11/12/21/22EKG03BR00
	1	1	1
DN (")	10	10	10
Schedule	40	40S	40S
Material	A-106 Gr B	A-312 TP 304 L	A-312 TP 304 L
Mass flow (kg/s)	17.5	17.5	17.5
Volumetric flow (m³/h)	2245.04	2245.04	2497.8
Max velocity (m/s)	12.25	12.25	13.638

Tabla 10 Resumen de los resultados del sistema global del ciclo de gas (2)

	Gas Buffer System Inlet line	Gas Buffer System outlet line	Feedwater from HRSG to Gas Performance Heater	Feedwater from Gas Performance Heater to Feedwater Tank
KKS	00EKG51/BR001	00EKG52/BR001	11EKT01/BR001	11EKT02/BR001
DN (")	4 (DN100)	16 (DN400)	3	3
Schedule	80	100	STD	STD
Material	A-106 Gr B	A-106 Gr B	A-106 Gr B	A-106 Gr B
Mass flow (kg/s)	0.7	72	5.93	5.93
Volumetric flow (m³/h)	79.10	8494.13	24.5	24.5
Max velocity (m/s)	2.96	23.96	1.427	1.427

Tabla 11 Resumen de los resultados del sistema global del ciclo de gas (3)

Nota: el caudal de la tubería de salida del sistema de almacenamiento de valor 72 kg/s está fijado de acuerdo a lo especificado en el documento relativo al proceso de cambio de combustible que se expondrá más adelante. Este valor ha permitido definir el diámetro de la tubería de salida respetando la velocidad límite superior acordada para el gas en la instalación.

1.2 CÁLCULOS

1.2 CÁLCULOS

ÍNDICE GENERAL

1.2.1 Cálculo pérdida de carga

1.2.2 Cálculo de condensación

1.2.3 Cálculo de la capacidad del sistema de almacenamiento

1.2.4 Cálculo de la influencia de las condiciones climáticas sobre cada cilindro individual del sistema de almacenamiento. Calculo de la transferencia de calor.

1.2.5 Cálculo mecánico. Cálculo de esfuerzos y deformaciones en el sistema de almacenamiento

1.2.6 Verificación de los cálculos y de las condiciones de seguridad

Cálculo pérdida de carga

Para realizar el cálculo de la pérdida de carga desde la salida del sistema de almacenamiento del gas hasta su consumo en turbina se ha utilizado el software Perincom. En él se ha tenido en cuenta la composición del gas tanto como las condiciones de presión y temperatura en cada tramo de tubería del recorrido.

Durante el proceso de cambio de combustible en la central de ciclo combinado, el tanque de almacenamiento se erige como protagonista de la producción de potencia, en un estado de funcionamiento en el que la central opera en ciclo abierto.

Se han definido cuatro recorridos, cada uno de ellos lleva al consumo final en cada una de las cuatro turbinas por separado. Teniendo en cuenta distintos tramos compartidos por los cuatro recorridos y las variaciones de caudal tras las derivaciones a cada turbina se ha desarrollado el cálculo de esta variación de presión. En primer lugar se elaboró un esquema técnico de la distribución de las turbinas, recorridos y obstáculos desde la salida del sistema de almacenamiento dando como resultado lo expresado en la siguiente gráfica:

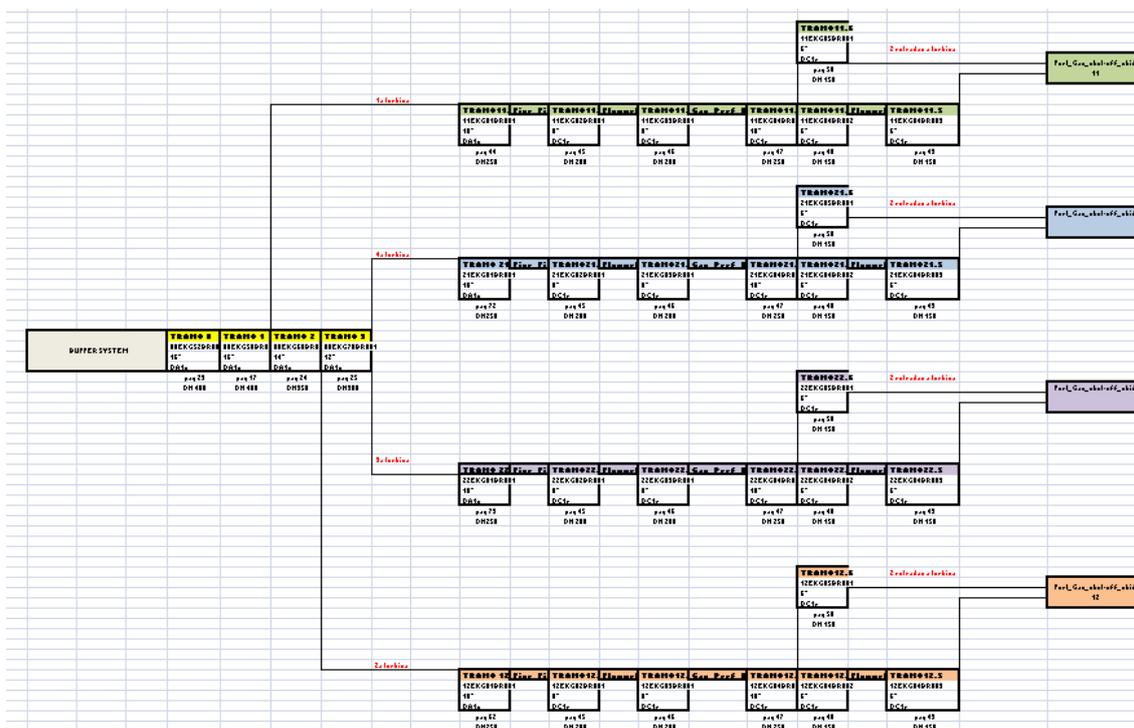


Ilustración 33 Mapa representativo de los recorridos del gas hacia cada una de las cuatro turbinas

Para poder realizar el cálculo de este valor de caída de presión ha sido necesario recurrir a los isométricos proporcionados por el departamento civil, en estos aparecían los diferentes elementos que se han tenido en cuenta debido que proporcionan pérdida de carga, como son: codos, válvulas, tes, reducciones, otras pérdidas en forma de $F \cdot L/D$ y la propia longitud de la tubería con su respectiva rugosidad.

Asumiendo como presión de salida del sistema de almacenamiento de gas 46 barg se ha calculado la presión final de entrada a turbina, restando a este valor de presión de salida las diferentes pérdidas de carga en los tramos. Obteniendo finalmente los siguientes valores:

	TURBINA 11	TURBINA 12	TURBINA 21	TURBINA 22
PERDIDA DE CARGA TOTAL (bara)	3.888	4.078	4.592	4.593
PRESION FINAL (bara)	42.1122	41.9216	41.4078	41.4066

Tabla 12 Pérdida de carga total según tramos y presión final

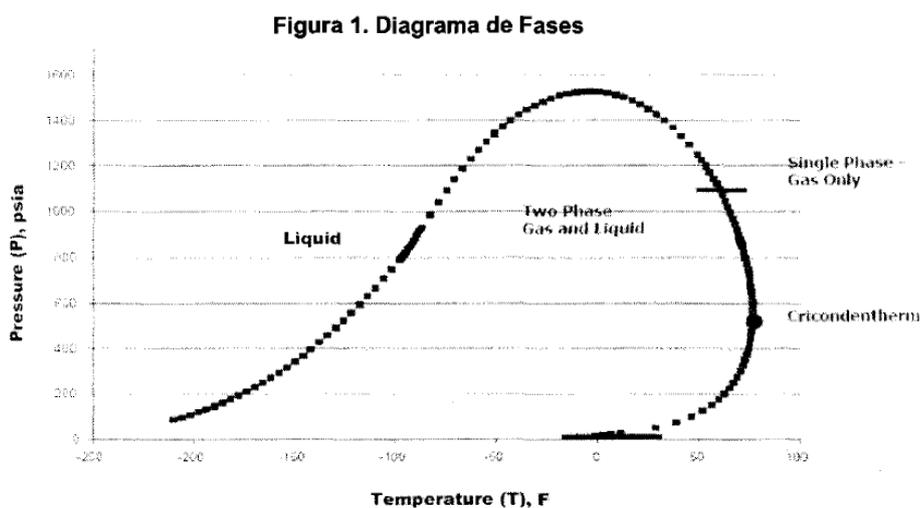
Por lo tanto, se comprueba como la presión de entrada a turbina siempre quedará por encima de los 40 barg (límite establecido por el suministrador de turbinas de gas) con un margen de 1.4 barg, quedando fijado como valor de presión de salida del sistema de almacenamiento 46 barg.

Cálculo de condensación

En este apartado y de forma previa al cálculo de los fenómenos de transferencia de calor e influencia de la variación de la temperatura en el sistema de almacenamiento se pretende calcular el fenómeno de condensación a fin de llegar a unas conclusiones que permitan asegurar a partir de que valores se produciría la condensación del gas natural para evitar que ningún punto de la instalación rebasa este límite de seguridad.

El gas natural está compuesto principalmente por metano (CH₄) mezclado con otros hidrocarburos y varios componentes no hidrocarburos. Durante el transporte y la distribución por tuberías el gas natural sufre cambios de presión y temperatura. Estos cambios pueden llevar a que hidrocarburos pesados (i.e. conocidos como C₆+), si existen en cantidades suficientes, tomen su forma líquida. Dichos líquidos son indeseables para los sistemas de transporte y para los equipos de los usuarios ya que pueden causar los siguientes efectos: a) pérdida de eficiencia en el transporte; b) riesgo de incendio y explosiones en los quemadores industriales; c) pérdida de eficiencia en los sistemas de combustión por taponamiento parcial de las boquillas; c) errores en los sistemas de medición. Esta situación se conoce como “formación de hidrocarburos líquidos” y la posibilidad de que tal situación se presente es medida en términos del “punto de rocío de hidrocarburos - PRH-”.

El PRH es la temperatura, para una presión dada, a la cual los componentes pesados del gas natural empiezan a condensarse desde su fase gaseosa. La máxima temperatura a la cual ocurre dicha condensación se denomina punto cricondetérmico. En la figura se muestra un diagrama de fases (presión vs. Temperatura) para una corriente de gas natural determinada [17]. Se puede observar que el punto cricondetérmico para este caso está alrededor de 75 °F, unos 24 °C. Nótese que esta temperatura garantiza la fase gaseosa para cualquier valor de presión. Sin embargo, el PRH depende de la concentración de hidrocarburos pesados que haya en la composición del gas natural. Así mismo, cada gas tiene su propia composición química y por tanto un diagrama de fases y PRH propio [].



Es importante la medición del punto de rocío del gas natural por temas comerciales, para asegurar la calidad del gas. Además para prevenir hidratos y condensados que produzcan la formación de cristales sólidos y líquidos que limitan los gasoductos y dañan los compresores y válvulas al impactar contra ellos.

Los términos gas y petróleo describen el estado de un hidrocarburo como vapor o líquido, pero no especifican la composición química. Los hidrocarburos comprenden una variedad de componentes que abarcan desde el metano que solo tiene un átomo de carbono hasta los compuestos de carbono de cadena muy larga, además de moléculas cíclicas, aromáticas y otras moléculas complejas tales como los asfaltenos y las parafinas.

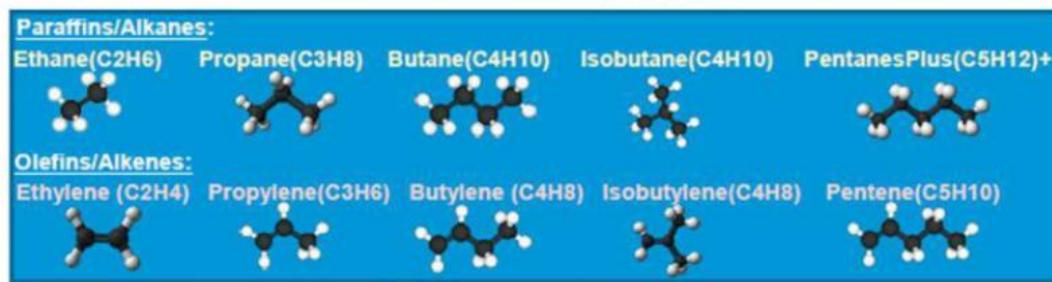


Ilustración 35 Clases de gases hidrocarburos

Estos componentes determinan el comportamiento de fases de un fluido determinado que suele indicarse utilizando un diagrama de fases representado por tres variables: presión, volumen y temperatura (PVT). Un hidrocarburo se encuentra en una sola fase si la presión y temperatura están fuera de la envolvente de las fases. En condiciones que caen dentro de esta envolvente, coexisten dos fases. Sin embargo, la composición de las fases cambia dentro de esta región bifásica.

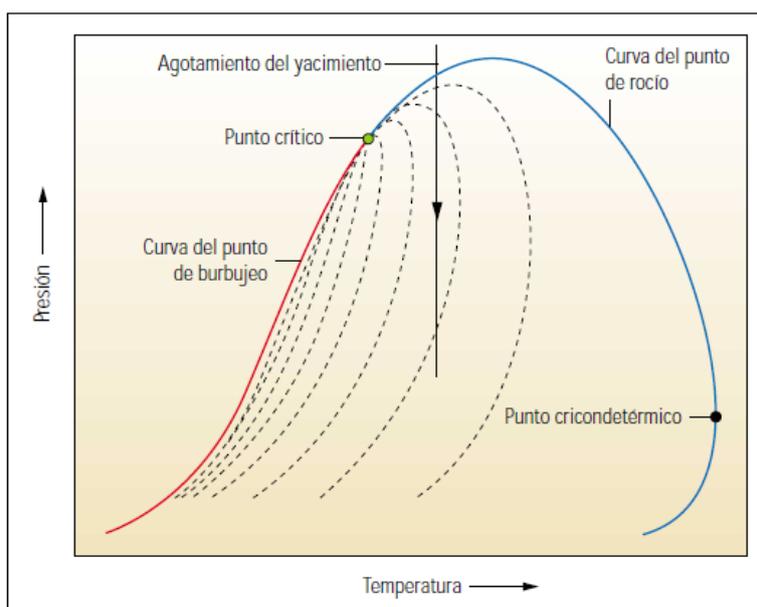


Ilustración 36 Envolvente de fases

Una típica envolvente de fases para un condensado retrógrado. Entre las curvas del punto de burbujeo y del de rocío, los hidrocarburos se encuentran en dos fases. Las líneas de la fracción molar líquida constante (líneas punteadas) se unen en el punto crítico. Los fluidos que ingresan en la región de dos fases a la derecha del punto crítico se denominan condensados retrógrados. Los fluidos a temperaturas superiores a la del punto cricondetermico siguen siendo monofásicos a todas las presiones. Si la condición inicial de la temperatura y presión del gas está por encima de la envolvente de fases, y entre la temperatura crítica y la del punto cricondetermico, el fluido atraviesa el punto de rocío y se separa líquido de la fase gaseosa al declinar la presión. En esta grafica se muestra a una temperatura y presión elegidas en forma arbitraria.

Cerca de la curva del punto de burbujeo, la fase gaseosa corresponde predominantemente a metano, pero ingresando más en la región de dos fases, otros componentes livianos e intermedios ingresan en la fase gaseosa.

La condición de presión y temperatura en la cual se unen las curvas del punto de burbujeo y la del punto de rocío se denomina punto crítico. En este punto, la densidad y la composición de las fases líquida y gaseosa son idénticas. La temperatura máxima a la que pueden coexistir dos fases se denomina cricondetermica.

De un modo similar, los primeros componentes líquidos que se separan después de atravesar el punto de rocío son los componentes más pesados; los componentes más livianos pasan a la fase líquida en las condiciones que prevalecen mas allá de la curva del punto de rocío. Este fenómeno es importante cuando se muestran fluidos de gas condensado: una vez que el fluido ingresa en la región bifásica, los componentes pesados se pierden en la fase líquida. Es decir, cuando se reduce la temperatura del gas, los primeros componentes que condensan son los más pesados, siendo estos: butano, propano, etano.

La siguiente tabla representa las características de cada compuesto que forma el gas natural:

Compuesto	Temperatura de fusión (°C)	Temperatura de ebullición (°C)	Densidad (g/l)	Masa molecular	Formulación
Nitrógeno	-210	-196	1.2506	28	N ₂
Dióxido de carbono	-78	-57	1.842	44	CO ₂
Metano	-183	-162	0.717	16	CH ₄
Etano	-183	-89	1.28	30	C ₂ H ₆
Propano	-188	-42	1.83	44	C ₃ H ₈
n-Butano	-138.8	0	2.52	58	C ₄ H ₁₀

Isobutano	-160.9	-12	2.51	58	C4H10
n-Pentano	-129.8	36.1	621	72	C5H12
Isopentano	-159.9	27.9	616	72	C5H12
Hexano	-95	69	654.8	86	C6H14

Tabla 13 Características de cada compuesto del gas natural

Si ordenamos los componentes del gas natural atendiendo a su densidad y cadena y número de carbonos tenemos la siguiente clasificación:

Compuesto	Orden (pesado 7 – ligero 0)
Nitrógeno	0
Dióxido de carbono	1
Metano	2
Etano	3
Propano	4
Isobutano	5
n-Butano	5.5
Isopentano	6
n-Pentano	6.5
Hexano	7

Tabla 14 Clasificación de los componentes del gas natural según su densidad y número de carbonos

Para el análisis de la condensación del gas natural almacenado en el sistema de almacenamiento se han tenido en cuenta dos composiciones diferentes, una composición reducida y otra completa añadiendo a la anterior la presencia de isómeros del butano y pentano. Esta diferencia de composiciones se utilizará para estudiar qué influencia tienen estos isómeros en la condensación. Una composición (la reducida) hace referencia a la aportada por el suministrador de las turbinas de gas, mientras que la otra (la completa) hace referencia a la especificación del gas proveniente del gasoducto, definida por tanto por el ministerio Omaní. Las composiciones completa y reducida son las siguientes:

Compuesto	Composición reducida (%)
Nitrógeno	4.83
Dióxido de carbono	2.40
Metano	83.79
Etano	4.69
Propano	2.91
Isobutano	0.00
n-Butano	0.99
Isopentano	0.28
n-Pentano	0.00
Hexano	0.11

Tabla 15 Composición reducida

Compuesto	Composición completa (%)
Nitrógeno	4.83
Dióxido de carbono	2.40
Metano	83.79
Etano	4.69
Propano	2.91
Isobutano	0.45
n-Butano	0.54
Isopentano	0.14
n-Pentano	0.14
Hexano	0.11

Tabla 16 Composición completa

Mientras que para el cálculo de comprobación con el software PROPGAS, el cual es una macro contenida en Excel, se utiliza la siguiente composición:

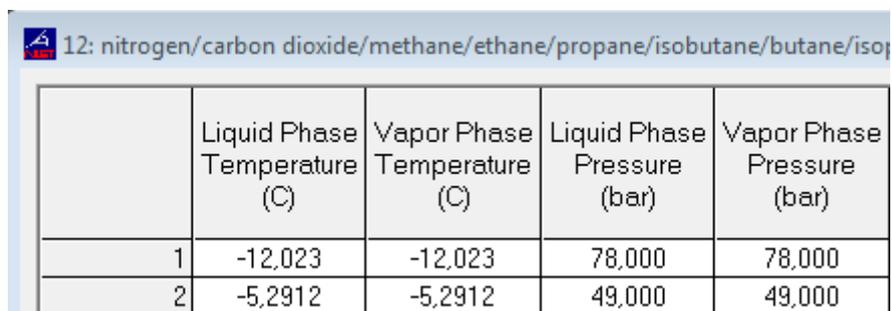
Compuesto	Composición reducida (%)
Nitrógeno	4.83
Dióxido de carbono	2.40
Metano	83.79
Etano	4.69
Propano	2.91
Butano	1.38

Tabla 17 Composición utilizada en la macro Propas integrada en Excel

Debido a la limitación de este software relativo a la incorporación al cálculo de compuestos de formulación más compleja, se han agrupado los compuestos isobutano, pentano, isopentano y hexano en el butano de la manera siguiente: $0.28+0.11+0.99 = 1.38$. El resultado final supone pequeñas variaciones, que se tomarán como despreciables. Por lo tanto, este software se tomará como válido para el cálculo de apoyo de densidades, temperaturas, presiones y demás parámetros necesarios además de para el cálculo de la pérdida de carga en el tramo desde la salida del sistema de almacenamiento hasta la entrada en turbina con la macro Perimcon.

Para el cálculo de la condensación se ha utilizado el software Refprop-Nist. Como ya sabemos, para una mezcla de un gas natural con una composición molar determinada según las configuraciones de presión y temperatura este gas podría entrar en la zona bifásica donde coexisten líquido y vapor. Para esta situación lo más correcto es utilizar el modo de cálculo "saturation points: at equilibrium" en lugar de la otra opción disponible "saturation points: bubble and dew points at same composition" ya que este último calcula las condiciones del gas en el punto de rocío (condensación) a partir de una presión dada pero considerando que la presión del gas y la del líquido será la misma y que ambas fases tendrán la misma composición. Esto no nos interesa para el cálculo de condensados porque con esta descripción estamos calculando el punto crítico donde coexisten las dos fases con la misma composición, es decir, con una temperatura y presión tales que hayan permitido que exista el mismo porcentaje de componentes ligeros y pesados tanto para la fase vapor como en la líquida condensada.

Por lo tanto, una vez esta claro el método de cálculo solo queda explicar el procedimiento. Es muy importante colocar la propiedad que establecemos como sabida (en nuestro caso los valores máximo y mínimo de presión del depósito del almacenamiento) en la columna correcta. En nuestro caso debemos de establecer esta presión para la fase vapor lo cual nos da una temperatura de saturación. Las fracciones molares de la fase vapor muestran la composición establecida como input mientras que las fracciones molares de la fase líquida muestran la composición de la primera producción de líquido. Es decir, de forma contraria, si hubiéramos querido obtener los valores de composición de la fase vapor de una mezcla líquida de este gas tras la formación de la primera ebullición, tendríamos que haber introducido los valores de presión y temperatura en las celdas correspondientes al estado líquido. Y así, finalmente, las fracciones molares de la fase líquida mostrarían la composición establecida como input, mientras que las fracciones molares de la fase vapor mostrarían la composición del primer vapor de ese gas que ha entrado en ebullición.



	Liquid Phase Temperature (C)	Vapor Phase Temperature (C)	Liquid Phase Pressure (bar)	Vapor Phase Pressure (bar)
1	-12,023	-12,023	78,000	78,000
2	-5,2912	-5,2912	49,000	49,000

Tabla 18 Puntos de saturación del gas natural. Refprop-Nist

Para el análisis se ha utilizado el método de cálculo “saturation points: at equilibrium”. Este método calcula las condiciones del gas en el punto de rocío (línea de saturación del gas en estado vapor a estado líquido) a partir de una presión dada. Es decir, al introducir el valor de presión de la fase vapor, lo que obtendremos será la composición de la primera gota condensada de esa fase vapor a fase líquida. Por lo tanto, veremos como la mayor parte del gas condensado está formado por hidrocarburos pesados (hexano, pentano, butano) con muy poco protagonismo de hidrocarburos y demás compuestos ligeros del gas natural. Si tomamos como referencia el metano podemos evaluar el comportamiento de este gas frente a las variaciones de presión y temperatura correspondientes a los límites superior e inferior deseados para este almacenamiento. A medida que aumentamos la presión de la fase vapor, concretamente de de 48 a 78 barg (y la temperatura de la fase vapor por lo tanto se ve disminuida de -2 a -8°C) veremos como el contenido en hidrocarburos ligeros (metano) aumenta su presencia en la mezcla del condensado. Los resultados se muestran a continuación:

Para la composición reducida tenemos que para el punto de saturación, la composición de las primeras gotas será la siguiente:

	Tª fase líquida			Tª fase vapor			Pº fase líquida			Pº fase vapor		
	-8,9629			-8,9629			78			78		
	N2	CO2	CH4	C2H6	C3H8	C4H10	C4H10	C5H12	C5H12	C6H14		
V	0,0483	0,024	0,8379	0,0469	0,0291	0	0,0099	0	0,0028	0,0011		
	N2	CO2	CH4	C2H6	C3H8	C4H10	C4H10	C5H12	C5H12	C6H14		
L	0,01	0,0217	0,425	0,0910	0,144	0	0,131	0	0,0884	0,0886		

Tabla 19 Composición del gas saturado a la presión alta del buffer para la composición reducida

	Tª fase líquida			Tª fase vapor			Pº fase líquida			Pº fase vapor		
	-2,9045			-2,9045			49			49		
	N2	CO2	CH4	C2H6	C3H8	C4H10	C4H10	C5H12	C5H12	C6H14		
V	0,0483	0,024	0,8379	0,0469	0,0291	0	0,0099	0	0,0028	0,0011		
	N2	CO2	CH4	C2H6	C3H8	C4H10	C4H10	C5H12	C5H12	C6H14		
L	0,0040	0,015	0,268	0,075	0,14	0	0,174	0	0,143	0,1718		

Tabla 20 Composición del gas saturado a la presión baja del buffer para la composición reducida

Vemos como para la fase vapor se mantiene la composición inicial del gas. Para entender este comportamiento se debe prestar atención al metano (CH₄) y al hexano (C₆H₁₄), el cual es el componente más representativo del gas natural y el más pesado respectivamente. Vemos como en la mezcla inicial comienza con un peso del 83.79% y 0.11% respectivamente. Para el punto de presión inferior del sistema de almacenamiento, este es 49 barg, tenemos una temperatura de rocío de -2°C. Se aprecia para este punto como el peso del metano en la mezcla de esta primera gota condensada disminuye de un 83.79% a un 26.8% aumentando considerablemente el peso del componente hidrocarburo más pesado de todos, el hexano, pasando de un 0.11% hasta un 17%. Del mismo modo si evaluamos para el punto de presión superior, 78 barg, se obtiene una temperatura de rocío de -8°C. En este caso, vemos como el peso del metano aumenta a un 42.5% mientras como el del hexano se reduce a 8.86%. Este comportamiento demuestra como a medida que nos adentramos en la zona bifásica la presencia de componentes más ligeros en esas primeras gotas de condensado es mayor. De este modo se reduce el dominio de los componentes más pesados en la mezcla de condensado.

Además se puede apreciar fijándonos en el gráfico, para la curva de saturación a la derecha, como con cualquier decremento de presión se produce un aumento de temperatura. Por lo

tanto se confirma con el gráfico como al reducir la presión del punto superior al inferior obtenemos un cambio de temperatura desde -8 a -2°C.

Para la composición completa tenemos que para el punto de saturación, la composición de las primeras gotas será la siguiente:

	Tª fase líquida		Tª fase vapor		Pª fase líquida			Pª fase vapor		
	-12,023		-12,023		78			78		
	N2	CO2	CH4	C2H6	C3H8	C4H10	C4H10	C5H12	C5H12	C6H14
V	0,048	0,024	0,838	0,047	0,029	0,0045	0,0054	0,0014	0,0014	0,0011
	N2	CO2	CH4	C2H6	C3H8	C4H10	C4H10	C5H12	C5H12	C6H14
L	0,01	0,022	0,446	0,093	0,147	0,047	0,0725	0,03	0,0446	0,086

Tabla 21 Composición del gas saturado a la presión alta del buffer para la composición completa

	Tª fase líquida		Tª fase vapor		Pª fase líquida			Pª fase vapor		
	-5,2912		-5,2912		49			49		
	N2	CO2	CH4	C2H6	C3H8	C4H10	C4H10	C5H12	C5H12	C6H14
V	0,0483	0,024	0,8379	0,0469	0,0291	0,0045	0,0054	0,0014	0,0014	0,0011
	N2	CO2	CH4	C2H6	C3H8	C4H10	C4H10	C5H12	C5H12	C6H14
L	0,0042	0,015	0,279	0,0777	0,154	0,058	0,101	0,051	0,0772	0,18

Tabla 22 Composición del gas saturado a la presión baja del buffer para la composición completa

Vemos como para la fase vapor se mantiene la composición inicial del gas igual que en el caso anterior. Además se cumple de forma similar lo analizado para el anterior caso con la composición reducida. En comparación con la composición reducida obtenemos unas temperaturas de saturación levemente inferiores de -5 y -12°C y unas composiciones para las primeras gotas de condensado levemente distintas.

Con el objetivo de diferenciar estos diferentes comportamientos obtenidos para la mezcla reducida y la completa se ha realizado un análisis de los isómeros, concretamente isobutano con n-butano e isopentano con n-pentano. En la composición reducida tenemos un contenido en pentano de 0.28% y en la completa tenemos un contenido de 0.14% tanto para isopentano como para n-pentano. Es decir, tenemos menos de n-pentano para tener más cantidad de isopentano. Por lo tanto, al tener la mezcla completa un menor contenido del isómero con punto de fusión más alto (menos negativo) y más denso (el n-pentano), para el mismo punto de presión del vapor, tendrá una temperatura de saturación menor (más negativa). De este

modo se comprueba que al haber un menor contenido de componentes pesados, provocará que la temperatura de saturación sea inferior.

En la tabla vemos como el n-pentano es más pesado que el isopentano. Por lo tanto, al ser más ligera la mezcla completa, esta tardará más en condensar demostrando una temperatura de saturación inferior a la de la mezcla reducida.

Se realizó el mismo análisis pero resolviendo para una composición típica de gas natural aportada en la base de datos del software Refprop-Nist obteniendo resultados similares a los de la composición completa con los isómeros isobutano e isopentano presentes.

Gracias a este estudio, se sabrá a partir de que valores de temperatura y presión se tendrá condensación no deseada. Por lo que si en un primer diseño del sistema de almacenamiento, se rebasan estos límites se deberá rediseñar la instalación para dejar al sistema del lado de la seguridad, es decir, sin posibilidad de que exista condensación que dañe equipos en ningún punto de la misma.

Cálculo de la capacidad del sistema de almacenamiento

El objetivo principal de construir un tanque de almacenamiento en la central es el de posibilitar a la misma de realizar un cambio de combustible de gas natural a uno de back up (en este caso fuel-oil) por si se produjese un fallo en el suministro o en los equipos de gas aguas arriba. Por lo tanto el gas natural será almacenado en unas condiciones y cantidad determinadas para asegurar el funcionamiento de ese proceso de cambio “switch-over process” en el que las turbinas tendrán que recibir el gas en unas condiciones muy precisas. Estas condiciones son marcadas por el suministrador de turbinas de acuerdo con el operador de la central de ciclo combinado.

Dicho esto, el proyecto propone como reto principal idear un sistema que permita asegurar el cumplimiento de las condiciones del gas natural. Este gas almacenado debe estar preparado para operar en turbina en el momento en el que se demande su participación. Con el objetivo de que esté disponible en las condiciones de presión, temperatura y cantidad requeridas, de la forma más rápida posible, se establecerán una serie de procedimientos.

En primer lugar se calculará la cantidad de gas natural necesaria para el proceso de cambio de combustible, acto seguido se analizará la capacidad del buffer atendiendo al proceso de descarga. Tras la obtención de un valor de capacidad final, se continuará con el estudio de la influencia que ejerce la variación de temperatura ambiental sobre la temperatura del buffer de gas para finalmente establecer el número de presurizaciones durante un cierto periodo a fin de conseguir que el gas almacenado este en todo momento preparado para su puesta en servicio. Para ello, será necesario tener en cuenta las variaciones anuales de temperatura producidas en esta ubicación geográfica durante el día. Además debido a estas variaciones se tendrá que comprobar que la existencia de condensación. Además se sugerirán modelos geométricos de almacenamiento alternativos y métodos de operación para conseguir mantener las condiciones del gas natural en el almacenamiento además de los empleados para la solución en este trabajo.

El cálculo del volumen de gas a almacenar en el tanque se puede realizar teniendo en cuenta las necesidades de gas natural que exige el propio sistema de turbina de gas en el documento relativo al cambio de combustible. Este proceso se encuentra previamente definido en la sección “Switch-over: proceso de cambio automático de gas a fueloil”. En esta sección se detalla como el suministrador de turbinas de gas define como se debe realizar este cambio en cuando al tiempo que debe durar este proceso y las condiciones de presión y temperatura a las que debe estar este gas entrando a la turbina de gas. De este modo, se tiene:

- Cantidad de gas en condiciones normales ($T=0^{\circ}\text{C}$ y 1 barg) que se necesita durante el proceso de cambio “switch-over”. Para ello, es necesario calcular la densidad de ese gas en estas condiciones mediante cualquiera de los software que se utilizan en el proyecto RHOGAS o REFPROP. De esta manera, a partir de esta masa de gas en kg a consumir en turbina se obtienen los Nm^3 necesarios.
- Para calentar el gas cuando sale del tanque, con el objetivo de prepararlo para su entrada en turbina en ciclo abierto, es necesario calentarlo a 70°C mediante el Calentador de gas “Water Bath Heater”. Esta máquina opera con gas natural de la

misma composición, el cual se aportará del propio tanque, por lo que se tiene en cuenta para el cálculo de la capacidad. Conociendo el caudal aportado al calentador de $1800 \text{ Nm}^3/\text{h}$ o lo que es lo mismo, $30 \text{ Nm}^3/\text{min}$.

La operación de cambio de combustible tiene una duración de 8 minutos y el calentador de gas que hará funcionar la caldera deberá hacerlo durante un tiempo mayor. Es decir, tendrá que entrar en operación unos minutos previos a la orden de cambio con el objetivo de alcanzar el punto óptimo de funcionamiento para cuando se necesite calentar el gas destinado a turbina.

Se define este tiempo en 30 minutos, siendo de 15 minutos el calentamiento, 10 minutos durante el cambio de combustible y los restantes 5 de seguridad de la máquina para evitar una parada súbita. Siendo así tenemos una cantidad de 900 Nm^3 que se incorporará al tanque de almacenamiento junto con el gas destinado a mover las turbinas.

- Se ha definido un margen de seguridad del 10% debido a los cambios de temperatura que tienen lugar durante el día. Estas diferencias de temperatura entre el día y la noche provocarán que la temperatura del tanque varíe y con ella la presión. Durante la noche cuando las temperaturas descienden, el gas se expande proporcionalmente y durante el día al ascender la temperatura el gas vuelve a presurizarse volviendo al punto de equilibrio.

Finalmente, sumando estas tres cantidades, se obtiene el valor de capacidad necesario para realizar el proceso de cambio de combustible. Este es de 377 m^3 .

A continuación, tal y como se ha especificado anteriormente, se prosigue el cálculo del volumen estudiando el comportamiento del gas durante la descarga hacia turbina. Por lo tanto, el objetivo es encontrar el volumen que haga posible que se cumplan las condiciones de presión y temperatura a la salida durante la descarga. El límite de presión inferior será igual a 48 barg, debido a que aguas abajo existe un reductor de presión que permitirá reducir esta a un valor que este acorde con la salida del sistema global de almacenamiento. En teoría, por lo calculado en el anterior apartado, este valor sería de 46 barg pero por criterios conservadores se ha dado un margen de presión de 2 barg. Como ya se ha explicado anteriormente, una vez el gas sale del sistema global de almacenamiento se conducirá directamente hacia turbina. De esta manera se puede apreciar que en ningún caso se podrá aumentar la presión si el valor cae por debajo del límite ya que en este tramo de la instalación no existe ningún compresor que permita aumentar esta presión. Por lo tanto, finalmente no debe existir la posibilidad de que esta presión caiga por debajo de este valor límite.

En cuanto a la temperatura, cabe resaltar que se trata de una variable a tener en cuenta por la influencia que tiene sobre la presión. Las variaciones de presión y temperatura que tienen lugar durante la transición del día hacia la noche afectarán a las condiciones del gas en el momento en el que se pudiera necesitar para el proceso de switch-over, esto es, durante la descarga. Ya que no es lo mismo iniciar el proceso de descarga del gas con unas condiciones para el gas almacenado de 78 barg y 65°C que si tenemos el gas a una presión inferior.

Por lo tanto será necesario plantear diferentes casos de simulación que engloben todas las posibles situaciones que se pudieran producir en el tanque, durante el almacenamiento y la descarga para estudiar el comportamiento en la descarga, a fin de resolver el volumen final del buffer de gas. Es decir, más adelante, una vez establecido el volumen del buffer, se definirá un número de presurizaciones necesarias para conseguir que las variaciones de temperatura atmosférica afecten en menor medida al estado que debe tener el gas durante la descarga y entrega a turbina.

Por lo tanto, en primer lugar se analizará el proceso de descarga de este gas en el momento en el que la turbina demanda este gas del sistema de almacenamiento debido a la activación del estado de emergencia. Para ello, se han tenido en cuenta las siguientes ecuaciones para el cálculo de la densidad del gas, su presión y la resolución de la ecuación diferencial.

$$\rho_2 = \rho_1 - \left[\frac{\dot{m}}{V_{tot}} * (t_2 - t_1) \right]$$

$$\Delta U = \frac{-\dot{m}_{12}}{V_{tot}} * \left(\int_{t_0}^{t_1} \left(\frac{P}{\rho^2} \right) dt \right)$$

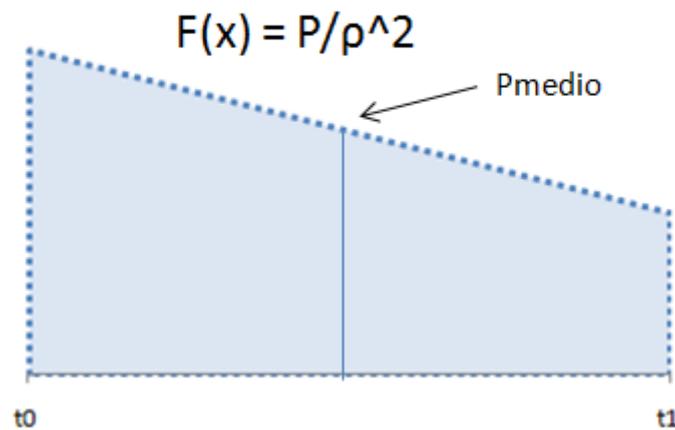
$$0 = \Delta U + \frac{\dot{m}_{12}}{V_{tot}} * \left(\int_{t_0}^{t_1} K dt \right)$$

Siendo K una constante, podemos resolver la integral para este intervalo de tiempo, de la forma siguiente:

$$\left. \frac{P}{\rho^2} \right|_{t_0} + \left. \frac{P}{\rho^2} \right|_{t_1} * (t_1 - t_0) * \frac{1}{2}$$

De esta manera lo que hacemos es evaluar el punto medio del intervalo. Este intervalo será de medio minuto de duración.

Integral bajo la curva



Finalmente, la ecuación resultante a resolver es:

$$ECU = (U_1 - U_0) + \left[\frac{\dot{m}_1}{V_{tot}} * \left(\left(P_1 * 1000 * \frac{1}{\rho_1^2} \right) + \left(P_0 * 1000 * \frac{1}{\rho_0^2} \right) \right) * 0.5 * 60 * (t_1 - t_0) \right]$$

Para poder abordar mejor esta tediosa ecuación diferencial, se realiza en primer lugar un análisis dimensional de la misma, resultando en lo siguiente:

$$1 \text{ Pa} = \frac{\text{J}}{\text{m}^3} = \frac{\text{kg} * \text{m}}{\text{seg}^2}$$

$$ECU \left(\frac{\text{KJ}}{\text{kg}} \right) = \left(\frac{\text{KJ}}{\text{kg}} - \frac{\text{KJ}}{\text{kg}} \right) + \left[\frac{\frac{\text{kg}}{\text{seg}}}{\text{m}^3} * \left(\frac{\text{KJ}}{\text{m}^3} * \left(\frac{\text{m}^3}{\text{kg}} \right)^2 + \frac{\text{KJ}}{\text{m}^3} * \left(\frac{\text{m}^3}{\text{kg}} \right)^2 \right) * \text{seg} \right]$$

$$ECU \left(\frac{\text{KJ}}{\text{kg}} \right) = \left(\frac{\text{KJ}}{\text{kg}} \right) + \left[\frac{\frac{\text{kg}}{\text{seg}}}{\text{m}^3} * \left(\frac{\text{KJ}}{\text{m}^3} * \frac{\text{m}^6}{\text{kg}^2} \right) * \text{seg} \right]$$

$$ECU \left(\frac{\text{KJ}}{\text{kg}} \right) = \left(\frac{\text{KJ}}{\text{kg}} \right) + \left[\frac{\frac{\text{kg}}{\text{seg}}}{\text{m}^3} * \left(\frac{\text{KJ} * \text{m}^3}{\text{kg}^2} \right) * \text{seg} \right]$$

$$ECU \left(\frac{\text{KJ}}{\text{kg}} \right) = \left(\frac{\text{KJ}}{\text{kg}} \right) + \left(\frac{\text{KJ}}{\text{kg}} \right)$$

Para el cálculo de la presión resultante durante la descarga en cada intervalo de tiempo se ha programado una macro caracterizada por ser una función de tipo “tratamiento de datos” (análisis Y Si) o lo que es lo mismo, buscar objetivo. La estructura será la siguiente:

```
Sub Macro1()
For i = 12 To 31
Cells(i, 3) = Cells(i - 1, 3) - 0.1
Cells(i, 8).GoalSeek Goal:=0, ChangingCell:=Cells(i, 3)
Next i
End Sub
```

Ilustración 37 Código de la Macro referente al cálculo de la presión de salida durante la descarga del gas natural

La primera línea va restando 0.1 al valor de presión de la celda anterior. En la segunda instrucción lo que hace la función GoalSeek es buscar lo que queda para llegar a un valor (objetivo) al aplicar una fórmula en una celda. En las celdas de la columna 8 esta la fórmula de la ecuación diferencial (ecuación...) a resolver, por lo tanto, lo que va a devolver la función GoalSeek es el valor de presión que se estima necesario para alcanzar el valor objetivo, el cual es 0 para esa función (viene indicado por el parámetro Goal). Ese valor que devuelve GoalSeek lo escribe en cada celda de la columna 3 cerrando la iteración y definiendo el bucle creado.

En resumen, la primera línea va restando 0.1 al valor de la celda anterior, y a continuación, ese valor se vuelve a sobrescribir con el valor devuelto por la función GoalSeek que va a calcular el valor de presión que falta para llegar a 0 (valor objetivo) según la fórmula indicada en Cells (i,8). Este valor de presión es el que finalmente se va a establecer para ese intervalo de tiempo y a continuación se repite este proceso iterativo para las filas que restan.

El objetivo que se persigue es conseguir controlar el valor de presión para el tramo donde se cumplen los 8 minutos de abertura de la salida del buffer. Este valor debe ser superior al límite inferior establecido en 46 barg. El único input a variar es el volumen del buffer. Este parámetro tiene poder en las ecuaciones, afectando a los valores de densidad y presión obtenidos tras la resolución de las ecuaciones. Por esto, tras realizar el análisis simulando la hoja de cálculo por medio de la macro, se obtiene el valor de capacidad que consigue mantener el valor de presión de salida por encima de 48 barg. Este valor es igual a $900m^3$.

Vemos como la diferencia entre el valor de gas natural necesario para realizar el cambio de combustible igual a $377m^3$ y el valor de capacidad de valor $900m^3$ necesario para que no se rebase el límite inferior de presión fijado en 48 barg, es notable. Se trata de un volumen dos veces y media superior y finalmente se elegirá como volumen final el más restrictivo de ambos. En el apartado que acontece a continuación se calculará la influencia que ejercen las condiciones ambientales externas sobre el sistema de almacenamiento. Para ello, se han

hallado las condiciones medioambientales que existen en la región de emplazamiento reflejadas en el Anexo de este Trabajo Fin de Máster.

Volumen total [V_tot]	900	unidades						
Densidad Normal	0,88	kg/Nm ³						
Consumo 4GT+caldera+margen	23325,78	Nm ³	→	$V2=P1*V1*T2/T1*P2$	→	377,40	m ³	
Consumo 4GT+caldera+margen	20581,11	kg						
nitrogen;0,0483;carbon dioxide;0,024;methane;0,8379;ethane;0,0469;propane;0,0291;butane;0,0054;isobutane;0,0045;pentane;0,0014;isopentane;0,0014;hexane;0,0001								
Tiempo [t]	Flujo = [m]	Presión [P]	rho [ρ]	temperatura [T]	U	h	ECU	
min	kg/s	Mpa	kg/m ³	°C	kJ/kg	kJ/kg		
0	72	7,9000000	60,40396999	65	679,5155225	810,3016282		
0,5	63	7,5334530	58,30396999	61,31969471	674,9155339	804,1254823	0,000411787	
1	54	7,2237869	56,50396999	58,0891965	670,8848515	798,7305041	0,000182909	
1,5	54	6,9182688	54,70396999	54,78430078	666,7680439	793,2354438	0,000194193	
2	54	6,6168820	52,90396999	51,40054303	662,5598409	787,6332902	0,000206381	
2,5	54	6,3196145	51,10396999	47,93305126	658,2544872	781,9163957	0,000219548	
3	54	6,0264594	49,30396999	44,37649377	653,8456792	776,0763915	0,000233774	
3,5	47,5	5,7719903	47,72063666	41,16978963	649,8765708	770,830328	0,000107834	
4	41	5,5549040	46,35396999	38,33954101	646,3780268	766,2146655	3,54443E-05	
4,5	34,5	5,3740755	45,20396999	35,91090372	643,3792804	762,2643132	4,94024E-06	
5	28	5,2285446	44,27063666	33,90626737	640,9061438	759,0102647	-0,000855955	
5,5	28	5,0841282	43,33730333	31,87083035	638,3970758	755,7123644	-0,000826399	
6	28	4,9408295	42,40396999	29,80342602	635,8506869	752,3687747	-0,000797496	
6,5	28	4,7986521	41,47063666	27,70281985	633,2655049	748,9775492	-0,000769362	
7	28	4,6576006	40,53730333	25,56770389	630,639968	745,536624	-0,000742122	
7,5	14	4,5875012	40,07061999	24,48699426	629,3119183	743,7973253	-8,81862E-07	
8	0,001	4,587495792	40,07058666	24,48689426	629,3117871	743,7971534	-3,59675E-05	
8,5	0,001	4,587490344	40,07055333	24,48679427	629,3116559	743,7969815	-3,59676E-05	
9	0,001	4,587484896	40,07051999	24,48669427	629,3115247	743,7968095	-3,59678E-05	
9,5	0,001	4,587479448	40,07048666	24,48659428	629,3113935	743,7966376	-3,59679E-05	
10	0,001	4,587474	40,07045333	24,48649428	629,3112623	743,7964657	-3,5968E-05	

Ilustración 38 Valores finales de presión de salida tras la iteración

Cálculo de la influencia de las condiciones climáticas sobre cada cilindro individual el sistema de almacenamiento

Cálculo de la transferencia de calor

Tras calcular la capacidad total del buffer por medio del análisis de la caída de la presión en la descarga se desea estudiar la transferencia de calor del gas almacenado a 65°C en el tanque hacia el exterior según la temperatura ambiental decrezca debido a la transición del día hacia la noche. Las conclusiones obtenidas con este análisis pretenden servir como aviso para establecer el trigger point a partir del cual es necesario presurizar el buffer para evitar que la presión caiga por debajo de un determinado valor. Cabe comentar que en un principio se estudiaron diferentes formas de llevar a cabo este control de presión distintas de la presurización (introduciendo gas natural), estas fueron: disposición de una vejiga dentro del depósito que permitiese controlar la presión en el interior mediante la variación de la presión por medio de la vejiga, otro método podría haber sido la introducción de nitrógeno como gas de apoyo para aumentar la presión y por último se pensó la posibilidad de calefactar. Esta última opción, aunque lógica, no es viable debido a que económicamente supone un gasto enorme el hecho de calentar cada uno de los tanques de forma individual. Tras evaluar cada una de las alternativas, se optó por adoptar como solución la forma más óptima y rentable correspondiente con la presurización. Se trata de introducir una cierta cantidad de gas arrancando el compresor de gas natural situado aguas arriba.

Por lo tanto, tal y como se ha calculado, la capacidad de almacenamiento global será de 900 m^3 . Esta capacidad total será dividida por 90 tanques individuales, y cada uno de ellos consecuentemente tendrá 10 m^3 de capacidad.

A continuación se procede a realizar un estudio comparativo. En él, se compararan los resultados obtenidos mediante el software de cálculo analítico Ansys y el cálculo teórico.

El cálculo teórico consistirá en someter al cilindro a un calentamiento inicial de su superficie interna con el objetivo de simular la temperatura del gas recién almacenado al comienzo del análisis y simultáneamente dejar esta temperatura libre para someterlo a un flujo cruzado de aire ambiental y estudiar el efecto de influencia que ejerce sobre ella. Se trata de un conjunto específico de condiciones de operación en las que la velocidad del aire se mantuvo en todo momento a 10 m/s = 36 km/h (conservador) y la temperatura del aire a contracorriente se redujo desde los 50°C a los 8°C propios de la temperatura máxima y mínima en un día común en Omán. Las hipótesis tomadas son las siguientes:

El modelo teórico real tendría tres resistencias asociadas: La exterior relativa a la convección con el ambiente, una resistencia conductiva referente al espesor del material del cilindro y finalmente una resistencia convectiva interior que hace referencia al contacto entre las partículas de gas almacenadas dentro del cilindro con la pared interna. Expresadas del siguiente modo:

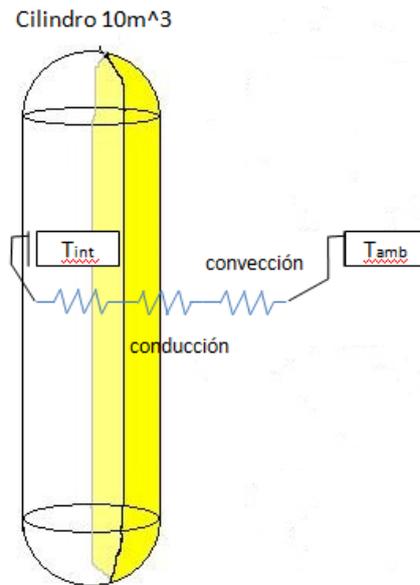


Ilustración 39 Fenómenos de transferencia de calor en cada cilindro individual del almacenamiento

En el primer tramo referente a la influencia provocada por el contacto íntimo entre partículas y a su vez con la cara interna del depósito será despreciable. Se tomará como aproximación que todas las partículas contenidas en el tanque de almacenamiento poseen la misma temperatura que será igual a la temperatura interior de almacenamiento e igual a la de la pared interna. En teoría existiría una convección entre las partículas internas de gas y la pared interna del cilindro que haría que la temperatura en la pared del mismo fuese levemente inferior a la interna del gas. Por lo tanto, se desprecia para este cálculo la convección interna que pudiera existir en el interior del cilindro.

En el segundo tramo toma protagonismo la conducción. Cuando en un medio sólido existe un gradiente de temperatura, el calor se transmite de la región de mayor temperatura a la de menor temperatura. El calor transmitido por conducción por unidad de tiempo q_k es proporcional al gradiente de temperatura dT/dx multiplicado por el área A a través del cual se transfiere. El flujo de calor depende de la conductividad térmica k que es la propiedad física del medio [W/m K]. Quedando definida la Ley de conducción de calor de Fourier como:

$$q_k = \frac{k * A}{L} (T_1 - T_2)$$

Finalmente una vez superado ese espesor, toma presencia la convección con el aire ambiente. Cuando un fluido se pone en contacto con una superficie sólida a una temperatura distinta, el proceso resultante de intercambio de energía térmica se denomina transferencia de calor por convección. Hay dos tipos de procesos de convección: convección libre o natural y convección forzada. En el primer caso la fuerza motriz procede de la diferencia de densidad en el fluido que resulta del contacto con una superficie a diferente temperatura y da lugar a fuerzas

ascensionales. En el segundo caso una fuerza motriz exterior mueve un fluido sobre una superficie a una temperatura mayor o inferior que la del fluido. La ley de Enfriamiento de Newton define la transferencia de calor por convección, del siguiente modo:

$$q_c = h * A * (T_s - T_\infty)$$

El cálculo se realizará desde el exterior hacia el interior, de este modo, en primer lugar se estudiará la convección exterior del aire ambiente con el cilindro. A continuación se expone la metodología de cálculo seguida para obtener los resultados convectivos.

Metodología para un cálculo de convección

1. Conocer de inmediato la geometría del flujo. La forma específica de la correlación de la convección depende, por supuesto, de la geometría.
2. Especificar la temperatura de referencia apropiada y evaluar las propiedades del fluido pertinentes a esa temperatura. Para diferencias moderadas de temperatura de la capa límite, puede usarse la temperatura de película con este propósito. Sin embargo, consideraremos correlaciones que requieren la evaluación de las propiedades a la temperatura de la corriente libre e incluyen una variación de las propiedades para explicar el efecto de propiedad no constante.
3. En problemas de transferencia de masa, las propiedades pertinentes del fluido son las de la especie B. En nuestro tratamiento de la transferencia de masa por convección nos preocupamos solo de mezclas binarias diluidas.
4. Calcule el número de Reynolds. Las condiciones de la capa límite están fuertemente influenciadas por este parámetro. Determine si el flujo es laminar o turbulento.
5. Decida si requiere un coeficiente local o promedio de la superficie. Recuerde que, para una temperatura superficial o densidad de vapor constante, el coeficiente local se usa para determinar el flujo en un punto particular sobre la superficie, mientras que el coeficiente promedio determina la transferencia para toda la superficie.
6. Seleccione la correlación apropiada

Flujo alrededor de un cilindro

Otro flujo externo común incluye el movimiento del fluido normal al eje de un cilindro circular. Como se muestra en la figura siguiente, el fluido de la corriente libre se lleva al reposo en el punto de estancamiento delantero, con el acompañamiento de una elevación de la presión [18]. A partir de este punto, la presión disminuye al aumentar x , mientras que la coordenada laminar y la capa límite se producen bajo la influencia de un gradiente de presión favorable.

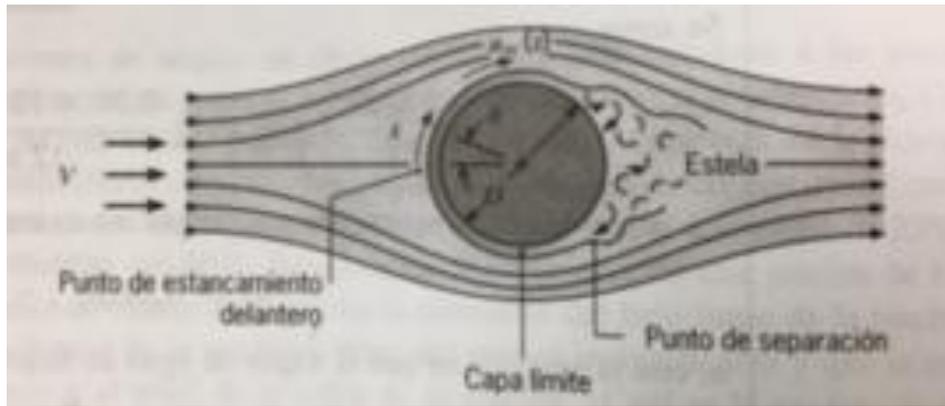


Ilustración 40 Flujo alrededor de un cilindro

Sin embargo, la presión debe finalmente alcanzar un mínimo, y hacia la parte posterior del cilindro ocurre la producción de otra capa límite en la presencia de un gradiente de presión adverso. La velocidad de flujo libre u_{∞} , tiene valor cero en el punto de estancamiento. El fluido se acelera debido al gradiente de presión favorable, alcanza una velocidad máxima y posteriormente se desacelera debido al gradiente de presión adverso. A medida que el fluido se desacelera, el gradiente de velocidad en la superficie, finalmente se hace cero. En esta posición denominada punto de separación el fluido cerca de la superficie carece de suficiente momento para vencer el gradiente de presión y es imposible un movimiento continuo corriente abajo. Como el fluido que se aproxima también impide que el flujo regrese corriente arriba, debe ocurrir la separación de la capa límite. Esta es una condición por la que la capa límite se separa de la superficie y se forma una estela en la región corriente abajo. El flujo en esta región se caracteriza por la formación de vórtices y es altamente irregular.

La ocurrencia de una transición de la capa límite, que depende del número de Reynolds, influye fuertemente en la posición del punto de separación. Para el cilindro circular, la longitud característica es el diámetro, y el número de Reynolds se define como:

$$Re_D = \frac{\rho * V * D}{\mu} = \frac{V * D}{\nu}$$

Dado que el momento del fluido en una capa límite turbulenta es mayor que en la capa límite laminar, es razonable esperar que la transición retrase la ocurrencia de la separación. Si $Re_D < 2E5$, la capa límite permanece como laminar y la separación ocurre en 80° . Sin embargo, si $Re_D > 2E5$, ocurre la transición de la capa límite y la separación se retrasa a 140° .

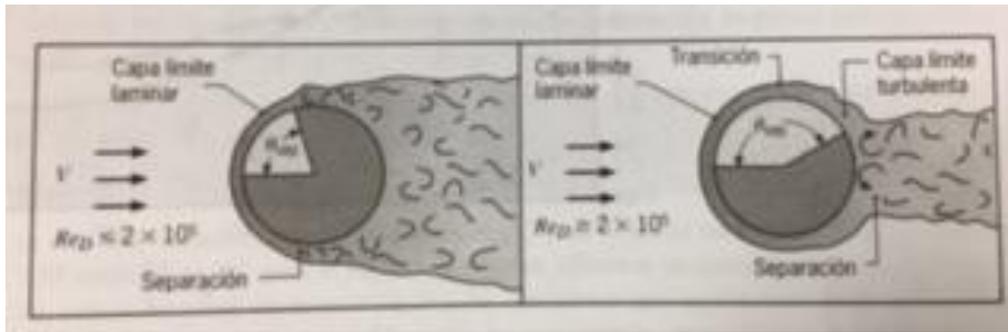


Ilustración 41 Capas límite del flujo ante un objeto

Los procesos anteriores influyen mucho en la fuerza de arrastre, F_d , que actúa sobre el cilindro. Esta fuerza tiene dos componentes, uno de los cuales se debe al esfuerzo cortante superficial de la capa límite (arrastre por fricción). El otro componente se debe a un diferencial de presión en la dirección del flujo que resulta de la formación de la estela (arrastre de forma, o de presión). Un coeficiente de arrastre adimensional C_d se define como:

$$C_d = \frac{F_d}{A_f * \frac{\rho * V^2}{2}}$$

Transferencia de calor y masa por convección

Para entender la transferencia de calor y masa por convección es necesario previamente definir los diferentes números adimensionales que participan en las ecuaciones:

Número de Reynolds: el número de Reynolds se puede definir como la relación entre las fuerzas inerciales o convectivas y las fuerzas viscosas presentes en un fluido. Éste relaciona la densidad, viscosidad, velocidad y dimensión típica de un flujo en una expresión adimensional, que interviene en numerosos problemas de dinámica de fluidos. Dicho número o combinación adimensional aparece en muchos casos relacionado con el hecho de que el flujo pueda considerarse laminar (número de Reynolds pequeño) o turbulento (número de Reynolds grande). Su fórmula se ha definido en párrafos anteriores.

Número de Nusselt: este parámetro es igual al gradiente de temperatura adimensional en la superficie y proporciona una medida de la transferencia de calor por convección que ocurre en la superficie. Para una geometría establecida se tiene que este número es función de tres parámetros:

$$Nu = f_4(x, Re, Pr)$$

El número de Nusselt es para la capa límite térmica lo que el coeficiente de fricción es a la capa límite de velocidad. Si se conociera esta función, serviría para calcular el valor de Nu para diferentes fluidos y para diferentes valores de V y L . Del conocimiento de Nu , se puede encontrar el coeficiente de convección local h y entonces se calcula el flujo de calor local. Además como el coeficiente de transferencia de calor promedio se obtiene al integrar sobre la superficie del cuerpo, debe ser independiente de la variable espacial x .

Número de Prandtl: es un número adimensional proporcional al cociente entre la viscosidad y la difusividad térmica

$$Pr = \frac{\nu}{\alpha}$$

En cuanto a los resultados experimentales para la variación del número local de Nusselt con Θ para el cilindro en un flujo cruzado de aire, no es de sorprender que en los resultados influya mucho la naturaleza de la producción de la capa límite sobre la superficie [18]. Si se consideran las condiciones para $Re < 10E5$. Al comenzar en el punto de estancamiento, Nu disminuye al aumentar Θ como resultado del desarrollo de la capa límite laminar. Sin embargo, se alcanza un mínimo en $\Theta = 80^\circ$, donde ocurre la separación y Nu aumenta con Θ debido a la mezcla asociada con la formación de vórtices en la estela. En cambio, para $Re > 10E5$, la variación de Nu con Θ se caracteriza por dos mínimos. La disminución en Nu del valor en el punto de estancamiento de nuevo se debe a la producción de la capa límite, pero el agudo aumento que ocurre entre 80° y 100° ahora se debe a la transición de la capa límite a turbulenta. Con el desarrollo posterior de la capa límite turbulenta Nu de nuevo comienza a disminuir. Finalmente ocurre la separación $\Theta = 140^\circ$ y Nu aumenta como resultado de la mezcla en la región de la estela. El aumento de Nu con el aumento de Re se debe a una reducción correspondiente en el espesor de la capa límite.

Se pueden obtener correlaciones para el número de Nusselt local y en el punto de estancamiento delantero analizando la capa límite. Sin embargo desde el punto de vista de los cálculos de ingeniería de este proyecto, estamos más interesados en las condiciones promedio globales. La correlación empírica debida a Hilpert se usa ampliamente y además se sugieren otras correlaciones para el cilindro circular en flujo cruzado. La correlación que se debe a Zhukauskas es de la forma:

$$Nu = C * Re^m * Pr^n * \left(\frac{Pr}{Pr_s}\right)^{\frac{1}{4}}$$

$$0.7 < Pr < 500$$

$$1 < Re < 10^6$$

Donde todas las propiedades se evalúan en T_∞ excepto Pr_s que se evalúa en T_s . Para completar el ejercicio se definen en la tabla los valores de C y m. Si $Pr < 10$ entonces $n=0.37$, m si $Pr > 10$, $n=0.36$. Churchill y Bernstein propusieron una sola ecuación de gran extensión que cubre todo el rango de Re para el que se dispone de datos, así como un amplio rango de Pr. En esta ecuación, todas las propiedades se evalúan a la temperatura de película. Esta ecuación no se utilizará para el cálculo, escogiéndose la de Zhukauskas como principal por su sencillez y practicidad.

Re	C	m
1-40	0.75	0.4
40-1000	0.51	0.5
$10^3 - 2 \times 10^5$	0.26	0.6
$2 \times 10^5 - 10^6$	0.076	0.7

Tabla 23 Coeficientes C y m para el calculo convectivo

Constantes de la ecuación de Zhukauskas para el cilindro circular en flujo cruzado.

Ninguna de las correlaciones se debe considerar como exactas. Cada una de ellas es razonable sobre cierto rango de condiciones, pero para la mayoría de los cálculos de ingeniería no se debe esperar una precisión mucho mejor que 20% [18].

Análisis de la convección por el método de Zhukauskas

Para el análisis se ha utilizado tal y como se dijo con anterioridad, el método de Zhukauskas, es decir, una correlación apropiada para determinar el coeficiente e convección. Esta correlación permite determinar el coeficiente de transferencia de calor por convección tras ir obteniendo los distintos números adimensionales: Número de Nusselt, Reynolds y Prandtl, este último por medio de las tablas referentes a las propiedades termofísicas de gases a presión atmosférica particularizadas para el aire obtenidas gracias a [18].

A la hora de realizar el análisis, percibí que este experimento tomaba dos temperaturas conocidas, la ambiental y la de la superficie, para calcular finalmente el coeficiente de convección como única incógnita. Para este análisis, en el que la temperatura ambiental iría decreciendo en función del tiempo, la temperatura de la superficie lo haría también junto con la variación del coeficiente de convección. Con esto, se tenían 2 incógnitas y 1 sola variable conocida por lo que decidí aplicar el siguiente método de cálculo que implementé por medio de una macro en Excel. Decidí llevar a cabo el experimento en sentido inverso, es decir, tomar como dato conocido la temperatura ambiente y para el coeficiente de convección nuevo tomaría el de la etapa anterior restándole la semilla para conseguir mediante la sucesiva iteración de las ecuaciones que la diferencia entre los números de Prandtl nuevo y anterior para la superficie fuera mínima.

En primer lugar, todas las propiedades excepto Pr_s , se evalúan para T_∞ . En la resolución en sentido directo calcularíamos el coeficiente de convección de la siguiente forma:

$$Re_D = \frac{V * D}{\nu}$$

$$Nu = C * Re^m * Pr^n * \left(\frac{Pr}{Pr_s}\right)^{\frac{1}{4}}$$

$$h = Nu * \frac{k}{D}$$

En sentido inverso comenzaríamos calculando el número de Reynolds y sus parámetros C, m y n asociados que solo dependen de las condiciones del aire ambiente.

A continuación introducimos el coeficiente de convección como variable en la ecuación de Zhukauskas y despejamos el valor de Pr_s para la superficie. Una vez se consigue este parámetro se interpola en tablas para conseguir la temperatura de la superficie.

$$Pr_s = \frac{Pr}{\sqrt[0.25]{\frac{h * D}{k * C * Re^m * Pr^n}}}$$

El objetivo que pretende conseguir la Macro programada en Excel es que la diferencia entre el [Prs nuevo – Prs anterior] sea mínima, es decir, intentará aproximar a cero quedando esta diferencia positiva, por lo tanto definiendo el desarrollo de Prs como creciente lo que nos da temperaturas de superficie en descenso. Esto se conseguirá dejando libre la variación del valor del coeficiente de convección h, el cual, podría tomarse como valor constante por medio de una aproximación pero se ha preferido que varíe levemente tal y como ocurriría en el caso real. La macro programada es la siguiente:

```
Sub Macro1()
For i = 45 To 87
Cells(i, 15) = Cells(i - 1, 15) - 1.25
Cells(i, 16).GoalSeek Goal:=0, ChangingCell:=Cells(i, 15)
Next i
End Sub
```

Dicha Macro pretende recorrer todas las filas desde la número 45 hasta la 87, tomando el nuevo h (columna 15) como el anterior restándole un valor para que comience la iteración. A continuación conseguirá igualar a cero la ecuación de la columna 16 [Prs nuevo – Prs anterior] variando el nuevo coeficiente de convección h y así de esta manera se obtiene el nuevo Prs que nos da la siguiente nueva temperatura en descenso. En la siguiente figura se puede apreciar el descenso progresivo de temperatura en el gas contenido en el buffer en función del descenso de temperatura producido en el ambiente. Vemos como el ensayo se comienza para una temperatura externa conocida máxima cuando la temperatura del gas del buffer corresponde con los 65°C ya que se encuentra recién introducido en el depósito. De forma gradual se va descendiendo la temperatura ambiental hasta alcanzar la mínima de 8°C para la ubicación de la planta. Finalmente vemos como la temperatura del buffer alcanza los 20°C en su superficie interna.

T_amb (°C)	T_amb (°K)	v*10 ⁶	k*10 ³	Pr	T_sup(°C)	Prs exacto	T_sup(K)	Prs	Red	c	m	n	Nud	h	Prsnuevo-Prsantiguo
51	324	18.3044	28.076	0.70364	65	0.70168	338	0.70168	556368.9605	0.076	0.7	0.37	702.085761	19.35561648	
50	323	18.2038	28.002	0.70378	63	0.70196	336	0.7019674	559443.6326	0.076	0.7	0.37	704.8393731	19.38031434	0.000183761
49	322	18.1032	27.928	0.70392	62	0.7021	335	0.7020537	562552.4769	0.076	0.7	0.37	707.6191612	19.40532986	0.000186356
48	321	18.0026	27.854	0.70406	61	0.70224	334	0.7022391	565696.0661	0.076	0.7	0.37	710.4255202	19.43066814	0.000185344
47	320	17.902	27.78	0.7042	59	0.70252	332	0.7024234	568874.986	0.076	0.7	0.37	713.2588531	19.45633439	0.000184327
46	319	17.8014	27.706	0.70434	58	0.70266	331	0.7026067	572089.8356	0.076	0.7	0.37	716.1195716	19.48233391	0.000183303
45	318	17.7008	27.632	0.70448	57	0.7028	330	0.7027890	575341.2275	0.076	0.7	0.37	719.0080958	19.50867214	0.000182273
44	317	17.6002	27.558	0.70462	55	0.70308	328	0.7029704	578629.7883	0.076	0.7	0.37	721.9248547	19.53535462	0.000181236
43	316	17.4996	27.484	0.70476	54	0.70322	327	0.7031904	581956.159	0.076	0.7	0.37	724.8702864	19.56238703	0.000180194
42	315	17.399	27.41	0.7049	53	0.70336	326	0.7033295	585320.9955	0.076	0.7	0.37	727.8448364	19.58977516	0.000179145
41	314	17.2984	27.336	0.70504	51	0.70364	324	0.7035076	588724.9688	0.076	0.7	0.37	730.8489677	19.61752432	0.00017809
40	313	17.1978	27.262	0.70518	50	0.70378	323	0.7036947	592168.7658	0.076	0.7	0.37	733.8831411	19.64564237	0.000177029
39	312	17.0972	27.188	0.70532	49	0.70392	322	0.7038906	595653.0894	0.076	0.7	0.37	736.9478359	19.6741337	0.000175962
38	311	16.9966	27.114	0.70546	48	0.70406	321	0.7040955	599178.6593	0.076	0.7	0.37	740.0435393	19.70300523	0.000174889
37	310	16.896	27.04	0.7056	46	0.70434	319	0.7042093	602746.2121	0.076	0.7	0.37	743.1707496	19.73226342	0.00017381
36	309	16.7954	26.966	0.70574	45	0.70448	318	0.7043820	606356.5024	0.076	0.7	0.37	746.3299759	19.7619149	0.000172725
35	308	16.6948	26.892	0.70588	44	0.70462	317	0.7045537	610010.3026	0.076	0.7	0.37	749.5217386	19.79196641	0.000171635
34	307	16.5942	26.818	0.70602	43	0.70476	316	0.7047242	613708.4041	0.076	0.7	0.37	752.74657	19.82242449	0.000170538
33	306	16.4936	26.744	0.70616	42	0.7049	315	0.7048937	617451.6176	0.076	0.7	0.37	756.0050139	19.85329742	0.000169435
32	305	16.393	26.67	0.7063	40	0.70518	313	0.7050620	621240.7735	0.076	0.7	0.37	759.2976269	19.88459123	0.000168327
31	304	16.2924	26.596	0.70644	39	0.70532	312	0.7052292	625076.7229	0.076	0.7	0.37	762.624978	19.91631374	0.000167213
30	303	16.1918	26.522	0.70658	38	0.70546	311	0.7053953	628960.3379	0.076	0.7	0.37	765.9876432	19.94847254	0.000166093
29	302	16.0912	26.448	0.70672	37	0.7056	310	0.7055603	632892.5127	0.076	0.7	0.37	769.3862361	19.98107539	0.000164968
28	301	15.9906	26.374	0.70686	36	0.70574	309	0.7057241	636874.1636	0.076	0.7	0.37	772.821348	20.01413024	0.000163837
27	300	15.89	26.3	0.707	34	0.70602	307	0.7058968	640906.2303	0.076	0.7	0.37	776.2936085	20.04764523	0.000162701
26	299	15.801	26.22	0.70726	33	0.70616	306	0.7060419	644956.1699	0.076	0.7	0.37	779.846645	20.08167258	0.000161565
25	298	15.712	26.14	0.70752	32	0.7063	305	0.7061964	649167.0061	0.076	0.7	0.37	783.483308	20.09038496	0.000160441
24	297	15.623	26.06	0.70778	31	0.70644	304	0.7063502	653459.438	0.076	0.7	0.37	787.1963171	20.11218723	0.000159322
23	296	15.534	25.98	0.70804	30	0.70658	303	0.7065033	657834.1605	0.076	0.7	0.37	790.9825449	20.13428431	0.000158207
22	295	15.445	25.9	0.7083	29	0.70672	302	0.7066557	662291.965	0.076	0.7	0.37	794.8406124	20.15668124	0.000157092
21	294	15.356	25.82	0.70856	28	0.70686	301	0.7068074	666833.54	0.076	0.7	0.37	798.7702105	20.1793832	0.000155978
20	293	15.267	25.74	0.70882	27	0.707	300	0.7069583	671459.6712	0.076	0.7	0.37	802.7713454	20.20239544	0.000154863
19	292	15.178	25.66	0.70908	26	0.70726	299	0.7071086	676171.1424	0.076	0.7	0.37	806.8437154	20.22572327	0.000153748
18	291	15.089	25.58	0.70934	26	0.70726	299	0.7072581	674928.756	0.076	0.7	0.37	806.1751741	20.2493725	0.000152632
17	290	15	25.5	0.7096	25	0.70752	298	0.7074069	678933.3333	0.076	0.7	0.37	809.6618853	20.27346846	0.000151516
16	289	14.911	25.42	0.70986	24	0.70778	297	0.7075550	682985.7152	0.076	0.7	0.37	813.1838679	20.29765703	0.000150401
15	288	14.822	25.34	0.71012	24	0.70778	297	0.7077023	687086.7629	0.076	0.7	0.37	816.7416931	20.32200411	0.000149285
14	287	14.733	25.26	0.71038	23	0.70804	296	0.7078489	691237.3583	0.076	0.7	0.37	820.3359447	20.34725272	0.000148169
13	286	14.644	25.18	0.71064	23	0.70804	296	0.7079948	695438.4048	0.076	0.7	0.37	823.96122	20.37263806	0.000147054
12	285	14.555	25.1	0.7109	22	0.7083	295	0.7081398	699690.8279	0.076	0.7	0.37	827.6361292	20.39833744	0.000145938
11	284	14.466	25.02	0.71116	22	0.7083	295	0.7082842	703995.5758	0.076	0.7	0.37	831.3432969	20.42440032	0.000144822
10	283	14.377	24.94	0.71142	21	0.70856	294	0.7084277	708353.6204	0.076	0.7	0.37	835.0839316	20.45083335	0.000143706
9	282	14.288	24.86	0.71168	20	0.70882	293	0.7085705	712765.9574	0.076	0.7	0.37	838.8749767	20.47764328	0.00014259
8	281	14.199	24.78	0.71194	20	0.70882	293	0.7087125	717233.808	0.076	0.7	0.37	842.7008105	20.50483708	0.000141474

Ilustración 42 Evolución del descenso de la temperatura del gas natural influenciada por la temperatura exterior

El cálculo en Ansys se realizó de forma previa y se obtuvieron unos resultados similares. De este modo se validó el modelo Macro de transferencia de calor por convección para el buffer realizado en Excel. La figura se muestra a continuación con un corte para poder visualizar la diferencia existente entre la superficie externa y la interna debido a la conducción a través del espesor. Esta diferencia es de apenas 1°C, por lo que para el cálculo analítico en Excel se despreció la conducción a través de la pared de acero y únicamente se consideró la convección con el exterior. Se puede apreciar que ambos cálculos conducen a una temperatura final de 20°C.

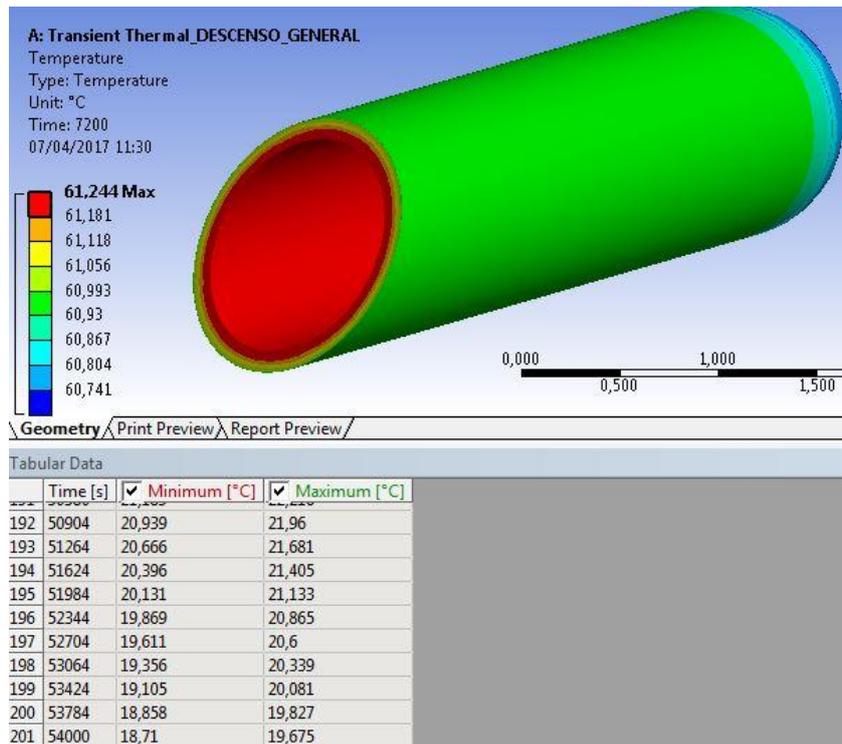


Ilustración 43 Estudio de la influencia de la temperatura exterior en el cilindro por medio de Ansys

A continuación se realizó el análisis para dos situaciones distintas. La primera situación corresponde al verano con temperaturas comprendidas entre los 51°C y los 23°C.

Para el análisis por medio de la macro en Excel se obtiene tras el descenso progresivo de temperatura ambiental, una temperatura del buffer final de 30°C.

T_amb (°C)	T_amb (°K)	v*10 ⁶	k*10 ³	Pr	T_sup(°C)	Prs exacto	T_sup(°K)	Prs	Red	c	m	n	Nud	h	Prsnuevo-Prsantigo
51	324	18,3044	28,076	0,70364	65	0,70168	338	0,70168	556368,96	0,076	0,7	0,37	702,085761	19,35561648	
50	323	18,2038	28,002	0,70378	63	0,70196	336	0,7018674	559443,633	0,076	0,37	704,839373	19,38031494	0,000187361	
49	322	18,1032	27,928	0,70392	62	0,7021	335	0,7020537	562552,477	0,076	0,37	707,619161	19,40532986	0,000186356	
48	321	18,0026	27,854	0,70406	61	0,70224	334	0,7022391	565696,066	0,076	0,37	710,42552	19,43066814	0,000185344	
47	320	17,902	27,78	0,7042	59	0,70252	332	0,7024234	568874,986	0,076	0,37	713,258853	19,45633439	0,000184327	
46	319	17,8014	27,706	0,70434	58	0,70266	331	0,7026067	572089,836	0,076	0,37	716,119572	19,48233391	0,000183303	
45	318	17,7008	27,632	0,70448	57	0,7028	330	0,7027890	575341,228	0,076	0,37	719,008095	19,508687214	0,000182273	
44	317	17,6002	27,558	0,70462	55	0,70308	328	0,7029702	578629,788	0,076	0,37	721,924855	19,53535462	0,000181236	
43	316	17,4996	27,484	0,70476	54	0,70322	327	0,7031504	581956,159	0,076	0,37	724,870286	19,56238703	0,000180194	
42	315	17,399	27,41	0,7049	53	0,70336	326	0,7033295	585320,995	0,076	0,37	727,844838	19,58977516	0,000179145	
41	314	17,2984	27,336	0,70504	51	0,70364	324	0,7035076	588724,969	0,076	0,37	730,848968	19,61752492	0,00017809	
40	313	17,1978	27,262	0,70518	50	0,70378	323	0,7036847	592168,766	0,076	0,37	733,883141	19,64564237	0,000177029	
39	312	17,0972	27,188	0,70532	49	0,70392	322	0,7038606	595653,089	0,076	0,37	736,947836	19,6741337	0,000175962	
38	311	16,9966	27,114	0,70546	48	0,70406	321	0,7040355	599178,659	0,076	0,37	740,043539	19,70300523	0,000174889	
37	310	16,896	27,04	0,7056	46	0,70434	319	0,7042093	602746,212	0,076	0,37	743,17075	19,73226342	0,00017381	
36	309	16,7954	26,966	0,70574	45	0,70448	318	0,7043820	606356,502	0,076	0,37	746,329976	19,7619149	0,000172725	
35	308	16,6948	26,892	0,70588	44	0,70462	317	0,7045537	610010,303	0,076	0,37	749,521739	19,79196641	0,000171635	
34	307	16,5942	26,818	0,70602	43	0,70476	316	0,7047242	613708,404	0,076	0,37	752,74657	19,8224249	0,000170538	
33	306	16,4936	26,744	0,70616	42	0,7049	315	0,7048937	617451,618	0,076	0,37	756,005014	19,85329742	0,000169435	
32	305	16,393	26,67	0,7063	40	0,70518	313	0,7050620	621240,774	0,076	0,37	759,297627	19,88459123	0,000168327	
31	304	16,2924	26,596	0,70644	39	0,70532	312	0,7052292	625076,723	0,076	0,37	762,624978	19,91631374	0,000167213	
30	303	16,1918	26,522	0,70658	38	0,70546	311	0,7053953	628960,338	0,076	0,37	765,987649	19,94847254	0,000166093	
29	302	16,0912	26,448	0,70672	37	0,7056	310	0,7055603	632892,513	0,076	0,37	769,386236	19,98107539	0,000164968	
28	301	15,9906	26,374	0,70686	36	0,70574	309	0,7057241	636874,164	0,076	0,37	772,821348	20,01413024	0,000163837	
27	300	15,89	26,3	0,707	34	0,70602	307	0,7058888	640906,23	0,076	0,37	776,293608	20,04764523	0,000162701	
26	299	15,801	26,22	0,70726	33	0,70616	306	0,7060419	644516,17	0,076	0,37	779,806645	20,081687258	0,000161555	
25	298	15,712	26,14	0,70752	32	0,7063	305	0,7061964	648167,006	0,076	0,37	782,361031	20,09038496	0,000154471	
24	297	15,623	26,06	0,70778	31	0,70644	304	0,7063502	651859,438	0,076	0,37	785,965137	20,11218723	0,000153782	
23	296	15,534	25,98	0,70804	30	0,70658	303	0,7065033	655594,181	0,076	0,37	789,251545	20,13428431	0,000153087	

Ilustración 44 Evolución del descenso de la temperatura del gas natural influenciada por la temperatura exterior en verano

Para el análisis por medio de Ansys se confirman los resultados obtenidos ya que se obtiene una temperatura de 31.45 para la temperatura interna del cilindro correspondiente a la temperatura del gas natural contenido:

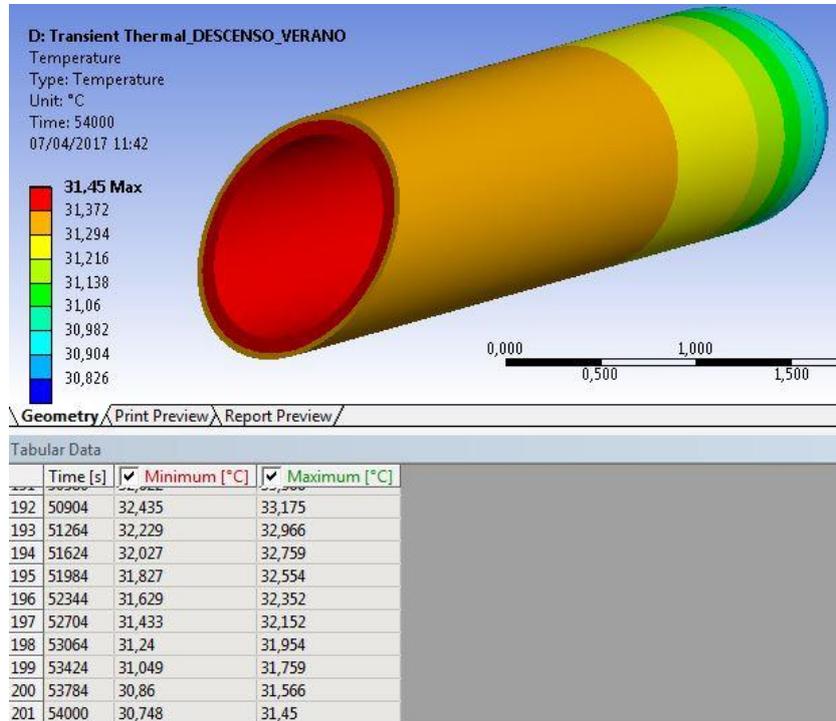


Ilustración 45 Evolución del descenso de la temperatura del gas natural influenciada por la temperatura exterior en verano. Ansys.

La segunda situación corresponde al invierno donde acontecen temperaturas comprendidas entre los 27°C y los 8°C.

Para el análisis por medio de la macro en Excel se obtiene tras el descenso progresivo de temperatura ambiental, una temperatura del buffer final de 16°C.

T_amb (°C)	T_amb (°K)	v*10 ⁶	k*10 ³	Pr	T_sup(°C)	Prs exacto	T_sup(°K)	Prs	Red	c	m	n	Nud	h	Prsnuevo-Prsantiguo
27	300	15,89	26,3	0,707	65	0,70168	338	0,70168	640906,23	0,076	0,7	0,37	777,454532	20,07762589	
26	299	15,801	26,22	0,70726	61	0,70224	334	0,7022427	644516,17	0,076	0,7	0,37	780,571583	20,09680569	0,000444732
25	298	15,712	26,14	0,70752	58	0,70266	331	0,7025679	648167,006	0,076	0,7	0,37	783,718986	20,11627483	0,000443167
24	297	15,623	26,06	0,70778	55	0,70308	328	0,7030095	651859,438	0,076	0,7	0,37	786,897209	20,13603816	0,000441582
23	296	15,534	25,98	0,70804	52	0,7035	325	0,7034495	655594,181	0,076	0,7	0,37	790,106733	20,15610067	0,000439975
22	295	15,445	25,9	0,7083	49	0,70392	322	0,7038878	659371,965	0,076	0,7	0,37	793,348047	20,17646741	0,000438347
21	294	15,356	25,82	0,70856	46	0,70434	319	0,7043245	663193,54	0,076	0,7	0,37	796,621651	20,19714359	0,000436699
20	293	15,267	25,74	0,70882	43	0,70476	316	0,7047595	667059,671	0,076	0,7	0,37	799,928057	20,21813451	0,000435029
19	292	15,178	25,66	0,70908	39	0,70532	312	0,7051929	670971,142	0,076	0,7	0,37	803,267786	20,23944558	0,000433337
18	291	15,089	25,58	0,70934	36	0,70574	309	0,7056245	674928,756	0,076	0,7	0,37	806,641371	20,26108236	0,000431625
17	290	15	25,5	0,7096	33	0,70616	306	0,7060544	678933,333	0,076	0,7	0,37	810,049358	20,28305051	0,000429989
16	289	14,911	25,42	0,70986	30	0,70658	303	0,7064825	682985,715	0,076	0,7	0,37	813,492304	20,30535582	0,000428135
15	288	14,822	25,34	0,71012	27	0,707	300	0,7069089	687086,763	0,076	0,7	0,37	816,970778	20,32800423	0,000426357
14	287	14,733	25,26	0,71038	25	0,70752	298	0,7073334	691237,358	0,076	0,7	0,37	820,485361	20,3510018	0,000424558
13	286	14,644	25,18	0,71064	24	0,70778	297	0,7077562	695438,405	0,076	0,7	0,37	824,03665	20,37435472	0,000422737
12	285	14,555	25,1	0,7109	22	0,7083	295	0,7081771	699690,828	0,076	0,7	0,37	827,625252	20,39806936	0,000420895
11	284	14,466	25,02	0,71116	20	0,70882	293	0,7085961	703995,576	0,076	0,7	0,37	831,25179	20,42215219	0,00041903
10	283	14,377	24,94	0,71142	19	0,70908	292	0,7090132	708353,62	0,076	0,7	0,37	834,916901	20,44660988	0,000417144
9	282	14,288	24,86	0,71168	17	0,7096	290	0,7094285	712765,957	0,076	0,7	0,37	838,621234	20,47144921	0,000415235
8	281	14,199	24,78	0,71194	16	0,70986	289	0,7098418	717233,608	0,076	0,7	0,37	842,365457	20,49667717	0,000413305

Ilustración 46 Evolución del descenso de la temperatura del gas natural influenciada por la temperatura exterior en invierno

De forma similar para el análisis por medio de Ansys se confirman los resultados obtenidos ya que se obtiene una temperatura de 15.58°C para la temperatura interna del cilindro correspondiente a la temperatura del gas natural contenido:

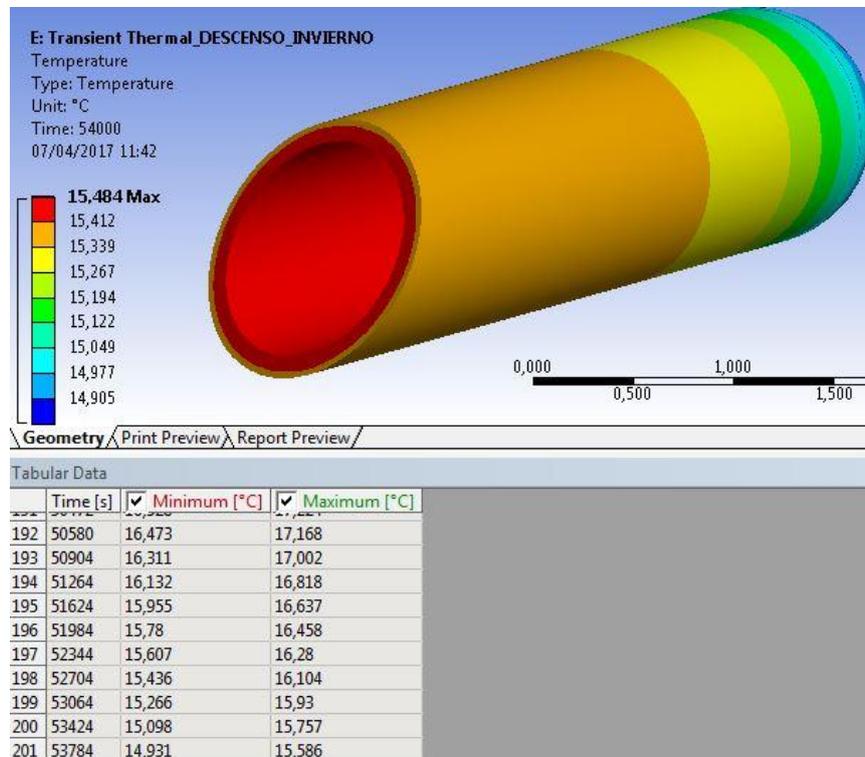


Ilustración 47 Evolución del descenso de la temperatura del gas natural influenciada por la temperatura exterior en invierno. Ansys.

La gráfica siguiente pretende reflejar los resultados obtenidos en Ansys analizando los dos casos de variación de temperatura planteados para verano e invierno respectivamente. Se muestra la variación de ambas temperaturas del buffer en relación con la temperatura ambiental:

	T ^a _amb_max	T ^a _amb_min	T ^a _buffer_max	T ^a _buffer_min_ansys	T ^a _buffer_min_excel
Verano	51	23	65	31.45	30
Invierno	27	8	65	15.586	16

Tabla 24 Resumen de los resultados obtenidos

Los resultados anteriores pretenden estudiar la evolución de la temperatura interna del gas natural encerrado en el buffer teniendo en cuenta la influencia de la temperatura ambiente para el caso más favorable. Es decir, el gas natural es introducido a la presión de 78 barg y 65°C a su almacenamiento cuando la temperatura ambiental es máxima tanto para invierno y verano. Por tanto, es estudio se centra en ver como esta temperatura exterior se va reduciendo progresivamente como consecuencia de la transición del día y la noche y su influencia en el gas natural almacenado [anexo 2]. Los resultados obtenidos se muestran en las siguientes gráficas:

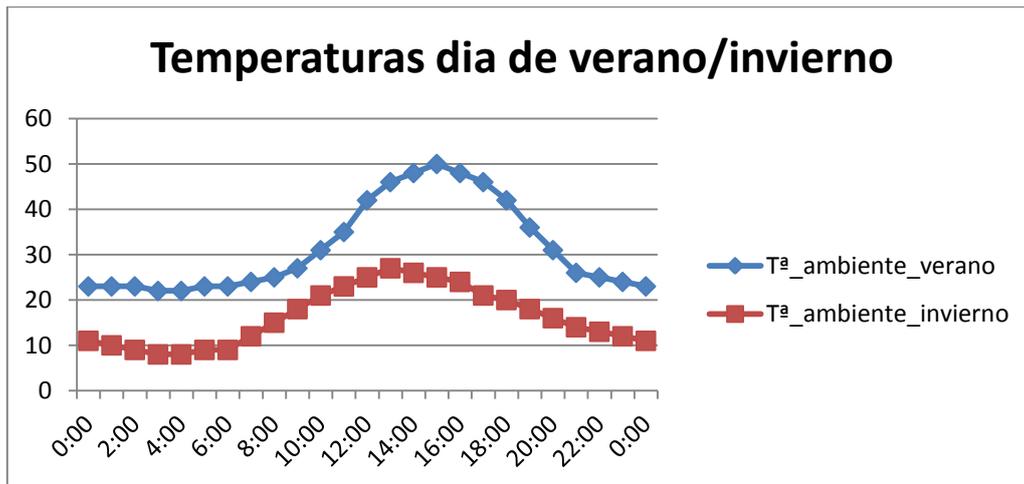


Ilustración 48 Evolución de la temperatura ambiental en un día de verano y de invierno

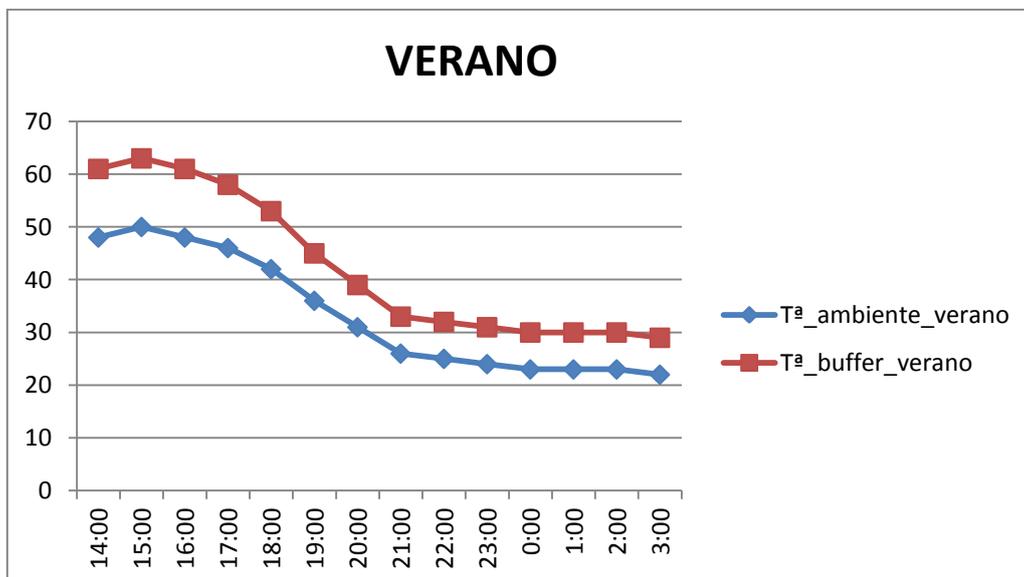


Ilustración 49 Evolución del descenso de temperaturas ambiental y del gas en un día de verano

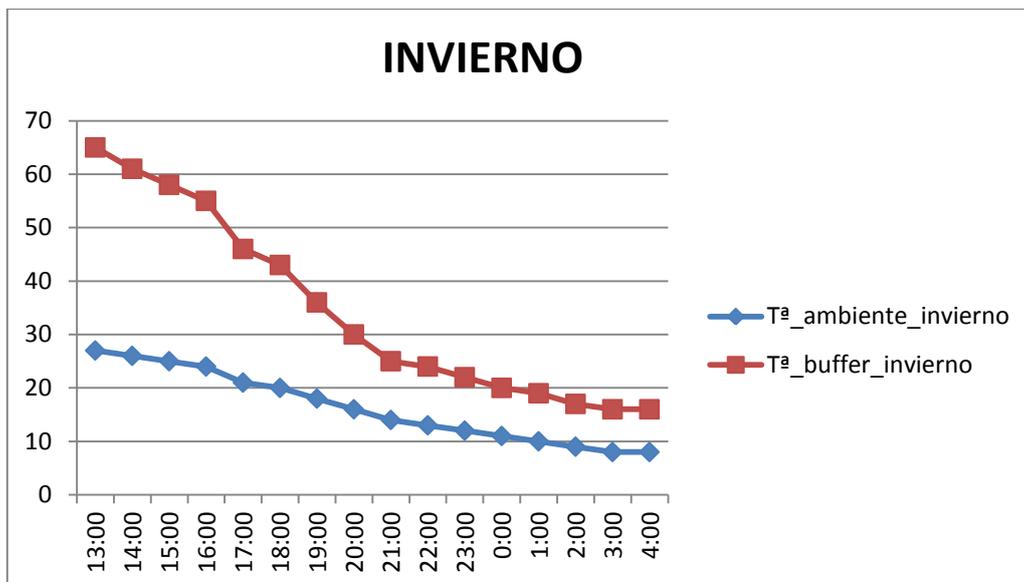


Ilustración 50 Evolución del descenso de temperaturas ambiental y del gas en un día de invierno

Realmente el caso de mayor importancia a analizar para finalmente definir el número de presurizaciones para un día de verano o bien de invierno, según el caso, es el más desfavorable. Es decir, aquel en el que el gas natural es introducido a su presión y temperatura de almacenamiento cuando la temperatura externa es mínima. Esto provocará que el descenso de temperatura interna del gas se produzca a una velocidad mayor. Más adelante se estudiará este descenso para ambas situaciones y se definirá el número de presurizaciones que permitan mantener el buffer de almacenamiento en unas condiciones determinadas tales que permitan que el gas este siempre sea capaz de estar disponible en las condiciones demandadas por turbina de gas.

Debido a esto, se expone el análisis realizado a continuación donde, tanto para el caso de invierno como para el de verano, se han establecido las temperaturas en los valores ínfimos respectivos (verano, 20°C e invierno, 8°C) y se ha calculado el tiempo que tarda la temperatura del gas en descender hasta un cierto nivel de temperatura por medio del software Ansys. Se intenta en la figura siguiente representar los valores más significativos de temperatura y el tiempo en el que se van alcanzando cada una de las temperaturas a fin de conseguir una mejor visualización de la evolución.

casos mas desfavorables (reducido)							
verano				invierno			
seg	T°_min	T°_max	horas	seg	T°_min	T°_max	horas
3600	63,285	65	1,00000	3600	62,846	65	1,00000
5029,1	59,741	60,821	1,39697	5029,1	58,395	59,751	1,39697
7200	54,573	55,881	2,00000	7200	51,906	53,549	2,00000
9864	49,146	50,61	2,74000	9864	45,11	46,944	2,74000
10224	48,478	49,954	2,84000	10224	44,276	46,125	2,84000
10584	47,824	49,31	2,94000	10584	43,46	45,321	2,94000
10800	47,436	48,928	3,00000	10800	42,977	44,845	3,00000
11304	46,557	48,057	3,14000	11304	41,88	43,758	3,14000
12744	44,216	45,724	3,54000	12744	38,96	40,847	3,54000
13104	43,666	45,173	3,64000	13104	38,274	40,159	3,64000
13824	42,606	44,107	3,84000	13824	36,952	38,829	3,84000
14184	42,095	43,592	3,94000	14184	36,315	38,186	3,94000
14400	41,794	43,287	4,00000	14400	35,939	37,806	4,00000
16704	38,849	40,29	4,64000	16704	32,205	34,02	4,64000
17064	38,429	39,859	4,74000	17064	31,665	33,468	4,74000
17424	38,02	39,439	4,84000	17424	31,135	32,927	4,84000
17784	37,621	39,028	4,94000	17784	30,615	32,395	4,94000
18000	37,385	38,785	5,00000	18000	30,307	32,08	5,00000
20664	34,67	35,988	5,74000	20664	26,875	28,531	5,74000
21024	34,33	35,636	5,84000	21024	26,457	28,095	5,84000
21384	33,995	35,289	5,94000	21384	26,049	27,67	5,94000
21600	33,796	35,083	6,00000	21600	25,808	27,418	6,00000
21636	33,763	35,049	6,01000	21636	25,768	27,376	6,01000
21672	33,73	35,015	6,02000	21672	25,727	27,334	6,02000
25200	30,892	32,036	7,00000	25200	22,141	23,588	7,00000
27864	29,15	30,185	7,74000	27864	19,876	21,191	7,74000
28224	28,937	29,958	7,84000	28224	19,6	20,897	7,84000
28584	28,73	29,736	7,94000	28584	19,331	20,61	7,94000
28800	28,607	29,605	8,00000	28800	19,171	20,439	8,00000

Ilustración 51 Evolución del descenso de temperatura en función del tiempo para el caso mas desfavorable: el gas se inyecta cuando la temperatura ambiente es mínima

Se ha calculado la presión interna del gas contenido en el buffer a partir de cada temperatura por medio de la ecuación siguiente:

$$P * V = n * R * T$$

Como el volumen del gas contenido será el mismo en todo momento y conocida la constante R del gas natural tenemos que:

$$V1 = V2 = V_{cte} = 900 \text{ m}^3$$

$$R=429.73 \text{ J/Kg} \cdot \text{K}$$

Si se toma como presión y temperatura 1 las de almacenamiento del buffer iniciales y se calcula la presión 2 para cada una de las temperaturas obtenidas en el descenso, se tiene:

T2_verano	P2_Verano	T2_invierno	P2_invierno
65	78	65	78
60,821	72,9852	59,751	71,7012
55,881	67,0572	53,549	64,2588
50,61	60,732	46,944	56,3328
49,954	59,9448	46,125	55,35
49,31	59,172	45,321	54,3852
48,928	58,7136	44,845	53,814
48,057	57,6684	43,758	52,5096
45,724	54,8688	40,847	49,0164
45,173	54,2076	40,159	48,1908
44,107	52,9284	38,829	46,5948
43,592	52,3104	38,186	45,8232
43,287	51,9444	37,806	45,3672
40,29	48,348	34,02	40,824

Tabla 25 Evolución de las presiones y temperaturas y definición del trigger point

Se han señalado los valores límite de presurización del buffer, establecidos a 18 barg por debajo de la presión inicial, es decir, a 50 barg. En ambos casos, cuando la presión alcanza este valor, el gas se encuentra a una temperatura entre los 45 y 50°C. Por lo tanto, se definen los tiempos transcurridos para que estos valores de presión y temperatura se alcancen:

	T2(°C)	P2(barg)	Tiempo (horas)
verano	48,93	58.71	3
invierno	46.94	56.34	2.75

Tabla 26 Tiempo hasta superar el trigger point. Este tiempo marcará la primera presurización del buffer.

Por lo tanto, del análisis anterior se concluye en una primera aproximación que será necesario presurizar de forma distinta en verano que en invierno. Mediante la presurización se introduce cierta cantidad de gas natural en el depósito para conseguir aumentar la presión de nuevo hasta los 78 barg. Esta acción se activará cuando la presión caiga por debajo de un valor límite establecido en 60 barg y en ese momento se encenderá el compresor del sistema de almacenamiento. La razón por la que se ha establecido este “trigger point” en ese valor es debido a que para este valor de presión todavía cumpliría con el valor límite de presión durante la descarga si se diera el caso de activar el buffer de gas. Al ser la presión superior, en el caso de darse un incidente en la planta que forzase la actuación del sistema de almacenamiento, este en el peor de los casos se encontrará a una presión de 60 barg. Por tanto, se seguirían cumpliendo las condiciones de presión a la entrada de turbina de gas.

Así mismo, durante el transcurso del día, el buffer aumentará su temperatura a causa de un aumento de la temperatura exterior y por tanto la temperatura y la presión del mismo crecerán. En este momento el sistema tendrá que despresurizar el buffer si este alcanza presiones superiores a un valor de diseño que se definirá más adelante. Esta acción la realizará por medio de la expulsión parcial del gas contenido en ese momento en el depósito (el inicial más el añadido en las presurizaciones) hasta dejar el buffer en su presión inicial de 78 barg. Este proceso se realizará por medio del sistema de control implementado para controlar el buffer por medio de los sensores de presión y temperatura ubicados en la instalación. Únicamente bastará con dejar salir el gas natural de forma controlada hacia las tuberías de venteo y no será necesario arrancar ningún equipo como en el caso de la presurización.

Si se atiende a la duración del periodo correspondiente al descenso de temperatura (debido a la transición entre el día y la noche), y el tiempo establecido para la primera presurización, se puede deducir el número de presurizaciones diarias para los dos periodos considerados:

	Duración caída temperatura [h]	Rango [h]	Duración hasta 1ª presurización [h]	#presurizaciones
verano	10.5	15:00 – 05:00	3	3.33 ≈ 3
invierno	11.5	13:00 – 04:00	2.75	3.92 ≈ 4

Tabla 27 Estimación preliminar del número de presurizaciones

A continuación podremos calcular la cantidad de gas a introducir en cada una de las presurizaciones para restablecer la presión de nuevo hasta los 78 barg una vez superado el trigger point de 60 barg.

Se tiene en cuenta en todo momento que durante el proceso el trabajo es cero y no existe transferencia de calor. El proceso evoluciona desde un estado inicial (1) en el que se tiene el gas almacenado (tras las sufridas fugas de calor a causa de la influencia de la temperatura

exterior) y se le introduce más gas natural para presurizar y regresar a la presión correspondiente al estado (2). Es decir, este estado corresponde ya con la situación final de presión igual a 78 barg, una vez superado el periodo transitorio. Gráficamente se tiene:

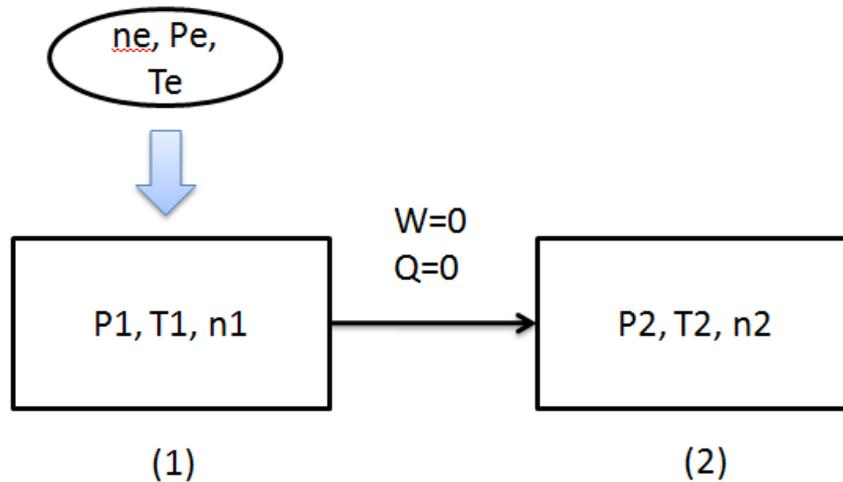


Ilustración 52 Esquema de presurización del buffer. Definición de estados inicial y final

El cálculo persigue la cantidad de gas necesaria para regresar las condiciones del gas a las iniciales. Las ecuaciones que definen este proceso son las siguientes:

$$n_1 + n_e = n_2 \rightarrow n = n_2 - n_1$$

$$n_1 * C_v * T_1 + n_e * C_p * T_e = n_2 * C_v * T_2$$

$$P_2 * V_2 = n_2 * T_2 * R$$

Como los C_v son variables, despejaremos la ecuación en función de T_2 teniendo en cuenta la energía interna y la entalpía de cada corriente.

$$n_1 * u(T_1) + \left(\frac{P_2 * V_2}{R * T_2} - n_1 \right) * h(T_e) = \frac{P_2 * V_2}{R * T_2} * u(T_2)$$

La cantidad de gas almacenada en kg se ha calculado por medio de la ecuación clásica, para las condiciones iniciales de almacenamiento. Además, los valores de energía interna y entalpía del gas natural aportado se obtienen por medio del Software Refprop. Finalmente se obteniendo los siguientes valores (el símbolo de interrogación indica que parámetros son los que persigue obtener el cálculo):

$n_1 = 48330.52 \text{ kg}$; $u(T_1) = 662.54 \text{ KJ/kg}$; $P_2 = 78 \text{ barg}$; $V_2 = 900 \text{ m}^3$; $R = 429.73$; $h(T_e) = 680.17 \text{ KJ/kg}$; $T_2 = ? \text{ }^\circ\text{C}$; $u(T_2) = ? \text{ KJ/kg}$.

Para poder resolver la ecuación es necesario ajustar la ecuación de la energía interna final del estado 2 en función de T_2 . Para ello, hallaremos la ecuación calculando los valores de energía interna (por medio de Refprop) para el estado 2 a partir de los valores previsible de temperatura que puede alcanzar este estado. De esta forma, se ha realizado el siguiente desarrollo:

T2	u(T2)
10	571,48
12	575,7
14	579,88
16	584,03
20	592,23
22	596,3
24	600,33
26	604,35
28	608,34
30	612,32
32	616,28
34	620,22
36	624,15
38	628,06
40	631,97
42	635,86
44	639,75
46	643,62
48	647,49
50	651,35
52	655,21
54	659,06
56	662,9
58	666,75
60	670,58
62	674,42
64	678,26
66	682,09
68	685,93
70	689,76
72	693,59
74	697,43
76	701,27

Tabla 28 Valores para la obtención de la ecuación de energía interna en función de la temperatura del estado 2

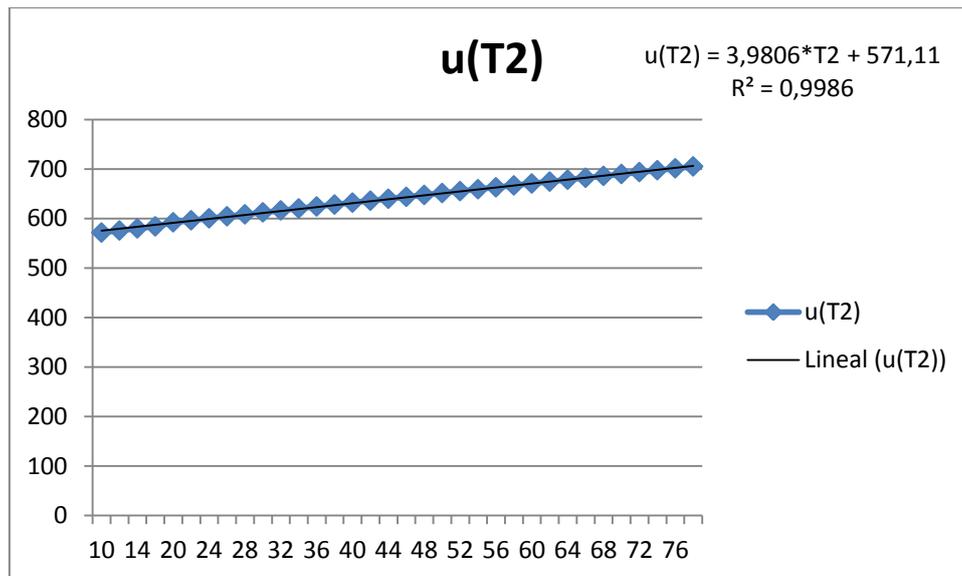


Ilustración 53 Ajuste de la gráfica de la energía interna en el estado dos vs temperatura por el método de mínimos cuadrados. Obtención de la ecuación de la energía interna en función de T2

Se ha obtenido por medio del ajuste por mínimos cuadrados la ecuación de la recta:

$$u(T2) = 3.9806 * T2 + 571.11$$

Si introducimos esta ecuación dentro de la principal, tenemos la siguiente expresión:

$$n1 * u(T1) + \left(\frac{P2 * V2}{R * T2} - n1 \right) * h(Te) = \frac{P2 * V2}{R * T2} * (3.9806 * T2 + 571.11)$$

Si resolvemos para T2 tenemos:

$$T2(^{\circ}C) = 25.65^{\circ}C$$

Por tanto, n2 será:

$$n2(kg) = \frac{P2 * V2}{R * T2} = \frac{7800000 * 900}{429.73 * (25.65 + 273)} = 122474.53 \text{ kg}$$

Finalmente, la cantidad de gas introducida en el sistema de almacenamiento durante la primera presurización es de:

$$n = n_2 - n_1 = 74144.02 \text{ kg}$$

A continuación repetiré el proceso para el cálculo de la segunda presurización:

$n_2 = 122474.53 \text{ kg}$; $u(T_2) = 604.35 \text{ KJ/kg}$ a 25.65°C ; $P_3 = 78\text{barg}$; $V_3 = 900\text{m}^3$; $R = 429.73$;
 $h(T_e) = 680.17 \text{ KJ/kg}$; $T_3 = ? ^\circ\text{C}$; $u(T_3) = ? \text{ KJ/kg}$;

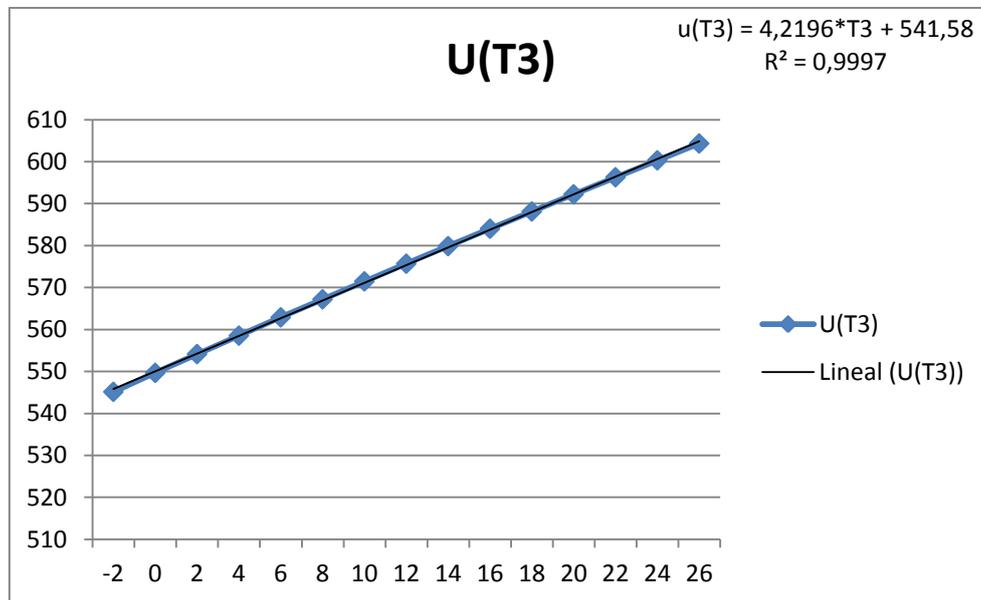


Ilustración 54 Ajuste de la gráfica de la energía interna en el estado 3 vs temperatura por el método de mínimos cuadrados. Obtención de la ecuación de la energía interna en función de T_3

Quedando, de forma similar al desarrollo anterior, la siguiente expresión a resolver para T_2 :

$$n_2 * u(T_2) + \left(\frac{P_3 * V_3}{R * T_3} - n_2 \right) * h(T_e) = \frac{P_3 * V_3}{R * T_3} * (4.2196 * T_3 + 541.58)$$

$$T_3(^{\circ}\text{C}) = 19.31^{\circ}\text{C}$$

Por tanto, n_2 será:

$$n_3(kg) = \frac{P_3 * V_3}{R * T_3} = \frac{7800000 * 900}{429.73 * (19.31 + 273)} = 162651.28 \text{ kg}$$

Finalmente, la cantidad de gas introducida en el sistema de almacenamiento durante la segunda presurización es de:

$$n = n_3 - n_2 = 40176.74 \text{ kg}$$

A continuación, tras la segunda presurización la temperatura exterior seguirá disminuyendo afectando al estado del gas natural almacenado. Pero, en este punto (tras la 2ª presurización), los 60barg correspondientes al trigger point para presurizar no serán alcanzados antes de que comiencen a ascender las temperaturas, dando por terminado el periodo nocturno y comenzando el diurno. Esto se puede apreciar atendiendo al acumulado de la siguiente tabla. Es decir, realizaremos únicamente 2 presurizaciones tanto en invierno como en verano, ya que al introducir gas en la primera presurización, el siguiente proceso será más lento y cubrirá mucho más tiempo que la primera presurización, es decir, tardará más tiempo en caer la temperatura y por tanto la presión del gas y tras la segunda, por tanto, tardará todavía más tiempo hasta que vuelva a llegar al valor trigger de 60 barg por tercera vez. Por lo tanto, con realizar 2 presurizaciones bastaría para superar el periodo nocturno. Tras este periodo se despresurizará el sistema de almacenamiento a medida que las temperaturas y por tanto la presión del gas natural contenido en el buffer supere un determinado valor de seguridad. De esta manera se conseguirá dejar de nuevo este gas natural en las condiciones iniciales. Esta despresurización se hará cuando el buffer alcance los 90barg de presión debido al aumento de temperatura exterior a lo largo del día. Se utilizarán los sensores ubicados en las boquillas de los depósitos para detectar en qué momento se alcanzan los valores que activen este proceso.

Periodo	Duración caída temperatura	Tiempo que tarda en alcanzar los 60 barg la 1ª vez	Tiempo que tarda en alcanzar los 60 barg la 2ª vez	Acumulado	Tiempo que tarda en alcanzar los 60 barg la 3ª vez	#presurizaciones
verano	10	3	5	8	6.5	2
invierno	11	2.8	4.2	7	5.5	2

Tabla 29 Estudio final del número de presurizaciones final a realizar en el buffer

Si realizamos un análisis rápido por medio de la ecuación clásica y nos preguntamos cuál sería el valor de presión del gas natural almacenado si la temperatura del buffer superase los 40°C cuando la temperatura exterior esta en continuo crecimiento, bastaría con sustituir en esta ecuación el valor de cantidad de gas previamente inyectado, su constante, y la capacidad del buffer. Finalmente Se obtiene una presión de:

$$P = \frac{n * R * T}{V} = 161.54 \text{ barg}$$

Este valor de presión es muy elevado y podría causar tensiones internas en el material. Por ello, se define el valor de 90 barg como límite superior para dar paso a la presurización que dejará al gas en las condiciones iniciales por medio del sistema de control integrado.

Cálculo mecánico

Cálculo de esfuerzos y deformaciones en el sistema de almacenamiento

El sistema de almacenamiento contendrá el gas natural a una presión de 78 barg y 65°C. Este sistema de almacenamiento tal y como se ha dicho estará formado por 90 tanques individuales de 10 m^3 cada uno, y presenta las siguientes medidas:

parámetro	valor	unidades
geometría	Semiesfera-cilindro-semiesfera	-
Capacidad total	900	m^3
Número de tanques	90	#
Capacidad individual	10	m^3
Volumen del cilindro	$V_c = \Pi * r^2 * h$	m^3
Volumen de la esfera	$V_e = \frac{4}{3} * \Pi * r^3$	m^3
Volumen total	$V_t = (\Pi * r^2 * h) + \left(\frac{4}{3} * \Pi * r^3\right)$	m^3
Área del cilindro	$A_c = 2 * \Pi * r * h$	m^2
Área de la esfera	$A_e = 4 * \Pi * r^2$	m^2
Área total	$A_t = (2 * \Pi * r * h) + (4 * \Pi * r^2) = 40.37$	m^2
Altura total	11	m
Radio interno del cilindro	0.5092≈0.50	m
Radio externo del cilindro	0.5992≈0.59	m
Espesor	0.09 m → 90 mm	mm
material	Acero estructural	-

Tabla 30 Parámetros de interés sobre cada cilindro individual para el cálculo mecánico

Este análisis pretende estudiar las tensiones y deformaciones que tienen lugar en el tanque a causa del almacenamiento del gas natural en las condiciones de presión y temperatura citadas. Para ello, se ha construido la geometría por medio del software de cálculo estructural Ansys. Se trata de dos semiesferas ubicadas en los extremos y una parte central cilíndrica. El material utilizado es acero estructural el cual presenta las siguientes propiedades [19]:

Propiedad	valor	unidad
Densidad	7850	$\text{Kg} \cdot \text{m}^{-3}$
Tensile Yield Strength	2.5E+08	Pa
Compressive Yield Strength	2.5E+08	Pa
Tensile Ultimate Strength	4.6E+08	Pa
Compressive Ultimate Strength	0	Pa
Isotropic Thermal Conductivity	60.5	$\text{W m}^{-1} \text{C}^{-1}$

Tabla 31 Propiedades del acero estructural

Debido a la característica simétrica del tanque de almacenamiento se ha simplificado la estructura cortándola por sus tres planos de simetría, para así, poder ahorrar calculo computacional. Para simular la presión del gas natural en el interior del buffer se ha establecido una presión en la cara interna de valor igual a $7.8\text{E}+06$ Pa. Se han obteniendo los siguientes resultados en cuanto a deformación y tensiones máximas:

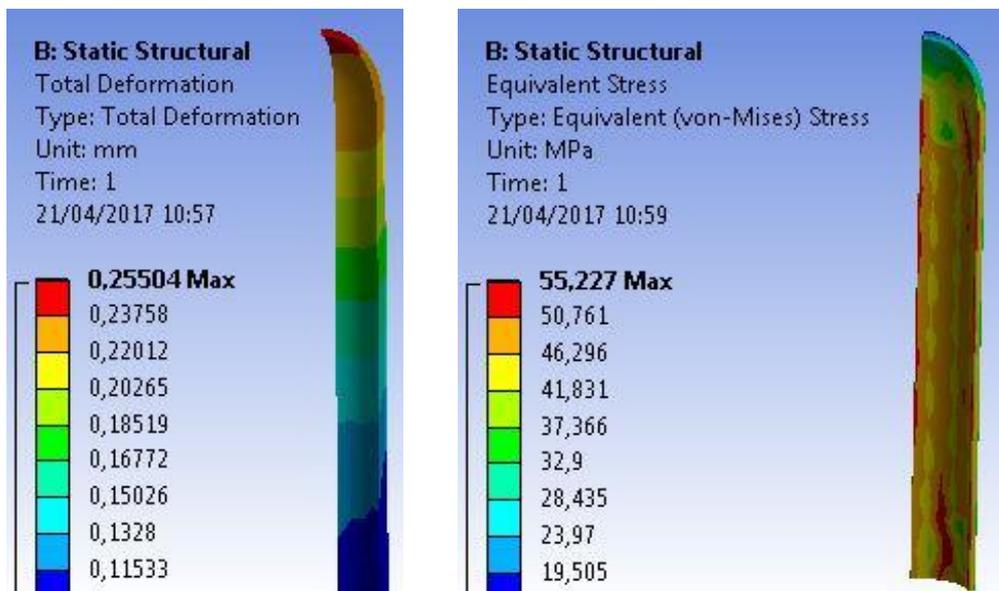


Ilustración 55 Resultados del análisis de tensión y deformación

Se puede apreciar como las máximas deformaciones que sufriría la estructura se encontrarían en los extremos de la misma de valor igual a una cuarta parte de 1 mm. Al mismo tiempo si estudiamos las tensiones, los valores máximos se producirían en la zona cilíndrica central y tendrían un valor de 55.3 MPa. El factor de seguridad del tanque de almacenamiento sería:

$$FS = \frac{2.5E08}{5.53E7} = 4.52$$

Finalmente se concluye que el sistema de almacenamiento, y en particular cada tanque individual se encuentra bien dimensionado y no presentará ningún problema estructural durante su funcionamiento.

Verificación de los cálculos y de las condiciones de seguridad

Tras los estudios de transferencia de calor e influencia del aire externo en el sistema de almacenamiento y presurización necesaria, se confirma que ningún punto de la instalación estará expuesto a unas condiciones de presión y temperatura tales que provoquen la generación de condensado. Esto es algo favorable, ya que en el caso de haberse comprobado que si podría existir estos condensados se hubiera tenido que eliminar esta posibilidad bien mediante algún sistema complementario o de forma más segura recalculando algunos puntos críticos o rediseñando la instalación de almacenamiento.

En la comprobación se han calculado las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentra el gas en todos los puntos de operación del área de almacenamiento. Se ha puesto especial atención a la actividad del tanque estudiando todos los casos posibles de variación de su temperatura y a los tramos de tubería posteriores al área donde se produce la regulación de presión. En todos los puntos el gas natural presentaba todo su contenido en fase vapor, siendo nula la cantidad de fase líquida generada. Es decir, las temperaturas del gas quedan siempre por encima de los 15°C, por lo tanto, quedando muy lejos de superar los límites de condensación situados en los 3 y 5 °C bajo cero (según las distintas composiciones consideradas) para la presión límite inferior del buffer de almacenamiento.

De esta manera se elimina la posibilidad de dañar cualquier equipo existente aguas abajo del tanque o bien de erosionar las tuberías y el propio calentador de gas al entrar a cierta velocidad. Debido al diseño de las tuberías, esta velocidad del gas tiene un límite máximo de 20 m/s, que aunque no es elevada, podría ser suficiente para producir daños que a largo plazo significarían problemas de funcionamiento y rendimiento de los equipos.

1.3 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL

1.3 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL

ÍNDICE GENERAL

1.3.1 Diseño y descripción final del sistema de almacenamiento de gas

1.3.2 Diseño de las cuatro unidades que componen el sistema de almacenamiento

Diseño y descripción final del sistema de almacenamiento de gas

Hasta ahora se han realizado todos los análisis necesarios para asegurar el funcionamiento del sistema de almacenamiento a partir de los puntos terminales conocidos, estos estudios han sido: condensación, pérdida de carga, presión dinámica a la entrada de turbina, evolución del gradiente de presión en la descarga y transferencia de calor. De forma paralela a estos análisis se estableció de forma general, sin entrar al detalle, la configuración de los bloques o equipos que formarían parte del sistema de almacenamiento final:

1. Unidad compresora de gas, 1x100%
2. Unidad de almacenamiento a alta presión, 1x100%
3. Unidad reguladora de presión, 3x35%
4. Unidad de calentamiento de gas tipo Water bath, 3x35%

Tal y como se ha comentado durante todo el desarrollo realizado hasta ahora, la principal función del sistema de almacenamiento de gas es asegurar que se almacena suficiente gas natural para poder realizar el proceso de cambio de combustible y en unas condiciones de temperatura y presión tales que permitan el adecuado funcionamiento que se desea para las turbinas de gas. De esta idea surgió la configuración de equipos o etapas comentadas arriba y de ahora en adelante se especificará en detalle el desarrollo interno de diseño de cada una de esas unidades de forma independiente y la conexión que existe entre ellas.

Además, durante el desarrollo, se comentarán los diferentes diseños de sistemas auxiliares compuestos por sistemas de seguridad y alivio, interfaz para purgas N₂, tuberías y estructura soporte, control on-line de seguridad, eléctrico y comunicaciones.

Este sistema pretende comprimir el gas natural de entrada para introducirlo en los depósitos de almacenaje. Este gas proviene directamente de la primera compresión después de su entrada a la instalación de gas desde el gasoducto. Por lo que sus condiciones de entrada son las que se muestran en la siguiente tabla. A continuación los compresores de gas elevan la presión hasta 78 barg, es decir, una vez alcanza este valor la unidad compresora se apaga. Si las turbinas de gas o el sistema principal demandasen el cambio de combustible, el buffer activará sus dos últimas etapas para reducir la presión en la unidad reguladora de presión desde los 78 barg hasta los 46 barg antes de entrar a la turbina a producir trabajo mecánico con el consecuente aumento de temperatura hasta los 70°C en la última etapa correspondiente con el calentamiento del gas natural en el equipo de tipo Water Bath. El proceso de llenado del buffer y presurización tiene una duración de 8 horas. Con el objetivo de reducir el tiempo de llenado, antes de arrancar el compresor el gas natural debe ser conducido por la tubería de bypass para llenar el sistema.

En primer lugar se recordará las condiciones de diseño de los puntos terminales inicial y final del sistema de almacenamiento, que previamente se utilizaron para realizar los análisis, estos son:

Punto terminal de entrada:	valor
Presión del gas en la entrada	49 barg
Temperatura del gas en la entrada (min/max)	100/ 110°C
Caudal al compresor de gas	0.7 kg/s
Presión de diseño en la entrada	60 barg
Temperatura de diseño en la entrada	120°C
Condiciones de almacenamiento:	
Presión del gas almacenado	78 barg
Temperatura del gas almacenado	65 °C
Punto terminal de salida	
Caudal de salida hacia turbinas de gas	
Presión de salida del sistema de almacenamiento global (después del calentador de tipo Water Bath):	46barg
Temperatura de salida	70°C
Presión de diseño en la salida	60 barg
Temperatura de diseño en la salida	120°C

Tabla 32 Puntos terminales

Diseño de las cuatro unidades que componen el sistema de almacenamiento

A continuación se irá explicando el diseño tomado en cada una de las etapas de este sistema y comentando las características de los equipos y sistema de control y comunicación utilizados. El primer equipo que el gas se encuentra al entrar al sistema es la unidad compresora de gas y posteriormente se introducirá en los tanques cilíndrico-esféricos.

Unidad compresora de gas, 1x100%

El compresor se utiliza principalmente para aumentar la presión del gas y asegurar un valor de alta presión a la entrada del depósito de almacenamiento de gas. El control del compresor se lleva a cabo por medio de un sistema PLC pudiendo recibir señales de marcha o paro. Esta unidad compresora estará montada sobre plataforma de forma independiente a las etapas ubicadas aguas abajo de la misma. El equipamiento principal se cita a continuación:

- Compresor de gas de tipo pistón.
- Sistema de enfriamiento de aire, incluye enfriamiento a la entrada y a la salida. Enfriador de aceite lubricante (intercambiador de calor).
- Envolverte (ruido)
- Filtro de entrada
- Válvula de seguridad/alivio.
- Válvula neumática de aislamiento a la entrada.
- Válvula neumática de aislamiento a la salida.
- Instrumentación

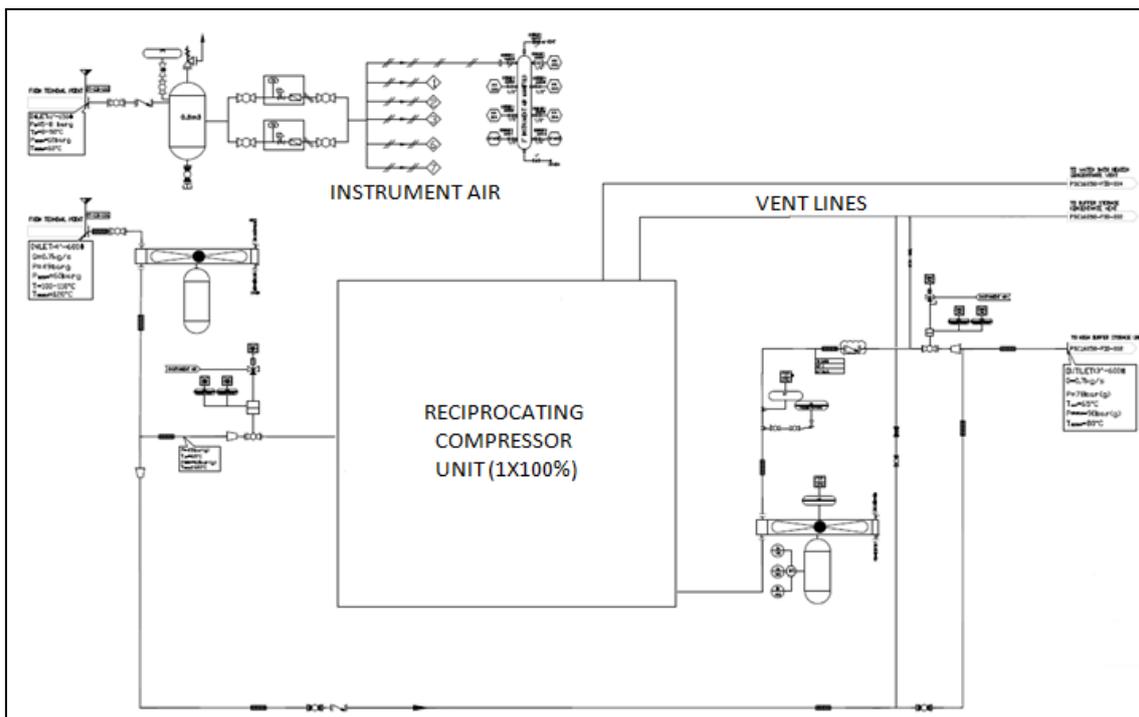


Ilustración 56 Primera etapa: compresión

Esta unidad compresora viene entregada en forma de paquete técnico por parte del suministrador. Es decir, la empresa suministradora se encargará del diseño de los equipos internos e instrumentación para cumplir con las especificaciones indicadas a la entrada y salida de esta etapa. Esta etapa comprende la fase de aumento de la presión realizada de forma "isoterma" gracias al enfriador ubicado a la salida. Es decir, aunque el aumento de la presión siempre corresponde con un aumento de temperatura del gas, se podría considerar isoterma si el volumen de control comprende desde la entrada al compresor hasta la entrada al tanque, ya que posteriormente a su compresión, a la salida de este equipo se encuentra un enfriador que reducirá la temperatura hasta los 65°C. Además en esta área estará ubicado el tanque de aire de instrumentación de 0.5 m³ de capacidad que contendrá el aire necesario para activar las válvulas neumáticas ubicadas por las diferentes etapas del sistema. Los detalles del compresor aparecen en la siguiente tabla:



Ilustración 57 Compresor de gas natural

Type	CFA32-Piston compressor
Suction pressure	49Barg
Suction temperature	100~110°C, will be cooled by inlet cooler to 65°C
Discharge pressure	78Barg
Discharge temperature	65°C
Shaft power	76KW
Motor power	85KW
Flow rate	0.7Kg/s

Tabla 33 Características del compresor de gas

Unidad de almacenamiento de gas a alta presión, 1x100%

El gas procedente de la etapa de compresión entra directamente en los tanques de almacenamiento. Esta unidad de almacenamiento está compuesta por 90 tanques individuales de 10 m³ de capacidad interconectados entre sí en paralelo. Está diseñado para estar ubicado al exterior en un cobertizo. Esta unidad será equipada con válvulas dobles de aislamiento a la entrada y a la salida, una válvula de seguridad/alivio, una válvula manual, válvulas de drenaje, válvulas motoras a la salida, un dispositivo y transmisor de medida de presión y otro de temperatura, una válvula de venteo neumática con mando manual de aislamiento, conexiones para realizar las purgas por medio de nitrógeno y demás instrumentación.

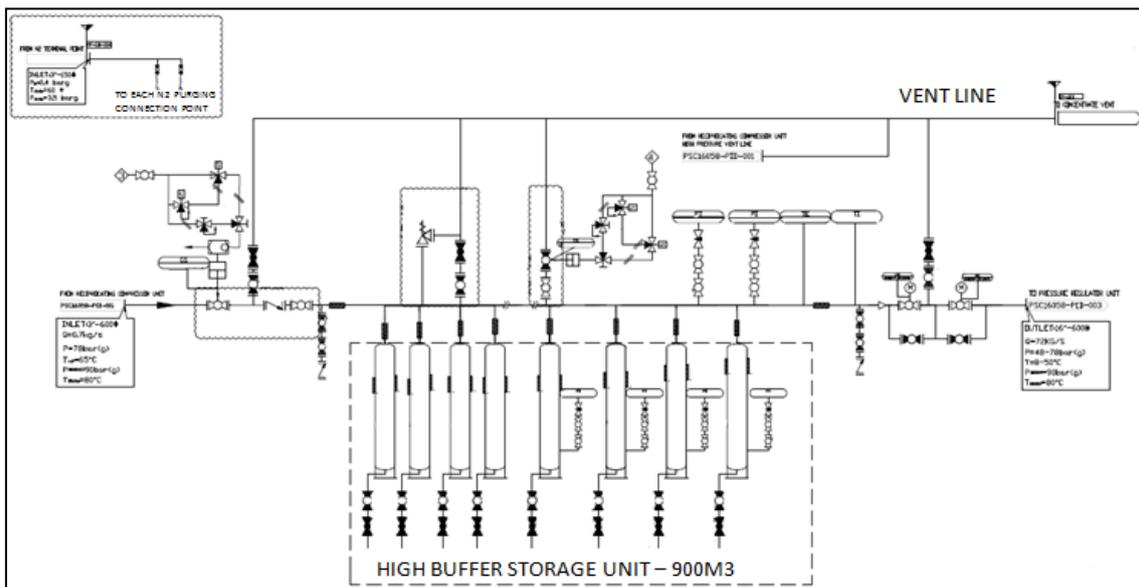


Ilustración 58 Segunda etapa: almacenamiento

Control de aislamiento: Para llevar a cabo el aislamiento del sistema de almacenamiento, este está equipado con una válvula neumática de esfera y una válvula de esfera manual para la tubería de entrada. Para la salida de la tubería principal tendrá dos válvulas esféricas motoras. Dispositivos de medida de presión y temperatura y los respectivos transmisores serán instalados en el exterior de la tubería principal para cualquier indicación o alarma que sea necesaria. El control de estos dispositivos se realizará de forma remota. Cada tanque individual tiene una línea de drenaje con dos válvulas de aislamiento en posición de cierre para cualquier condición de funcionamiento excepto para mantenimiento. En el estado de llenado y almacenamiento, las válvulas motoras se encontraran cerradas para producir el aislamiento, utilizando dos se incrementará por tanto la seguridad.

El OOEKF10CP001 instalado en el exterior de la tubería principal tendrá 2 set points para comenzar y parar el compresor en modo automático. El compresor arrancará automáticamente cuando la presión este por debajo de 50 barg y en ese instante el sistema de almacenamiento comenzará a llenarse para presurizar cada tanque individual. Antes de

encender el compresor, la válvula de entrada al buffer debe estar en condición abierta. El compresor se detendrá automáticamente cuando la presión es igual o superior a 78 barg.

Después de que el compresor detenga su actividad, la válvula de entrada de tipo ESD (00EKF10AA251) se cerrará manualmente pulsando el botón de parada en el PLC para aislar y prevenir de este modo la entrada del gas desde el compresor hacia el sistema de almacenamiento. En el instante en el que las turbinas comiencen a utilizar el gas almacenado en el buffer debido a un estado de emergencia, ambas válvulas motoras en el circuito de salida deberán abrirse automáticamente o manualmente (00EKF10AA251).

Para el sistema de calentamiento tipo Water Bath (el cual será presentado más adelante), el agua debe estar calentándose un tiempo previo antes de que alcance la temperatura requerida. Por ello, antes de accionar el sistema de almacenamiento, el calentador de tipo Water Bath debe de encenderse con 40 minutos de antelación. Para ello se ha dispuesto un calentador eléctrico aguas arriba con el objetivo de calentar el gas que acciona este equipo antes de entrar al quemador.

Control de alivio: Esta unidad está equipada con una válvula de seguridad y alivio (00EKF10AA191) ya que el gas en cualquier momento puede inflamarse y arder. En este caso, el operador podría pulsar el botón de parada en la sala de control para cortar el suministro de potencia de las válvulas solenoide, abriéndolas. Si la presión del buffer alcanza el set point de seguridad, la válvula de seguridad y alivio se abrirá automáticamente expulsando el gas por los conductos de venteo.

Se ha considerado en el diseño una serie de dispositivos para llevar a cabo una rápida y efectiva despresurización de emergencia, la cual reducirá los ratios de pérdida y la severidad en el caso de producirse ignición, además de prevenir los depósitos y las tuberías de rupturas. Por lo tanto, esta instalación reduce el riesgo de provocarse una situación que pudiera perjudicar a personas al mismo tiempo que limita los daños a materiales y al medio ambiente. De este modo, se ha establecido una conexión de venteo ubicada en la tubería principal y provista de una válvula neumática (00EKF10AA202) y una válvula manual utilizada para la despresurización de emergencia. La válvula neumática puede ser iniciada manualmente o automáticamente por el operador si recibe una señal de alarma del sistema de detección de incendios.

El material de los tanques de almacenamiento es acero al carbono de tipo "Nozzle: A106B, Shell: ASTM/SA-516 Gr. 70" y las tuberías de entrada y salida serán de 6"/16"-600# respectivamente. En la hoja de cálculo facilitada se presenta todo el cálculo relativo a las tuberías que forman este sistema de almacenamiento, su diámetro, schedule, caudal, velocidad, material, longitud etc...

Unidad reguladora de presión, 3x35%

Las dos siguientes etapas que se indicarán a continuación se activarán una vez se declare la situación de emergencia que dará paso al cambio de combustible. Estas son las etapas de reducción de presión y calentamiento del gas previamente a su entrada en turbina.

Dentro de esta etapa estará ubicado el calentador eléctrico. Para ello, se ha diseñado una línea de bypass con el objetivo de direccionar hacia el calentador eléctrico el flujo de gas natural que hace funcionar el calentador de tipo Water Bath ubicado aguas abajo cuando la presión del sistema de almacenamiento es baja.

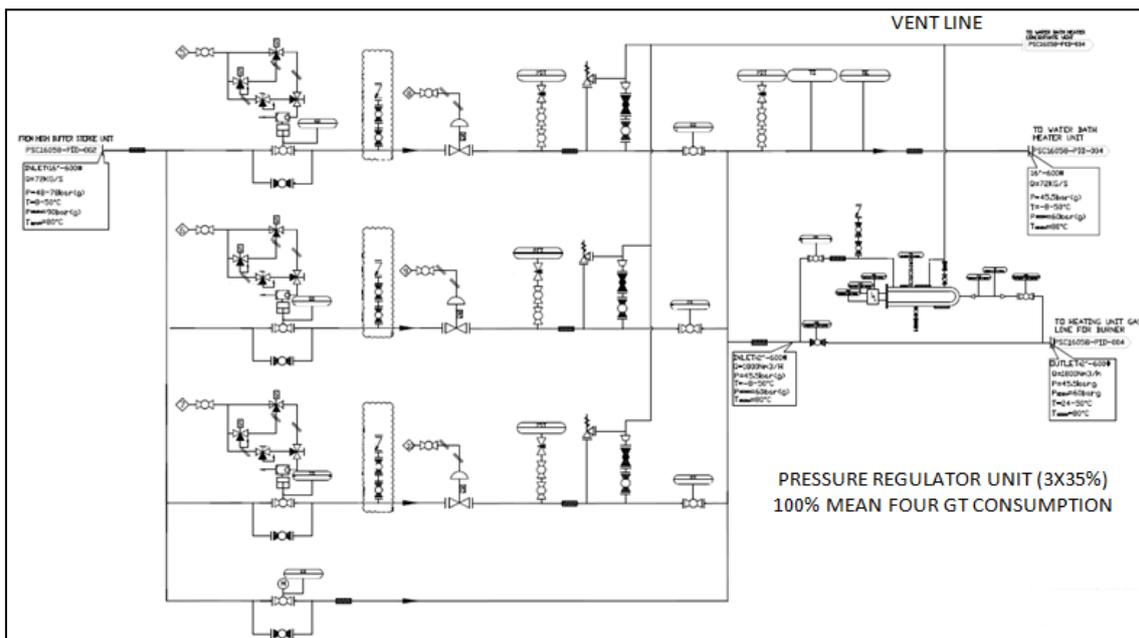


Ilustración 59 Tercera etapa: reducción de presión

Control de la presión: Las tres líneas de regulación de presión estarán instaladas en la unidad de regulación de presión. Existirán un total de tres líneas 3x35%, dos de ellas en operación. Cada una de estas líneas estará equipada con válvulas de aislamiento, válvulas de control, válvulas de venteo, y conexiones para purga con nitrógeno. Para cada una de las líneas se ha colocado un transmisor de presión (00EKD10/20/30CP001) después de la válvula de control para indicar la presión aguas abajo. La válvula de control (00EKD10/20/30CP001) cambiará el tamaño de su apertura de acuerdo con la presión necesaria en cada momento. De este modo, se encontrará en un estado de balance dinámico. Si la presión de la válvula de control aguas abajo aumenta de forma desmesurada por encima del límite máximo de la válvula de cierre de seguridad, esta válvula cerrará la línea de regulación. Si esta presión de la válvula de control aguas abajo continua aumentando por encima del límite superior de la válvula de alivio, esta válvula de alivio abrirá y de esta manera se protegerá al equipo. Cada válvula de control tiene una capacidad de 50% del flujo total, por lo que si una de las válvulas se rompiera no afectaría a los equipos ubicados aguas abajo. La válvula de cierre de seguridad estará controlada por un actuador neumático.

Control de seguridad: Cada línea, en su entrada, contiene una válvula de aislamiento operada por un actuador de tipo neumático (00EKD10/20/30AA251) para lograr la operación de cierre. Si el transmisor de presión (00EKD10/20/30CP001) marca una presión superior anormal al set point establecido se activará esta válvula para realizar la operación de cierre de esta línea de regulación.

La fuente de gas de los actuadores neumáticos es controlada con doble válvula de solenoide y dos válvulas manuales de tres vías. Los dos solenoides son eléctricos para asegurar por duplicado, de este modo, si una válvula solenoide se rompe o pierde potencia, la otra válvula trabajará de inmediato para impedir que se realice la operación de cierre por error. Para todas las válvulas neumáticas de cada una de las cuatro unidades se ha incluido un tanque de aire de instrumentación. A continuación se detallan los parámetros técnicos de la válvula de control y de la válvula de cierre de seguridad:



Ilustración 60 Válvula de control

Type	Control valve
Design Code	ANSI B16.34
Flange standards	ANSI B 16.5
Class	600#
Design temperature	80°C
Leaking class	Class IV
Accuracy	≤±1%
Noise	≤85dB
	Material
Valve body	WCC
Cage material	S316
Seat ring material	S316
Valve plug	S316
Balance	Balanced
Stem material	SS
Packing Single	PTFE
Bolt, Bonnet	SA-193-B7 Studs/2H Nuts

Tabla 34 Características de la válvula de control



Ilustración 61 Válvula de cierre de seguridad SSV

Type	Pneumatic ball valve
Design Code	ANSI B16.34
Flange standards	ANSI B 16.5
Open method	Pneumatic/Manual
Leaking class	Class VI
Inspection code	API 6D
Body type	Forging, fire safe, antistatic, full bore, trunnion ball
	Material
Valve body	A105 etc
Seat/Sealing	PTFE
Ball	A105 etc
Flange	Same as valve body
	Pneumatic actuator & accessories
Acting type	Spring return actuator, gas-opened and spring-closed
3/2 ways solenoid valves	Normally closed
Explosion proof	Exd II CT4
Protection class	IP65
Limit switches	Local indicator and remote indicator of valve position

Tabla 35 Características de la válvula de cierre de seguridad SSV

Unidad de calentamiento de gas tipo Water bath, 3x35%

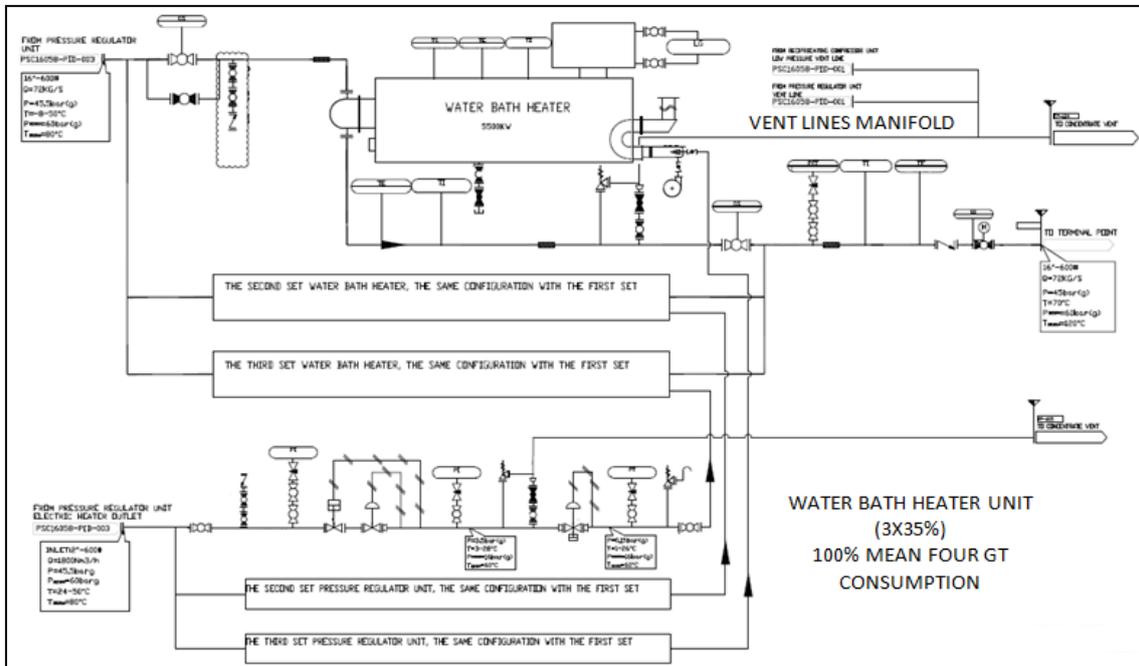


Ilustración 62 Cuarta etapa: calentamiento

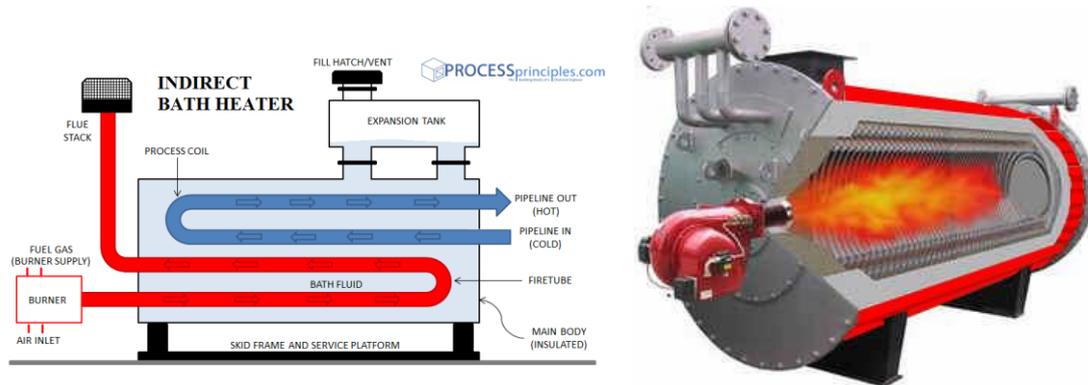


Ilustración 63 Estructura , geometría y componentes del Calentador de tipo Water Bath

El calentador de tipo Water Bath estará equipado con un quemador, válvulas de aislamiento, venteo y drenaje, equipos de medida y transmisión de nivel, temperatura y presión y conexión para la purga con nitrógeno.

Control de la temperatura del agua: el flujo de gas entra en la unidad de calentamiento después de la unidad reguladora de presión, con el objetivo de aumentar la temperatura del gas natural antes de su entrada en turbina. Esta unidad está compuesta de tres calentadores de tipo baño de agua (water bath) y todos ellos tienen una capacidad de procesamiento igual al 35%, todos ellos en funcionamiento en paralelo a la vez. El quemador del equipo estará controlado por un medidor de temperatura (00EKC40CT001) el cual tiene dos set points. Si la temperatura aumenta por encima del set point superior el quemador parará de trabajar, si por el contrario, la temperatura decrece hasta el set point inferior el quemador comenzará a trabajar.

Control de seguridad: Una válvula térmica de alivio (00EKC40/50/60AA801) será instalada a la salida de cada uno de los calentadores para proteger a los equipos. Si la temperatura del gas aumenta considerablemente en el interior del tubo del calentador y comienza a generarse vapor dentro del equipo debe comprobarse si se ha superado el nivel de presión establecido y liberar el gas al conducto de venteo en el caso de haberlo hecho.

Control del nivel: Un dispositivo de medida del nivel (00EKC40CL501) se colocará en el calentador. Si el nivel de agua decrece al nivel inferior establecido, se activará una alarma. De esta manera el operador sabrá el momento en el que se necesita un aporte extra de agua.

Control del suministro de gas: Una válvula motora (00EKC40AA101) se establecerá a la salida de la tubería principal, es decir, la que conectará con la principal del sistema global. Si las turbinas del sistema necesitan recibir este gas almacenado, el operador abrirá estas válvulas pulsando el botón en el DCS.

Control del calentador eléctrico: Un calentador eléctrico se ha colocado para aumentar la temperatura del gas antes de entrar al quemador. Este se encuentra ubicado aguas arriba en la anterior etapa de regulación de presión.



Ilustración 64 Calentador de tipo Water Bath

Especificaciones técnicas:

Type	Water bath heater
Design pressure	60barg
Design temperature	120°C
Inlet temperature	-8~50°C
Outlet temperature	70°C
Power	5500KW
Material	Nozzle: A106B, Shell: ASTM/SA-516 Gr. 70
Inlet/Outlet pipe	10"-600#

Tabla 36 Especificaciones técnicas del calentador de tipo Water Bath

1.4 ANEJOS

1.4 ANEJOS

ÍNDICE GENERAL

1.4.1 Descripción detallada del cambio automático de gas natural a fuel-oil

1.4.2 Estudio de las condiciones climáticas en la región donde se ubica el emplazamiento del ciclo combinado.

1.4.3 Listado de los programas utilizados para el desarrollo de los cálculos.

Descripción detallada del cambio automático de gas natural a fuel-oil.

El sistema de almacenamiento de gas natural se deberá diseñar teniendo en cuenta un conjunto de factores diversos entre los cuales cabe destacar por su gran influencia en el diseño, la definición por parte de la empresa suministradora de la turbina de gas (General Electric – Alstom) del proceso de cambio de combustible en operación. Esta empresa suministradora de turbinas de gas define unas restricciones muy precisas de cómo se debe realizar este cambio con el objetivo de evitar en todo momento exponer las turbinas a unas condiciones que pusieran en peligro la integridad o la futura operación de las mismas y al mismo tiempo conseguir que el output de potencia en la planta sea lo más constante y estable posible. Por lo tanto, se definen unos valores límite de operación de la turbina de gas a alcanzar durante el proceso de cambio de combustible en cuanto a la relación entre tiempo [minutos] y output neto de la planta [MW] por medio de reguladores de caudal y presión a la salida del sistema de almacenamiento de gas.

Este cambio de combustible está descrito detalladamente en los documentos [20] y en [21]. En ellos se define con precisión no solo el cambio de gas a fuel-oil sino también el cambio en sentido inverso.

A continuación se describe la evolución, fijada por el suministrador, que seguirá el gas natural durante la descarga. En la gráfica que se muestra a continuación aparece el descenso del caudal en función de los minutos y esta evolución se realizará de forma escalonada. El sistema de almacenamiento se encenderá en el momento en el que el sistema global detecta una avería debido a la activación del sistema de emergencia. A partir de este momento, la planta operará en ciclo abierto.

En primer lugar se encenderá el calentador eléctrico auxiliar que calentará el gas que hace trabajar al calentador de tipo Water Bath. Este calentador se enciende por medio del gas de la misma composición y lo hará media hora antes de abrir el buffer para asegurar que el gas se encuentre en las condiciones adecuadas de temperatura para su entrada en turbina. De este modo, se puede calcular la cantidad de gas natural durante la descarga, calculando el área bajo la curva definida por el caudal necesario durante los ocho minutos de duración del proceso. A esta cantidad total de gas será necesario añadirle la necesaria para arrancar el calentador de tipo Water Bath durante esa media hora por anticipado. Además de forma preliminar se ha considerado un 10% de margen de mayoración con el objetivo de tener en cuenta las variaciones térmicas durante la transición del día a la noche. Más adelante se comentará detalladamente este proceso de cálculo, en este apartado únicamente se expondrán las necesidades por parte de los suministradores de respetar las condiciones de funcionamiento de las turbinas de gas.

Resulting Data for Natural Gas		
Plant Net Power Output	1866.159	MW
INPUT for calculation		
max. Power reduction for FSWO	600	MW
Resulting Plant Net Power	1266.159	MW
Plant Net Power per Block	633.0794	MW
GT Net Power per Block	398.8	MW
GT Net Power	199.4	MW

- 600 MW switchover

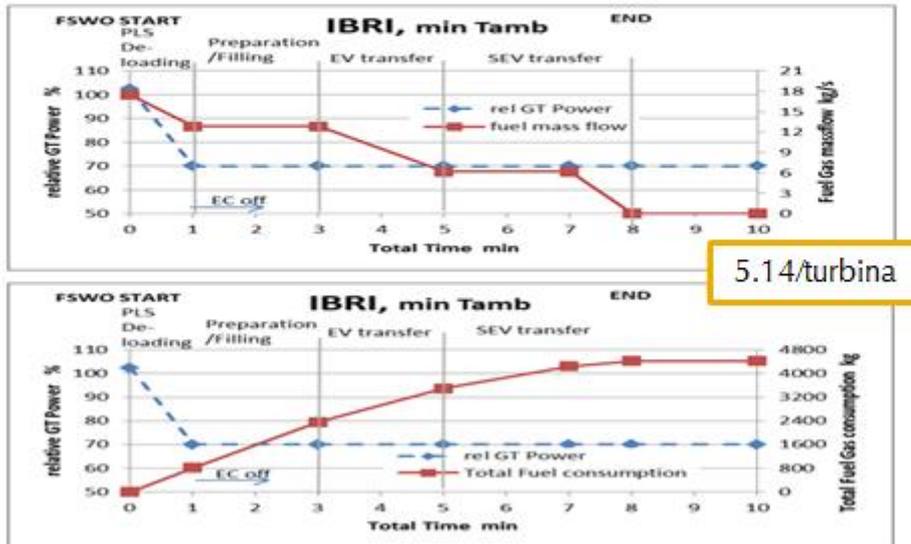


Ilustración 65 Consumo de turbina de gas durante el cambio de combustible. Facilitado por el suministrador de turbina de gas.

Turbina 1/4	Tiempo Total			Reducción potencia	Potencia Total	Área bajo curva = consumo	Área (acum) = Consumo (acum)	Consumo	Consumo (acum)
Tramo/ unidades	min	seg	Seg (acum)	%	MW	Seg*kg/seg =kg	Seg*kg/seg =kg	Ton	ton
1-2	1	60	60	30	326,6	879	879	0,88	0,88
2-3	2	120	180	0	326,6	1560	2439	1,56	2,44
3-4	2	120	300	0	326,6	1140	3579	1,14	3,58
4-5	2	120	420	0	326,6	720	4299	0,72	4,30
5-6	1	60	480	0	326,6	180	4479	0,18	4,48
TOTAL	8	480	480	0	326,6	4479	4479	4,48	4,48
TOTAL 4GT						17916	17916	17,92	17,92

Tabla 37 Cálculo del consumo de gas natural durante el cambio de combustible

Tal y como se ha comentado con anterioridad, en el instante en el que se procesa la orden de cambio de combustible, la carga de todas las turbinas se reduce simultáneamente. En este instante el único combustible funcionando es el gas natural. Desde este momento hasta el final del ciclo de cambio el output total se mantendrá en este valor reducido en la primera etapa, ya que será necesario respetar el límite mínimo establecido para la reducción de carga en 600MW. Para ello el consumo de gas natural se irá reduciendo paulatinamente, mientras que al mismo tiempo, el consumo de fuel-oil se irá incrementando hasta finalmente ser el único fuel que domine el proceso de generación de potencia. El output de la planta cuando domina este combustible será algo inferior en comparación con el output conseguido cuando la central funciona totalmente con gas natural.

Por lo tanto la secuencia de operación para realizar este cambio es la siguiente:

- Reducción simultánea de la carga de todas las turbinas hasta el 70% de la carga relativa de cada turbina, con un gradiente de descarga de aproximadamente 130 MW en el primer minuto.
- Se activa el sistema de combustible fuel-oil y los quemadores EV y SEV de este gas.
- A continuación se produce el cambio de combustible gradual manteniendo el output de la central al 70% de la carga total debido a que será necesario respetar el límite mínimo de reducción establecido comentado anteriormente.
- Cierre del sistema de gas natural.
- Turbina de gas en operación normal con combustible fuel-oil.

Todo el proceso de cambio está automatizado, es decir, desde que se da la orden de cambio debido a cualquier irregularidad presentada hasta que el sistema pasa a funcionar en operación normal con el combustible de back up, no existe intervención manual alguna. En el centro de control de la central de ciclo combinado únicamente se supervisará que el cambio se realiza correctamente revisando que todos los parámetros evolucionan según los valores esperados de funcionamiento. Tal y como se ha especificado con anterioridad, este cambio durará aproximadamente 8 minutos.

Se tiene en cuenta en todo momento que a partir del instante en el que se ordena el cambio, la HRSG y el sistema de alimentación de agua que se encuentran ubicados antes de la entrada a turbina permanecerán apagados y no tendrán influencia en el gas natural de entrada a turbina proveniente del sistema de almacenamiento. Por lo tanto, se concluye que el gas natural almacenado en el buffer deberá estar a unas condiciones de almacenamiento tales que le permita entrar a ser turbinado directamente. Estas condiciones de presión y temperatura son de 40 barg y 70°C respectivamente.

De esta manera, como la orden de cambio se puede producir en cualquier momento el gas almacenado deberá estar preparado para las condiciones a las que se necesita en caso de procesarse esta orden. Para ello será necesario especificar el sistema de control implementado en los tanques que permita controlar en todo momento la presión en ellos. Si la presión de almacenamiento cae por debajo de un valor de control límite establecido, debido a la variación

negativa de temperatura, será necesario utilizar algún método para elevar la presión de nuevo a los valores iniciales. Dependiendo de la rapidez con la que se produzca la reducción de temperatura, que a su vez afecta a la presión, será necesaria una dinámica de presurización determinada. Por lo tanto, para poder establecer el número de presurizaciones deseado será necesario estudiar los procesos de transferencia de calor que tienen lugar en el tanque. Lo cual será objeto de los próximos capítulos.

Estudio de las condiciones climáticas en la región donde se ubica el emplazamiento del ciclo combinado

Debido a las caídas de temperatura producidas por la noche en esta zona de Omán será necesario tener en cuenta las variaciones en estos parámetros y la influencia que tiene en el diseño del tanque. Cualquier variación en el factor relativo a la temperatura produce otra variación en el parámetro de presión debido a que están relacionados de forma directamente proporcional.

Por lo tanto, si la temperatura ambiente desciende durante estas horas, también lo hará la temperatura del tanque, ya que su instalación se encuentra abierta al exterior provocando las variaciones de presión comentadas.

Se han estudiado las variaciones de temperatura de una región cercana a Ibri, por proximidad, la ciudad de Nizwá sirve para el estudio. El clima será similar al de Ibri ya que ambas ciudades se encuentran en una región ubicada en el interior, donde el clima será similar [22].



Tabla 38 Ubicación geográfica del emplazamiento

Clima En Nizwa

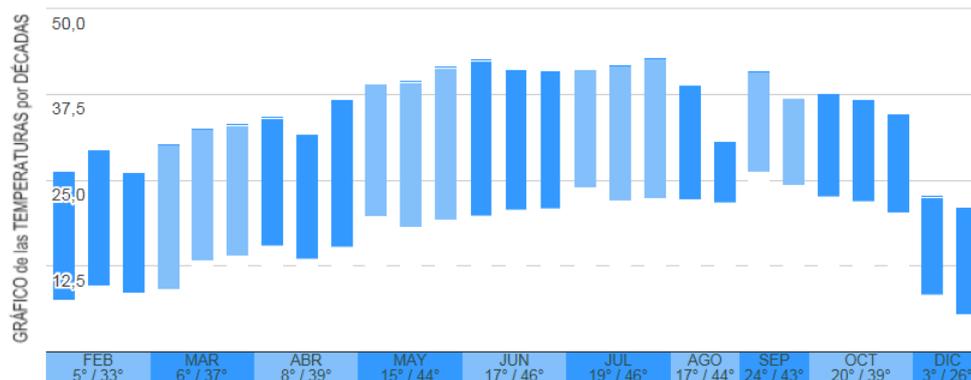


Tabla 39 Variación del clima en el emplazamiento

Se puede apreciar como las temperaturas más altas se encuentran en el mes de Junio, estando estas comprendidas entre los 30 y 45°C, siendo Junio un mes extremadamente caluroso. La amplitud térmica, o sea la diferencia de temperaturas entre el día y la noche es muy marcada (21-22°) siendo las noches calurosas, bajando la temperatura a 20-21°, con unas mínimas que oscilan entre los 17 y 23°.

Sin embargo, las temperaturas más bajas se encuentran comprendidas el mes de Diciembre. Diciembre es un mes suave, durante el mes la temperaturas bajan, sobre todo por la noche. Las temperaturas diurnas pasan de 22-23° a principios de este mes a 20-22° a finales del mismo. Las temperaturas nocturnas pasan de 8-9° a principios del mes a 5-6° a finales. Por lo tanto, la amplitud térmica es de unos (15-14°).

Mes / Parámetro	Tª Máxima Diurna	Tª Mínima Diurna	Tª Máxima Nocturna	Tª Mínima Nocturna	Amplitud térmica
Junio	51	30	23	17	21-22
Diciembre	23	20	11	8	15-14

Tabla 40 Resumen de los parámetros más representativos del clima en el emplazamiento

El estudio de estas variaciones de temperatura que provocan cambios en las presiones se tendrá en cuenta para comprobar la existencia en primer lugar de condensados no deseados en el tanque de almacenamiento y en segundo, establecer el número de presurizaciones necesarias para mantener al gas natural del buffer preparado en todo momento para su participación en la generación. A continuación se llevará a cabo un estudio termodinámico sobre el sistema de almacenamiento.

Listado de programas utilizados para el desarrollo de los cálculos

Cálculo	Programa
Organización de los cálculos analíticos y uso de librerías y Macros Visual Basic. Modelo de cálculo que permite integrar todas las aplicaciones y 7o programas utilizados y cálculos realizados	Microsoft Excel Office Excel 2007
Cálculo de condesación y propiedades del gas natural	Refprop-Nist
Cálculo de condesación y propiedades del gas natural	Propgas
Cálculo de la transferencia de calor y cálculo mecánico del sistema de almacenamiento	Ansys
Diseño gráfico del sistema de almacenamiento	Catia V5
Ciclo combinado y ciclo de gas para ubicar e integrar el sistema de almacenamiento. Isométricos construcción civil	Smart Plant P&ID
Diseño y representación esquemática del sistema de almacenamiento	Autocad 2012
Cálculo de la pérdida de carga	Perincom

Tabla 41 Listado de programas utilizados para el desarrollo de los cálculos

DOCUMENTO N°2, PLANOS

DOCUMENTO Nº2, PLANOS

ÍNDICE GENERAL

2.1 Lista de planos

2.2 Planos

2.1 LISTA DE PLANOS

LISTA DE PLANOS

Plano Nº1.-	Lay Out Final*
Plano Nº2.-	P&ID Sistema de almacenamiento - Compresión
Plano Nº3.-	P&ID Sistema de almacenamiento - Almacenamiento
Plano Nº4.-	P&ID Sistema de almacenamiento – Regulador de presión
Plano Nº5.-	P&ID Sistema de almacenamiento – Calentador tipo Water Bath
Plano Nº6.-	Isométrico**
Plano Nº7.-	P&ID Sistema Global – Integración del Sistema de almacenamiento en el ciclo de gas

Tabla 42 Lista de planos adjuntados

*Una vez se ha definido el diseño del sistema de almacenamiento de forma global y particular para cada una de las etapas, se representa la disposición final del sistema donde se puede apreciar la conexión entre las diferentes etapas. Al mismo tiempo se observa la conexión en paralelo con la tubería principal del sistema global del ciclo de gas por ambos puntos de entrada y salida respectivamente.

**Los isométricos son facilitados por el departamento de Ingeniería y Construcción Civil. Estos se corresponden con el recorrido realizado por el gas desde la salida del sistema de almacenamiento en su conjunto, es decir, después del calentador hasta su entrada en turbina. Por lo tanto, corresponde con el desarrollo global del ciclo de gas sobre el que se ha basado este Trabajo Fin de Máster para integrar su sistema de almacenamiento de gas. Incluiré por tanto, en el conjunto de planos aportados uno de los isométricos utilizados para el cálculo de la pérdida de carga desde la salida del buffer hasta la entrada en turbina, a modo de referencia.

2.2 PLANOS

DOCUMENTO N°3, PLIEGO DE CONDICIONES

DOCUMENTO N°3, PLIEGO DE CONDICIONES

ÍNDICE GENERAL

3.1 Pliego de condiciones generales

3.2 Pliego de condiciones técnicas y particulares

3.1 PLIEGO DE CONDICIONES GENERALES

3.1 PLIEGO DE CONDICIONES GENERALES

ÍNDICE GENERAL

3.1.1 Especificación técnica para la central de Ibri IPP

3.1.1.1 Condiciones de la localización

3.1.1.2 Configuración de la planta

3.1.1.3 Suministro de combustible de gas natural

3.1.1.4 Sistema de almacenamiento de gas natural: buffer de gas

3.1.1.5 Combustible auxiliar de apoyo: fuel-oil

3.1.1.6 Modo de operación y consideraciones de diseño

3.1.1.7 Requerimientos generales del sistema global

3.1.1.8 Códigos y estándares

En esta parte del documento se fijan las exigencias, requisitos y condiciones que debe cumplir aquello que se ha proyectado. Se han indicado las Normas, Reglamentos y Leyes de carácter general que se aplican a la ejecución del proyecto, se indica en su caso la procedencia y ámbito de aplicación. Se indican también las responsabilidades contractuales, arbitraje, jurisdicción, y cualquier otro requisito de seguridad, manipulación, aprobación de cambios. También se indica el plazo y lugar de la entrega. Para el desarrollo de esta parte del documento se han utilizado las referencias [23] y [24].

3.1.1 Especificación técnica para la central de Ibri IPP

Para el proyecto Ibri tanto como para Sohar, las dos centrales de ciclo combinado que se levantarán en Omán en 2018, se definen las especificaciones técnicas por parte del cliente. El marco del proyecto incluye el diseño, adquisición de ingeniería, construcción, erección, control y análisis de una infraestructura de alto rendimiento de ciclo combinado de gas con una capacidad entre los 1.100 y 1.450 MW. Por lo tanto, no solo incluye el desarrollo de las principales infraestructuras de generación sino que también se precisa el diseño de todos los equipos auxiliares necesarios para la completa instalación.

El emplazamiento para el desarrollo de los proyectos está localizado en el interior al noroeste de Ibri a unos 27km de la ciudad, en la región de Al-Dhahirah. En una área poco desarrollada, cerca de la ruta 21 (Buraimi-Ibri highway) en una elevación de 325m sobre el nivel del mar. Un área de 25.9 hectáreas se ha determinado para la construcción de toda la planta.

La planta estará conectada al operador del sistema de transmisión por medio de una subestación a un voltaje de 400V en los puntos de conexión. Por otro lado, las turbinas de gas, el HRSG y las turbinas de vapor deben ser del mismo tipo, dimensión y operando a la misma frecuencia de 50Hz.

La infraestructura de suministro de gas natural será construida por medio del Ministerio de Gas y estará localizada colindando con la planta de ciclo combinado. El 1 de Octubre de 2017 se ha establecido la fecha oficial para poder establecer la conexión de la planta con la red de gas natural y más adelante para el 1 de abril de 2018 estará preparada la primera prueba de operación (Early Power SCGT. 760-1160 MW) para que finalmente el 1 de abril de 2019 comience la explotación comercial de la planta (Final Power CCGT. 1100-1450 MW).

En caso de fallo de cualquier unidad de producción o bien de cualquier componente auxiliar, la pérdida total de potencia de salida de la planta no puede exceder los 600 MW. Para ello, más adelante se definirán una serie de procedimientos y protocolos de actuación. La infraestructura de Gas Natural, en relación directa con el objetivo de este proyecto, será construida dentro del área delimitada para la estación e incluye toda la conexión y equipos anexos a la planta.

3.1.1.1 Condiciones de la localización

Ibri está localizada en la región de As Dhahirah, a una distancia de 100km de la costa y también a unos 100km de los emiratos árabes. La infraestructura existente de red de 220kV se encuentra a unos 5 km del emplazamiento y la tubería de gas principal se encuentra a unos 7 km de distancia de la ubicación de la planta.

Se trata de una zona montañosa en mayor o menor medida y elevada levemente del nivel del mar por lo que se necesitará preparar el terreno para su instalación. Se adjunta una tabla con las condiciones climáticas del lugar, ya que será necesario tener en cuenta la protección de polvo y arena para el mantenimiento de los equipos auxiliares además de temperatura y humedad relativa para el aire acondicionado y ventilación. Además de tener en cuenta eventos climáticos extremos puntuales que pudiesen afectar a la construcción de la planta. Además para la construcción civil se ha tenido en cuenta la actividad sísmica de la zona de emplazamiento de la planta. El lugar se encuentra en una área sísmica activa afectada por la costa de Irán. El lugar está localizado en la península arábica, identificada como la placa arábica la cual es una zona calmada. Sin embargo a lo largo de la costa este de Yemen, Omán y los emiratos árabes existen numerosos alicientes que incrementan las posibilidades de terremotos en el área. Por lo que tendrá que considerarse la normativa referente a terremotos a la hora de construir la planta.

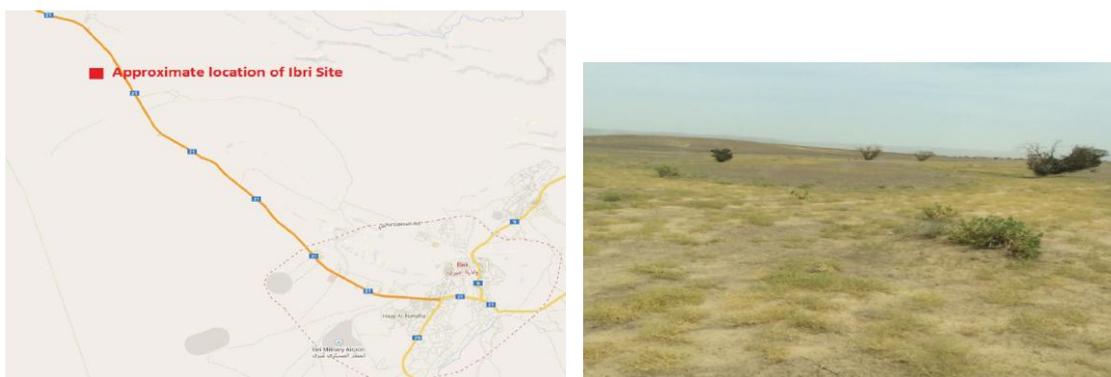


Tabla 43 Localización aproximada del emplazamiento

La planta ocupará un área de aproximadamente 25.9 hectáreas en la zona este del total de (1,000 m x 2,000 m in dimensión) 200 hectáreas disponibles en la zona. Este espacio total contendrá también el área temporal de trabajo necesaria para el lay-out de la planta de CC y también servirá para una futura posible expansión y otros proyectos relacionados como por ejemplo la construcción prevista para los próximos años de una instalación de paneles solares.

En el siguiente mapa las zonas representadas en verde están definidas como áreas temporales mientras que las rojas representan la ubicación del emplazamiento de la planta y las futuras expansiones de la misma además de las 0.01 hectáreas ocupadas por la estación de Gas. En azul se destaca la zona que ocupará las infraestructuras del sistema que define el punto de conexión con la red de gas natural.

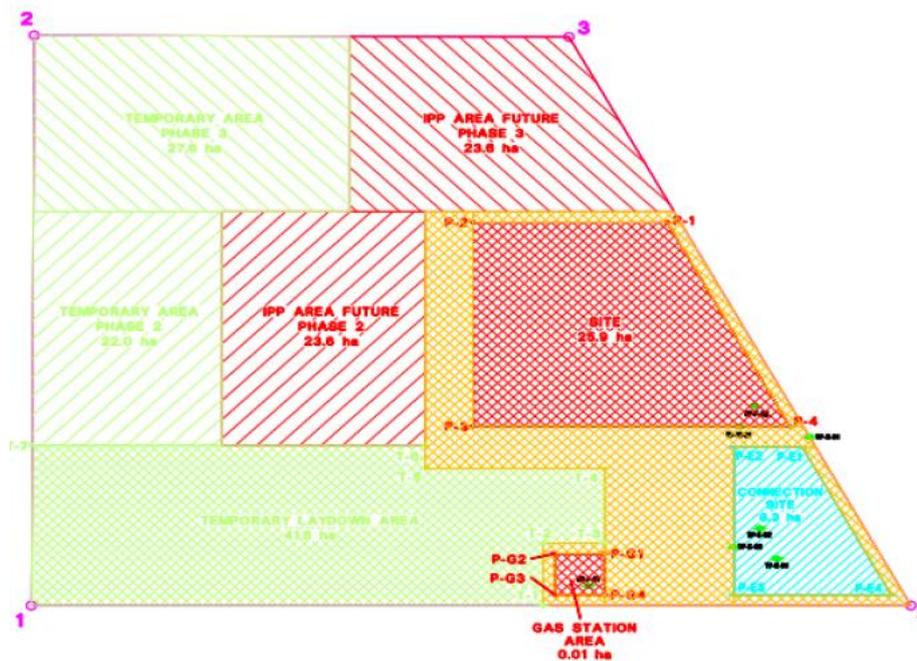


Tabla 44 Plano de distribución de áreas de la central de ciclo combinado

3.1.1.2 Configuración de la planta

La planta es capaz de cambiar su forma de producción, de un ciclo simple únicamente operando con turbinas de gas, a un ciclo combinado, es decir, operando conjuntamente con la turbina de vapor. Este cambio de modo de operación se debe poder realizar sin parar la producción de ninguna turbina de gas. Se desea que para el proyecto, estas turbinas de gas estén diseñadas para permitir el cambio total de combustible. Y operarán a un valor acorde con lo establecido en el documento GCPC “guaranteed contracted power capacity” tanto para la operación con gas natural como con fuel-oil back-up y sin ninguna limitación de operación en ninguno de los dos combustibles.

Para la instalación de la capacidad de la planta, el cliente propuso la siguiente configuración:

- Instalación de 4 turbinas de gas operando en ciclo simple SCGT en el periodo de operación preliminar (Early Power Period).
- Conversión de las turbinas de gas para operar globalmente como un ciclo combinado CCGT para la fecha de comienzo de explotación comercial (COD Commercial Operation Date).

Además, una vez la planta se encuentre en operación normal, con el objetivo de mantener la estabilidad de la red en caso de apagón forzoso de cualquier unidad de producción ya sea bien turbinas, HRSG, o el transformador principal de potencia, la máxima pérdida de potencia neta de salida está limitada a 600MW para cualquier condición de operación. Por otro lado, los sistemas de combustible (tanto gas como fuel-oil) y control deben estar optimizados y con las suficientes redundancias/duplicaciones para asegurar el máximo rendimiento de la instalación incluso durante el cambio de combustible.

3.1.1.3 Suministro de combustible de gas natural

El combustible principal que utilizará la planta será gas natural vendrá proporcionado en unas condiciones termofísicas determinadas que se expondrán más adelante. Existirá un punto de entrega de gas entre la red de gasoductos y la planta de ciclo combinado. La localización de esta “Gas Connection Facility”, la cual contiene equipos de reducción de presión de gas, viene determinada en el mapa anterior.

El cliente exige la definición en el proyecto de la completa instalación que tiene implicación a partir del punto de entrega de gas. También será necesario definir todos los equipos auxiliares de tratamiento de gas que no forman parte de la instalación de conexión de la red con la planta, incluyendo toda el equipamiento necesario para la medición de la presión del suministro de gas, medición de la composición y control de calidad requerido por las turbinas de gas. Se deberá de instalar equipamiento de medición de volumen y temperatura, aguas abajo del punto de entrega de gas y además se deberá incluir unidades de control y medida adicionales y elementos necesarios para proteger a la planta en caso de que el gas entregado no sea de conformidad. Así mismo se diseñará e incorporará a la planta medidas razonables como equipos de prevención de daños con el objetivo de evitar la pérdida en el posible evento de interrumpibilidad de suministro o caída de presión en el punto de conexión o bien cualquier otro incidente no deseado o previsto. Por ello, se deberá asegurar mediante redundancias y duplicaciones que se cubre cualquier pérdida que pueda afectar al funcionamiento normal de la instalación como por ejemplo reguladores de presión, compresores, calentadores de agua y filtros separadores.

La instalación de conexión de gas deberá ser localizada en una área especial limitada por una valla de protección fuera de la planta y cercana a la instalación receptora. El punto para el intercambio de señales con el MOG será una pantalla localizada en la sala de medidas y control. Los datos serán transmitidos por un sistema DCS. Además se deberán instalar alarmas.

Finalmente, el constructor tiene la responsabilidad de diseñar la conexión con la instalación de conexión de red con la planta y será el ministerio de Gas el que supervisará y dará el visto bueno a esa ingeniería.

3.1.1.4 Sistema de almacenamiento de gas natural: buffer de gas

El constructor de la planta deberá además definir un sistema de almacenamiento de gas natural para proporcionar un cambio automático inmediato en carga de Gas Natural a fuel oil para asegurar lo establecido en el documento “GCPC guaranteed contracted power capacity” sin interrupción en el supuesto de existir una problema de operación del gas, fallo de la instalación de conexión de red con la planta o en los sistemas de presión de gas en el punto de entrega, siempre que la presión caiga por debajo del mínimo especificado. Es decir, que deberá proveer al sistema global de un almacenaje suficiente para asegurar el continuo y estable funcionamiento de operación dentro de los límites establecidos para esta central de ciclo combinado incluyendo cambios dinámicos de carga o cualquier variación puntual en cualquier turbina.

3.1.1.5 Combustible auxiliar de apoyo: fuel-oil

El constructor tendrá como obligación suministrar la infraestructura necesaria para poder operar por medio del combustible de back-up, fuel-oil. Es decir, para ello debe realizar el cambio automático e inmediato en carga de ambos combustibles. Estas estaciones incluirán duplicados de tuberías cada una con una capacidad del 100% para cada una de las turbinas. También deberán de establecerse infraestructuras de recirculación automática y manual para este combustible.

Para asegurar que la presión del gas puede ser monitorizada en la planta, el constructor deberá instalar sensores de presión en las líneas de gas aguas debajo de la instalación de conexión. De este modo, se proporcionaran datos suficientes al sistema de control distribuido DCS que tendrá que estar configurado para avisar en caso de caídas de presión e incorporar un apropiado sistema de control lógico para llevar a cabo el cambio automático de combustible. El fuel-oil deberá ser utilizado en operación únicamente si se da una de las siguientes condiciones:

- Si se produce un fallo en la operación del gas, es decir, un error en la instalación de conexión, o bien que la presión del gas natural en los puntos de entrega caiga por debajo de la presión mínima establecida.
- Siguiendo las indicaciones de LTSO (Licensed Transmission System Operator) = operador de red, si se da lugar a alguno de los siguientes eventos:
 - Fallo de suministro de gas natural.
 - Orden de rechazo de aceptar el gas natural suministrado que pudiese dañar la planta.
 - Avería de las infraestructuras de tratamiento de gas encargadas de recibir y tratar el gas natural.
 - Análisis periódico de las unidades de producción para ser operadas con fuel-oil.

El almacenamiento de fuel-oil deberá ser tal como para poder operar al menos la demanda de la planta durante cuatro días en continua operación basándose en el documento "GCPC guaranteed contracted power capacity". Además deberá proporcionar e instalar cualquier equipo de medida necesario incluyendo:

- Indicación del flujo, registro y medición.
- Control y almacenamiento automático de la cantidad de fuel-oil consumido por unidad de tiempo.

3.1.1.6 Modo de operación y consideraciones de diseño

La planta deberá ser operada de acuerdo con las ordenes de despacho establecidas por el Centro de Operaciones de Red y debe ser despachado dentro de los límites técnicos de la planta. Se pretende operar la planta con ciertas variaciones estacionales., es decir, de forma distinta en verano que en invierno. La flexibilidad de la planta debe permitir la operación únicamente con una unidad de potencia hasta las todas las unidades operando al mismo

tiempo. Por lo tanto, la planta deberá de ser capaz de responder al ratio de cambio de output requerido por la demanda en un día o en un periodo de horas concreto. Además la planta deberá estar preparada para participar en restablecimiento del sistema global de red requerido por el código de red y ordenado por el LTSO. Y quedarán definidos los dos modos globales de operación: ciclo simple/abierto y el combinado.

La planta debe ser diseñada para que cualquier fallo producido en cualquier pieza independiente de la planta que forme parte de cualquier sistema principal o auxiliar no cause una reducción de potencia de salida ni rebase la máxima variación establecida en de 600MW.

Además la empresa de construcción se encargará de definir un sistema de comunicación con el centro de despacho del LTSO (Licensed Transmission System Operator). Por lo tanto, el constructor debe definir las señales y los dispositivos que se encargarán de reunir esta información de valor técnico para comunicarla en tiempo real a los organismos oficiales pertinentes.

La planta debe estar provista de una fuente de potencia interna en el caso de producirse una desconexión repentina de la red, la planta necesitará cumplir con sus propias necesidades de potencia interna y por lo tanto deberá existir un mínimo de al menos una unidad de potencia auxiliar. La planta debe ser capaz de ser resincronizada y recargada de acuerdo con los compromisos de potencia acordados. Por lo tanto se encarga también al constructor de definir un arranque autógeno. Este es el proceso de restauración de una central eléctrica para el funcionamiento normal sin depender de la red externa de transmisión de energía eléctrica. En inglés se emplea el término black start. De forma más genérica se aplica a los sistemas que pueden comenzar sin ayuda exterior. El valor de tensión del sistema de transmisión en Ibri será normalmente de 400 Kv con un rango del 10%. Durante la operación normal, la potencia de apoyo para la planta debe ser derivada del sistema eléctrico interno y no del sistema de transmisión o de distribución. La planta debe ser provista de fuentes de potencia auxiliares para asegurar y controlar el cierre de todas las unidades de potencia en el caso de producirse pérdidas de todas las fuentes de suministro eléctrico para no dañar los equipos implicados de la instalación.

3.1.1.7 Requerimientos generales del sistema global

A continuación se citan los requerimientos destacables entre otros listados en la especificación técnica realizada por el cliente. Estos son relativos a la sostenibilidad, mantenimiento, puesta en obra, calidad, alcance mecánico, equipos de medición, requerimientos de la turbina de gas, de la caldera de recuperación y del rendimiento del ciclo de gas. Además se abordará el sistema de control y los sistemas de seguridad y protección de incendios.

Medioambientales

La planta debe estar diseñada para asegurar el cumplimiento de todas las leyes nacionales e internacionales y los estándares de medio ambiente, construcción y operación. Por lo tanto

deberá tener en cuenta todos los estándares y guías técnicas relevantes exigidas por el ministerio para este tipo de instalaciones. Además deberá estar equipada para llevar un continuo control sobre las emisiones de gases de efecto invernadero tales como: NOx, CO₂, CO, O₂...

Por ello, se dispondrá de una estación meteorológica que permitirá registrar los siguientes parámetros:

- Presión atmosférica
- Velocidad del viento
- Temperatura
- Humedad relativa

El agua interna y sanitaria utilizada en la planta debe ser utilizada tras haber sufrido un tratamiento previo de acuerdo con las normas de regulación medio ambiental y tras su uso, deberá ser conducida hacia un sistema de agua de desecho. Si el agua se encuentra contaminada químicamente (debido a su presencia en áreas de almacenamiento, limpieza de ácidos o de los compresores de las turbinas) deberá ser neutralizada y detoxificada por medio de procesos de tratamiento adecuados. De forma general, la planta deberá ser diseñada, operada y mantenida para evitar cualquier contaminación del suelo.

Además se deberá diseñar un sistema de control de incendios. Debido a que la planta realiza la operación con gas y otros agentes químicos, estará expuesta a un elevado riesgo en diferentes zonas por lo que tendrá que ser sometida a calificación las diferentes áreas que componen la planta. Finalmente se sensorizará la planta a fin de obtener información en tiempo real del estado de la misma.

El control de todos estos parámetros será llevado a cabo por un sistema de control DCS controlado por un SCADA y en ellos se pretende integrar el control global de la planta de ciclo combinado.

Mantenimiento

Todos los equipos deben ser diseñados y convenientemente dispuestos con el apropiado aislamiento para poder llevar a cabo la operación de mantenimiento online o bien la retirada de equipo sin necesidad de parar la operación general de la planta. Se deberá incluir por tanto doble aislamiento en todas las tuberías del sistema (incluyendo drenajes, venteos, instrumentación) que operen a media presión y también para aquellos equipos que operen en condiciones de vacío. Se definirá también áreas de acceso a los equipos, de acuerdo a buenas prácticas de diseño de instalaciones, para permitir una inspección, mantenimiento y retirada más efectiva.

Puesta en obra

Todas las áreas de construcción de la planta deberán disponer de espacio adecuado para la entrada y actuación de transporte pesado, como tráileres, grúas o cualquier maquina móvil

necesaria para la construcción o posterior mantenimiento. Con el objetivo de minimizar los problemas relativos a la reparación y mejorar las operaciones de mantenimiento y operación, todos los productos de la planta que presenten las mismas funciones (válvulas, circuitos...) deberán ser estandarizados y obtenidos por medio del menor número de suministradores posible. De forma similar, el diseño de equipos o partes de equipos deben ser lo suficientemente consistentes para poder maximizar la intercambiabilidad de los componentes.

La planta deberá ser diseñada de tal manera que el fallo de cualquier componente auxiliar de la planta correspondiente a alguna unidad de producción de potencia no resultará en una pérdida de generación global o de cualquier otra unidad.

Las áreas que presenten una atmosfera toxica o condiciones inflamables deberán ser clasificadas consecuentemente por medio de los estándares y normas establecidos para poder definir los planes de protección contra incendios y los equipos especiales necesarios.

Calidad

Se deberá trabajar de acuerdo a los estándares de calidad de la ISO 9000 y cualquier inspección de equipos y materiales definida según el plan de calidad establecido deberá ser notificada de antemano al propietario.

El contratista debe de acordar la certificación de producción y diseño de los materiales y equipos de acuerdo a los estándares internacionales para apoyar al propietario en lo referente a requerimientos legales o contratación de seguros.

Mecánicos

- Los paquetes de turbina de gas deberán de incluir un sistema de control de NOx para su uso con fuel-oil.
- Sistema de suministro de gas natural y conexión con la red de gasoductos.
- Sistema de suministro de fuel-oil, con una estación de descarga de camiones-tanque, bombas, tuberías y valvuleria.
- Plantas de procesado y tratamiento de agua.
- Instalaciones de refrigeración y condensación de agua, condensador de aire.
- Tanque de agua de alimentación y desaereador, planta de desmineralización de agua, bombas de impulsión de agua, condensados, agua de alimentación y tuberías de vapor incluyendo valvuleria, venteos y drenajes, tanque de condensado de drenajes y bombas de impulsión, estaciones de bypass.
- Sistemas auxiliares como un sistema de aire comprimido para instrumentación y requerimientos de ciertos servicios.
- Planta de tratamiento de productos químicos contenidos en agua y gas.
- Condensador de aire.

Equipo de medición

El contratado se encargará de proveer, instalar, operar y mantener en la planta los siguientes equipos de medida:

- Medida del consumo de agua por unidad de tiempo.
- Medida de las condiciones ambientales como por ejemplo temperatura ambiente (seca), presión barométrica, humedad relativa. Siempre incluyendo redundancia en el sistema de señales para poder tomar medidas en tiempo real y sin interrupción.
- Se debe de proporcionar un sistema de medición operacional. Y una válvula de aislamiento interconectada con la entrada a cada turbina. Se debe de proporcionar un cromatógrafo de gas para medir continuamente el contenido del gas de entrada formado por C1-C6, N2, CO2, H2S. Las señales de este cromatógrafo deben ser controladas de forma remota con el centro de control que determinara según estas, si el gas necesita un tratamiento previo o si valor LHV. Estas medidas deben estar siempre disponibles por lo que se tratara de un sistema redundante además de poder ser almacenadas para crear un histórico y poder definir tendencias. Además se deberá poder medir el índice de Woobe. Se deberán instalar caudalímetros para cada una de las líneas de entrada a turbina. Se deberán diseñar recorridos que permitan purgar el gas en diversos puntos comprendidos entre la entrada del gas hasta turbina.

Técnicos de la turbinas de gas

Las turbinas de gas deben soportar dos tipos de combustibles, para tareas pesadas, industriales, y deberán estar directamente conectadas a un generador de 50Hz de frecuencia. Deben ser capaces de poder realizar un arranque, cierre y continua operación con gas natural (combustible primario) y fuel-oil (back up) para todo el rango de condiciones experimentadas en el lugar. Además debe ser capaz de realizar el cambio de combustible de forma on-line, es decir, sin que la central deje de producir un output de energía eléctrica, con el objetivo de asegurar la no interrupción en el caso de producirse un fallo en la operación del gas, o en las instalaciones de conexión del gas o en la presión del gas natural en el punto de entrega cayendo por debajo del límite mínimo de presión establecido.

El sistema de control de la turbina de gas llevará incorporado un sistema DCS para facilitar el control integrado de la HRSG y de la turbina de vapor (ST) en cualquier operación de maniobra que tenga lugar. Cada turbina de gas deberá ser provista de un completo set de controles y protecciones automáticas incorporando un controlador de temperatura y supervisores de funciones para la turbina. Los niveles de vibración deberán estar de acuerdo a lo provisto en los estándares ISO. Además éstas se deberán de dotar de silenciadores y amortiguadores. Se deberán de establecer sistemas de protección contra incendios y sistemas de alarmas, además de un regulador de voltaje, y un circuito de frenos para el generador.

Se deberá diseñar un enfriador evaporativo para conseguir el máximo output eléctrico. Se deberá diseñar para asegurar que la entrada de aire al compresor de la turbina de gas no excede los requerimientos en cuanto al estado de operación definido por el fabricante de las turbinas.

Caldera de Recuperación: Heat Recovery Steam Generator HRSG

El número de HRSG debe ser uno por turbina, con unas medidas tales que permitan la utilización al 100% de los gases saturados de cada una de sus respectivas turbinas de gas con el objetivo de satisfacer sus condiciones de salida de diseño en cualquier punto de operación. La parte relacionada con el agua en la HRSG deberá estar limpia de cualquier agente químico. Se deberán emplear materiales capaces de resistir cualquier temperatura y flujos máxicos resultantes de la turbina de gas en cualquier carga y condiciones ambiente. Esta HRSG debe ser diseñada con el objetivo de dejar la temperatura del gas saturado por encima del punto de rocío ácido tanto si el combustible es líquido o gas. En todas las instalaciones, tuberías, equipos, elementos, cercanos al área de la turbina de gas y HRSG deberán ir provistos de materiales refractarios. Con el objetivo de asegurar la instalación proporcionando condiciones de trabajo seguras y minimizar las pérdidas de aislamiento térmico.

Los parámetros relativos a cada HRSG serán controlados por medio de un sistema de control DCS y serán enviados a un centro de control donde se controlaran todos los parámetros de operación de la planta conjuntamente. Tanto la turbina de gas como la de vapor deberán de incorporar un sistema de control por medio de un software necesario para controlar y almacenar datos relativos a los niveles de tensión térmica producidos en el rotor de la turbina.

Tuberías para conducción de gas natural

Estas tuberías deben estar de acuerdo con lo definido en ASME B31.3. Petroleum Refinery Piping Code for Pressure Piping o bien con algún estándar internacional equivalente. El espesor de la pared de la tubería debe ser calculado teniendo en cuenta los valores máxicos de presión a los que se encuentra operando la tubería, las tensiones mecánicas y térmicas, un valor mínimo de prestación frente a la corrosión de 5 mm y una tolerancia del 12.5%. La velocidad del gas no debe exceder los 20 m/s.

Sistema de control: Distributed Control System General (DCS)

The control system for the complete Plant shall be comprised of a single vendor Distributed Control System (DCS) together with all the sub-systems which shall be interfaced with the DCS. These subsystems may include various local proprietary control schemes forming plant packages. The DCS shall provide the sole means of remote control and supervision of the plant. The DCS shall have the capability to monitor, control, display, alarm, record and trend all assigned plant inputs and outputs. The system shall be fully integrated using contemporary microprocessor techniques and shall have a distributed architecture comprised of a family of independent functional processors. Each functional processor shall be comprised of a configurable modules programmed to execute specific tasks.

Sistemas de seguridad y protección

Safe automatic shutdown of the plant is a mandatory requirement. Each turbine generator and HRSG shall be equipped with a protection system which trips the plant item in case of dangerous conditions or if the critical process variables exceed their permissible values. A

Plant-specific Block Protection System shall be provided to coordinate the functioning of the above safety systems.

- redundancy of design to assure high integrity, i.e. Fail operable, fail-safe and avoidance of spurious operation;
- capability for on-line testing and on-line maintenance with no loss of protection;
- circuit continuity monitoring;
- discrepancy and fault reporting/indication;
- Individual plant items shall be equipped with permissive logics, to prevent the inappropriate operation of the item, as well as trip logics to trip the item in case of dangerous operating conditions.

3.1.1.8 Códigos y estándares

Se deberán aplicar los siguientes códigos, normas y estándares.

ISO: Steam Turbine

ASME, ASTM, DNI/EN: Piping

ASME: Valves

ASME, DNI/EN: Material Specification

ISO 10816 and ISO 7919: Vibration levels

NFPA 850 Recommended Practices for Fire Protection for Electric Generating Plants

ASME PTC 6.1 Steam Turbine Performance

IEC/ISO/EN: Generator& Electrical Equipment

ANSI B31.1: Tuberías tanto para agua como para gas

3.2 PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS Y PARTICULARES

3.2 PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS Y PARTICULARES

ÍNDICE GENERAL

3.2.1 Especificación técnica del sistema de almacenamiento de gas

3.2.1.1 Descripción general

3.2.1.2 Condiciones de servicio

3.2.1.3 Operación

3.2.1.4 Calidad del gas y características del servicio

3.2.1.5 Equipamientos y componentes

3.2.1.6 Requerimientos generales del sistema de almacenamiento

3.2.2 Especificaciones particulares del sistema de almacenamiento de gas

3.2.2.1 Suministro de aire, agua y potencia

3.2.2.2 Códigos y estándares

3.2.1 Especificación técnica del sistema de almacenamiento de gas

Esta especificación define los aspectos más destacables respecto al alcance del suministro y los requerimientos para la entrega del sistema de almacenamiento de gas para su uso en IBRI IPP.

Se incluirán en este apartado aquellos requisitos técnicos que sean de aplicación tales como características de materiales, componentes y equipos específicos del sistema de almacenamiento de gas natural para el cambio de combustible. Normas de medición e inspección. Detalles de ejecución y control del proyecto. Programa de fabricación, ensayos y pruebas. Programa con los plazos de ejecución del proyecto.

Se incluirá en este apartado cualquier condición o requisito particular, que no se haya recogido en apartados anteriores tales como instrucciones particulares de construcción, de ejecución o manejo (manual o instrucciones para el usuario).

3.2.1.1 Descripción general

El sistema de almacenamiento de gas será instalado al aire libre. El calentador y el compresor se encontrarán instalados dentro de un contenedor y la estación reductora de presión será protegida por un cobertizo. Tanto el calentador, como el compresor y la estación reductora de presión está pensada su ubicación cerca del tanque de almacenamiento.

El contenedor deberá ser equipado con calor, ventilación y aire acondicionado (HVAC) requeridos para mantener las condiciones ambientales apropiadas para el uso de los equipos, instrumentación y controles. Los componentes electrónicos deberán ser instalados en un contenedor separado provisto de un sistema de aire acondicionado para conseguir satisfacer las condiciones ambientales necesarias para el funcionamiento correcto de estos equipos.

3.2.1.2 Condiciones de servicio

El sistema de almacenamiento de gas consiste en un pistón compresor de gas el cual succiona el gas que proviene de la tubería principal del sistema global, aumentando la presión del gas para posteriormente almacenarlo en el tanque de almacenamiento.

Este sistema de almacenamiento será diseñado para cubrir el caso no deseado de tener caídas de presión importantes en el gas de la tubería principal que pudiesen provocar el mal funcionamiento de la turbina de gas además de la interrumpibilidad de suministro en la región. Si cualquiera de los escenarios definidos como indeseados ocurriera, la válvula de aislamiento ubicada aguas abajo del tanque de almacenamiento se abriría permitiendo que el gas accediese a la instalación de válvulas para reducir su presión hasta la presión requerida por la turbina de gas y posteriormente introducir este gas en el calentador de tipo wáter bath para calentarlo hasta las condiciones definidas por la turbina de gas. En un principio se pensó colocar el calentador de tipo Water Bath aguas arriba del reductor de presión pero por criterios económicos se decidió que el mejor emplazamiento sería el comentado a principios

de este párrafo. Ya que, este tipo de calentadores tienen un límite de temperatura de trabajo superior en torno a los 70°C, lo que haría que tuviese que trabajar hasta temperaturas superiores a los 100°C (al ser instalado aguas arriba) debido a la posterior reducción de presión en la estación reguladora que dejaría la temperatura del gas entorno a la que demanda turbina. Esto encarecería enormemente el precio de la instalación, además de que al estar ubicado aguas arriba, la presión en esta zona sería alta y por tanto las tuberías de este equipo deberían ser de gran espesor y por lo tanto, de alto coste económico.

El sistema de almacenamiento de gas deberá ser instalado aguas debajo de los compresores de gas 3*50% y aguas arriba de las turbinas de gas. Unidades de filtrado y medición deberán ser incluidas para eliminar el contenido de líquidos en el gas y las partículas presentes. Por ello, estas unidades se colocarán aguas arriba de los compresores.

3.2.1.3 Operación

En condiciones normales el gas será almacenado en las tuberías-tanques de gas y proveerá gas a las turbinas en los siguientes escenarios:

- Durante el proceso de cambio de combustible por las razones ya comentadas.
- Durante el mal funcionamiento del compresor principal de gas. Si este equipo está suministrando el gas a una presión baja, se detectará y automáticamente el sistema de almacenamiento permitirá la circulación del gas hacia turbinas.

3.2.1.4 Calidad del gas y características del servicio

Las unidades de filtrado a ser suministrada por otra compañía conseguirán reducir el tamaño de las partículas en la corriente de gas a un valor inferior a los indicados en la siguiente tabla:

FUEL COMPONENTS	UNIT	VALUE
Contenido en lubricante	ppm wt	Max. 0.5
Contenido total en polvo:	ppm wt	Max. 20
-dm < 5 micrómetros	ppm wt	Max. 19.9
-5 micrómetros<dm<10 micrómetros	ppm wt	Max. 0.1
-dm > 10 micrómetros	ppm wt	Max. 0
Sodio+Potasio	ppm wt	Max. 0.2
Calcio+Magnesio	ppm wt	Max. 2.0
Vanadio	ppm wt	Max. 0.5
Zinc	ppm wt	Max. 0.5
Niquel	ppm wt	Max. 1.0
Metales pesados en total	ppm wt	Max. 1.0

Tabla 45 Valores límite de filtrado de partículas contenidas en el gas natural

Si el tamaño de las partículas no es adecuado para el compresor, se deberá incluir en el alcance de suministro un equipo scrubber. Este será instalado aguas arriba del compresor.

3.2.1.5 Equipamientos y componentes

Los equipos y componentes requeridos para el sistema de almacenamiento de gas incluyen pero no necesariamente deben estar limitados a lo siguiente:

Un compresor de gas (de tipo pistón). Montado sobre plataforma e incluirá:

- Compresor de gas tipo pistón
- Motor drive
- Sistema de refrigeración (tipo aire), incluyendo ventiladores, enfriadores, conductos de aire, pantallas, filtros, necesarios etc.
- Alarma para alta temperatura de descarga y cierre en cada cilindro compresor.
- Aparato de separación del gas de entrada, scrubber o filtro.
- Una válvula automática de succión o un controlador de succión para gestionar la entrada de gas al compresor
- Válvula de alivio exterior/ válvula de seguridad
- Una válvula de aislamiento en la entrada (de tipo doble bloque y purga)
- Una válvula de aislamiento en la salida (de tipo doble bloque y purga)
- Pantallas temporales de arranque

Un Sistema de almacenamiento de tanques individuales que incluirá:

- Tuberías para almacenar el gas
- Una válvula de aislamiento en la entrada (de tipo doble bloque y purga)
- Una válvula de aislamiento en la salida (de tipo doble bloque y purga)
- Sistema de Alivio / seguridad
- Estructura de acero para instalar las tuberías en múltiples niveles.
- Conexión con nitrógeno para dejar la instalación inerte con dos válvulas de aislamiento.
- Válvulas de venteo

Un calentador de gas (de tipo Water Bath), montado sobre plataforma, con:

- Sistema quemador que incluye:
 - Tubería de gas proveniente de la tubería principal
 - Colector de gas
 - Ventilador
 - Quemador
- Un economizador de agua
- Un calentador eléctrico
- Válvula de alivio exterior/ válvula de seguridad

- Válvulas, drenajes y venteos
- Conexión con nitrógeno para dejar la instalación inerte con dos válvulas de aislamiento.
- Una válvula de aislamiento en la entrada (de tipo doble bloque y purga)
- Una válvula de aislamiento en la salida (de tipo doble bloque y purga)

Una estación reductora de presión:

- Válvula de control de presión (operada de forma neumática)
- Válvulas de aislamiento
- Línea By pass con válvula de aislamiento

3.2.1.6 Requerimientos generales del sistema de almacenamiento

Compresor

Para tratar el ruido y reducirlo se deberán utilizar dispositivos de reducción, de esta manera se conseguirá reducir el ruido por debajo de los 82 dBA a una distancia de 1 metro. El compresor debe ser dispuesto separado al resto de componentes, aislado acústicamente dentro de una envolvente.

Encendido y apagado automático. El compresor se encenderá automáticamente en el momento en el que la presión del gas almacenado caiga por debajo de un valor establecido previamente. En cuanto al encendido y apagado manual (desde el DCS), el compresor puede ser encendido o apagado independientemente del valor de presión alcanzado. Sin embargo, se debe programar un punto de alta presión para, en el caso de rebasar este valor, actuar a modo de protección.

Estación de válvulas. Regulador de presión.

La estación de válvulas debe ser utilizada para ajustar la presión del gas a los valores requeridos por las turbinas. Será instalada aguas arriba de los calentadores de gas natural, tal y como se ha explicado con anterioridad. Las válvulas de control deben ser de actuación neumáticas y existirán además válvulas de aislamiento interiores y exteriores además de una línea de bypass.

Además, las válvulas y actuadores deberán ser dispuestos de forma ergonómicamente correcta con respecto a las plataformas de mantenimiento. Este debe de llevarse a cabo sin la retirada de las válvulas de la tubería. Todas las válvulas deben ser diseñadas para cumplir con el mayor diferencial de presión posible. Todas las válvulas de aislamiento y bypass deben ser de doble bloque y purga.

Calentador

El calentador será de tipo tubo y baño de agua, cumplimentado con distintos componentes para tratar el gas natural y el agua. En cuanto a la gestión del quemador y la seguridad del equipo deberán ser seleccionados de acuerdo con el lugar de emplazamiento y la clasificación eléctrica del área. La altura del apilamiento deberá de cumplir con las regulaciones medioambientales nacionales y locales. El suministrador debe desarrollar los estudios necesarios para cumplir con los estándares aplicables y leyes.

El quemador debe quemar gas natural que deberá ser tomado del exterior del calentador y su presión debe ser reducida por un colector de válvulas previamente. Las válvulas de control deben ser de actuación neumáticas y existirán además válvulas de aislamiento interiores y exteriores además de una línea de bypass.

El ventilador deberá ser convenientemente diseñado para mitigar altos niveles de ruido. Se anticipa que se necesitará un silenciador en la entrada de aire al ventilador del quemador para conseguir cumplir con los límites de ruido límites.

Sistemas de asistencia, válvulas y tuberías

Todos los gases liberados, provenientes de equipos de asistencia serán enviados hacia un colector fuera del alcance del sistema de almacenamiento de gas, a través de los conductos de venteo. Las válvulas de asistencia se deben de instalar en cualquier depósito de presión donde se concibe que la presión pueda superar los valores de diseño en cualquier circunstancia. Estas deben tener finales soldados por el interior y con reborde en el exterior. Deben poseer un resorte, ángulo, y aire asistido y deben ser equipadas con aberturas de palanca.

Todas las válvulas deberán ser diseñadas con indicadores de manera que se pueda interpretar con facilidad si la válvula se encuentra abierta o cerrada. Además, sean estas de globo o de Angulo, deben ser debidamente diseñadas e instaladas para que el flujo entre normal a través del disco.

Todas las válvulas motoras deben ser completas en cuanto al control necesario para gobernarlas de forma automática, es decir, que realicen la parada del motor cuando la compuerta alcance el final de carrera tanto completamente abierto como cerrado. El control local debe incluir un selector para permitir el cambio de operación de forma remota.

La calidad de las tuberías debe ser garantizada por medio de distintos métodos NDT. Además del material utilizado en ellas, la localización, el correcto dimensionamiento y calidad de los soportes junto con la flexibilidad de las mismas. Todas las líneas de evacuación, drenajes, venteos, y líneas de muestreo deben ser equipadas con sistemas de cierre, válvulas, con el objetivo de evitar fugas. Se deberán de instalar provisiones para detectar fugas en el sistema. Cuando se lleve a cabo la ubicación de las válvulas y los puntos de muestreo se deberá tener en cuenta los movimientos de las tuberías con respecto a la construcción de acero. Todas las tuberías de aire o gas comprimido deberán ser diseñadas para que la velocidad del fluido no supere los 20 m/s. Para proporcionar un adecuado condensado del drenaje, el sistema de tuberías debe de instalarse con una caída horizontal en la dirección del flujo considerable e incorporar puntos de drenaje cada 50m.

Finalmente, se establece como recomendación el diseño de la pared de los depósitos de almacenamiento y tuberías con un espesor considerable, teniendo en cuenta las presiones máximas posibles, las tensiones mecánicas y térmicas y la corrosión permitida para el acero al carbono y las demás tolerancias pertinentes.

Requerimientos de la instrumentación

Sistema de control

El mando, control y supervisión deberá ser realizado por medio del PLC. La lógica del PLC debe reflejar la automatización del sistema de almacenamiento para ser operado sin supervisión permanente de los operadores. Desde el panel de control local, el operador debe ser capaz de seleccionar el modo de operación del buffer de gas, bien local (controlado desde el PLC y los paneles locales) o bien remoto (controlado desde el DCS). El sistema de almacenamiento debe ser diseñado para operar de forma segura y dependiente de los controles bajo las cargas impuestas por la turbina de gas.

Las provisiones de control para el buffer deben asegurar:

- El compresor tendrá un control modulable de la presión y el caudal
- La operación global del sistema será controlada por medio de un PLC, el cual tomará el valor de presión de tres transmisores distintos, localizados dentro de la turbina de gas. Gracias a la medida de estos valores, y a los demás sensores ubicados en los distintos dispositivos que componen el sistema, se podrá avisar por medio de alarma al control en el caso de, por ejemplo, exceder una rampa de presión, no producirse la descarga completa del compresor antes de su cierre o bien en el caso de actuar los elementos de protección. De esta manera se evitará que en ningún caso se produzca el funcionamiento de algún dispositivo que se encuentre estado defectuoso.

El sistema de control del sistema de almacenamiento de gas incluirá:

Un panel de control local con el PLC y una terminal de dialogo interfaz que permita la conexión con el operador. Esta HMI servirá para mostrar el estado de la maquinaria y el proceso, además del estado de las alarmas del sistema y subsistemas para la correcta gestión local. Un PLC con una CPU redundante, fuentes de alimentación redundantes y un Modbus TCP/IP links abierto al DCS. El PLC debe comunicarse con el DCS de la planta a través de fibra óptica (FO) multimodo.

De este modo, el compresor y los demás equipos de apoyo serán equipados con la instrumentación apropiada para proteger a la maquinaria de condiciones de operación inadmisibles, además de permitir el continuo control y monitoreo de la operación y del estado de cada unidad.

Requerimientos de diseño

El equipamiento debe ser diseñado para aguantar cargas debido a expansión térmica, peso muerto y aceleraciones sísmicas de la tierra de forma simultánea.

Aislamiento

Los siguientes requerimientos deben ser considerados para calcular el espesor de aislamiento del sistema de almacenamiento de gas, equipamiento y auxiliares:

Todas las partes expuestas del Sistema de almacenamiento, es decir, de los depósitos de tipo tubería individuales lo cuales están sujetos a temperaturas excediendo los 60°C pudiendo quedar al alcance del contacto humano durante el mantenimiento de la instalación, deberá ser aislado con materiales como lana de roca de 100 kg/m³ (fuera del alcance del constructor del sistema buffer de gas). Tras esta operación la temperatura de estos elementos nunca sobrepasara los 60°C cuando la temperatura ambiente es de 35°C y la velocidad del aire de 1 m/s. El aislamiento podría ser cubierto con láminas de aluminio de 0.09 de emisividad.

Ruido, vibración y protección frente a la explosión

El diseño y construcción de los dispositivos debe asegurar que el nivel de ruido durante la operación permanece lo más bajo posible de acuerdo a lo dispuesto en los códigos y estándares, mejores prácticas en ingeniería y límites del proyecto. El equipamiento debe ser diseñado para operar de forma adecuada bajo todas las condiciones de carga posibles sin que las vibraciones provoquen daños mecánicos. Equilibrado, control y procedimientos de medidas deben ser establecidos para cumplir con los límites máximos de vibración a fin de establecer los puntos límite a partir de los cuales la alarma será activada.

Medidas de protección contra la explosión basadas en la identificación y clasificación del riesgo según las diferentes áreas y su peligro calificado. De forma general, cualquier equipo eléctrico o componente que pueda inflamarse y arder deberán ser colocados fuera de las áreas de peligro. Si alguno de ellos tuviera que establecerse dentro de un área peligrosa debido a requerimientos del proceso, estos deberán ser debidamente señalados de acuerdo a lo establecido en IEC 60079, para cada una de las distintas áreas especificadas en las que se encuentran localizados.

Sísmicos, eléctricos, HVAC y adicionales

Todos los componentes del Sistema de almacenamiento deberán ser diseñados para cumplir con las cargas estructurales y aquellas provocadas por los movimientos sísmicos del terreno.

De forma general, se deberá de proveer al sistema acceso alrededor de todos los equipos, de acuerdo con buenas prácticas en el diseño de instalaciones para permitir una inspección efectiva, mantenimiento y retirada de equipos dañados. Es decir, se diseñará dejando ciertas áreas libres, corredores y pasillos para facilitar estas tareas de reparación y sustitución.

Requerimientos para la fabricación, examen y pruebas

Muestreo e inspección

Durante la fabricación, todos los test requeridos por los códigos y estándares, códigos de diseño o regulaciones obligatorias deben ser llevados a cabo a los equipos pertinentes y por lo menos a los siguientes: compresor de gas, calentador, tuberías y sistema de control.

Materiales

Válvulas

Los materiales utilizados para las válvulas deben ser compatibles con los materiales de las respectivas tuberías a las que irán conectadas y deben cumplir con los requerimientos de los estándares técnicos ya comentados anteriormente. Además dependiendo de la medida de estas, estarán diseñadas para soportar unas condiciones de presión y temperatura determinadas.

Tuberías

Todas las tuberías se diseñarán en acero inoxidable con el objetivo de aguantar en todo momento las presiones a las que se somete el gas en los diferentes tramos, se seguirá por tanto lo especificado en ASTM A312-TP316L y ASTM A106 Grade B o cualquier estándar internacional equivalente.

3.2.2 Especificaciones particulares del sistema de almacenamiento de gas

3.2.2.1 Suministro de aire, agua y potencia

Aire de suministro y de instrumentación deberá ser suministrado al sistema de almacenamiento de gas. Las características del sistema de aire de instrumentación son las siguientes:

- Presión del punto de rocío: -40°C
- Temperatura: $<60^{\circ}\text{C}$
- Tamaño de las partículas: clase 1 de acuerdo con la ISO 8573-1
- Contenido en aceite: libre de aceite (clase 0 de acuerdo con la ISO 8573-1)

El agua necesaria para alimentar el calentador de tipo baño de agua vendrá del Sistema de Servicio de Agua. En cuanto a los suministros de potencia, la planta será capaz de proveer suministros de potencia para sus necesidades internas.

3.2.2.2 Códigos y estándares

General

El suministrador debe considerar y cumplir tanto con toda la normativa, códigos y estándares internacional aplicables como con la regulación local, regional y nacional del Sultanato de Omán. En caso de conflicto entre los requerimientos de la normativa aplicable se aplicará la más restrictiva de todas.

El diseño, material, fabricación, examen, inspección, testeo, limpieza, y empaquetamiento para el transporte de todos los equipos y componentes incluidos en el alcance del suministrador deberán cumplir con la edición más reciente de toda la normativa, códigos y estándares. Se deberá prestar especial atención al cumplimiento con el “API 618 Reciprocating Compressor for Petroleum, Chemical”, and “Gas Industry Services and IEC 60079”.

Estandares locales y nacionales

Las regulaciones, estándares y códigos nacionales o locales deberán estar de acuerdo con todos los estándares relevantes del ministerio omaní:

- Ministerial Decision 79/94 Issuing Regulations for Noise Pollution Control in Public Environment
- Ministerial Decision 80/94 Issuing Regulations for Noise Pollution Control in Working Environment

Estandares y códigos internacionales

International Standard Organisation (ISO)

American Society of Mechanical Engineers (ASME)

American National Standards Institute (ANSI/ASME)

American Petroleum Institute (API)

Other International Standards

Conclusiones y trabajos futuros

Conclusiones

Se han conseguido todos los objetivos propuestos al comienzo de este Trabajo Fin de Master, ya que el diseño del sistema de almacenamiento ha conseguido resolver los problemas planteados al inicio para este tipo de centrales, logrando además su perfecta integración en el ciclo de gas de la central de ciclo combinado. En numerosas ocasiones se ha recurrido a la utilización de herramientas y conocimientos fundamentales de la ingeniería obteniendo por tanto, un trabajo técnico de alto valor científico e industrial.

Además, la creación del modelo de cálculo que pretende facilitar y acelerar el diseño de estos sistemas para futuros procesos ha sido cuidadosamente perfeccionado a lo largo del desarrollo del trabajo. Quedando perfectamente interpretable por cualquiera que desee diseñar en un futuro un sistema de almacenamiento para otra central de ciclo combinado.

Por último. Otro objetivo que pretendía conseguir este proyecto era justificar la validez de este tipo de tecnología y combustible para estos países de Oriente Medio en particular. Cabe resaltar que esta justificación ya es más que conocida y que por lo tanto, se ha introducido de forma detallada y particularizada para este proyecto con el objetivo de dar mayor apoyo y respaldo y entendimiento a las motivaciones que han fundamentado el desarrollo de este Trabajo Fin de Máster.

Trabajos futuros

Tal y como se comentó en la introducción y también a lo largo del desarrollo de la redacción, este trabajo pretende servir como modelo de cálculo de sistemas de almacenamiento de gas natural que formen parte del ciclo de gas de futuras plantas de producción eléctrica por ciclo combinado. La empresa donde se han realizado este trabajo fin de máster tiene previsto continuar construyendo este tipo de plantas en los próximos años ya que se encuentran dentro de los planes estratégicos de los países de Oriente Medio. Estos países, por las características comentadas en la introducción, tienen en su agenda eléctrica desarrollar este tipo de tecnología y esta empresa posee un conocimiento avanzado en esta clase de proyectos de ingeniería y construcción.

Por ello, con el objetivo de perfeccionar, agilizar y controlar aun más este proceso de cálculo y desarrollo del sistema de almacenamiento de gas natural, el cual permitirá realizar el cambio de combustible en la central, se plantean los siguientes trabajos futuros:

En primer lugar se plantea la posibilidad de un cálculo aun más detallado del fenómeno de transferencia de calor por convección con el exterior que sufren los depósitos individuales de almacenamiento. Este proyecto ha estudiado el fenómeno de convección y conducción para

cada tanque individual de forma independiente al resto. Con la voluntad de conseguir un mayor detalle y precisión en el cálculo de transferencia de calor se plantea la posibilidad de estudiar el flujo cruzado a través de un banco de tubos, es decir, la influencia que tiene cada tanque individual con el resto y a su vez en conjunto.

El coeficiente de transferencia de calor asociado con un tubo está determinado por su posición en el banco. El coeficiente para un tubo en la primera línea es aproximadamente igual al de un solo tubo en flujo cruzado, mientras que los coeficientes de transferencia de calor más grandes están asociados con tubos en las líneas internas. Los tubos de las primeras líneas actúan como una rejilla de turbulencia, que aumenta el coeficiente de transferencia de calor para los tubos de las líneas siguientes. Sin embargo, en la mayoría de las configuraciones las condiciones de transferencia de calor se estabilizan, de modo que ocurren pocos cambios en el coeficiente de convección para un tubo en la zona central. En concreto se estudiará cual es la configuración más adecuada, ya sea esta cuadrada, rectangular, etc., para el número de tubos de capacidad determinada calculados que favorece una menor influencia del aire y condiciones exteriores sobre el gas contenido en los tanques que forman el sistema de almacenamiento.

Otro trabajo futuro interesante a desarrollar serían configuraciones geométricas alternativas para almacenar el gas natural. Por ejemplo sería interesante analizar una geometría esférica ya que este tipo son las que mejor aguantan las presiones y permitiría conseguir por tanto, ahorros en material. Este ahorro en material se produciría al reducir el espesor necesario de acero para contener la misma cantidad de gas, beneficiándose de su propia geometría. Además se debería estudiar qué material es el más adecuado para este tipo de almacenamientos en cuanto a coste y capacidad mecánica.

Ambos estudios permitirían reducir el coste de la instalación notablemente. El primero de ellos conseguiría reducir el número de presurizaciones diarias para devolver la presión del gas natural a su valor inicial. Esto evitaría encender el compresor de gas en lugar de 2 veces en verano e invierno respectivamente a 1 única vez, y así reducir el consumo eléctrico global de la planta. El segundo estudio, como se ha comentado en el párrafo anterior, este ahorro de material permitiría conseguir notables reducciones en coste de material de construcción.

Finalmente, cabe citar que en las hojas de cálculo utilizadas para apoyar el desarrollo analítico y posterior comprobación de resultados de todos los estudios realizados en este trabajo fin de máster, se hace referencia a los lugares en donde se puede encontrar información para llevar a cabo estos estudios además de detallar formulación y metodología. Todas las hojas de cálculo se adjuntan en un archivo con la redacción de este trabajo.

Bibliografía

- [1] Cuadernos de Centrales Térmicas (2014) JA Fdez-Benítez
- [2] ICAI – Ingeniería Energética
- [3] www.endesaeduca.com
- [4] www.dcb.unam.mx
- [5] La generación eléctrica a partir de combustibles fósiles
- [6] Todo sobre el gas natural. www.tecnium.es
- [7] <http://www.airproducts.com/~media/downloads/article/N/en-nitrogen-blanketing-article.pdf>

- [8] <http://www.lenntech.com/air-purification/gas-purification-techniques/gasscrubber.htm>

- [9] <http://www.bea-italy.com/bea-italy/modpdt/pdfpdt/DS-GAS-IT.pdf>

- [10] <http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/PM%20Central%20Web%20Documents/Fiscal%20Measurement%20Natural%20Gas%20FSG-WP-0012.pdf>

- [11] <http://ssecoconsulting.com/liquidos-del-gas-natural.html>

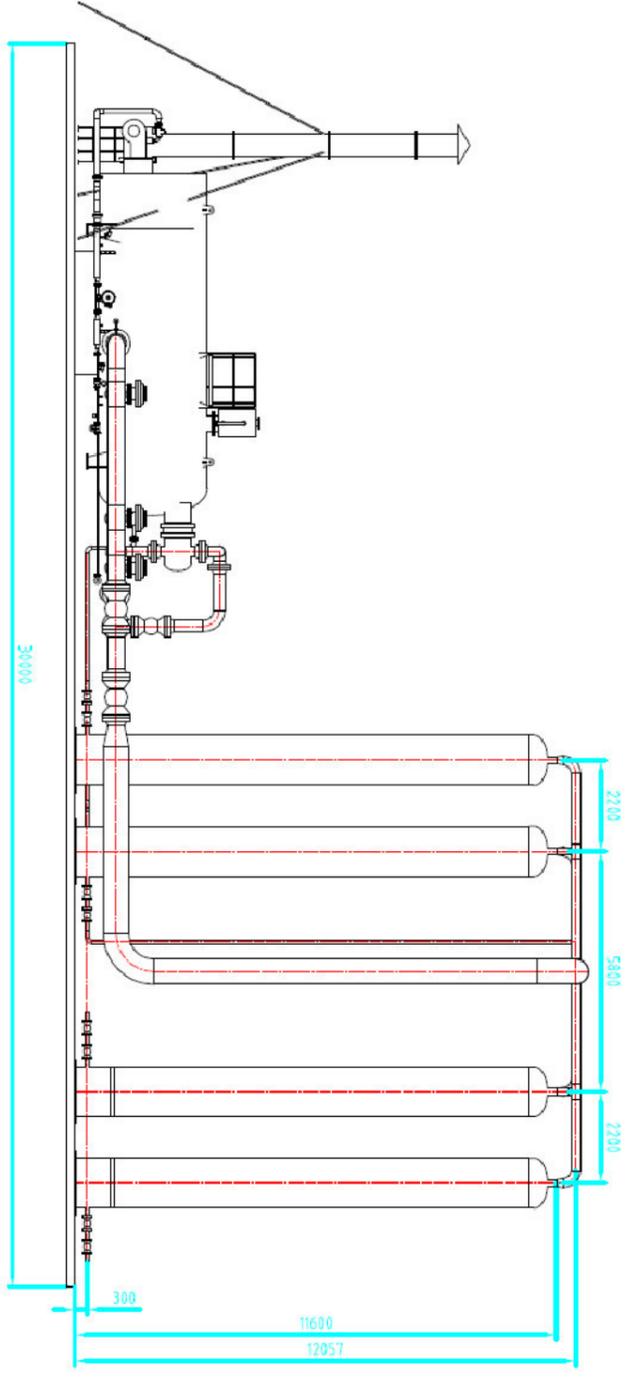
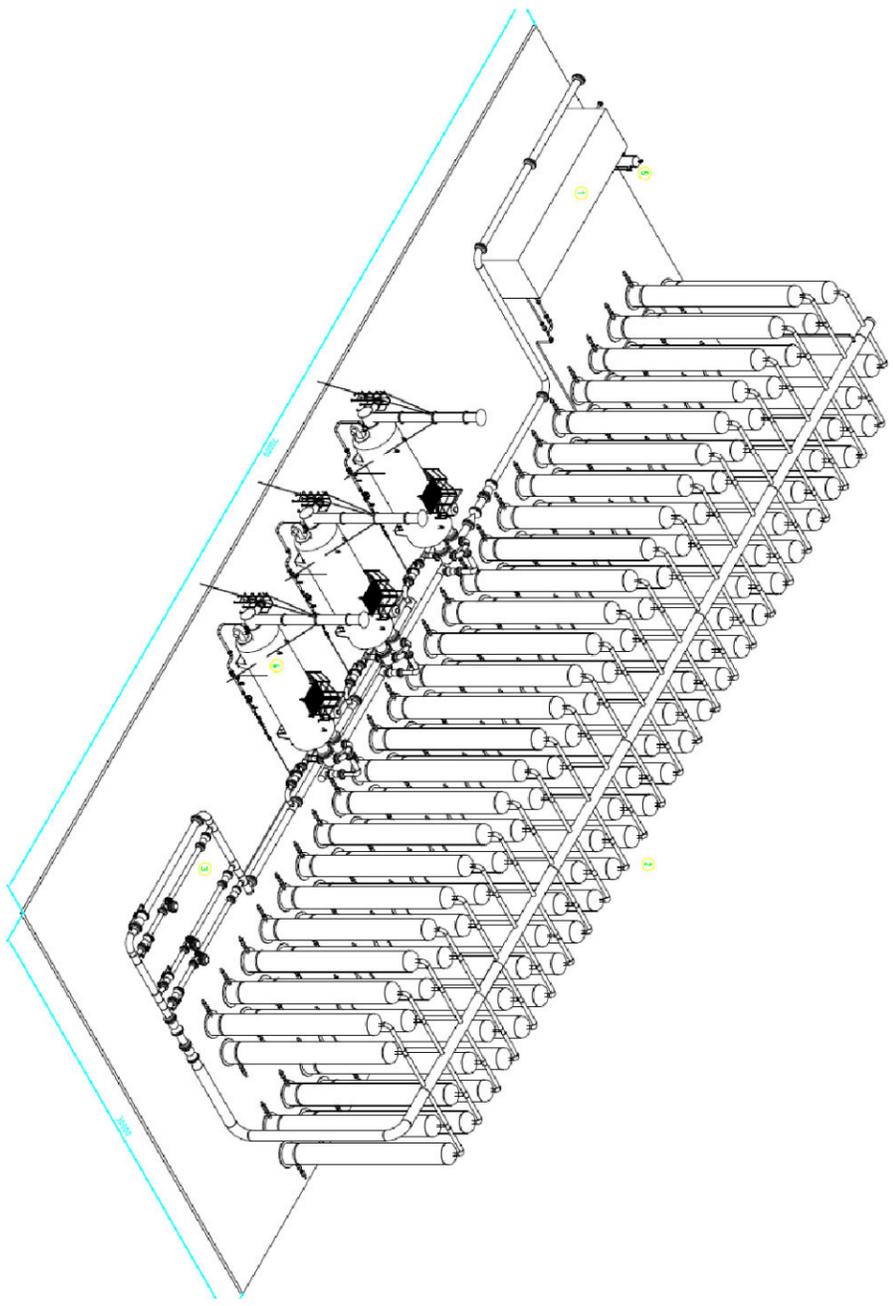
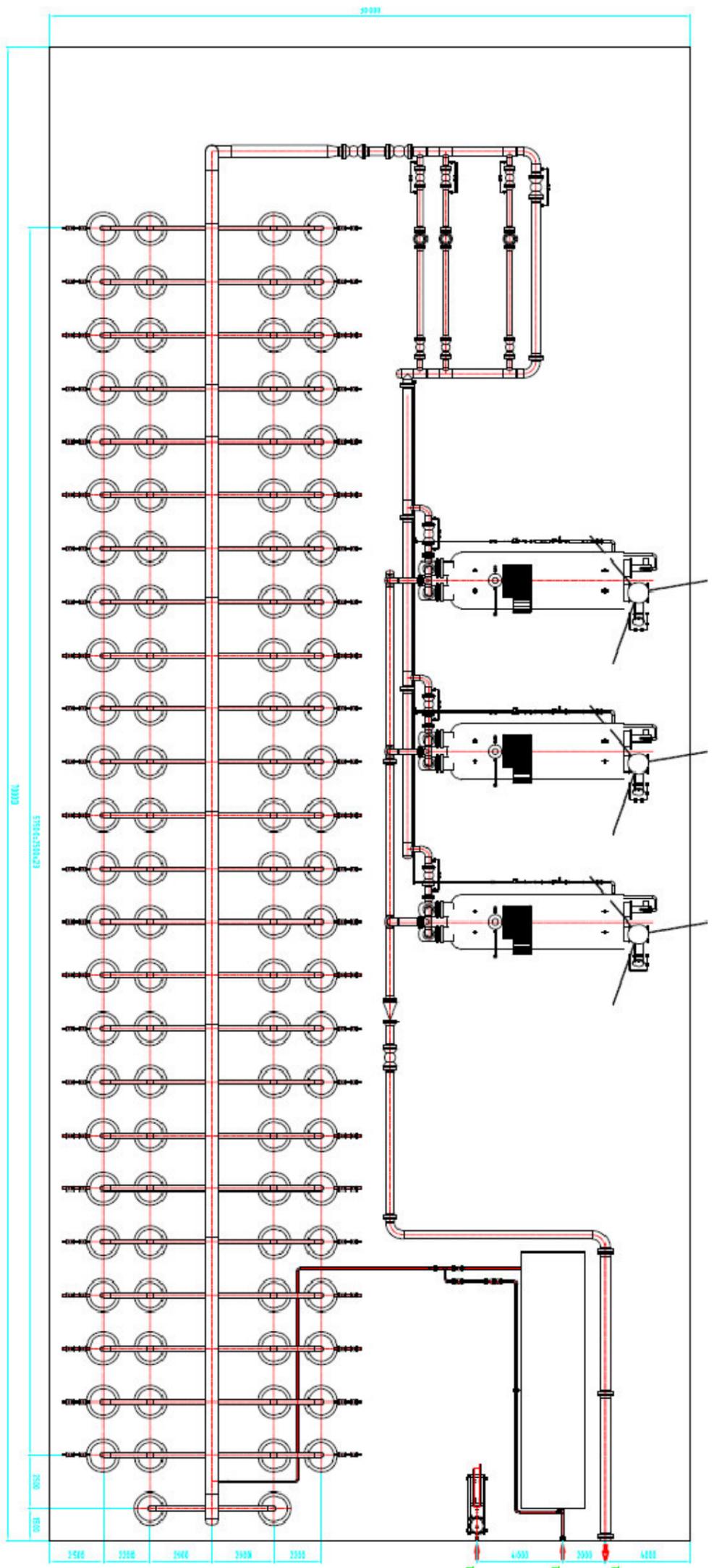
- [12] [http://www.mncn.csic.es/docs/repositorio/es_ES/investigacion/cromatografia/cromatografia de gases.pdf](http://www.mncn.csic.es/docs/repositorio/es_ES/investigacion/cromatografia/cromatografia_de_gases.pdf)
<http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/PM%20Rosemount%20Analytical%20Documents/Danalyzer-GC-ANO-OilGas-Energy-Measurement-Ultrasonic-Flow-Measurement-Chromatography.pdf>
<http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/PM%20Rosemount%20Analytical%20Documents/Danalyzer-GC-ANO-42-NGC-AN-OG-FUNDAMENTALS.pdf>
<http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/PM%20Rosemount%20Analytical%20Documents/Danalyzer-GC-ANO-OilGas-Energy-Measurement-Ultrasonic-Flow-Measurement-Chromatography.pdf>
<http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/PM%20Rosemount%20Analytical%20Documents/Danalyzer-GC-ANO-OilGas-Analysis-Pipeline-Quality-C6-Trace-H2S.pdf>
- [13] <https://es.scribd.com/doc/59974432/IMPORTANCIA-DEL-PROCESO-DE-COMPRESION-DEL-GAS-NATURAL>
- [14] http://www.wermac.org/flanges/flanges_pipe-connections_pipe-flanges.html

- [15] <http://sifo.comillas.edu/mod/folder/view.php?id=860936>

- [16] http://www.protectoseal.com/spanish/vaporFlame/venting_safety.cfm

- [17] Especificaciones de calidad del gas natural: apolo.creg.gov.co
- [18] Fundamentos de Transferencia de Calor. Aut: Frank P. Incropera y David P. De Witt.
- [19] Biblioteca de materiales de Ansys
- [20] On-line Switchover Concept for Alstom Gas Turbine GT26
- [21] Detailed description of the automatic switching process from gas to fuel-oil
- [22] <http://www.climaenelmundo.com/oman/clima-muscat-284>

- [23] Fuel Gas Buffer System Technical Specification
- [24] Ibri OTS_final_SML



THIS DOC CONTAINS INFORMATION FOR STRUCTURES. SYSTEMS OR COMPONENTS DESIGN. YES NO VERIFICATION: V.A. HOUSE/ VERIFICAR I.T. U.D.

Empresarios Aprobados
ICAI

COMILLAS
ICAI CADE

BUFEE SYSTEM LAY OUT
Sistema de Almacenamiento de gas natural

Jose Maria Gomez Borroguero

REV.	STATUS	DATE	BY
1	REV.		

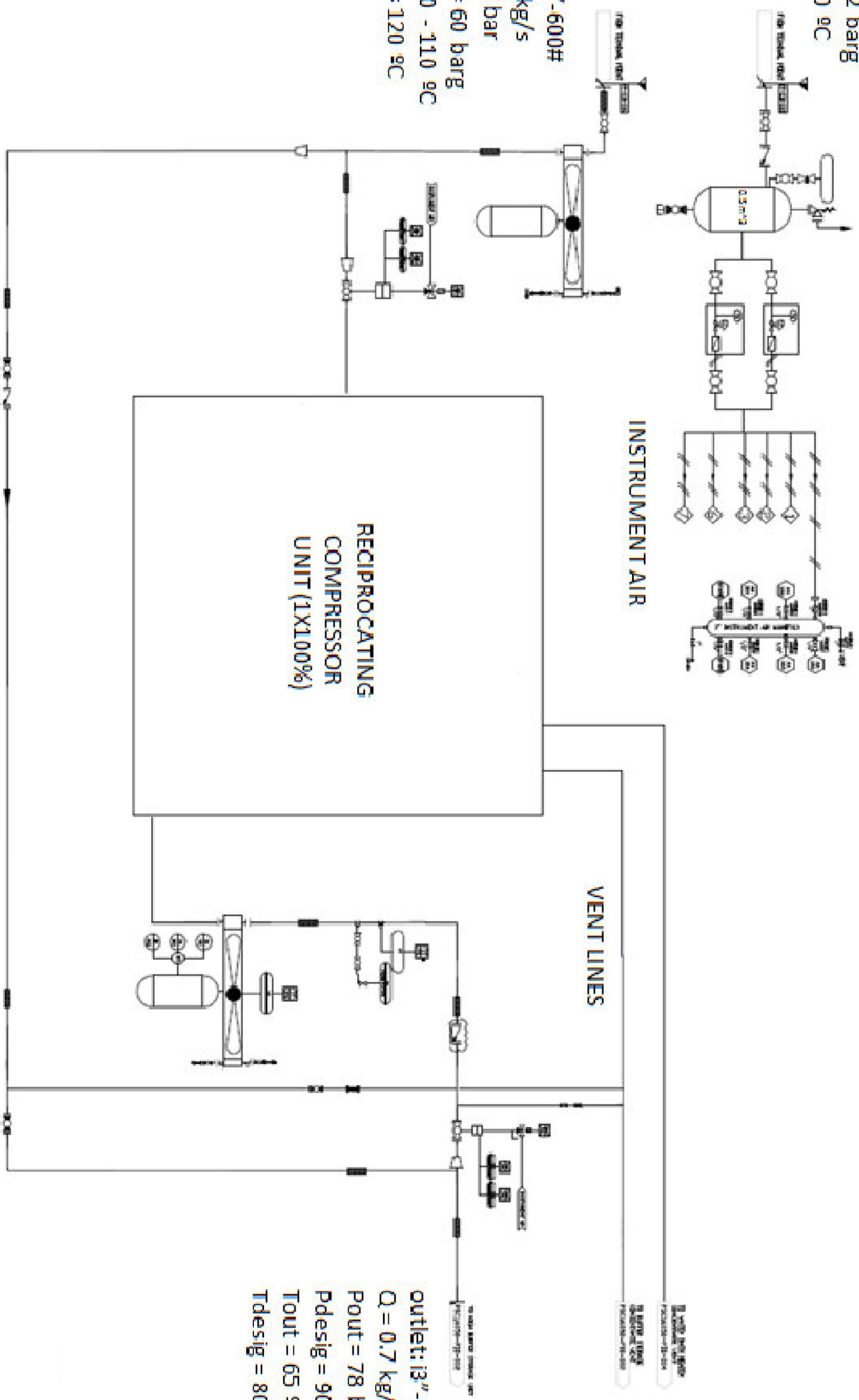
PROYECTO	PROYECTISTA	PROYECTADO	PROYECTADO

REV.	STATUS	DATE	BY
1	REV.		

SCALE: 1/1

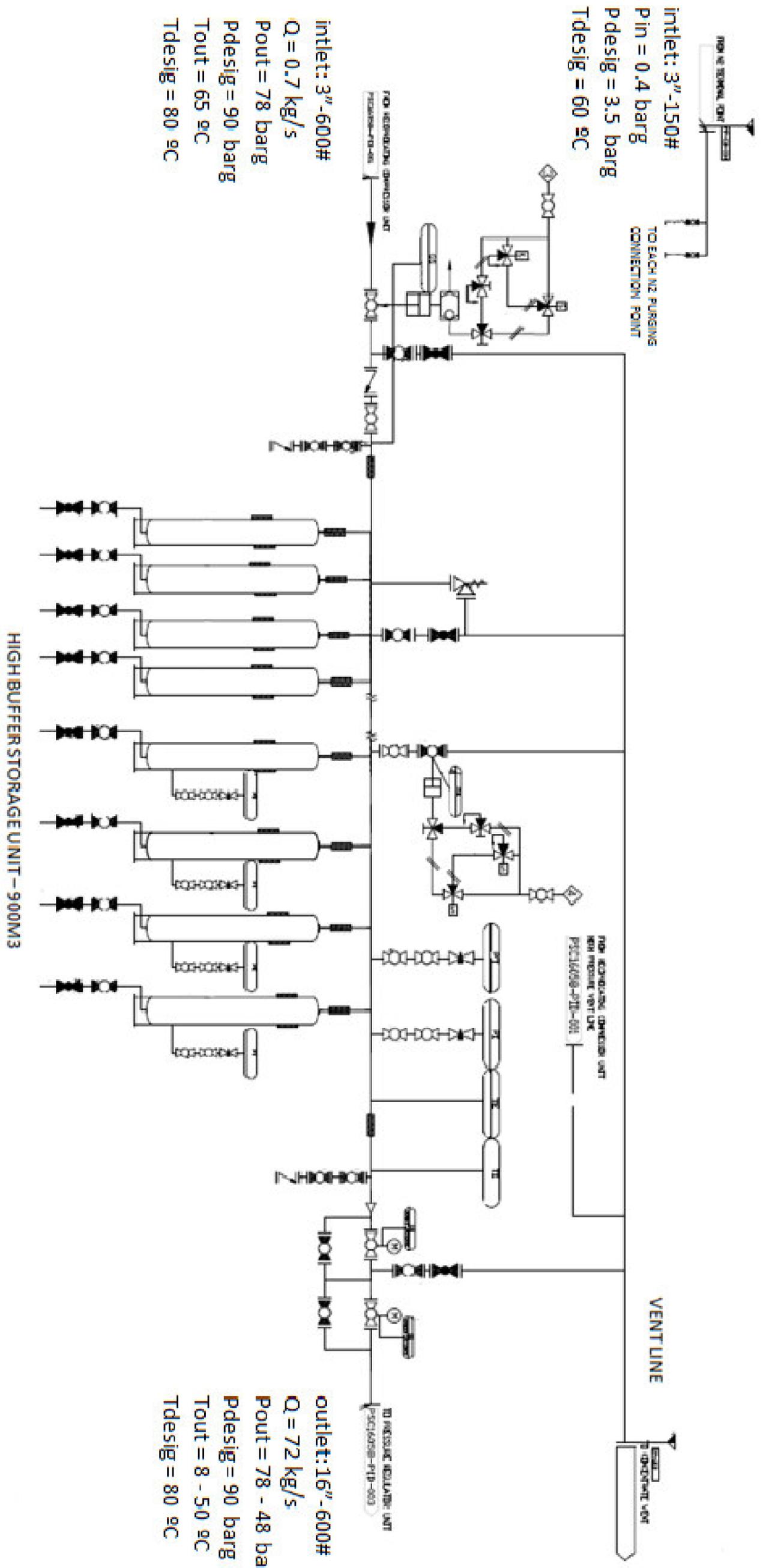
Inlet: 1" -150#
 Pin = 5 - 8 barg
 Tin = 8 - 50 9C
 Pdesig = 12 barg
 Tdesig = 60 9C

Inlet: 1/4" -600#
 Q = 0.7 kg/s
 Pin = 49 bar
 Pdesig = 60 barg
 Tin = 100 - 110 9C
 Tdesig = 120 9C



outlet: 3" -600#
 Q = 0.7 kg/s
 Pout = 78 barg
 Pdesig = 90 barg
 Tout = 65 9C
 Tdesig = 80 9C

 COMILLAS		Reciprocating Compressor Unit Sistema de Almacenamiento de Gas Natural	
EMPRESA ASESORAS COMILLAS EMPRESARIOS ASESORADOS ICAI	SIZE: A1 SCALE: NONE DWG#: 1/4	PROJECT: <input type="checkbox"/> PROJECTED DRAWN: <input type="checkbox"/> DRAWN CHECKED: <input type="checkbox"/> CHECKED APPROVED: <input type="checkbox"/> APPROVED	REV. STATUS SHEET REVISION DATE REV. 1

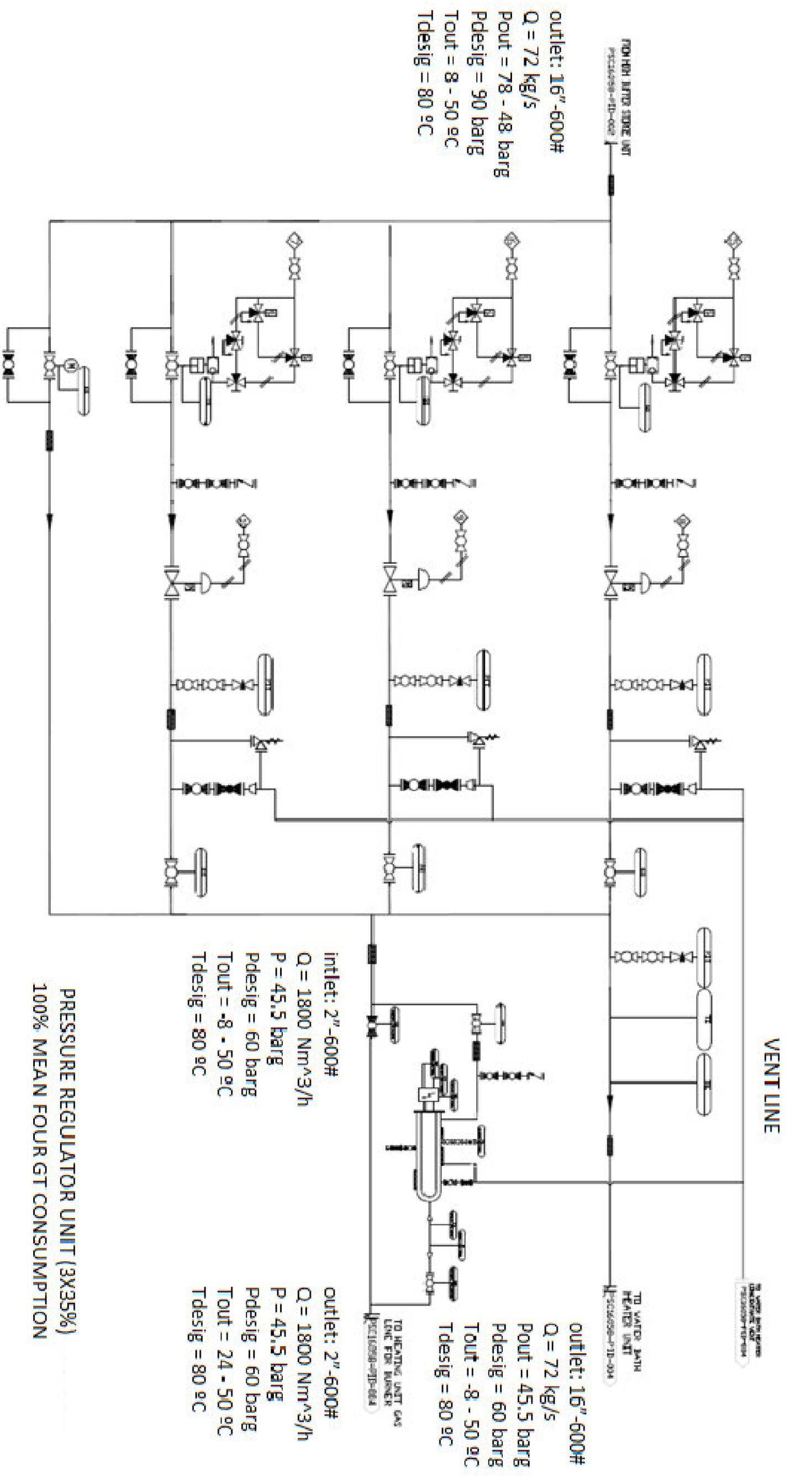


inlet: 3"-150#
 Pin = 0.4 barg
 Pdesig = 3.5 barg
 Tdesig = 60 °C
 Q = 0.7 kg/s
 Pout = 78 barg
 Pdesig = 90 barg
 Tout = 65 °C
 Tdesig = 80 °C

outlet: 16"-600#
 Q = 72 kg/s
 Pout = 78 - 48 barg
 Pdesig = 90 barg
 Tout = 8 - 50 °C
 Tdesig = 80 °C

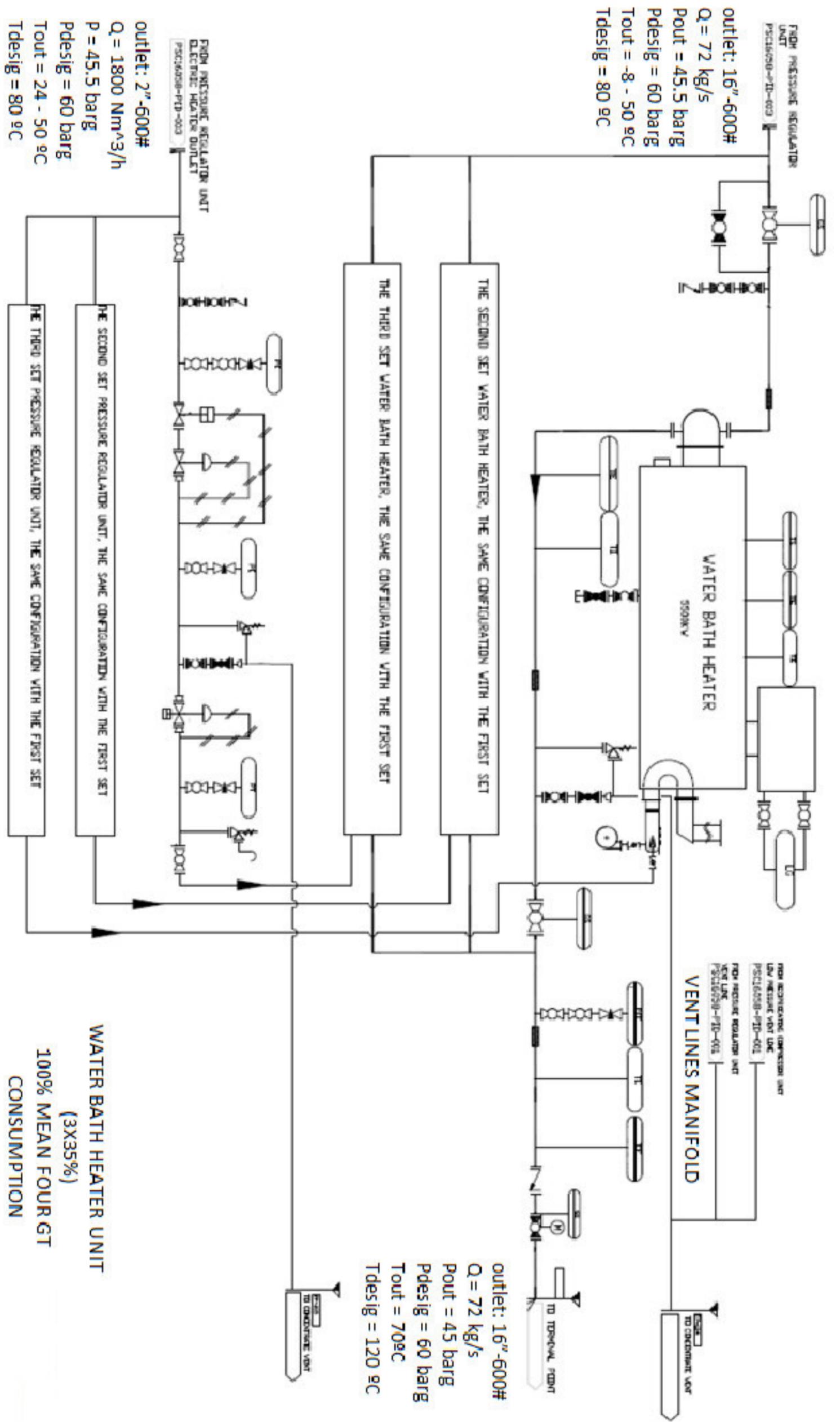
HIGH BUFFER STORAGE UNIT - 900M3

 ICAI CIDE COMILLAS	High Buffer Storage Unit Sistema de Almacenamiento de Gas Natural
EMPRESARIOS APOYADOS ICAI	José María Gómez Borroguero
PROYECTO	214
DRAWN CHECKED APPROVED	AM FOR REVIEW
REV. STATUS SHEET REVISION DATE REV.	 1



**PRESSURE REGULATOR UNIT (3X35%)
100% MEAN FOUR GT CONSUMPTION**

THE DOC CONTAINS INFORMATION FOR INSTRUCTIONS. SYSTEMS OR COMPONENTS DESIGN YES <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> VENTILATION: YA <input type="checkbox"/> HOUSE <input type="checkbox"/> VEHICULAR <input type="checkbox"/> U.D. <input type="checkbox"/>	EMPRESARIOS APOYADOS ICAI	PRESSURE REGULATOR UNIT Sistema de Almacenamiento de Gas Natural José María Gómez Borroquero	REV. STATUS SHEET REVISION DATE REV. 1
DRAWN CHECKED APPROVED PROJECT	AM DATE FOR PROJECT	SCALE NONE DWG# 3/4	SHEET 3



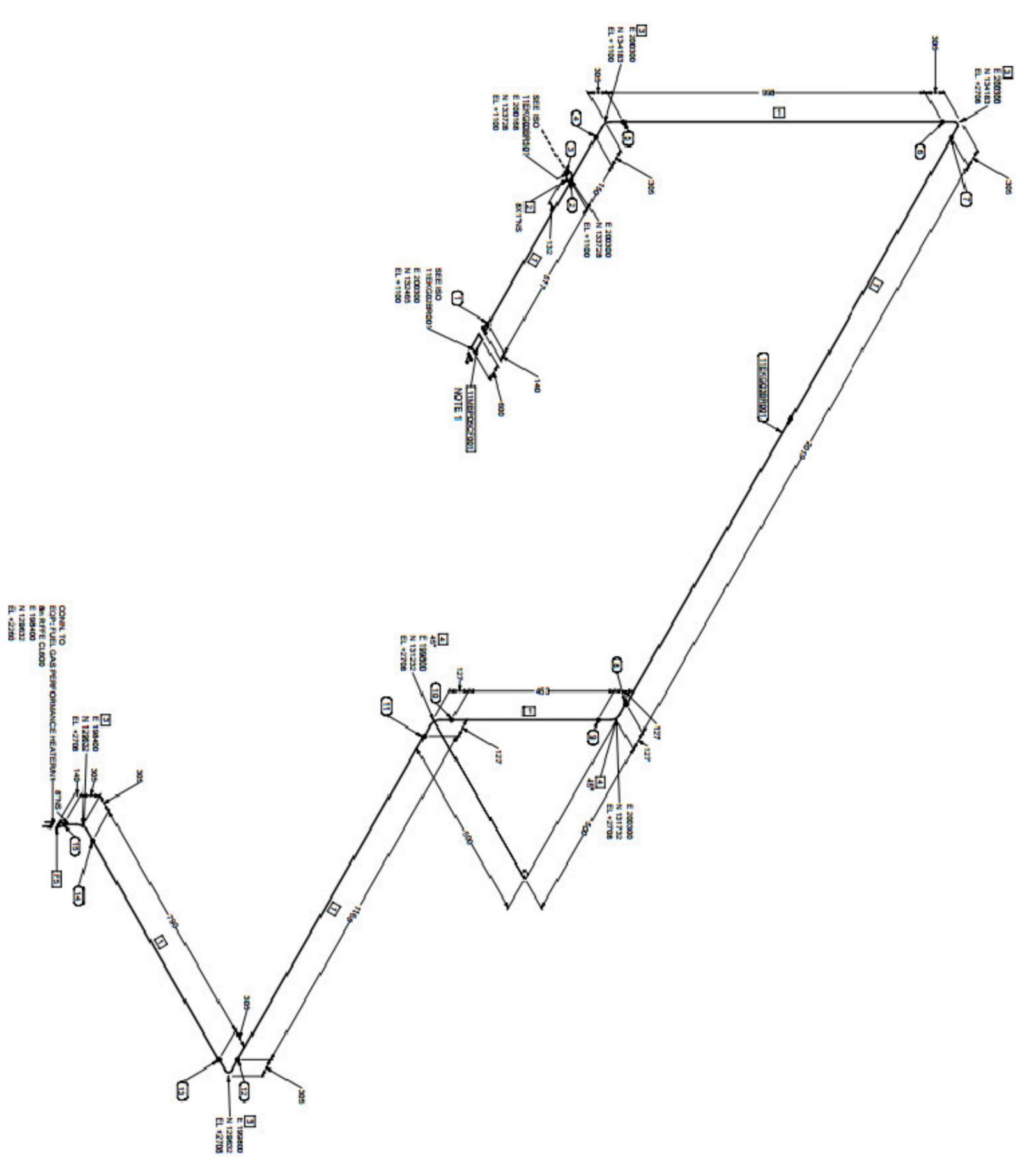
outlet: 16"-600#
 Q = 72 kg/s
 Pout = 45.5 barg
 Pdesig = 60 barg
 Tout = -8 - 50 °C
 Tdesig = 80 °C

outlet: 2"-600#
 Q = 1800 Nm³/h
 P = 45.5 barg
 Pdesig = 60 barg
 Tout = 24 - 50 °C
 Tdesig = 80 °C

outlet: 16"-600#
 Q = 72 kg/s
 Pout = 45 barg
 Pdesig = 60 barg
 Tout = 70°C
 Tdesig = 120 °C

WATER BATH HEATER UNIT
 (3X35%)
100% MEAN FOUR GT
CONSUMPTION

EMPRESARIOS APROBADOS ICAI	SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL Water Bath Heater Unit José María Gómez Borroquero
DRAWN: [] CHECKED: [] APPROVED: []	REV. STATUS: [] SHEET: [] DATE: [] REV: []
PROJECT: []	PURPOSE: [] SHEET: [] DATE: [] REV: []
SCALE: NONE	SHEET: 4/4



ITEM NO.	DESCRIPTION	QTY.	WEIGHT (KG)
1	PIPE, S-405, REG. ASTM-A412 GR. TP304L	6822.80M	273.7
2	SOCKET, CL. 300, REG. ASTM-A182 GR. F304L	8	0.4
3	ELBOW 90° L.R. S-405, REG. ASTM-A412 GR. TP304L	4	0.4
4	ELBOW 45° L.R. S-405, REG. ASTM-A412 GR. TP304L	2	0.2
5	WELDNECK FLANGE, CLASO, S-405, RTERR, ASTM-A182 GR. F304L	1	25.4

VALID FOR UNIT 12, 21 AND 22

- KKS IDENTIFICATION: NORTH AND ELEVATION REMAIN THE SAME

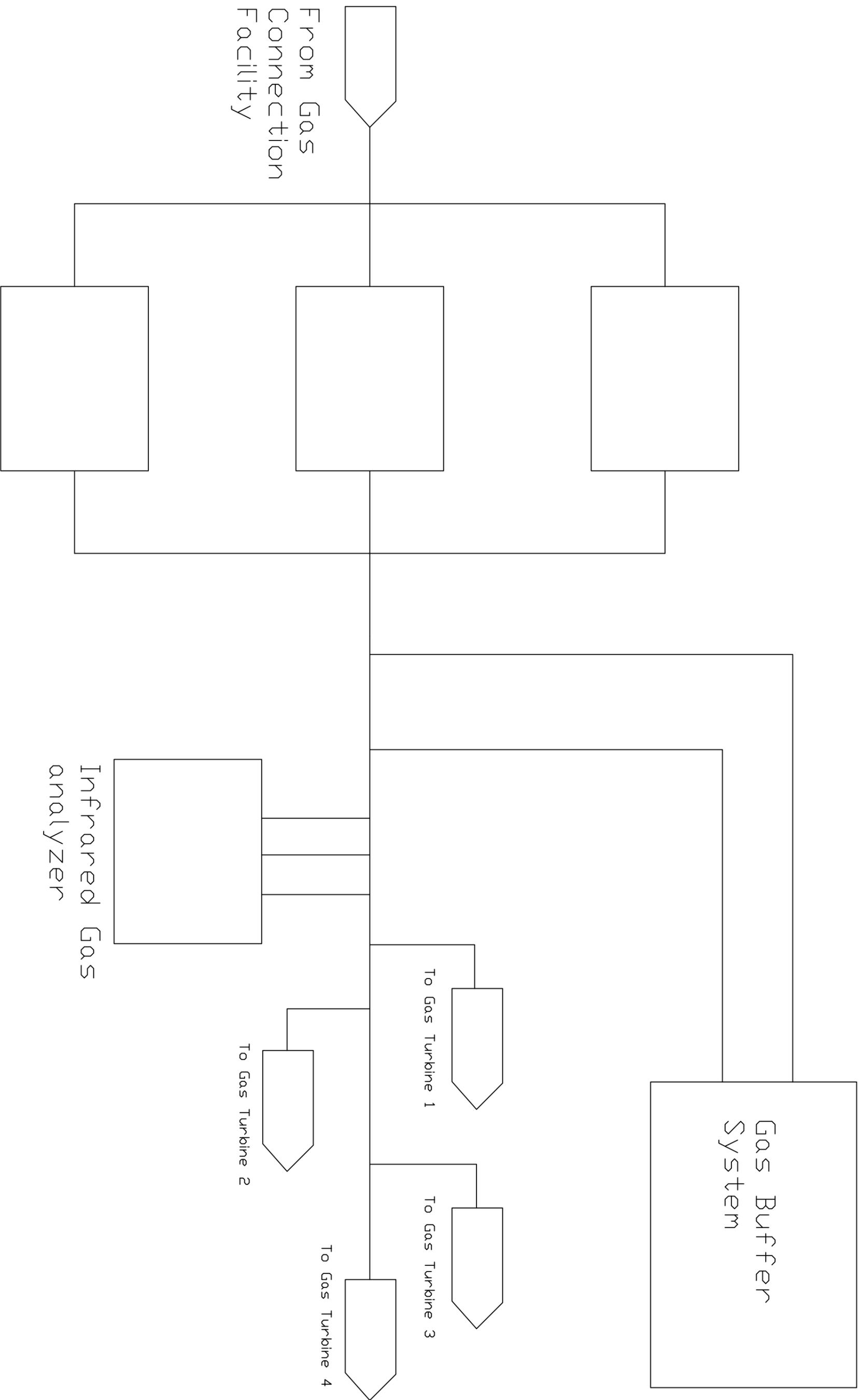
- COORDINATES:

FOR UNIT 12 REPLACE THE FIRST 11 BY 12 FOR UNIT 12 E=UNIT11+42000
 FOR UNIT 21 REPLACE THE FIRST 11 BY 21 FOR UNIT 21 E=UNIT11+233500
 FOR UNIT 22 REPLACE THE FIRST 11 BY 22 FOR UNIT 22 E=UNIT11+275500

CONEX. TO
 SUPPLY GAS PERFORMANCE HEATER
 VALVE CLASO
 E 150000
 N 128000
 EL. +2200

EMPRESARIOS APROBADOS ICAI		ISOMÉTRICO TUBERÍA Ciclo de Gas - TURBINA 12 21 22	
REV. STATUS SHEET REVISION DATE REV.	PROJ. NO. AM FOR PROJECT	SCALE NONE	DWT 1/1
APPROVED 1	PROJECT 1	APPROVED 1	DATE REV.

THIS DOC CONTAINS INFORMATION FOR CONSTRUCTION. YES NO
 SYSTEMS OR COMPONENTS DESIGN. YES NO
 VERIFICATION: V.A. HOUSE. VERRER. U.



Gas booster compressors (3x50%)

Infrared Gas analyzer

Gas Buffer System

To Gas Turbine 1

To Gas Turbine 3

To Gas Turbine 4

To Gas Turbine 2

From Gas Connection Facility

CONEXIÓN PARALELO BUFFER INTEGRACIÓN EN CICLO DE GAS			
DISEÑADO PROYECTADO	REVISADO APROBADO	FECHA 11/11	REV. STATUS SHEET REVISION 1
EMPRESARIOS APROBADOS ICAI		ESCALA NONE	DISEÑADO POR José María Gómez Borroquero