



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA BILBAO

Trabajo Fin de Máster

TRATAMIENTO Y REDUCCIÓN DE LODOS DE PRODUCTOS DE LA INDUSTRIA OLIVARERA CON CONGENERACIÓN DE CICLO COMBINADO Y GENERACIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE BIOMASA EN PUENTE GENIL



Alumna: Pascual Aguirre, Iratxe

Tutor: De La Peña Aranguren, Víctor

Fecha: Junio 2016

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	7
2. ANTECEDENTES.....	9
2.1. PLANTAS ORUJERAS EN ESPAÑA	9
2.2. USO DEL ORUJILLO COMO COMBUSTIBLE	10
2.3. LA COGENERACIÓN Y LAS ORUJERAS	10
3. OBJETIVOS.....	12
4. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO PRODUCTIVO.....	13
4.1. ALMAZARA: OBTENCIÓN DEL ACEITE DE OLIVA Y EL ORUJILLO	14
4.1.1 RECOLECTA Y ALMACENAJE DE LA ACEITUNA	14
4.1.2 LIMPIEZA, LAVADO, PESADO Y ALMACENAMIENTO DE LA ACEITUNA.....	15
4.1.3 TRANSPORTE DE LA ACEITUNA AL MOLINO	15
4.1.4 MOLTURACIÓN O MOLIENDA	16
4.1.5 BATIDO DE LAS ACEITUNAS	17
4.1.6 DECANTACIÓN O SEPARACIÓN DE FASES:	18
4.1.7 CENTRIFUGACIÓN Y LIMPIEZA	20
4.1.8 ALMACENAJE Y ENVASADO DEL ACEITE DE OLIVA	21
4.1.9 TRANSPORTADOR DEL ORUJO	21
4.2. EXTRACTORA: OBTENCIÓN DE ACEITE DE ORUJO Y EL ORUJILLO	22
4.2.1 REPASO CENTRIFUGADO	22
4.2.2 MOLIENDA Y GRANULADO	23
4.2.3 SECADO	23
4.2.4 EXTRACCIÓN	24
4.2.5 RECUPERACIÓN DEL HEXANO	26
5. VALORIZACIÓN DEL RESIDUO. ALTERNATIVAS	27
5.1. VALORIZACIÓN DEL ALPERUJO.....	27
5.2. VALORIZACIÓN DEL ORUJO SECO Y EXTRACTADO	32

6. ALTERNATIVA SELECCIONADA. DESCRIPCIÓN.....	34
6.1. PLANTA EXTRACTORA	38
6.1.1 ALMACENAMIENTO.....	38
6.1.2 SISTEMAS DE TRANSPORTE.....	40
6.1.3 PLANTA DESHUESADORA.....	41
6.1.4 OBTENCIÓN DEL ACEITE DE REPASO.....	42
6.1.5 SECADEROS.....	43
6.1.6 GRANULADORA.....	45
6.1.7 EXTRACTORA	46
6.2. PLANTA DE COGENERACIÓN CON CICLO COMBINADO	48
6.2.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.....	49
6.3. INSTALACIÓN DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON BIOMASA	62
6.3.1 DATOS DE PARTIDA	63
6.3.2 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA DE GENERACIÓN CON BIOMASA	65
6.3.3 LIMITACIONES TERMODINÁMICAS DE LA CALDERA	81
6.4. SISTEMAS COMUNES.....	92
6.4.1 AEROCONDENSADOR	92
6.4.2 PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA	95
6.4.3 TANQUE DE AGUA/DESGASIFICADOR	97
6.4.4 Balsa de ACUMULACIÓN.....	99
6.4.5 E.D.A.R	100
6.4.6 SISTEMA DE CONTROL Y MOTORIZACIÓN.....	100
7. DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA DE VALORIZACIÓN DEL ORUJILLO	103
7.1. BALANCES. PLANTA DE GENERACIÓN ELECTRICA CON ORUJILLO	103
7.1.1 DATOS INICIALES.....	103
7.1.2 CÁLCULO DE LOS PUNTOS CARÁCTERÍSTICOS	105
7.1.3 BALANCES DE MASA Y ENERGÍA.....	110
7.1.4 RESULTADOS BALANCE.....	115

7.1.5	CÁLCULO DEL RENDIMIENTO NETO DEL CICLO	121
7.2.	BALANCES. PLANTA DE COGENERACIÓN CON CICLO COMBINADO	123
7.2.1	DATOS INICIALES	123
7.2.2	PROCEDIMIENTO.....	124
7.2.3	RESULTADOS.....	126
8.	CRONOGRAMA	145
9.	PRESUPUESTO	146
10.	ANEXOS	150
10.1.	ANEXO 1	I
10.2.	ANEXO 2	II
10.3.	ANEXO 3	III
10.4.	ANEXO 4	IV
10.5.	ANEXO 5	V
10.6.	ANEXO 6	VI
10.7.	ANEXO 7	VII

INDICE DE IMÁGENES

Imagen 1 Proceso de producción del aceite	13
Imagen 2 Esquema sistema continuo de la obtención del aceite	14
Imagen 3 Lavadora de aceitunas en funcionamiento	15
Imagen 4 Transporte de la oliva a la molienda	15
Imagen 5 Molino de martillos.....	16
Imagen 6 Batidora de la almazara	17
Imagen 7 Batido de la pasta de la aceitunas	18
Imagen 8 Decanter, tornillo sin fin	19
Imagen 9 Balance de materia de los sistemas continuos de extracción aceite.....	19
Imagen 10 Decanter	20
Imagen 11 Tambor de secado	24
Imagen 12 Diagrama de proceso de extracción del aceite de orujo	25
Imagen 13 Cogeneración con MACI	29
Imagen 14 Cogeneración con turbina de gas	30
Imagen 15 Cogeneración con ciclo combinado	31
Imagen 16 Cogeneración con turbina de vapor	33
Imagen 17 Balsa de almacenamiento de alperujo	39
Imagen 18. Balsa de diario.....	39
Imagen 19. Tornillos sin fin.....	40
Imagen 20. Sistema de transporte. Tornillo sin fin	40
Imagen 21. Sistema de transporte. Cinta transportadora	41
Imagen 22. Deshuesadora	42
Imagen 23. Repaso	42
Imagen 24. Repaso. Decanter	43
Imagen 25. Secaderos	43
Imagen 26. Entrada de gases provenientes de la turbina de gas a secaderos	44
Imagen 27. Trómeles de secado.....	45
Imagen 28. Granuladora a la salida de los secaderos.....	46
Imagen 29. Pelets para entrada en la extractora	46
Imagen 30. Extractora	47
Imagen 31. TITAN 130	50

Imagen 32 Turbina de gas.....	51
Imagen 33. Turbina de gas, gases a secaderos y caldera de recuperación	52
Imagen 34. ERM.....	54
Imagen 35 Turbina de gas y caldera de recuperación	55
Imagen 36 Turbinas de vapor	58
Imagen 37 Caldera de biomasa y filtro de mangas.....	69
Imagen 38. Esquema caldera	69
Imagen 39 Sopladores del sobrecalentador.....	72
Imagen 40. Calderín	74
Imagen 41. Bombas de agua de alimentación	76
Imagen 42. Mezcla de biomasa empujada para entrar a caldera	79
Imagen 43 Corrosión y erosión en tubos del sobrecalentador.....	82
Imagen 44 . Interior aerocondensador	92
Imagen 45. Aerocondensadores	93
Imagen 46. Aerocondensador	95
Imagen 47. PTA. Planta de tratamiento de agua	97
Imagen 48 Desgasificador abajo a la izquierda	98
Imagen 49. Desaireador	99
Imagen 50. Sala de control.....	101
Imagen 51. SCADA secaderos	102

1. INTRODUCCIÓN

España es una de las mayores productoras de aceite de oliva del mundo y concretamente en Andalucía la industria del sector olivar es de gran importancia. Gracias al gran potencial de sus subproductos, el olivar andaluz ha pasado de su función tradicional para la industria alimentaria a constituirse también como un proveedor de recursos energéticos.

En el presente Trabajo Fin de Máster se va a analizar una planta orujera. Dentro del sector del aceite de oliva, las empresas orujeras se encuentran en la última fase del proceso productivo y son las “responsables” de la valorización del subproducto generado durante la fabricación del aceite de oliva, el orujo, este llega de la almazara con un contenido en humedad del 70% y un contenido en aceite de un 2-3% tras el secado el contenido en humedad disminuye a un 10-12%, el contenido en aceite permanece constante, en la extractora se separa este aceite residual que queda y se obtiene el aceite de orujo y orujillo, este último tiene un poder calorífico de 4.200 kcal/kg en base seca.

Uno de los grandes problemas del aceite es la gran cantidad de residuo que genera su producción, hay que tener en cuenta que por cada 100 kilos de aceituna se obtienen 20 kilos de aceite y 80 de orujo, residuo que se extrae de la aceituna. Por ellos las orujeras son de vital importancia en la industria oleica ya que estas procesan el 80% de los residuos que se extraen de la aceituna. En España hay 1.756 almazaras y sólo 63 extractoras para procesar todo el subproducto generado.

En el presente trabajo se describe el diseño de una instalación orujera ubicada en la localidad Puente Genil (Córdoba). Es una planta para el tratamiento de 150.000 toneladas/año de orujo proveniente de las almazaras.

La planta objeto de análisis está formada por un ciclo combinado con turbina de gas y turbina de vapor, donde se aprovecha parte de los gases de escape de la turbina de gas para el secado del orujo. Este orujo será la materia prima para la extractora de aceite de orujo. Se genera simultáneamente energía eléctrica por medio de alternadores acoplados a ambas turbinas del ciclo combinado. Además, el orujillo obtenido de la secadora se utiliza como combustible en una caldera de biomasa para la producción de energía eléctrica. Por lo que se puede decir que la planta completa realiza cuatro actividades diferentes:

- Secaderos: Almacenamiento de alperujo recibido en balsas y posterior secado. Reducción de la humedad del alperujo.
- Extractora: extracción de aceite de orujo con hexano, obtención del orujillo.
- Turbina de gas y turbina de vapor con caldera de recuperación: Cogeneración con ciclo combinado, uso de los gases de la turbina para secado del alperujo.



- Caldera de biomasa: Generación eléctrica, usando orujillo obtenido de la extractora como combustible.

2. ANTECEDENTES

La producción del aceite evoluciona constantemente y así lo hace su tecnología de producción. Los procesos de producción cambian para hacerse más eficientes y sofisticados, buscando una reducción en el consumo de energía y lograr sostenibilidad y competitividad integradas.

Una de las técnicas que han supuesto una gran mejora en las plantas orujeras es la cogeneración. Además, de las extractoras se obtiene el aceite de orujo y orujillo un residuo que puede ser revalorizado de diferentes maneras

2.1. PLANTAS ORUJERAS EN ESPAÑA

En los últimos años el proceso de extracción de aceite en la almazara ha pasado por diversos y muy significativos cambios tecnológicos, cambios que buscan:

Reducción de los costos

Mayor capacidad de procesamiento horario

Reducción del consumo de agua

Disminución del impacto ambiental.

En consecuencia se ha producido un cambio muy significativo en la composición y en la forma de los subproductos dados por la almazara y en consecuencia los que se reciben en la extractora, hasta los años 70 el orujo era un producto con una humedad del 30% mientras que en la actualidad puede tener una humedad del 70%. Por ello esta industria se ha ido adaptando a lo largo de los años para tratar la materia que recibe.

- Años 70: aparición de los sistemas continuos de tres fases en las almazaras, aumento de la humedad en los orujos hasta un 45%.
- Años 90: aparición de los sistemas de dos fases en las almazaras, aumento de la humedad de los orujos 65% y disminución de contenido en grasa.
- Años 90: necesidad de adaptarse al nuevo producto esto dio lugar a una mayor necesidad de almacenamiento y secado, mejora de los procesos de extracción. Hubo necesidad de reducir las emisiones de partículas y de mejorar la seguridad de las instalaciones, protección de incendios y riesgos diversos.

- Mitad de los años 90: aparición del repaso industrial, obtención del orujo empleando sistemas físicos utilizados en ciertos casos.
- Año 2001: se encuentran ciertas concentraciones variables de alfa-benzopireno, hidrocarburo aromático cuyas concentraciones están limitadas, en el aceite de orujo y por problemas sanitarios se retira el aceite del mercado. Las consecuencias de la inmovilización de todo el aceite de orujo nacional fueron demoledoras para el sector orujero, pero sí que dio lugar a una consecuencia positiva ya que esto obligó a la innovación en los procesos de la obtención de aceite de orujo. De esta forma surgió un plan de modernización del sector.
- A partir del 2001: modernización del sector. Cambio drástico en la gestión de la biomasa, aumento del volumen para el almacenamiento y creación de contratos contractuales con los generadores de orujo, almazaras, y las plantas de tratamiento para asegurar la calidad de la biomasa obtenida y su cantidad. Optimización de los sistemas de tratamiento y de los sistemas energéticos empleados, fomento de la cogeneración. Adecuada gestión de las emisiones y residuos producidos, fomento de la generación de electricidad.

2.2. USO DEL ORUJILLO COMO COMBUSTIBLE

El orujillo se suele consumir en grandes hornos y en cogeneraciones, se consume tal como sale de fábrica o transformado en pellets. Se trata de un subproducto con una humedad en torno al 10% que tiene unas buenas propiedades como combustible, con un poder calorífico en torno a 4.200 kcal/kg en base seca, y que puede utilizarse tanto para generación de energía térmica en industrias como para generación de energía eléctrica. Existen 7 plantas orujeras que además generan energía eléctrica con orujillo, con una potencia total instalada de 67 MW.

Lo más habitual es que una parte del orujillo generado en las extractoras se autoconsume en la propia instalación, tanto en el secado del orujo o en calderas para generación de vapor para el proceso.

El orujillo también se puede usar como combustible en una caldera de biomasa con la que no solo se genera energía eléctrica para proceso sino también para vender energía a la red. Otra opción es vender el orujillo como combustible, muy apreciado por su gran poder calorífico. Este tiene un precio muy variable pero se puede decir a modo de referencia que tiene un precio a granel de unos 50 Euros/tonelada.

2.3. LA COGENERACIÓN Y LAS ORUJERAS

En algunos casos, y de forma cada vez más frecuente, el secado en las extractoras se realiza mediante cogeneración con gas natural como en el caso de la planta de estudio del presente trabajo. La

cogeneración implica un menor autoconsumo de orujillo en la extractora, lo que hace que quede disponible para otros usos. Permite ahorrar en la generación de energía térmica para proceso.

En el caso de las orujeras, estas utilizan el calor producido por los humos de la turbina de gas o por los motores, con un intercambiador en este último caso, para secar el alperujo, para una posterior extracción del aceite que aún queda en el residuo y obteniendo a su vez orujillo. De esta forma se valoriza el subproducto del olivar. En el caso de estudio se utilizan los gases de la turbina de gas para secar el alperujo, este proceso se describirá con detalle más adelante.

3. OBJETIVOS

Los objetivos del presente Trabajo Fin de Máster son:

- Estudiar y comprender el proceso industrial de la obtención del aceite de orujo en las plantas orujeras.
- Analizar las diferentes alternativas de valorización del residuo de las almazaras con un estudio en profundidad de la alternativa elegida en la planta.
- Diseño y el balances de la planta de energía.
- Realizar estudio económico de la planta energética.

4. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO PRODUCTIVO

En el presente texto se describe la fabricación del aceite de oliva y la posterior valorización del orujo para conseguir orujillo y aceite de orujo. La planta en estudio es una orujera también conocidas como extractoras, estas son las industrias que obtienen por procedimientos químicos el aceite contenido en la pasta saliente de las almazaras, orujo o alperujo. Por ello es importante para comprender el proceso que se realiza en la orujera conocer también el de la almazara.

En las almazaras se fabrica el aceite de oliva, en la imagen1 se puede observar el proceso productivo del aceite, sus diferentes etapas y los productos obtenidos. Todo comienza recolectando la materia prima, la aceituna, y a partir de ella se puede obtener los productos principales, el aceite y la aceituna de mesa. De la producción del aceite se obtienen también una serie de subproductos, alperujo u orujo y hueso de la aceituna. El alperujo se lleva a una extractora donde se obtendrá el aceite de orujo y orujillo. Las características del aceite que se obtenga estarán condicionadas por todas y cada una de las etapas, teniendo el aceite obtenido en la almazara una mayor calidad que el de la extractora.

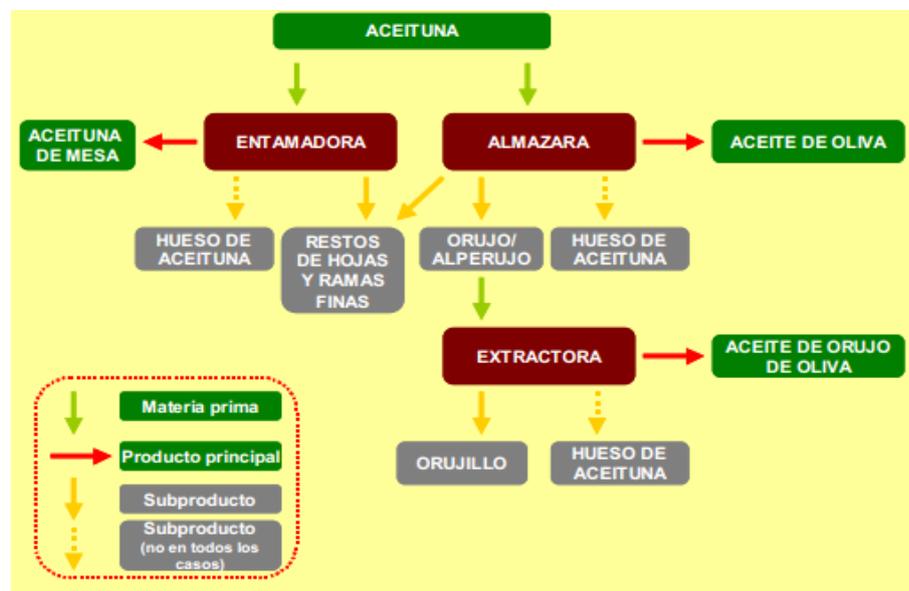


Imagen 1 Proceso de producción del aceite

El presente apartado se dividirá en dos partes, primero se procederá a realizar la descripción de los procesos llevados a cabo en la almazara y posteriormente la de los de la extractora.

4.1. ALMAZARA: OBTENCIÓN DEL ACEITE DE OLIVA Y EL ORUJILLO

La composición de la aceituna en el momento de la recolección es muy variable dependiendo de la variedad, del suelo, del clima y del cultivo. De manera orientativa se puede decir que la aceituna en el momento de la recolección contiene entre un 16% y un 25% de aceite. Se puede observar en la imagen 2 de manera esquemática el proceso que se sigue en la almazara.

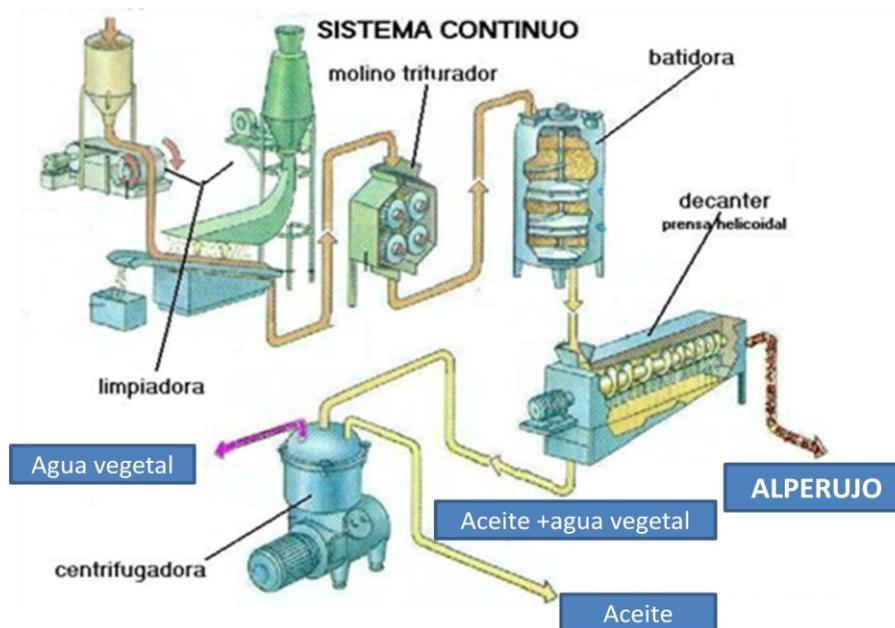


Imagen 2 Esquema sistema continuo de la obtención del aceite

4.1.1 RECOLECTA Y ALMACENAJE DE LA ACEITUNA

En la recolección de la aceituna es necesario que se tenga en cuenta la época y el sistema. En general se recolectan de los olivares a finales de otoño o comienzos del invierno. El sistema que se debe utilizar para la recolecta es aquel que ocasione menos roturas de la piel de la oliva y la que ocasione menos daños al olivo.

La aceituna recolectada en el día se almacena en cajas transparentes a la espera de la molturación, la aceituna debe molturarse el mismo día de la recolección ya que si no al ser un fruto con agua vegetal, se fermentaría y el aceite se oxidaría. Cabe destacar que el tiempo de almacenamiento de la oliva deteriora el producto final.

4.1.2 LIMPIEZA, LAVADO, PESADO Y ALMACENAMIENTO DE LA ACEITUNA

Una vez recogida la aceituna esta llega con impurezas como ramas y piedras que deben ser eliminadas. De manera que se realiza la limpieza y posteriormente el lavado de la oliva. Se puede observar en la imagen 3.



Imagen 3 Lavadora de aceitunas en funcionamiento

Una vez limpias y lavadas, las aceitunas pasan a la báscula de pesada continua donde quedan almacenados los kilos totales de aceituna que han llegado. Lo aconsejable es molturarlas dentro de las 24 horas siguientes a su llegada.

4.1.3 TRANSPORTE DE LA ACEITUNA AL MOLINO

La aceituna limpia y escurrida se transporta al molino por un elevador o un tornillo sin fin.



Imagen 4 Transporte de la oliva a la molienda

4.1.4 MOLTURACIÓN O MOLIENDA

La molienda es necesaria para triturar totalmente la aceituna hasta convertirla en masa y liberar el aceite que contienen los tejidos vegetales en forma de gotas. Consiste en moler las aceitunas obteniendo una pasta compuesta por una fase sólida, formada por restos de tejidos vegetales y otra fase líquida, de aceite y agua. Debe realizarse con la mayor uniformidad posible. Métodos utilizados:

- **Empiedro o molino de muelas de piedra en forma de conos:** El molino propiamente dicho, está formado por dos muelas cilíndricas de piedra de granito. La cinta transportadora deja caer las aceitunas entre las piedras que, al girar la una sobre la otra, rompen la pulpa para la extracción del aceite.
- **Molinos o trituradores metálicos de martillos, de discos dentados o de cilindros estriados:** doble tambor de acero inoxidable que en su interior está formado por dos cribas concéntricas, dentro de las cuales se encuentran los “martillos” dispuestos como una hélice. La cinta transportadora lleva las aceitunas hasta la parte interior del tambor donde el primer círculo de martillos inicia la trituración. Cuando los fragmentos adquieren el tamaño determinado, la misma fuerza centrífuga los hace pasar a la parte superior del tambor a través de la primera criba. Aquí el segundo círculo de martillos sigue triturando la pasta.

Se puede observar un molino de martillos en la imagen 5. El tamaño de la molienda viene regulado por el diámetro de perforación de la criba, que gira en sentido contrario a los martillos. Un sistema de arrastre asegura la evacuación de la pasta contenida en la cámara, con lo que se evitan atascos y resistencias excesivas en el trabajo.



Imagen 5 Molino de martillos

El primer método, hoy en día, está prácticamente en desuso por su baja rentabilidad. La pasta resultante del molido cae en la batidora.

4.1.5 BATIDO DE LAS ACEITUNAS

La pasta obtenida en la molienda se lleva a la batidora. La misión del batido es reunir las gotas líquidas dispersas en la pasta molida en fases continuas, se mueve la pasta de forma lenta y continua con el objetivo de formar una fase oleosa continua más grande y más fácilmente separable de la fase acuosa y de la fase sólida u orujo en los procesos siguientes.

La pasta de las aceitunas cae al cuerpo de la batidora, donde unas palas helicoidales de acero inoxidable giran a la velocidad adecuada para aglutinar la máximo las partículas de aceite.



Imagen 6 Batidora de la almazara

La batidora consta de un depósito con paletas giratorias rodeado por una camisa por donde circula agua caliente. El batido se realiza a una temperatura lo suficientemente alta como para disminuir la viscosidad de la pasta y facilitar la formación de la fase oleosa, pero inferior a los 30º C para que no se pierdan compuestos aromáticos y no se aceleren los procesos de oxidación, es necesario un buen control de la temperatura. Un factor a tener en cuenta en las batidoras es la energía calorífica, si se desea obtener aceites de alta calidad no se hará ningún aporte de calor manteniendo la temperatura baja.

Se puede observar en la imagen 7 el batido de la pasta de las aceitunas.



Imagen 7 Batido de la pasta de la aceitunas

4.1.6 DECANTACIÓN O SEPARACIÓN DE FASES:

Para separar la fase oleosa, esto es el aceite, del resto de componentes de la aceituna: la fase acuosa, y la fase sólida conocida como orujo se procede a realizar una decantación donde se recurre a los métodos siguientes:

- **Por presión o método clásico o sistema de prensas:** la separación de fases se logra mediante filtrado sometiendo la pasta a presión. El material filtrante lo forman una serie de discos fabricados con fibras naturales o plástico que se disponen unos sobre otros y la prensa actúa sobre la pasta de la aceituna obtenida. Este sistema en la actualidad es utilizado únicamente en algunas almazaras ecológicas ya que se ha sustituido prácticamente por sistemas continuos, mediante centrifugación.
- **Por centrifugación o sistema continuo:** sistema más utilizado en la actualidad, a diferencia del método tradicional, en el que las diferentes etapas se desarrollan de manera discontinua, en los sistemas modernos las operaciones de extracción de aceite se llevan a cabo de forma continua. Estas son máquinas centrifugas de eje horizontal (decanter) en las que la masa se hace girar a gran velocidad en un cilindro horizontal llamado decanter, formado por un rotor cilindro-troncocónico con un sinfín hueco en su interior que gira en sentido contrario. Se puede observar un sinfín en la imagen 8.



Imagen 8 Decanter, tornillo sin fin

La pasta se centrifuga en el decanter sin añadir productos químicos ni calor, la separación se consigue gracias a la diferencia de densidad entre los elementos que componen la masa y la altísima velocidad de rotación.

Este proceso sirve para separar la pasta de la aceituna. En función del número de fases obtenidas del decanter se pueden clasificar los sistemas continuos en sistema de dos fases o de tres fases, en la imagen 9 se representa un balance típico de los sistemas continuos de extracción del aceite, se observan así mismo los diferentes subproductos que se obtienen en cada sistema y la relación de cantidades típicas. Cabe destacar que la cantidad de aceite obtenida es muy parecida.

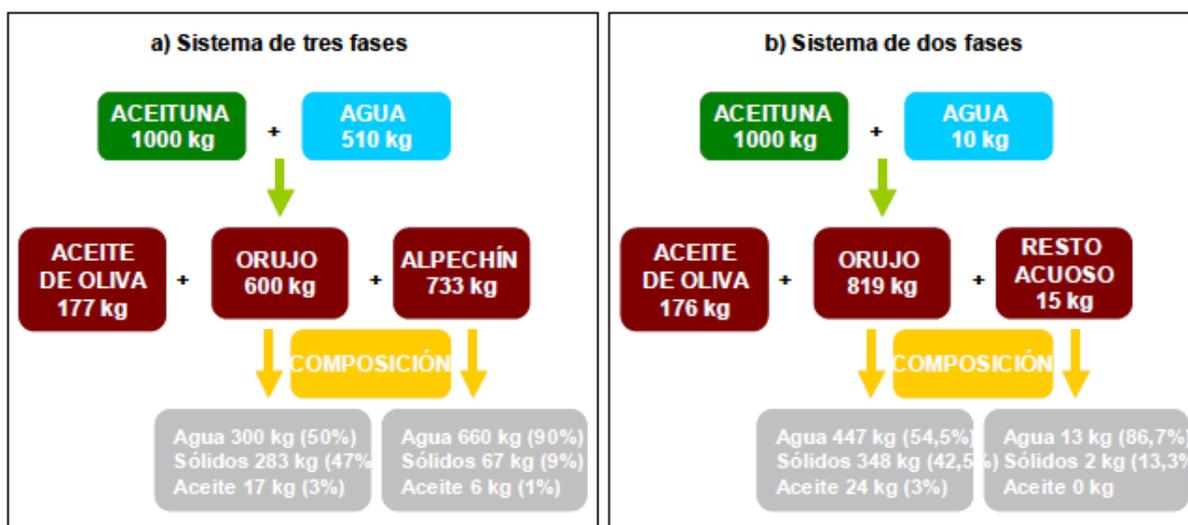


Imagen 9 Balance de materia de los sistemas continuos de extracción aceite

- Las principales diferencias entre estos dos sistemas continuos son:

1. Diferencia en los subproductos obtenidos ya que en el sistema de dos fases no se genera alpechín y el alperujo tiene una composición muy parecida al orujo de tres fases pero con un contenido bastante mayor en humedad (60 al 65%). Por cada 100kg de aceitunas se obtienen en torno a 75-82 kg de alperujo como se observa en la imagen 9. Orujo muy húmedo y poca firmeza lo que dificulta su manipulación.
2. La cantidad de agua añadida, ya que el sistema de dos fases necesita una cantidad de agua mucho menor lo que supone ahorro tanto en el agua como en la energía que usas para calentarla como en la energía de centrifugación ya que la cantidad de masa procesada es menor. El agua utilizada en el sistema de tres fases, suele ser entorno a 10 veces mayor.

En la imagen 10 se representa un esquema del decanter, así se observa el bol cilíndrico y un tornillo sinfín de alimentación con eje hueco que gira en su interior, debido a la fuerza centrífuga la masa se dirige a las paredes del bol y forma tres estados de diferentes densidades, el orujo, el aceite y la fase acuosa. Como se observa en la imagen 10, los productos extraídos se separan por niveles, quedando en la parte exterior de la centrifugadora los más pesados, agua y orujo, y en la parte interior los menos pesados esto es el aceite.

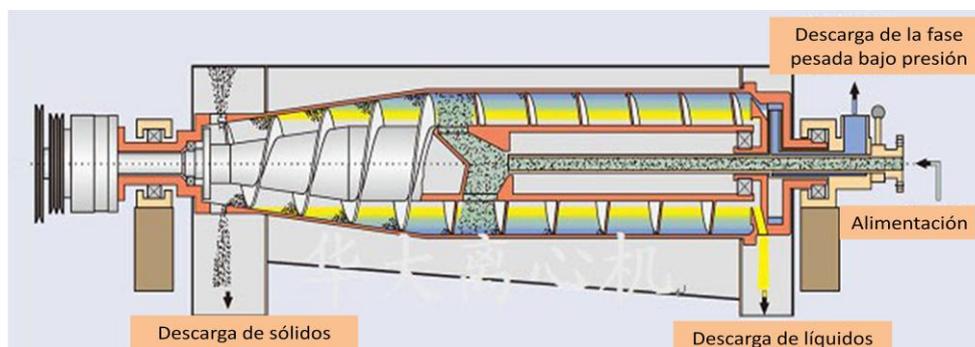


Imagen 10 Decanter

4.1.7 CENTRIFUGACIÓN Y LIMPIEZA

El aceite obtenido por la separación en el decantador contiene pequeñas impurezas constituidas por residuos sólidos y agua de vegetal. Estas impurezas hay que eliminarlas, utilizando una centrifuga vertical que completa la limpieza del aceite.

4.1.8 ALMACENAJE Y ENVASADO DEL ACEITE DE OLIVA

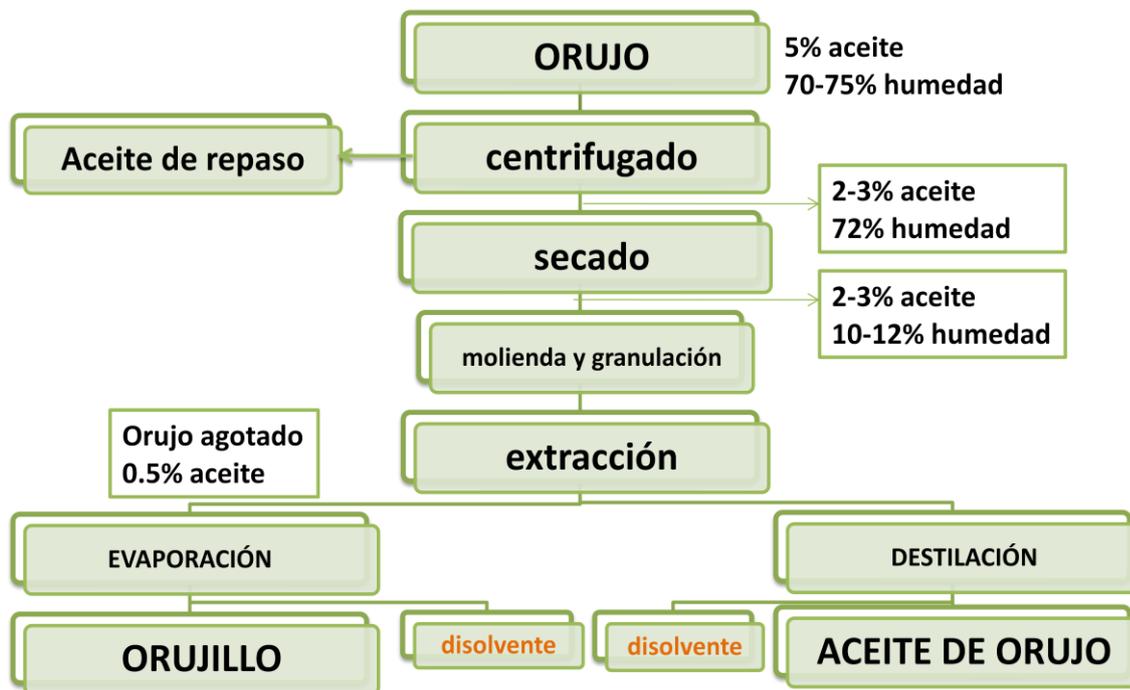
El aceite de oliva limpio, se almacena en tanques de acero inoxidable. Para evitar enrarecimientos o enturbiamientos los depósitos deben ser de un material inerte, opaco e impermeable y no pueden absorber olores. Las temperaturas se mantendrán a 15°C.

4.1.9 TRANSPORTADOR DEL ORUJO

El orujo descargado del decantador se recoge en un sinfín transportador, que lo lleva hasta una tolva de almacenaje de este producto, situada en el exterior de la almazara. Este orujo es transportado a las plantas orujeras para su procesado. No es aconsejable el almacenamiento del orujo de dos fases en balsas por un tiempo superior a dos meses, ya que podría suponer un serio detrimento a la calidad del aceite obtenido

4.2. EXTRACTORA: OBTENCIÓN DE ACEITE DE ORUJO Y EL ORUJILLO

El alperujo que sale de las almazaras es transportado a las plantas orujeras, también conocidas como extractoras. En estas se trata dicho alperujo para obtener el denominado aceite de extracción o aceite de orujo. Este orujo tiene entre 70-75% de humedad y un contenido en aceite entre 5%. En el siguiente esquema se puede observar el diagrama de procesos de la planta orujera



4.2.1 REPASO CENTRIFUGADO

El orujo almacenado tiene un contenido en aceite residual del 5% y una humedad del 70-75%, por medio del repaso centrifugado se somete al orujo a una segunda extracción del aceite por medio de una centrifugación en un dispositivo que consiste en un tambor cilíndrico-cónico que gira a gran velocidad. La

separación del orujo se produce por diferencia de densidades. Así con este método se consigue extraer entre el 40-60% del aceite que contiene el orujo.

Obteniendo a la salida de este dispositivo un orujo con una humedad del 72% y un contenido en aceite de aproximadamente el 2% y el denominado aceite de repaso.

4.2.2 MOLIENDA Y GRANULADO

Antes de los procesos específicos de la extractora, el alperujo debe ser sometido a una molienda con el fin de conseguir el tamaño de partícula adecuado y posteriormente se granula para favorecer el proceso de extracción.

4.2.3 SECADO

Al secadero el alperujo llega con un contenido en humedad entre 70-75% y un contenido el aceite de alrededor del 2%. El objetivo de esta fase es reducir la humedad del alperujo a un valor menor de un porcentaje de humedad menor al 12%, que es el valor mínimo recomendable para el proceso de extracción del aceite. La temperatura del orujo al final del secado no deberá superar los 70-80°C. Es necesario por tanto el uso de energía térmica para su secado.

La fase de secado se realiza en secaderos rotativos y continuos por los que se hace circular una corriente de aire caliente a alta temperatura (400-800°C). El calor necesario se obtiene generalmente a partir de la combustión de los subproductos generados en las mismas extractoras, orujillo y hueso de aceituna o mediante sistemas de cogeneración con gas natural donde se utilizan los gases de escape de la turbina de gas o de los motores, en este último caso siendo necesario un intercambiador ya que los gases no salen con la calidad suficiente de limpieza de los motores. Al ser el secado térmico el más comúnmente utilizado, el hecho de implantar un sistema de cogeneración permitiría aportar el calor suficiente para el secado de residuos, a la vez que se está generando energía eléctrica aumentando así el rendimiento y la rentabilidad de la planta.



Imagen 11 Tambor de secado

El secado se realiza en unos tambores, existen variadas tecnologías de secado según la propagación de calor, la presión de trabajo, agente desecante, disposición de las corrientes, tiempo de residencia, etc.

Se puede hacer un secado de simple etapa o de doble etapa. La diferencia entre ambas es que en el primer caso el alperujo únicamente atraviesa el tambor de principio a fin, mientras que en la doble etapa, el alperujo atraviesa y vuelve al inicio, logrando un mayor secado pero a costa de más tiempo de secado en el tambor, además de la posible existencia de pirobencenos en el alperujo, y posteriormente en el aceite, los cuales se forman al pasar el alperujo demasiado tiempo a altas temperaturas.

Los secaderos de tipo rotativo pueden trabajar en equicorriente o contracorriente. En los sistemas en equicorriente la biomasa y el aire caliente fluyen en el mismo sentido, entrando en contacto los gases calientes a mayor temperatura con los productos más húmedos, disminuyendo la pérdida de volátiles y el riesgo de incendio. El sistema contracorriente tiene la ventaja de conseguir mayores reducciones de humedad en el producto, ya que los sólidos más secos entran en contacto con los gases más calientes, sin embargo, su inconveniente fundamental es el aumento del riesgo de incendio.

4.2.4 EXTRACCIÓN

El orujo llega a esta etapa con una humedad de entre el 10-12%, y un contenido en aceite de alrededor del 2%. El proceso de obtención de aceite de orujo por medios químicos se basa en una extracción sólido-líquido, en la que el aceite de orujo es extraído empleando un disolvente orgánico (Hexano).

Tras su secado, el orujo que circula por un suelo móvil se somete a la extracción. Para llevar a cabo la fase de extracción química, existen actualmente dos sistemas, los discontinuos o clásicos y los continuos. En ambos se carga el aparato extractor con el orujo desecado y se añade hexano, que se macera con el orujo y actúa como solvente.

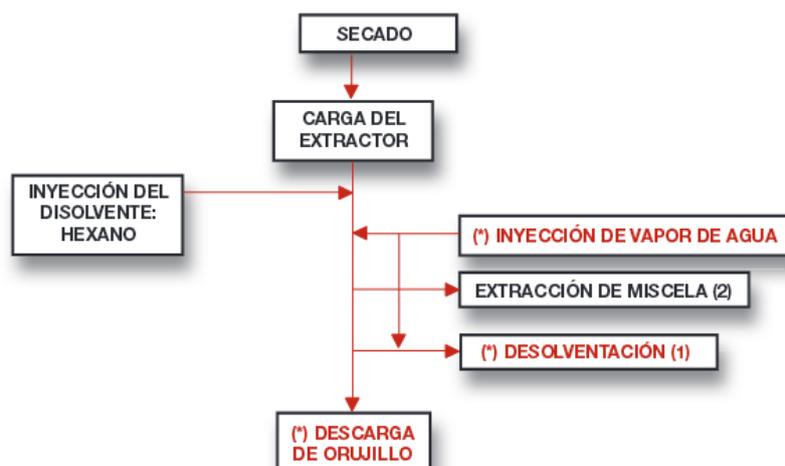
- Extractores discontinuos: el orujo colocado en un reactor vertical es regado con un flujo de hexano. Es el proceso tradicional. En las extractoras (depósitos metálicos cilíndricos en posición vertical), se arrastra el aceite contenido en el orujo para ello se introduce el orujo

proveniente de los secaderos y se le añade Hexano líquido que actúa como disolvente. El hexano arrastra consigo el aceite, terminando ambos su circuito, en un destilador. Una vez destilado el aceite del orujo, el residuo generado llamado orujillo queda dentro del extractor sometido a altas presiones, la salida del orujillo se realiza mediante la apertura de las bocas del extractor, situadas en su parte inferior o en ciertos casos “tirando de cuerdas desde una sala contigua”. Estas bocas van a dar a una sala de descarga donde el orujillo sale a presión y a gran velocidad.

- Extractores continuos: el orujo es lavado con una corriente de hexano. Este proceso, automatizado, incorpora nuevas tecnologías así como procedimientos y equipos de trabajo más seguros. Todo el proceso es seguido desde un panel de control que reproduce dicho proceso y que se detiene en caso de que se produzca algún tipo de incidencia. No existen por tanto descargas de orujillo.

Por lo que, en ambos casos se realiza una ducha mediante hexano, C_6H_{14} , el cual es líquido a condiciones ambiente, se elige por ser suficientemente selectivo, sin problemas particulares de toxicidad, viable económicamente y con un punto de ebullición que es suficientemente bajo para poder recuperarlo fácilmente después de la extracción. Este actuará como disolvente, es decir, al entrar en contacto con el alperujo que todavía contenía parte de aceite, se llevará ese aceite, dejando al alperujo que abandona la extractora de forma bastante seca. El aceite de orujo extraído abandona el extractor junto con disolvente, el hexano, constituyendo la miscela, y el orujo seco y extractado lixiviado contiene solo un 0.5 % de aceite. El orujo extractado sale con cierto hexano residual. Se puede observar el proceso de forma esquemática en la imagen 12.

Diagrama del proceso de Extracción del Aceite de Orujo-Alperujo



- (1) Eliminación del Hexano que resta en el extractor aplicándole vapor de agua.
 (2) Mezcla de Hexano líquido con aceite.

Imagen 12 Diagrama de proceso de extracción del aceite de orujo

4.2.5 RECUPERACIÓN DEL HEXANO

Tanto el orujo lixiviado, como el aceite extraído contienen hexano. Este hexano ha de ser eliminado tanto del aceite ya que este debe ser apto para consumo, como del orujillo ya que en la mayoría de los casos este último es interesante para la combustión como biomasa. Además el hexano debe ser recuperado para su reutilización en el proceso.

- El orujo es sometido a un proceso de evaporación, eliminación del hexano que resta en el extractor aplicándole vapor de agua, se consigue evaporar el hexano líquido existente obteniendo un combustible con una humedad muy baja, el orujo seco y extractado denominando orujillo.
- La mezcla, aceite de extracción y hexano, por su parte, se filtra y se pasa a los destiladores, en las cuales se consigue separar el aceite del disolvente. Este aceite de orujo bruto deberá ser refinado para posterior consumo.

Los productos finales decantados son, por tanto, aceite de orujo bruto y orujo agotado u “orujillo”. El aceite, mediante bombeo con bomba helicoidal, es conducido a los depósitos de almacenamiento. El orujillo sale de los extractores por presión, de donde es cargado en camión y almacenado para su utilización como combustible en la propia industria o para su expedición. El orujo seco y extractado que se puede utilizar como combustible ya que tiene un poder calorífico de unas 4.000 Kcal/Kg. El aceite de orujo bruto debe destilarse para su posterior consumo.

El disolvente, hexano, pasa de los destiladores a los condensadores y a la batería de recuperadores, quedando en los tanques de almacenamiento dispuesto para su reutilización. Todo el hexano recuperado se envía de vuelta a las extractoras las cuales podrán volver a utilizarlo en el proceso reduciendo de esta manera las pérdidas y por tanto los costes.

5. VALORIZACIÓN DEL RESIDUO. ALTERNATIVAS

En el presente apartado se procede a describir las posibilidades para valorizar el residuo proveniente de la almazara. Como se presento en el apartado del proceso productivo de las almazaras, productoras de aceite de oliva, se obtiene un residuo denominado alperujo.

El proceso industrial comienza con el almacenamiento del alperujo proveniente de las almazaras en balsas preparadas para tal efecto. Este residuo, con un 65% de humedad, se secura hasta reducir la humedad al 10% en secaderos de tipo tromel. Posteriormente se procesará en una planta extractora continua. De la extractora se obtiene aceite de orujo que se almacenará y el orujo seco y extractado residuo que se denomina orujillo, este servirá de combustible a una caldera de biomasa. El vapor generado en la caldera se utilizará para producir electricidad tras paso por turbina.

Así, se observa que en este proceso se valoriza primero el residuo proveniente de las almazaras, el alperujo, y posteriormente el residuo que se obtiene de la extractora, el orujo seco y extractora. Se describirán ahora más detalladamente estos procesos.

5.1. VALORIZACIÓN DEL ALPERUJO

- Compostaje

Una alternativa a la solución del problema que plantea el alperujo es su valorización mediante su aplicación como fertilizante de suelos agrícolas. Convertir el alperujo en compost (abono natural para la tierra) con un proceso rápido, sencillo y óptimo. El alperujo se mezcla con la propia hoja de olivo procedente de la limpieza de la aceituna, para darle estructura y se añade por lo general estiércol para mejorar su contenido en nitrógeno. Se emplean sistemas de compostaje sencillos, abiertos y empleando los volteos mecánicos para airear las pilas. Una vez compostado, el destino habitual del compost es incorporarlo en las entrecalles de los olivares asociados a las propias almazaras.

- Aceite de orujo

Otra alternativa es que este alperujo sea tratado con el objetivo de extraer el aceite residual que aún tiene tras su paso por la almazara. Esto se hace en las extractoras, la denominada industria orujera.

1. Almacenamiento del alperujo en balsas:

Las balsas para almacenamiento de alperujo recibirán este producto durante 4 meses y contendrán producto durante 6 meses. Este es el tiempo de funcionamiento de secaderos y extractora de orujo.

- Capacidad de almacenamiento: 3 balsas, dos grandes para almacenamiento general y 1 pequeña para almacenamiento de producto fresco. La capacidad total de almacenamiento es de 154.000 m³.
- Impermeabilización total: esta se asegura con la lámina de polietileno de alta densidad que recubre el suelo y taludes.
- Resistencia al suelo: El fondo de las balsas es accesible para camión y pala retroexcavadora. Para asegurar la resistencia del mismo se ha realizado una capa de 150 mm de hormigón con mallazo.
- Acceso correcto a las balsas: desde el exterior para descargar el alperujo de los camiones y desde el interior para las operaciones de final de campaña cuando el alperujo no fluya libremente por la costra que habrá formado.
- Facilidad de extracción del alperujo: este debe poder ser extraído en todo momento, la particularidad es que el alperujo no presenta el mismo comportamiento con el paso del tiempo. Al principio se puede asimilar como un fluido viscoso que fluye hacia las zonas más bajas, en estas condiciones se saca con tornillo sin fin. Con el paso del tiempo y por la acción de los factores atmosféricos se forma una costra en el residuo de espesor considerable, por debajo el alperujo sigue fluyendo, para sacar la costra se utiliza una grúa diseñada específicamente para esto. En la fase final de almacenamiento cuando ya no queda alperujo líquido se saca el alperujo restante con pala retroextractora.

2. Secado del alperujo

El orujo obtenido tiene contenidos en agua de alrededor del 70% y un 2% aceite. Debido a estas características se deben implementar equipos de secado que permiten obtener el orujo seco extractable sin deteriorar el aceite. Para realizar un secado correcto es necesario hacerlo con bajas temperaturas, 300-350°C a la entrada del secadero, el objetivo es pasar de una humedad del 70% al 10% sin dañar el aceite que contiene el alperujo.

Para realizar el secado de forma óptima se incorpora un acondicionador de producto que opera recirculando parte de la producción seca y mezclándolo con la alimentación fresca. De esta forma el tromel tiene que procesar más cantidad que sin recirculación pero el contenido de humedad es mucho más bajo, 40% aproximadamente. Así el orujo tiene una permeabilidad muy grande y el tromel funciona con un gran intercambio de masa y energía desde los primeros metros. Esto da lugar a rendimientos térmicos y producciones altas.

Las cantidades de aire empleadas para realizar el secado son grandes, pero hay que tener cuidado de que la velocidad no se dispare ya que se debe mantener dentro de unos límites razonables para que no haya arrastres excesivos. La temperatura de salía del orujo seco extractable es relativamente baja de unos 100°C, con lo que se obtiene un alto aprovechamiento de calor y por consiguiente un alto rendimiento térmico de la instalación. Las pérdidas térmicas a lo largo del secadero son de un 5%.

El secado del alperujo en los tromeles necesita un fluido caliente que proporcione la energía térmica necesaria para evaporar la mayor parte del agua que contiene y sacar un producto deshidratado. Este fluido son gases de combustión, estos gases introducidos en el secadero pueden obtenerse de diversas maneras. Las plantas orujeras tiene las características idóneas para instalar cogeneración, esto es así debido a que la energía se utiliza en casi la totalidad del proceso productivo, energía eléctrica durante todo el proceso para el consumo de la fábrica y energía térmica para secar el orujo y los efluentes líquidos de las almazaras.

La instalación de cogeneración en la planta orujera supone un aumento en la competitividad de esta, así como la generación de electricidad en una planta no destinada a tal fin, evitándose pérdidas de transporte al producirse la energía en el mismo punto de consumo e inyectándose energía a la red. Además, se tiene una producción eléctrica estable y continua.

Cabe destacar que para dimensionar un sistema de cogeneración siempre hay que atender a las necesidades térmicas del proceso. Existen diferentes opciones para aplicar la cogeneración en las plantas orujeras, las tecnologías utilizadas en el sector variaran según las necesidades térmicas del secadero por lo tanto no hay una solución universal para todas las orujeras sino que hay que atender a las particularidades de la planta en estudio.

a) Motor de combustión interna

Los Motores Alternativos de Combustión Interna (MACI) son una alternativa para plantas de cogeneración de menor potencia que las plantas con turbina de gas, supone una excelente solución para plantas pequeñas y medianas. Estos equipos cuentan con gran eficiencia en generación eléctrica, son muy versátiles.

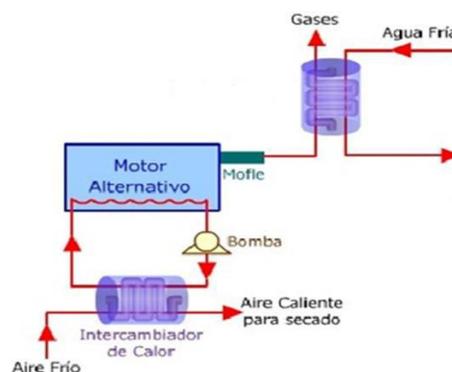


Imagen 13 Cogeneración con MACI

Sin embargo, uno de los grandes problemas de los MACI en lo que respecta a las plantas orujeras es que los humos de combustión son muy sucios ya que arrastran un poco de aceite de refrigeración además su contenido en oxígeno es muy bajo, cercano al 2%. Por ello los humos no pueden introducirse directamente en el secadero y se requiere la instalación de un intercambiador gas-gas que son en general aparatos muy aparatosos que va ha hacer que se encarezca la instalación y además la eficiencia de transmisión de calor entre las dos corrientes es pobre y habrá que tenerla en cuenta a la hora de dimensionar el MACI para la carga térmica necesaria.

Cabe destacar a todo esto que los MACI que la gana de potencias que abarca suele media-baja, si se necesita una potencia mayor y con uno solo motor no se puede abarcar cabe la posibilidad de utilizar más de un motor, teniendo siempre en mente que esto aumenta las necesidades de espacio y de mantenimiento encareciendo por lo tanto la planta. Para potencias medias habrá que estudiar de manera detallada cual es la opción más adecuada si la configuración con turbina de gas o poner más de un MACI.

b) Turbina de gas

La cogeneración con turbina de gas está destinado para plantas de tamaño medio-grande, ya que hay que tener en cuenta que la turbinas de gas más pequeña que existe es del orden de 8 MW. Por lo tanto, este tipo de instalaciones se deberían instalar en plantas grandes con altas necesidades de calor en los secaderos y que consuman una gran cantidad de energía eléctrica.

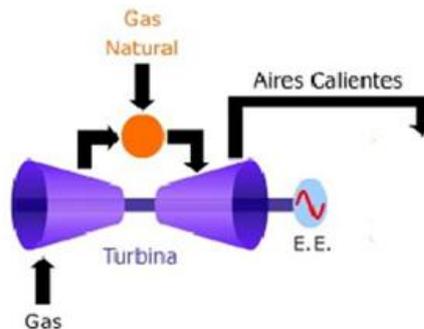


Imagen 14 Cogeneración con turbina de gas

Además, hay que destacar que las turbinas de gas poseen unos gases de escape lo suficientemente limpios para no necesitar un intercambiador de calor, estos son gases además con alto contenido en oxígeno, aproximadamente un 17%. Todo esto permite que los humos puedan ser utilizados directamente en el secadero.

c) Ciclo combinado

La tecnología de ciclo combina consiste en la utilización de una turbina de gas y una turbina de vapor. En el caso de las orujeras, además se tiene un by-pass que nos permite que los gases puedan ir parte a secaderos y parte a caldera de recuperación para aprovecharse en un ciclo rankine. Consiguiendo energía eléctrica en cambas turbinas.

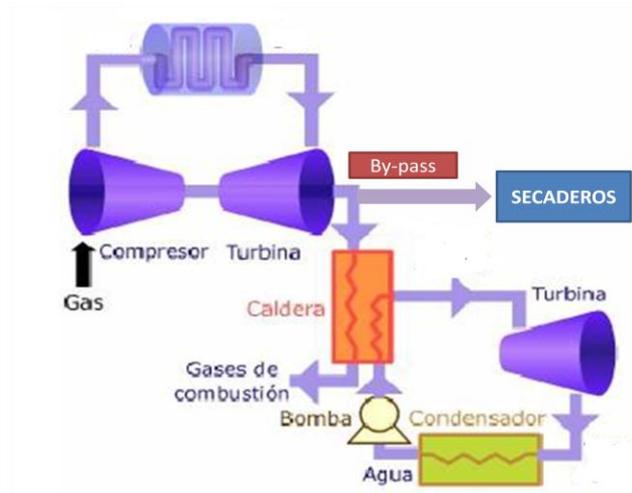


Imagen 15 Cogeneración con ciclo combinado

Por lo que, con la cogeneración con MACI y turbina de gas simple o en ciclo combinado obtendremos por un lado energía eléctrica que permite abastecer lo planta y en caso de que la legislación sea optima vender energía a la red y unos humos a unas condiciones especificas que nos permiten abastecer las necesidades térmicas de la planta.

En la planta en estudio debido las altas necesidades térmicas y al objetivo de generar gran cantidad de energía eléctrica se implanta un ciclo combinado. En este, se utilizan los gases de combustión de una turbina de gas. Esta transforma la energía del combustible (gas natrual) en energía eléctrica, dejando escapar a la atmósfera los gases de combustión generados a alta temperatura. Son estos gases los que se conducen al los secaderos para deshidratar el alperujo. Se conducen 50 kg/s a 480°C durante 6 meses al año a los secaderos por medio de una serie de conductos de gran diámetro.

El caudal de gases de la turbina de gas durante la mitad del año que no se dirigen a los secaderos, se dirigen a una caldera de recuperación para producto vapor que se turбина para producir energía eléctrica. Así, durante la operación de los secaderos, cuando estos no lo necesiten una parte de los gases de escape de la turbina de gas se dirigirá también a la caldera de recuperación siendo la energía eléctrica obtenida en este caso menor.

3. Extracción del aceite

Se obtiene al salir de los secaderos, orujo seco y extractable, con un contenido en humedad 10-12% y 2% de aceite. El proceso de extracción completo se divide en 4 pasos:

- **Extracción** (extracción del orujo seco graso): Extracción del aceite mediante una operación de extracción sólido-líquido con ducha de hexano, el orujo forma una capa continua con una serie de distribuidores se reparte la mezcla de lavado en una corriente continua. La mezcla que es constantemente recirculada sobre la cama en las distintas etapas de lavado obtiene un enriquecimiento importante en aceite, saliendo con un 15-20% de aceite.

- **Desolventización** (extracción del disolvente del orujo seco desengrasado o extractado): los orujos extractados se envían desolventizador o tostador, el orujo pasa de un piso a otro, es sometido a un arrastre con vapor, al objeto de recuperar del resto sólido el disolvente retenido. Al mismo tiempo, se elimina cualquier traza de disolvente en el orujillo, ya que el mismo se va a utilizar como combustible y el hexano es extremadamente inflamable.
- **Destilación** (extracción del aceite de la miscela), evaporación del disolvente se lleva a cabo en tres etapas:
 - 1) Evaporación a vacío (60°C, 0,45atm): en la que la miscela tiene un 70% de aceite
 - 2) Evaporación a vacío (100°C, 0,45 atm): permite concentrar la miscela en aceite hasta 75%.
 - 3) Evaporación a vacío (120°C, 0,13 atm) y con inyección de vapor que permite arrastrar hasta las últimas trazas de hexano.

El vacío se produce con eyectores de vapor.
- **Recuperación del disolvente** (separación del disolvente y el agua), mezcla de agua y hexano que es separada por gravedad. Para ello, una a vez que la mezcla ha sido condensada por medio de una corriente externa de agua, se la deja decantar en unos tanques herméticos, con lo que es posible recuperar por la zona superior del mismo el disolvente, quedando listo para su nueva utilización.

Terminada esta etapa, se ha valorizado el alperujo de la almazara y se tiene aceite de orujo bruto y el residuo denominado orujo seco y extractado también llamado orujillo.

5.2. VALORIZACIÓN DEL ORUJO SECO Y EXTRACTADO

Como se ha explicado en el apartado del proceso productivo, a la salida de la extractora, se obtiene orujo seco y extractado, también conocido como orujillo. Este, tiene unas buenas características como combustible, con una humedad baja y un poder calorífico de entre 3.700 y 4.200 kcal/kg. Por lo tanto es un residuo con alto valor de revalorización. Existen diferentes opciones para la revalorización:

- **Vender el orujillo**

Una posible opción para las extractoras es vender el orujillo que generaban ya que en ciertos casos obtenían un mayor beneficio que utilizando el orujillo como combustible directamente. La razón de esto es que en los últimos años el uso de energías renovables está cada vez más extendido y ha aumentado la demanda de biomasa agrícola, llegándose a pagar por el orujillo hasta 60 € por tonelada.

- **Gasificación**

La gasificación es un proceso para la conversión de biomasa en un gas combustible que puede ser utilizado en calderas de carbón pulverizados o para cocombustión directa cuando el gas producto se limpia adecuadamente, en motores de combustión interna y turbinas de gas o como gas de síntesis para combustibles líquidos u otros productos químicos. El orujillo genera un gas de buena calidad (poder calorífico inferior entre 5 y 6 MJ/Nm³).

- **Caldera de biomasa y turbina de vapor**

Las orujeras tienen la posibilidad de utilizar este orujillo como combustible en una caldera de biomasa y producir tanto energía térmica como eléctrica. El orujillo se quema en la caldera generando vapor a alta presión que posteriormente será expansionado en la turbina, se turbinara a presiones mayores que si solo quisiéramos obtener energía eléctrica, esta presión vendría dada por las exigencias de vapor a una presión determinada o necesidad de calor a una temperatura específica a la salida de la turbina. El vapor expandido se condensa y vuelve a la caldera como agua de aporte, el condensador cederá el calor que posee al aire caliente que se introduciría en el secadero.

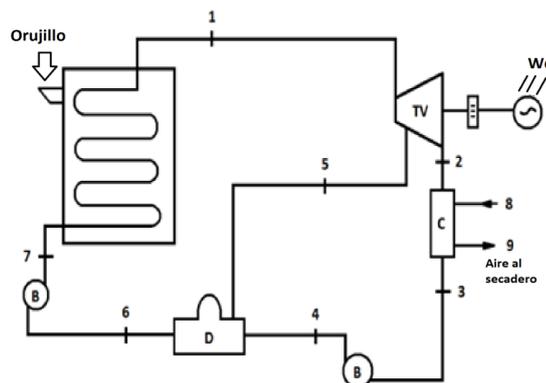


Imagen 16 Cogeneración con turbina de vapor

Otra posibilidad a tener en cuenta, es la de utilizar en orujillo en una caldera de biomasa pero con el único objetivo de obtener energía eléctrica, tanto para la planta como para exportar a la red. Esta opción tuvo una gran acogida durante los años en los que las primas a las renovables eran altas ya que vender energía a la red salía muy rentable.

En la instalación objeto de estudio la valorización del residuo de la almazara se realiza con una cogeneración con ciclo combinado que no solo te permite que los gases de escape de la turbina de gas van directamente a secadero sin necesidad de un intercambiador de calor, necesario con un MACI, sino que además generas energía eléctrica en la turbina de gas y en la de vapor. Además el orujillo u orujo seco y extractado se valoriza en una caldera de biomasa de biomasa para generar electricidad.

6. ALTERNATIVA SELECCIONADA. DESCRIPCIÓN

En el presente apartado se describe el diseño e implantación de un sistema de cogeneración para la planta de tratamiento y reducción de lodos del sector oleícola. Esta tratará 150.000 toneladas anuales de orujo proveniente de las almazaras.

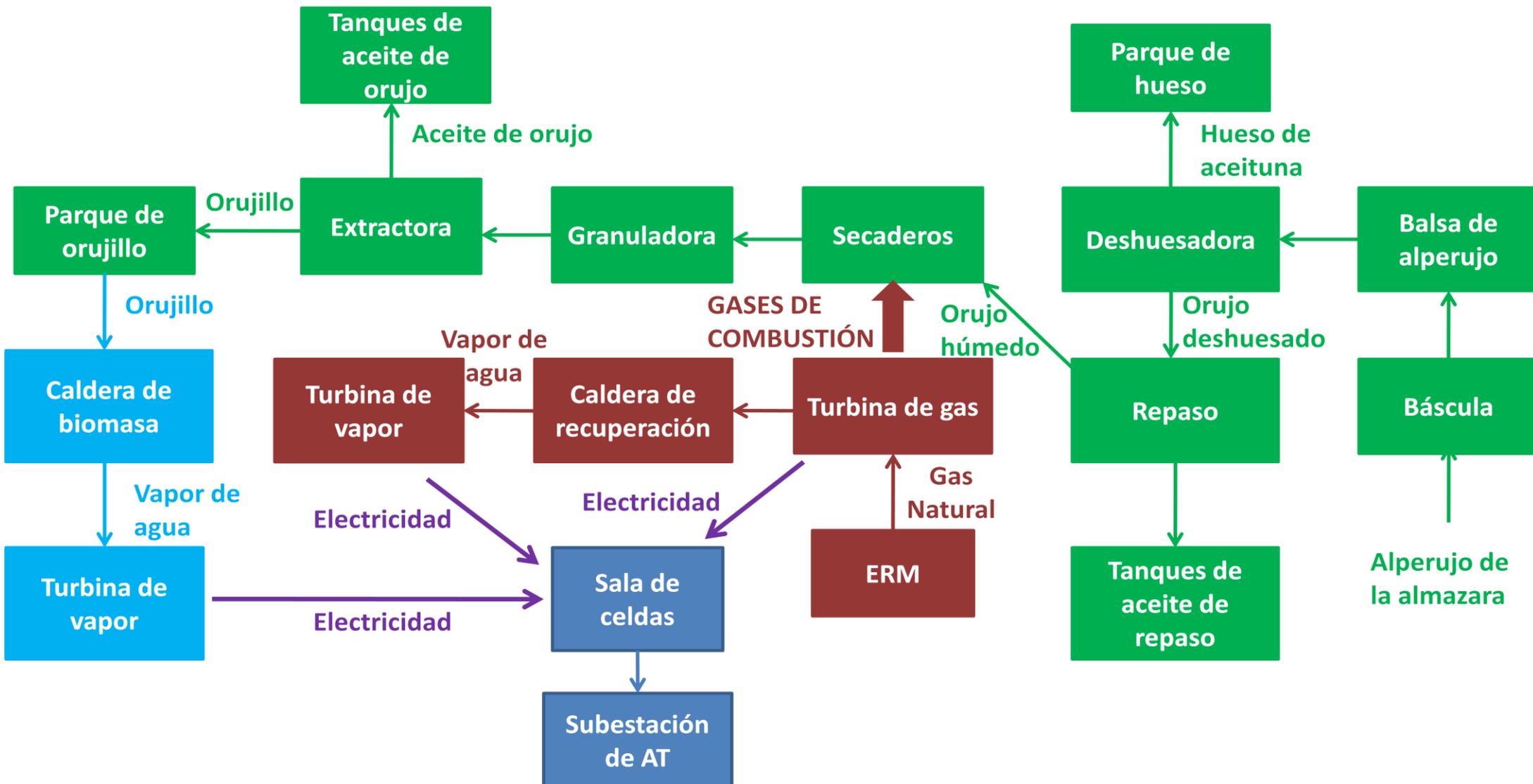
La instalación de cogeneración consistirá en un ciclo combinado de turbina de gas y turbina de vapor, aprovechando buena parte de los gases de escape de la turbina de gas para el secado de orujo de dos fases húmedo, materia prima para una extractora de aceite de orujo. Eliminando de esta manera los efluentes de las almazaras situadas en el área de influencia de la planta y generando simultáneamente energía eléctrica por medio de los alternadores acoplados a las turbinas.

Además, contiene una instalación de generación eléctrica con biomasa, formada básicamente por una caldera de vapor de parrilla basculante y un turbogenerador de vapor a condensación que utilizará como combustible el orujillo que se obtiene de la extractora.

Por lo que se tienen tres actividades que se encuentran relacionadas, la extractora o instalación de tratamiento y reducción de lodos, el ciclo combinado del que parte de los gases se utilizan en los secaderos de la extractora y la instalación de generación con biomasa, usando el orujillo seco y extractado residuo de la extractora como combustible. Otro nexo de unión a tener en cuenta es el hecho de que el ciclo combinado y la central de generación con biomasa comparten ciertos elementos del ciclo como el desgasificador y el aerocondensador.

En el siguiente esquema se pueden observar los procesos de la central de Puente Genil y como se interrelacionan entre ellos (en verde los secaderos y extractora, en rojo la cogeneración con ciclo combinado y en azul la central de generación con biomasa). En el presente apartado se procede a la descripción detallada de cada uno de ellos.

Para observar una implantación completa de la planta de Puente Genil dirigirse al Anexo 2.



Características del emplazamiento

Las instalaciones están situadas en el término municipal de Puente Genil (Córdoba) en el pago de Cañada Hermosa, junto a la subestación de “Pata de Mulo”. La altitud del emplazamiento es de 234 m sobre el nivel del mar. Teniendo los siguientes límites:

SUR	Carretera CO-740
OESTE	Zona de servidumbre del canal de riego Genil-Cabra y camino rural de servicio de las fincas colindantes.
ESTE	Finca rural de olivos
NORTE	Gavia de saneamiento realizada para evitar encharcamientos de la finca contigua.



La zona es de cultivo intensivo del olivar y la proximidad de las almazaras es notoria, por lo que se resuelve una parte importante del problema de sus residuos. Por otro lado la zona regable del canal Genil-Cabra es buena fuente de otras biomásas que son valorizadas en la planta.

Las cercanías al canal de riego facilitarían el abastecimiento de agua a la planta a través de la propia Comunidad de Regantes y existe un ramal de Gas Natural hasta la próxima propia planta, derivando del cercano gaseoducto principal Tarifa-Córdoba. La existencia de líneas eléctricas y la subestación próximas completan las condiciones idóneas para que la ubicación de la planta objeto de estudio.

Régimen de trabajo

La planta es de funcionamiento continuo durante 12 meses al año 24 horas al día, es decir un total de 8.760 horas al año. Los secaderos trabajarán las horas que resulten necesarias para tratar las 150.000 toneladas anuales de alperujo al 65%.

Teniendo en cuenta una capacidad de evaporación de agua en los secaderos 23.900 Kg/h de agua, deben trabajar durante 4.100 horas anuales, lo cual, teniendo en cuenta 24 horas de secado al día, se traduce en 6 meses de secado.

El resto de las horas del año se recuperará la energía de los gases de la turbina de gas en la caldera de recuperación completamente, transformándose en energía eléctrica mediante la turbina de vapor ya mencionada.

- Operación de la turbina de gas: 8.410 h/año
- Operación de turbina de gas y secaderos: 4.093 h/año
- Operación del ciclo combinado: 4.239 h/año
- Sólo turbina de gas en marcha: 79h/año
- Ciclo combinado y secaderos separados: 350 h/año

6.1. PLANTA EXTRACTORA

El alperujo es un producto residual de la obtención del aceite de oliva en las almazaras a partir de la aceituna, como ya se explicó en el apartado de descripción del proceso productivo.

En las instalaciones en estudio, se reciben 150.000 toneladas anuales de alperujo con una humedad relativa media del 65%. Según el tipo de producto que se reciba, se podrá separar el hueso, de manera que la humedad relativa subiría a un 75%. Independientemente de esta separación del hueso en los tres secaderos se reducirá el contenido en agua del alperujo hasta un valor de un 10%.

Fruto de este secado se obtiene orujo seco graso que se lleva al proceso de extracción, en el cual mediante tratamiento con hexano y vapor, se obtiene aceite de orujo de aceituna y orujo seco desengrasado. Mientras el aceite se comercializará, el orujo seco es utilizado, junto con otras biomásas una caldera para acabar de optimizar económicamente el alperujo de almazara en la planta de generación.

La planta objeto de estudio procesa 400 t/día de orujo graso seco (12% de humedad) a lo largo de campañas de 7 a 9 meses, que comienza con el período de recolección de la aceituna (noviembre) y hasta terminar con la materia prima.

La planta puede procesar 300.000 t de alperujo (67-75% de humedad) o su equivalente en orujo secado (12% de humedad). Las instalaciones están adecuadas para recibir también orujos grasos semisecos entre 20-50 % de humedad. Estos por sus características físicas tienen un circuito de flujo diferente al que realiza el alperujo.

A continuación se procede a realizar la descripción de los procesos de la extractora siguiendo el proceso desde el momento que se recibe el alperujo de las almazaras.

6.1.1 ALMACENAMIENTO

El proceso industrial comienza con el almacenamiento del alperujo en balsas. La planta cuenta con un total de tres balsas, la balsa 1 y la balsa 2 tienen una capacidad de 75.000 y 80.000 m³ respectivamente. Ambas son de suelo de hormigón y están impermeabilizadas por medio de una lámina de polietileno. Se puede observar esta balsa de almacenamiento en la imagen 17.



Imagen 17 Balsa de almacenamiento de alperujo

Además existe una tercera balsa, la denominada balsa de diario, que puede acumular un total de 2.000 m³ de alperujo. Desde esta balsa se alimenta el proceso productivo. En esta balsa se reciben las entradas diarias de forma prioritaria hasta su capacidad, si las entradas superan la capacidad del proceso productivo el orujo de dos fases se almacena en las balsas grandes. Esto permite procesar orujos de gran calidad; se puede decir que a las 9h está la aceituna en el árbol, a las 17h se está procesando en las almazaras y a las 24h el orujo procedente de esta aceituna está en la fábrica.



Imagen 18. Balsa de diario

6.1.2 SISTEMAS DE TRANSPORTE

Sistema de transporte de alperujo desde las balsas a los secaderos: formado por un tornillo sin fin, cinta transportadora y tolvas. Tiene una capacidad nominal de 833 t/día de alperujo al 65% de humedad.



Imagen 19. Tornillos sin fin



Imagen 20. Sistema de transporte. Tornillo sin fin



Imagen 21. Sistema de transporte. Cinta transportadora

Sistema de transporte desde secaderos a la planta extractora: está compuesto por tolvas y cintas transportadoras con una capacidad para transportar 324 t/día de orujo seco.

Sistema de transporte de orujillo desde la extractora hasta el parque de orujillo.

6.1.3 PLANTA DESHUESADORA

Antes de someter al alperujo a los procesos de extracción que se llevan a cabo en la planta está el deshuesado, es decir la extracción del hueso de la aceituna. La planta deshuesadora de 1.000 t/día de capacidad, permite obtener hueso de aceituna, un combustible con un PCI del orden de 5.000 kcal/kg, con una granulometría muy homogénea y una humedad de entre el 15 y el 25 %. Este producto se destina a la venta comercial.



Imagen 22. Deshuesadora

6.1.4 OBTENCIÓN DEL ACEITE DE REPASO

Previo al secado la planta dispone de una planta de obtención de aceite de orujo de repaso. En esta planta, y por procedimientos puramente físicos, se obtiene un aceite de orujo de propiedades excelentes, destinado a su comercialización.



Imagen 23. Repaso

Los equipos principales con que cuenta esta instalación consisten en:

- Cuatro batidoras de inoxidable con calefacción indirecta
- Cuatro decanter
- Cuatro filtros tamices vibrantes

- Dos centrifugadoras verticales autolimpiables
- Caldera para producir agua caliente

La planta tiene una capacidad de tratamiento de 900 t/día, y puede separar del orden de 30-40% del % de orujo que entra en función de la riqueza grasa del orujo.



Imagen 24. Repaso. Decanter

Cabe destacar que este es un paso que puede realizarse o no dependiendo de la calidad del alperujo procedente de las almazaras y su contenido en aceite y por lo tanto la rentabilidad que se le saque al proceso.

6.1.5 SECADEROS



Imagen 25. Secaderos

La fábrica está equipada con tres secaderos tipo tromel con sus equipos auxiliares correspondientes entre los más importantes:

- Mezclador acondicionador
- Cámara de caída de producto
- Sinfín de salida de la cámara de caída
- Tuberías
- Ciclones
- Chimeneas

Los secaderos tienen una capacidad máxima de evaporación de 21.000 kg/h de agua. En ellos se utiliza la energía térmica proveniente de los gases de escape de la turbina de gas de la instalación de cogeneración, para secar el alperujo, cuya humedad relativa media inicial es del 65%, hasta un valor del 10%.



Imagen 26. Entrada de gases provenientes de la turbina de gas a secaderos

Para realizar un secado correcto del producto es necesario hacerlo a bajas temperaturas de secado (470°C) a la entrada del secadero, operando en una sola pasada para reducir el intervalo completo deseado de humedad. Esta operación se consigue mediante la conocida incorporación de un

acondicionador mezclador de producto, que opera recirculando parte del producto seco hacia el equipo de acondicionamiento, donde se realiza la mezcla de la fracción seca a la fracción fresca.

De esta forma el tromel tiene que procesar más cantidad que sin recirculación, pero por el contrario procesa una alimentación con un contenido en humedad mucho más bajo (40%). Esto confiere al orujo una permeabilidad muy grande y hace que el tromel opere con gran intercambio de masa y energía desde los primeros metros. Esto da lugar a rendimientos térmicos y producciones altos.



Imagen 27. Trómeles de secado

6.1.6 GRANULADORA

Previo a la entrada en la extractora se granula el orujo seco proveniente de los secaderos, el objetivo de este proceso es facilitar la extracción con hexano.



Imagen 28. Granuladora a la salida de los secaderos



Imagen 29. Pelets para entrada en la extractora

6.1.7 EXTRACTORA

El proceso de extracción se realiza en una planta extractora en continuo que emplea un extractor de banda horizontal. La planta tiene una capacidad de tratamiento de 400 t/día y tiene como peculiaridad que la condensación de hexano se realiza con aire, reduciendo de este modo el consumo de agua para refrigeración.

Para ello se emplean dos aerocondensadores. Se trata de dos equipos capaces de condensar 7.000 kg/h de hexano, además de vapor de agua, con potencias caloríficas de 680.000 kcal/h y 576.000 kcal/h, que disponen de una superficie de intercambio de 2.340 m² y 1.860 m², respectivamente.



Imagen 30. Extractora

El proceso de extracción completo se divide en cinco fases:

- Extracción del aceite de orujo graso seco
- Desolventización (extracción del disolvente de orujo seco extractado)
- Destilación (evaporación del disolvente de la miscela-aceite + hexano-)
- Absorción (recuperación del disolvente de los incondensables)
- Condensación de los vapores de hexano y agua

El aceite de extracción se almacena en tres tanques de 600 t cada uno y el residuo obtenido en este proceso, orujillo se conduce a una caldera de biomasa en donde se produce su combustión.

6.2. PLANTA DE COGENERACIÓN CON CICLO COMBINADO

El objetivo de la planta de cogeneración es el aprovechamiento de los gases de escape de la turbina de gas en los secaderos de biomasa además se genera energía eléctrica tanto para cubrir los consumos propios de la fábrica como para exportar a la red, operación que se realiza a merced de una subestación ubicada en los alrededores de la planta.

El presente apartado tiene como objeto definir los elementos que componen la Instalación de Tratamiento y Reducción de Lodos para el suministro de electricidad y energía térmica en forma de gases calientes a los secaderos de alperujo. Dicha fábrica dispone de tres secaderos, en los que se procesará el alperujo proveniente de las almazaras reduciendo su humedad desde 65-75% al 10-12%.

La instalación de tratamiento y reducción de lodos consiste en un ciclo combinado con turbina de gas y vapor. Durante la campaña de las almazaras aprovechando todos o parte de los gases de escape de la turbina de gas para el secado del orujo húmedo, obteniendo la materia prima de la extractora de aceite de orujo y a la vez eliminando los efluentes de las almazaras situadas en el área de influencia de la planta. A su vez se genera energía eléctrica por medio de sendos alternadores acoplados a las turbinas.

Una parte o todos los gases, antes del secadero, es conducida a una caldera de recuperación en la que se genera vapor sobrecalentado, que se conduce a una turbina de vapor, generando también energía eléctrica por medio de un alternador. La instalación tiene un sistema de control que le permite trabajar individual o simultáneamente secado y ciclo combinado.

El vapor de dicha turbina se condensa en un aerocondensador mediante aire ambiente, este consta de siete ventiladores de gran tamaño. Antes de ser recirculados a proceso estos condensados son precalentados en un intercambiador de placas mediante un circuito cerrado de la caldera de recuperación, este sistema se complementa con un aerorefrigerador de emergencia para evitar calentamientos excesivos y las consiguientes vaporizaciones.

La instalación consiste en una turbina de gas de 13 KW y una turbina de vapor de 4.5 KWe. Esta segunda turbina trabajara con el vapor generado en una caldera de recuperación de calor, esta es capaz de generar 19,3 t/h de vapor a 403°C y 42 bar.

La energía eléctrica producida abastecerá el consumo eléctrico de los secaderos, extractora de aceite así como los autoconsumos de la propia central de generación, vendiéndose excedentes a la red eléctrica.

Cabe destacar que existe también una central de generación eléctrica para la combustión y valorización energética del orujo seco y extractado obtenido de la extractora, así como otros residuos forestales y agrícolas de los alrededores. Esta planta se basará en una caldera de parrilla móvil para quemar biomasa, incluyendo una turbina de vapor de unos 9,8 MWe. Las características de esta planta se describirán en apartado posterior centrándonos ahora en la instalación de reducción de lodos con cogeneración.

6.2.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

La instalación de cogeneración consiste en un ciclo combinado formado por una turbina de gas, una caldera de recuperación acuotubular y una turbina de vapor a condensación. El objetivo principal de todo proceso de cogeneración, desde el punto de vista energético es cubrir la demanda térmica total o parcial de la fábrica correspondiente. En la instalación objeto de estudio se cubre la demanda térmica de la planta determinada por la capacidad máxima total de evaporación de los tres trómeles de secado, que es de 21.000 kg/h de agua, en consecuencia la demanda de los secaderos es de 47,64 kg/h de gases a 470°C. La planta de cogeneración puede generar 171.500 kg/h de gases. En lo que respecta a la potencia eléctrica demandada por la planta es del orden de los 1.500 kW.

Todo el caudal de gases de escape de la turbina se mandara a los secaderos durante la campaña de secado y el resto del tiempo de funcionamiento de la turbina se enviará a la caldera de recuperación acuotubular para producir vapor a 42 bar y 403 °C. Este vapor será expansionado hasta 0,08 bar y 41 °C en la turbina de vapor a condensación. El vapor retorna al ciclo en forma de agua a través de un aerocondensador y un desgasificador térmico, estos dispositivos están compartidos con la instalación de generación con caldera de biomasa.

Los elementos fundamentales que componen la instalación son:

1. Grupo turbo-alternador de gas natural
2. Caldera de recuperación acuotubular
3. Grupo turbo-alternador de vapor a condensación
4. Aerocondensador y sistema de vacío
5. Desgasificador térmico
6. Tratamiento de agua
7. Conductos de gases con by-pass de humos
8. Transformador elevador de tensión
9. Instalación eléctrica
10. Red de tuberías de agua y vapor
11. Instalación de gas natural

Se ha construido un edificio para albergar la turbina de vapor (en el que se encuentra también la turbina de vapor de la planta de generación eléctrica a partir de biomasa), otro para transformadores y celdas, una sala de control donde se ubican los cuadros eléctricos de baja tensión y los ordenadores de control de la planta, y un edificio donde se encuentra la planta de tratamiento de agua.

Se procede a la descripción de los elementos básicos de la planta de objeto de estudio.

6.2.1.1 TURBOGENERADOR DE GAS

Tipo: TBM-T130

Suministrador: TURBOMACH INDUSTRIAL ENERGY SYSTEMS, S.A.

Para ver hoja de datos de dicha turbina dirigirse al Anexo3.

En la planta de cogeneración se ha instalado un turbogenerador a gas modelo TBM-T130 de 13 MW de potencia. Se trata de un equipo fabricado por Turbomach, cuyo componente principal es una turbina de gas industrial Titan 130 de firma Solar Turbines.

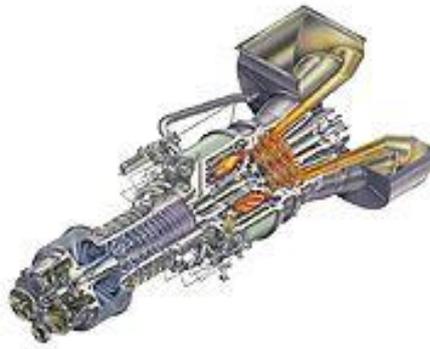


Imagen 31. TITAN 130

Los elementos principales del turbogenerador son:

- Compresor
- Cámara de combustión
- Turbina
- Alternador

Las características del turbogenerador en las condiciones del emplazamiento medias, con enfriador evaporativo e inyección de vapor son las siguientes:

Turbogenerador de gas	
Consumo de combustible	38.848 kW/h
Potencia eléctrica	13.181 kW/h
Caudal de gases de escape	47,64 kg/s
Temperatura de los gases	487 °C
Rendimiento eléctrico	33,8%

Temperatura media de admisión	17,5 °C
Consumo específico	10.607Kj/kWh
Tensión de salida	11 kV
Aceite de refrigeración	Mineral ISO VG46
Sistema de filtrado	AAF
Apoyo turbogenerador	Sobre muelles
Nivel de sonido envolvente	85 dB
Medidas	15,6x8,9x2,9
Peso	70.000 Kg
Trabajo	Continuo 8.000h



Imagen 32 Turbina de gas

❖ Descripción

La función del compresor es elevar la presión del aire, aspirando del ambiente a través de los correspondientes filtros y su envío a la cámara de combustión.

En la cámara de combustión se inyecta el aire procedente del compresor junto con el combustible, provocándose así la combustión. La relación aire-combustible es mucho mayor que la estequiométrica

con objeto de rebajar la temperatura de combustión ya que de lo contrario se producirían gases de combustión con temperaturas demasiado elevadas para los materiales de la turbina. El exceso de aire utilizado está entre 300% y el 400%.

En la turbina los gases procedentes de la cámara de combustión se expanden produciendo energía mecánica. Dicha energía se utiliza en accionar el compresor de aire, los accesorios y el alternador. Este alternador está conectado a la turbina a través de un reductor y de un acoplamiento. El eje único de esta turbina, acciona a través de un reductor un reductor, un alternador eléctrico de 16 MVA, que una tensión de 11 kV.

El turbogenerador se alimenta con gas natural a 25 bar, procedente de la red nacional de gasoductos españoles, previamente acondicionado en una Estación de Regulación y Medida (ERM) de la que se hablará más adelante.

Posee un compresor de aire de 14 etapas y flujo axial, que alimenta el aire comprimido a la cámara de combustión con relación de compresión 16/1. Los gases producto de la combustión del gas natural se expansionan en la turbina de potencia.

Los gases de escape se conducen directamente y en paralelo a los secaderos y a la caldera de recuperación. El caudal de los gases del turbogenerador en el emplazamiento es de 47,64 kg/s a 487°C, y está regulado por un sistema de bypass, que permite a su vez evacuar calor a la atmósfera.



Imagen 33. Turbina de gas, gases a secaderos y caldera de recuperación

La energía eléctrica generada se vierte a la red pública mediante una subestación transformadora, donde se eleva la tensión, desde la de generación 11 kV, hasta la red de transporte 132 kV.

A fin de aumentar la eficiencia de la planta y dadas las características climatológicas del emplazamiento (elevada temperatura y baja humedad relativa en verano), se ha instalado un enfriador evaporativo en el

turbogenerador de gas, que permite reducir hasta un máximo de 20 °C la temperatura del aire de combustión, aumentando de esta forma la potencia del grupo en épocas extremas de calor. Además de ello se ha instalado un sistema de filtración multietapa de alta eficiencia, que retiene partículas y vapores procedentes de la planta de secado y extracción de aceite.

El turbogenerador está instalado en el exterior, provisto de puertas practicables para facilitar el mantenimiento. Los sistemas principales y auxiliares que integran el equipo se han optimizado de forma que este turbogenerador precisa de un solo paro anual para su mantenimiento preventivo que se hace coincidir con los paros de la fábrica.

❖ Prestaciones

Las prestaciones de la Turbina de Gas en condiciones ISO serán 14.244 KWe. Sin embargo las condiciones reales de funcionamiento dependen de una serie de parámetros, como la altitud del emplazamiento, la temperatura de admisión, las pérdidas de carga en admisión de aire y escape de gases.

De esta forma, las prestaciones del turbogenerador previstas en las condiciones de funcionamiento más habituales:

- ❖ 234 m de altitud, 60% de humedad relativa, 75 mmca de pérdida de carga en el aire de combustión y 300 mmca en los gases de salida. Son las siguientes:

Temperatura de admisión(°C)	-10	0	10	15	25	35
Carga (%)	100	100	100	100	100	100
Potencia eléctrica (kWe)	14.181	13.627	10.538	12.724	11.828	10.566
Consumo específico (kJ/kWh)	10.465	10.487	10.583	10.597	10.856	11.398
Temperatura de gases (°C)	476	480	485	487	494	507
Caudal de gases (kg/s)	49	47,74	46,39	45,77	44,19	41,87
Eficiencia eléctrica (%)	34,41	34,34	33,17	33,98	33,17	31,59

La energía producida por el grupo turbo-alternador disminuye de acuerdo con los siguientes factores:

- Incremento de la temperatura ambiente
- Incremento de las pérdidas de carga en la admisión y escape

❖ Estación de regulación y medida: ERM

El combustible, gas natural, necesario para la turbina de gas se suministra a la planta mediante un conducto canalizado, desde la posición K-29 del gaseoducto Tarifa-Córdoba, situado a 5,5 km de la planta.

En la ERM el gas natural se acondiciona, en lo que respecta a su temperatura, presión y filtrado para alcanzar las características demandadas por la turbina de gas.



Imagen 34. ERM

La estación contendrá:

- Un grupo de regulación, con dos líneas de filtraje y de regulación en paralelo
- Contador para el consumo de la turbina de gas. El sistema de contaje también será doble.

6.2.1.2 CALDERA DE RECUPERACIÓN

Tipo: Caldera de recuperación de energía de gases de escape de turbina

Suministrador: GEA IBÉRICA, S.A.

Los gases a 480 °C procedentes del escape de la turbina de gas se introducen en parte o completamente (en función de las necesidades de los secadores) en una caldera de recuperación de calor.



Imagen 35 Turbina de gas y caldera de recuperación

❖ Descripción

La caldera de recuperación de calor, también conocido como HRSG en inglés Heat Recovery Stream Generator, consiste básicamente en un intercambiador de calor entre los gases de escape de la turbina de gas y el agua-vapor, para aprovechar la energía térmica de dichos gases de escape y generar vapor. La gran diferencia con los intercambiadores comunes es que en ellos nunca se dará un cambio de estado mientras que en la caldera de recuperación sí.

Estas se diseñan para manipular grandes flujos de gases con caídas mínimas de presión, lo que permite una mayor generación de electricidad por el alternador de la turbina de gas. Así los gases salen de la turbina de gas a una presión cercana a la atmosférica y a unas temperaturas entre 450°C y 550°C atraviesan un conjunto de intercambiadores, para calentar, evaporar y sobrecalentar el agua-vapor que luego alimentará la turbina de vapor. Los (HRSG) se diseñan para operar con múltiples circuitos de agua-vapor a presiones distintas para cumplimentar los requisitos de la aplicación y maximizar la recuperación de calor.

La caldera de recuperación, suministrada por GEA, de la planta objeto de estudio es una caldera tipo acuotubular de circulación natural para funcionamiento totalmente automático y regulación de presión de vapor a través de su acción sobre la válvula de gases. Esta fabricada íntegramente en taller, transportada en módulos y ensamblada en campo. Con una producción de vapor de 20.000 kg/h a una presión de 40 bar y con una temperatura de vapor de 400° C y una temperatura de agua de alimentación de 105°C.

La caldera de recuperación está constituida por:

- Conducto de gases de entrada en la caldera con aislamiento exterior

- Sobrecalentador integrado en ejecución, carcasa con aislamiento interno
- Evaporador
- Economizador
- Recuperador de calor de agua en ejecución
- Chimenea de escape de gases a la atmósfera
- Tuberías de interconexión con atemperación
-

La parte de presión de la caldera está constituida por un evaporador, un calderín, un economizador, un precalentador de agua y un sobrecalentador.

- Economizador: encargados de precalentar el agua de alimentación con el calor residual de los gases de escape hasta el punto de saturación. Se alimenta de agua del condensador y envía el fluido directamente al calderín.
- Calderín: contiene la mezcla agua-vapor en estado de saturación. Su función consiste en mantener la circulación del evaporador y enviar el vapor saturado al sobrecalentador. Por lo que alimenta el evaporador de agua y el sobrecalentador de vapor. Existen diferentes tipos de calderines según la parte de la turbina de vapor que alimenten ya sean de baja, media o alta presión. Evaporador; toma el fluido en estado líquido del calderín y lo devuelve en forma de vapor así son intercambiadores que aprovechan el calor de los gases de escape de temperatura intermedia para evaporar el agua a la presión del circuito correspondientes.
- Sobrecalentador: aumenta la temperatura del vapor saturado hasta la temperatura específica deseada para alimentar a la turbina de vapor. Son los intercambiadores que se encuentran en la parte más cercana a la entrada de los gases procedentes de la combustión en la turbina de gas, el vapor que sale ya está listo para ser enviado a la turbina de vapor, este vapor debe ser lo más puro posible y debe ir libre de gotas de agua que podrían dañar gravemente la turbina.
- Chimenea: los gases de escape están a una temperatura muy inferior a la de salida de la turbina de gas, pero no deben ser menores que cierta temperatura ya que se podrían dar lugar a precipitaciones en los gases de escape situación muy poco deseable. Suelen estar entre 120-150 °C. Las emisiones de gases contaminantes se controlan de manera exhaustiva.

❖ Prestaciones

Caldera de recuperación	
Producción de vapor nominal	19.300 kg/h
Presión de vapor	42 bar
Temperatura del vapor	403°C
Temperatura de agua de alimentación	105°C
Caudal de agua en recuperación final	61.600 kg/h
Salto de temperaturas en agua recuperador final	55/105 °C

Grupo de bombeo

El equipo de alimentación de agua a la caldera será doble, garantizando cada una de las bombas un funcionamiento superior al 100% de la producción de caldera, atendiendo al caudal y presión requerida y al disparo de las válvulas de seguridad.

Cantidad	2 unidades
Tipo	Centrifuga multietapa
Caudal de agua	25.000 kg/h
Temperatura del agua	105 °C
Presión mínima de aspiración	0,5 bar
Presión de impulsión	50 bar
Accionamiento	Motor eléctrico
Potencia instalada	75 kW
Potencia absorbida en régimen	60 kW
Velocidad	2.900 rpm

El grupo de bombeo captará el agua del depósito acumulador de agua de alimentación desoxigenada y desmineralizada, común a la planta de generación con biomasa y al proceso industrial de la extractora, cuya temperatura de régimen es 105°C. Se incluirán las tuberías desde depósito hasta el colector de alimentación de las bombas.

6.2.1.3 TURBOGENERADOR DE VAPOR

Tipo: Turbina de vapor multietapa

Suministrador: Turbina: MITSUBISHI, ensamblaje de los diferentes equipos y componentes por IZAR CONSTRUCCIONES NAVALES, S.A.

Navantia U.P ha suministrado dos turbinas de vapor a condensación destinadas tan to a la planta de cogeneración como a la de generación con biomasa. Estas dos turbinas fabricadas bajo díselo Mitsubishi son del tipo multietapa de acción y maximizan la producción de energía eléctrica a lo largo del año para las condiciones de vapor principales definidas. Sus características constructivas son comunes, diferenciándose principalmente en su potencia: 4.460 kW y 9.820 kW siendo esta última la de la planta de biomasa.

El turbogruppo se completa con un alternador de 5.574 kVA, que genera una tensión de 11kV. Se trata de un generador síncrono, trifásico sin escobillas, diseñado para servicio continuo y refrigerado por aire.

Una de las características principales de estos generadores es el rotor, este esta diseñado como rotor liso debido a la seguridad mecánica que resulta de la robustez y compactibilidad tras el proceso de impregnación VPI al rotor. Esta seguridad mecánica permite al generador soportar sobrevelocidades superiores a las específicas sin deterioro alguno del rotor.



Imagen 36 Turbinas de vapor

❖ Descripción

El vapor generado en la caldera de recuperación se destina a mover una turbina a condensación y sin extracciones intermedias, que a su vez accionará un alternador. Se trata por tanto, de una turbina de

acción/reacción de tipo condensación, flujo único y un solo cilindro (con engranaje reductor). La potencia nominal es de 4.460 kWe a la salida del alternador y en las condiciones de presión y temperatura nominales.

La potencia eléctrica producida por el alternador, manteniendo constantes las condiciones del vapor a la salida de la caldera (presión y temperatura) depende únicamente del caudal de vapor producido y de la presión en la salida.

❖ Prestaciones

Turbogenerador de vapor	
Caudal de vapor de diseño	20.000 kg/h
Presión de admisión	40 bar
Temperatura de admisión	400°C
Presión de escape mínima	0,08bar
Potencia eléctrica(0,08bar)	4.460 KW
Velocidad de la turbina	8.760 rpm
Velocidad del alternador	1.500 rpm

❖ Equipos

• **Turbina**

La turbina propiamente dicha está compuesta por una bancada común junto con alternador y reductor, dotada de los siguientes equipos y sistemas:

- Acoplamiento reductor y acoplamiento mecánico al generador
- Válvula hidráulica de cierre rápido
- Controlador electrónico de velocidad
- Controlador electrónico de vapor vivo
- Controlador electrónico de presión de vapor de condensación
- Sistema de seguridad doble de sobrevelocidad
- Sistema de seguridad por baja presión de lubricación

- Válvula de accionamiento de para rápido
- Válvulas de purga manuales
- Aislamiento térmico y acústico

- **Reductor y acoplamiento elástico**

Para la obtención de 1.500 rpm en el acoplamiento con el generador y para el accionamiento de la bomba principal de aceite de lubricación. Dotado de termómetros en cojinetes y control de vibraciones. En bancada común a turbina y alternador.

- **Alternador**

Alternador síncrono autoexcitado, sin escobillas de las siguientes características:

Potencia continua de salida	5.500 kVA
Tensión	11 kV
Factor de potencia	0,8
Frecuencia	50 Hz
Velocidad en el eje	1.500 rpm
Aislamiento	Clase F
Protección de cierre	IP23
Tipo de refrigeración	IC21
Capacidad de sostener un cortocircuito del 300% durante 5 segundos	
Precisión de la regulación de tensión	±1,5%
Regulación de tensión en condición de acoplado a red	

- **Sistema de lubricación y mando**

Sistema de aceite de todo el turbogrupo que incluye un tanque de aceite de 1.700 litros de capacidad, una bomba principal del sistema (6 bar y 400 l/min) accionada por eje lento del reductor, y una bomba auxiliar de aceite (6 bar y 200 l/min) accionada por motor eléctrico. Además está compuesta por un sistema de doble filtro y un sistema de refrigeración mediante aerorefrigerador.

- **Sistema de condensación de vapor a sellos:**

El vapor de sellos de turbina es condensado mediante un condensador de superficie de 2 m².

En el Anexo 5 se puede observar la implantación del edificio de turbinas de vapor. Ambas, la del ciclo combinado y la del la plnata de generación con biomasa se sitúan en el mismo edificio.

6.2.1.4 REDES DE AGUA Y VAPOR

La integración entre el sistema formado por la caldera de recuperación y el turbogruppo se lleva a cabo mediante dos redes de fluidos: red de vapor y red de agua de alimentación.

- **Redes de vapor:**

Desde la brida de vapor vivo del generador de vapor saldrá una tubería que lo conducirá hasta la entrada de la turbina. Para las necesidades auxiliares, principalmente el desgasificador, se dispone de una red de vapor auxiliar procedente de la caldera de vapor saturado de gas natural del proceso industrial de la extractora.

Estas dos redes de vapor contarán con la valvulería necesaria, siendo su trazado aéreo por rack de tuberías en la mayor parte del recorrido.

- **Redes de agua:**

Redes de agua asociadas al ciclo de vapor:

El caudal de condensados del aerocondensador se introducirá de nuevo en el ciclo de vapor a través del desgasificador descrito anteriormente. Una vez desgasificada, el agua de alimentación se conduce a la caldera de recuperación. Ambas serán tuberías de acero al carbono de 3" de diámetro.

Debido a las pérdidas por purgas y fugas, el desgasificador contará con una entrada de agua desmineralizada, de forma que se pueda mantener el caudal de alimentación. Debido a su carácter corrosivo, la conducción de agua desmineralizada desde la planta de tratamiento de agua hasta el desgasificador se realizará mediante una tubería de acero inoxidable.

Esta red cuenta con un grupo doble de bombeo, formado por dos bombas del 100% de capacidad, una en funcionamiento y otra en reserva.

Red asociada a la turbina de gas:

Desde la misma planta de tratamiento de agua se llevará el agua de reposición al enfriador evaporativo.

Calorifugado:

Las tuberías de vapor, condensados y agua de alimentación a caldera descritas estarán calorifugadas.

6.2.1.5 PRECALENTADOR DE CONDENSADOS

La caldera cuenta con un recuperador de la energía final de los gases antes de ser enviados a la atmósfera. El recuperador se dimensiona para 61.600 kg/h de agua, con un salto de temperaturas de 55 a 105 °C.

La energía transmitida al agua servirá para precalentar, en un intercambiador de placas, los condensados que salen del aerocondensador antes de ser enviados al desgasificador. Las características de este intercambiador son:

Potencia térmica	3.590 kW
Temperatura de entra foco caliente	105 °C
Temperatura de salida foco caliente	55 °C
Pérdida de carga del foco caliente	0,41 bar
Temperatura de entrada del foco frío	45 °C
Temperatura de salida del foco frío	95 °C
Pérdida de carga del foco frío	0,64 bar
Temperatura de diseño	150 °C
Presión de diseño	6 bar
Área de intercambio térmico	51,06 m ²
Número de placas	113 unidades
Espesor de las placas	0,5 mm
Material de las placas	ANSI 316
Material de las juntas	EPDM

6.3. INSTALACIÓN DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON BIOMASA

Objetivos de la instalación de generación eléctrica a partir de orujillo en caldera de biomasa

- ✓ Generar energía eléctrica a través del turbogenerador, parte de la cual será para autoconsumo de la instalación. Los excedentes se exportaran a la red eléctrica.

- ✓ Eliminar el orujillo generado en el proceso, mediante la combustión de este en la caldera de biomasa.

El presente apartado tiene como objetivo la definición de los elementos que componen la Central de Generación Eléctrica a partir de biomasa. La instalación consiste en una planta de producción que tiene como equipos principales una caldera de vapor sobrecalentado alimentada por biomasa y un turbogenerador de vapor a condensación.

Otros equipos que intervienen en la instalación de generación objeto de estudio son compartidos con la instalación de cogeneración con ciclo combinado de valorización de lodos de la almazara que hay en esta misma planta. Así por ejemplo se comparten, el aerocondensador, el desgasificador/taque de de agua de alimentación, la planta de tratamiento de aguas. De los equipos comunes se hará una mayor descripción más adelante.

6.3.1 DATOS DE PARTIDA

Régimen de funcionamiento

En principio, la central de generación está en funcionamiento todo el año esto es 8.760 horas. No obstante, es preciso tener en cuenta un determinado número de horas para las operaciones de mantenimiento de la turbina y principalmente de la caldera de biomasa. Por lo que se considera que el tiempo real de funcionamiento de la caldera de biomasa será 8.000 horas al año.

Disponibilidad de la biomasa

La central de generación eléctrica tiene planificado el empleo de las siguientes cantidades de combustibles:

- Orujillo generado en la propia planta: 36.400 t/a
- Biomasa residual de actividades agrícolas de la zona: 34.200 t/a

En el caso de quemar orujillo de otras plantas como combustible adicional al generado en la propia planta en vez de la biomasa residual la cantidad necesaria será de 32.000 t/a.

Las características de diseño del combustible que se utilizará son:

ORUJILLO	
PCI	14.860 kJ/kg
Cenizas	<10%
Humedad	10%
Densidad	500 kg/m ³
RESIDUOS DE PODA DE OLIVO	
PCI	13.395 kJ/kg
Cenizas	<10%

Humedad	10
Densidad	200 kg/m ³
RESIDUOS DE PODA (girasol, algodón, etc.)	
PCI	12.558 kJ/kg
Cenizas	<10%
Humedad	10
Densidad	200 kg/m ³

El combustible de diseño de la caldera es orujillo de características siguientes:

Análisis inmediato	
Cenizas	5,25
Materias volátiles	68,64
Carbono fijo	18,35
Análisis elemental	
C	44,48
H₂	5,16
N₂	0,85
S	0,06
Cenizas	4,12
Humedad	12
O₂	33,33
Análisis químico de cenizas (550°C)	
Na₂O	2,61
K₂O	38,76

6.3.2 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA DE GENERACIÓN CON BIOMASA

Esta planta consiste en una instalación de generación eléctrica, formada básicamente por una caldera de vapor de parrilla basculante que utilizará como combustible orujillo y un grupo turbogenerador de vapor a condensación.

En la central, el orujillo es quemado en la caldera utilizándose la energía térmica obtenida para calentar agua y obtener vapor sobrecalentado. La energía térmica absorbida por el vapor es transformada en energía mecánica mediante el ciclo termodinámico rankine. En este ciclo el vapor a alta presión y sobrecalentado es expandido en una turbina d vapor, en la que la energía térmica que porta el vapor se transforma en energía mecánica, dando lugar a un movimiento rotatorio de la turbina. La transformación de la energía mecánica en energía eléctrica se realiza mediante un alternador acoplado a la turbina a través de un reductor.

La salida de vapor de la turbina se realiza en condiciones de vacío, lo que se consigue con un aerocondensador. Este condensador estará refrigerado por agua procedente de un sistema de torres de refrigeración. El cierre del ciclo se efectúa mediante el bombeo del agua condensada a la salida del condensador, hasta la caldera de orujillo, convirtiendo de nuevo aquella en vapor.

El agua de alimentación a caldera estará a unos 105°C. Esta temperatura se consigue en un desgasificador térmico donde se mezclan los condensados recuperados, vapor y agua para reponer las pérdidas producidas en el ciclo. En él se consigue además precalentar el agua de alimentación a la caldera y eliminar los elementos gaseosos que porta el agua tras su salida del aerocondensador.

Los gases de combustión del orujillo atraviesan la caldera cediendo su energía al agua o vapor que circula por el interior de los tubos en las diferentes secciones de calentamiento que se encuentra en su camino hacia la chimenea. Tras su generación en el hogar tiene diferentes pasos: paredes, sobrecalentador, vaporizador y economizador.

Tras su paso por la caldera, los gases se hacen pasar a través de un precipitador electrostático donde se reduce el contenido de las partículas sólidas en suspensión.

La instalación de generación requiere de otros equipos auxiliares, por ejemplo la planta de tratamiento de agua, equipos de bombeo, piping asociado, ventiladores, sistema de evacuación de cenizas y purgas, equipos de aditivación, sistema de control y supervisión, sistema electrónico de interconexión a la red eléctrica y de suministro a los equipos consumidores de la central, etc.

La interconexión eléctrica se efectuará en Alta Tensión (A.T) mediante un transformador elevador de tensión, desde la tensión de generación del turbogenerador hasta la tensión del embarrado de interconexión.

Los parámetros principales del ciclo son:

- Operación 8000 h/año

- Disponibilidad de combustible 82.800 t/año
- Consumo de combustible 36.661 th/h PCI
- Potencia eléctrica de la turbina 9.820 kW
- Potencia media de auxiliares 600 kW
- Rendimiento bruto 24%

La planta ha sido diseñada para un funcionamiento automatizado y sin requisitos de intervención de operadores en situaciones de normal funcionamiento. No obstante, se contempla la existencia de un operador para la supervisión general de la planta.

La caldera de biomasa como generador de vapor sobrecalentado estará acompañada de los

Siguientes elementos:

- Silo dosificador y sistema de alimentación de biomasa.
- Desmenuzador.
- Quemador de arranque.
- Ventilador de aire forzado primario y secundario.
- Bombas de agua de alimentación.
- Calderín de vapor.
- Colectores.
- Evaporador.
- Economizador.
- Sobrecalentadores.
- Atemperadores.
- Conducto de aire y gases.
- Chimenea.
- Sistema de extracción de cenizas.
- Ventilador de tiro inducido.

- Sistema de control de emisiones.
- Desgasificador.
- Analizador de muestras.
- Tanques de purga de fondo y purga continúa.
- Dosificación química.
- Estructuras metálicas, escalera y plataformas.
- Sopladores de hollín.
- Tuberías, válvulas y accesorios.
- Aislamiento, refractarios y revestimiento externo.
- Sistema eléctrico y de control.

6.3.2.1 CALDERA DE BIOMASA

Se trata de una caldera acuotubular de biomasa de parrilla móvil quemando orujillo y produciendo 41,6 t/h de vapor sobrecalentado a 42 bar y 403°C. EL suministrador de la caldera es TERMISA ENERGÍA, S.A.

La caldera es de tipo acuotubular, vertical, de paredes de tubos membranado, de tambor único con hogar integral, totalmente refrigerado, diseñada para la utilización de orujillo, junto con otras biomásas, entre las que se encuentran la poda del olivar, matas de algodón y cultivos energéticos.

La caldera es de tipo radiante. Es decir no existe ningún haz evaporador antes de los haces sobrecalentadores. Toda la evaporación se produce mediante transferencia de calor por radiación y convección sobre las paredes membranadas de la caldera. Estas cavidades forman un hogar principal de 5x5,8x16 m de altura. Este diseño reduce el ensuciamiento de la caldera al minimizar los haces tubulares en el interior de la misma.

El recorrido de los gases es vertical ascendente en el hogar, vertical descendente en el 2º paso radiante de gases, vertical ascendente en el 3º paso radiante de gases, vertical descendente en el 4º paso (sobrecalentadores) y finalmente vertical descendente en la zona de economizadores. La sección del haz sobrecalentador está formado por cuatro bancos de tubos con un atemperador intermedio tipo spray para mantener constante la temperatura del vapor sobrecalentado a turbina. Los primeros bancos están diseñados a contracorriente del flujo de vapor respecto a los gases de combustión y el último banco, de

alta temperatura, está a equicorriente. Con ello se garantiza que las temperaturas de metal de los tubos no sobrepasen cierta temperatura y evitar corrosiones por alta temperatura. Finalmente se encuentra en la parte baja de la temperatura de gases, el haz economizador, formado por ocho bancos. También, para minimizar el ensuciamiento de la caldera, todos los flujos de gases a través de los bancos son descendentes, con lo que la eficiencia de los sopladores de hollín se acrecienta.

La totalidad de los tubos utilizados son de superficie lisa y las temperaturas de gases y velocidades de los mismos adecuadas para prevenir los ensuciamientos y depósitos sobre la superficie de los mismos.

❖ Datos técnicos

Producción de vapor	41.600 kg/h
Presión de trabajo	42 bar
Combustible	Orujillo y biomasa residual de poda
Temperatura del agua de alimentación	105°C
Estado de vapor	Sobrecalentado
Temperatura del vapor principal	483°C
Rendimiento térmico	89,4%
Temperatura del aire de combustión	ambiente
Número de quemadores	1



Imagen 37 Caldera de biomasa y filtro de mangas

Se puede observar en el siguiente esquema:

1. Silo pulmón
2. Caldera
3. Precalentador de aire
4. Economizador
5. Multiciclón
6. Conductos de aire
7. Campana de extracción
8. Chimenea

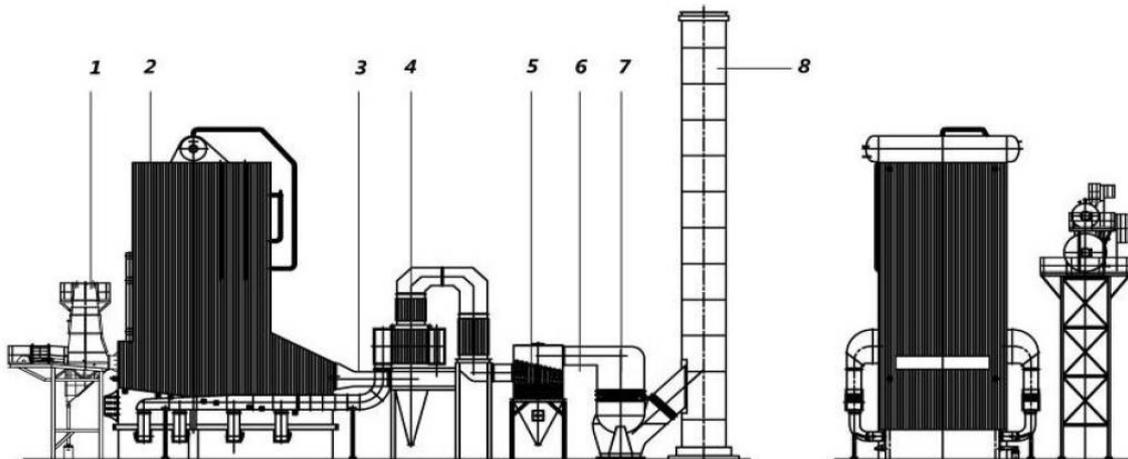


Imagen 38. Esquema caldera

❖ Componentes de la caldera

• **Hogar/Cámara de combustión**

En el hogar el equipamiento transformará residuos de orujillo y la biomasa residual en energía térmica. La cámara de combustión posee paredes de tubos tipo membrana refrigerados por agua, que posibilita una determinada altura, formando una zona propicia para una mejor combustión de los combustibles con alto contenido de humedad, con un proyecto que sigue rigurosos patrones de calidad y seguridad

Está compuesto por cuatro pasos con las siguientes características:

- 1º paso ascendente:

Anchura	3.400 mm
Profundidad	4.000 mm
Superficie de calefacción proyectada	314 m ²
Altura	17.000 mm

- 2º paso descendente

Anchura	3.400 mm
Profundidad	2.700 mm
Superficie de calefacción proyectada	208 m ²
Altura	12.000 mm

- 3º paso ascendente

Anchura	3.400 mm
Profundidad	2.000 mm
Superficie de calefacción proyectada	148 m ²
Altura	10.000 mm

- 4º paso descendente

Anchura	3.400 mm
Profundidad	4.000 mm
Superficie de calefacción proyectada	118 m ²
Altura	9.000 mm

Todos los tubos que forman las paredes frontal, laterales (hasta tercer paso de gases) y techo frontal, poseen un diámetro exterior de 63,5 mm y 5mm de espesor. Soldados en sus extremos a colectores superiores e inferiores. Entre tubo y tubo se soldaran aletas de 6 mm de espesor.

- **Quemador**

Se incluye quemador auxiliar de arranque, que utiliza como combustible gas natural. Su función será realizar el precalentamiento una vez arrancada la caldera y se detendrá cuando se alcance una temperatura adecuada. Se incluyen mirillas de inspección y puerta de acceso.

- **Sobrecalentador**

En el sobrecalentador se aprovechan los gases de combustión para calentar el vapor saturado transformándolo en vapor saturado. Se colocan en la salida más próxima a los gases de escape. Este está compuesto por tres cuerpos:

Sobrecalentador secundario:

Tipo	Serpentín horizontal con doble arrollamiento
Diámetro exterior de los tubos	38,1 mm
Espesor de los tubos	5 mm
Paso transversal/longitudinal	100/80 mm
Filas	24
Hileras	34
Superficie circunferencial	391 m ²
Colector de entrada y salida	ASTM A335 P11

Sobrecalentador primario (a):

Tipo	Serpentín horizontal con doble arrollamiento
Diámetro exterior de los tubos	38,1 mm
Espesor de los tubos	5 mm
Paso transversal/longitudinal	100/80 mm
Filas	22
Hileras	34

Superficie circunferencial	340 m ²
Colector de entrada	ASTM A106 GrB

Sobrecalentador primario (b):

Tipo	Serpentín horizontal con doble arrollamiento
Diámetro exterior de los tubos	38,1 mm
Espesor de los tubos	5 mm
Paso transversal/longitudinal	100/80 mm
Filas	22
Hileras	34
Superficie circunferencial	340 m ²
Colector de salida	ASTM A335 P11



Imagen 39 Sopladores del sobrecalentador

Para que un sistema de generación de vapor funcione eficientemente precisa de otros componentes auxiliares de caldera que son imprescindibles dentro de los cuales se encuentran los sopladores. Se emplean para limpiar las superficies de transferencia de calor, con lo que se consigue que la caldera opere a su máxima eficiencia.

Los sopladores son dispositivos mecánicos utilizados durante el funcionamiento, para la limpieza de las deposiciones de ceniza del lado de humos de la caldera (escoria y polvo), de forma periódica.

Se retiran las deposiciones y mantener la eficiencia de la transferencia de calor, al tiempo que previenen las obstrucciones de los pasos de humos. Es un medio de limpieza contra la ceniza acumulada en las superficies de transferencia de calor.

Un soplador se compone de:

- Un elemento tubular o lanza que se introduce en el interior de la caldera y que transporta el medio de limpieza
- Unas toberas en el extremo de la lanza, para acelerar y dirigir el medio de limpieza
- Un sistema mecánico para introducir o girar la lanza
- Un sistema de control

Son sopladores de vapor que actúan de manera regular, en general cada 8 h, para mantener una buena transferencia de calor, en funcionamiento se identifica cuando es necesaria esta limpieza ya que el vapor sale a unas condiciones no deseadas.

- **Calderín**

La caldera posee un calderín de vapor cuya función es separar las fases líquido/vapor y que libera y recibe los flujos producidos por la circulación natural. Actuará también como depósito pulmón del vapor. Promueve, a través de construcciones y dispositivos adecuados, la separación de gotas de agua de la fase vapor. El tambor no está en contacto con el flujo de gases y no está ligado directamente a los tubos e intercambio térmico, los tambores serán soldados por fusión.

Dimensiones del tambor agua-vapor:

Material	ASTM A 516 Gr70
Diámetro interior	1.220 mm



Imagen 40. Calderín

- **Economizador**

La función del economizador es calentar el agua de alimentación a través de los gases de combustión, aumentando así la eficiencia térmica de la caldera disminuyendo el consumo de combustible. Se trata de un bloque con envolvente carcasa y aislamiento térmico. Está compuesto por siete cuerpos:

Economizador 1 y 7

Tipo	Serpentín horizontal drenable
Diámetro exterior de los tubos	50,8 mm
Espesor de los tubos	5 mm
Paso transversal/longitudinal	86/100 mm
Filas	6
Hileras	38
Superficie circunferencial	175 m ²

Economizadores 2, 3, 4, 5 y 6

Tipo	Serpentín horizontal drenable
Diámetro exterior de los tubos	50,8 mm
Espesor de los tubos	5 mm

Paso transversal/longitudinal	86/100 mm
Filas	16
Hileras	38
Superficie circunferencial	466 m ²

Todos los tubos son ASTM A192 y el material de los colectores es ASTM A 106 Gr B.

- **Evaporador**

El evaporador es el responsable de la absorción térmica complementaria para generación de vapor en la capacidad total de la caldera. Los tubos son del tipo lisos horizontales inclinados totalmente drenables, con colectores fuera del flujo de gases, en configuración y espaciamiento adecuados para la combustión de biomasa. Los tubos de descenso del agua (downcomers) y de ascenso de la mezcla de agua/vapor (risers) son específicos para el evaporador, están separados de los tubos de circulación de la cámara de combustión, lo que asegura la circulación positiva en todas las cargas.

- **Atemperador de vapor**

El objetivo del atemperador es regular la temperatura del vapor sobrecalentado. Es un atemperador de inyección de agua capaz de mantener la temperatura final entre 80 y 100% de la marcha máxima continua.

La línea de agua de atemperación saldrá de la tubería de agua de alimentación, en el tramo de impulsión y antes de la entrada del agua de alimentación al economizador. Un transmisor de temperatura instalado después del sobrecalentador secundario, enviará señales para una válvula de control instalada en la línea de agua que controlará el caudal de agua y consecuentemente a la temperatura del vapor sobrecalentado final a las diversas cargas de operación.

- **Bombas de agua de alimentación**

Están incluidas en el suministro dos bombas de agua de alimentación (estando una en standby). Las bombas son tipo centrífugas, de múltiples etapas. Cada bomba estará provista de los accesorios, como base, acoplamiento con protección, manómetros y conexiones.

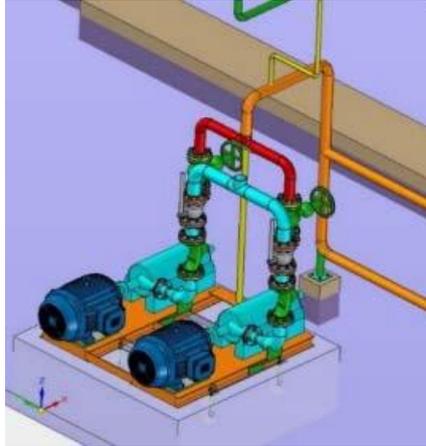


Imagen 41. Bombas de agua de alimentación

- **Calentador auxiliar de aire**

La instalación está dotada de un precalentador de aire de entrada primario. Consiste en un intercambiador de vapor saturado de media presión / aire. El calentamiento de aire primario máximo será hasta un valor de 140°C.

En funcionamiento normal el aire primario de combustión se introduce bajo parrilla a temperatura ambiente. Solamente para casos de inestabilidad de llamas como cambios de combustible, aumento de humedad etc. se pondrá en marcha el calentador de aire por vapor. En cualquier otro caso, el calentador auxiliar de aire no entrará en funcionamiento.

El vapor de calentamiento podrá ser aportado tanto por la propia caldera (acondicionándolo previamente) como por una caldera de vapor auxiliar convencional de gas natural que tiene la planta. El consumo máximo de vapor por parte del calentador será 1.300 kg/h.

- **Ventiladores**

Mediante un ventilador de tiro forzado con variador de frecuencia, se introduce aire primario bajo la parrilla y aire secundario en puntos estratégicos ubicados en el hogar, de forma que se pueda garantizar una combustión controlada y baja en emisiones.

Ventilador de aire de combustión:

Proporciona el aire comburente bajo parrilla y sus características son:

Caudal de diseño	86.000 kg/h
------------------	-------------

(Sobredimensionado un 30%)

Presión estática	400 mmca
Temperatura del aire	17,5°C
Velocidad de giro	1.500 r.p.m

El ventilador es accionado directamente por motor eléctrico y está regulado mediante cortatiros regulables colocados en la entrada de las parrillas.

Ventilador de tiro inducido:

Está situado aguas abajo del precipitador electrostático para evitar de erosión y asegura un funcionamiento con tiro aspirado de toda la zona de gases del generador.

Caudal de diseño	96.000 kg/h
(Sobredimensionado un 30%)	
Presión estática	400 mmca
Temperatura del aire	150 ° C
Velocidad de giro	1.000 r.p.m

El ventilador va accionado directamente por motor eléctrico y su regulación se realiza por medio de un variador de velocidad.

- **Sistema de combustión**

Parrillas: Hay cuatro parrillas móviles con una inclinación del 20%, refrigerada por agua con extracción automática de cenizas. Las parrillas móviles las forman elementos de fundición fuertemente aleados, operados por cilindros hidráulicos.

La composición química de la fundición es la siguiente:

C	0,4%
Si	1,25%
Mn	0,75%
P	0,035%
S	0,03%

Cr

23%

Las dos primeras parrillas sirven para secado, gasificación y combustión del combustible que se inflama por alta radiación de la bóveda anterior y paredes laterales. Las dos últimas parrillas sirven para la terminación de la combustión y para la extracción de cenizas.

Las dimensiones de la parrilla son:

Ancho	3.300 mm
Longitud	12.500 mm
Superficie	42 m ²

- **Sistema de alimentación de biomasa**

El sistema de alimentación de biomasa está basado en un sistema hidráulico empujador apto para cualquier combinación de residuos. La cantidad de combustible necesario viene definida por el sistema de control variando la frecuencia del empujador de alimentación de biomasa y con ello los volúmenes de biomasa introducidos en el hogar.

Dimensiones del empujador hidráulico:

Altura	480 m
Anchura	3.000 m
Recorrido de embolada	2.400 m
Cajera del empujador	ANSI 304

Encima del sistema hidráulico existe una tolva que debe ser capaz de alimentar durante 30 minutos. Con una capacidad neta aproximada de 25 m³ (30 m³ de capacidad bruta). Estos parámetros están calculados en base a la densidad relativa de las podas, correspondiente a 0,2. La parte inferior de la tolva está refrigerada por una cámara de agua con regulación automática de llenado. Su diseño es piramidal de sección descendente, es decir, de mayor sección abajo que arriba. Dispone de interruptores de alto y bajo nivel.

Entrada de la biomasa

La mezcla de la biomasa es introducida en la caldera por medio de un sistema de tornillos sin fin. Según los tipos de biomasa de los que se disponga se realizará una mezcla u otra, para ello se realizan análisis de las propiedades de las biomásas para llegar a la receta adecuada para que se de una combustión correcta.



Imagen 42. Mezcla de biomasa empujada para entrar a caldera

- **Sistema de extracción de cenizas y escorias**

Debajo de las parrillas existe un extractor/transportador de palas inundadas que dirige las escorias y cenizas a una cinta para llevarlas al foso de escorias. El material utilizado para el sistema de extracción de cenizas es inoxidable ANSI 304. El transportador esta dimensionado para que evacue el 75% de las cenizas resultantes de la combustión (sobredimensionado 30%).

Debajo de los economizadores se colocará un contenedor tipo ‘big bag’ para el almacenamiento de cenizas volantes, al igual que debajo de la salida de cenizas volantes del precipitador electrostático. En el primero de estos se estima que la cantidad de cenizas recogidas es el 10% de las cenizas resultantes de la combustión y en el segundo el 15% final.

- **Sistema de depuración de gases**

Para cumplir con los límites marcados por la legislación europea y local en materia de emisiones gaseosas a la atmósfera, la caldera cuenta con un sistema de depuración de gases consistente en un filtro de mangas, con mangas filtrantes y con apagachispas.

El filtro está formado por ocho cámaras o compartimentos aislados con válvulas a la entrada y a la salida que pueden limpiarse en línea o fuera de línea. Ofrecen una larga vida útil y una alta permeabilidad de laminado, además presenta un alto índice de retención de las partículas submicrónicas y una excelente

captación de polvo de orujillo. El polvo queda retenido en la superficie de la membrana de las mangas, saliendo los gases limpios a un plenum exterior, de donde son enviados a través de un ventilador de extracción a la chimenea de evacuación, pasando los gases del exterior al interior de las mismas.

Además se tiene un precipitador electrostático horizontal seco para la captación y posterior separación de las partículas sólidas con una superficie de precipitación total efectiva de 1.520 m² y dos campos alimentados cada uno de ellos por un grupo de alta tensión. El precipitador se ha diseñado para una carga de polvo de 10 gr/Nm³.

Sus características son las siguientes:

Caudal de gases húmedos	57.600 Nm ³ /h
Temperatura de gases	120/125 °C
Perdida de carga	15-20 mmca
Número de campos	2
Velocidad de paso	0,64 m/s
Superficie útil de precipitación total	1.520 m ²

- **Sistema de agua de alimentación**

Desgasificación térmica: desgasificador térmico para agua de alimentación de 105°C y regulación automática de presión. Se considera que existirá una recuperación de retorno de condensado no inferior al 70%.

Tanque de agua de alimentación: con capacidad con capacidad de 45 m³ con regulación automática de nivel, sistema automático de rebose e instrumentación y valvulería necesarios para el control del tanque. La capacidad del tanque de alimentación está calculada para abastecer las tres calderas de la planta (la de biomasa de la instalación, la de recuperación de la instalación de valorización de lodos y la de vapor auxiliar de la fábrica).

Bombas de agua de alimentación: dos bombas de agua de alimentación de 65 m³/h y 600 m.c.l c/u (sobredimensionadas en un 30%).

- **Chimenea**

Se suministrará una chimenea metálica circular, autoportante, incluyendo bases, puertas de acceso, plataforma toma de muestras con escalera de acceso. La chimenea será aislada hasta dos metros por encima de la plataforma toma muestras.

La caldera estará provista de un ventilador de tiro inducido con variador de frecuencia, para extraer los gases de combustión, con el fin de vencer las pérdidas de carga entre la cámara de combustión y la chimenea.

Dimensiones:

Altura	28 m
Diámetro	1.300 mm
Material	P265 GH/HII

- **Analizador y toma de muestras**

La planta de caldera estará dotada de los siguientes puntos de toma de muestra:

- Agua de alimentación a caldera,
- Agua de calderín.
- Vapor sobrecalentado.
- Vapor saturado de calderín.

Cada sistema de toma de muestras incluirá un dispositivo de toma de muestra, un enfriador de muestra y su valvulería asociada. Tanto los enfriadores de muestras como los analizadores se centralizarán en un único bastidor desde donde el personal de mantenimiento de forma manual, podrá realizar todas las labores de control.

En el anexo 6 se puede observar la implantación de la caldera de biomasa.

6.3.3 LIMITACIONES TERMODINÁMICAS DE LA CALDERA

Evidentemente existen numerosos aspectos técnicos que deben ser tenidos en cuenta para lograr un diseño apropiado de una instalación de generación de vapor con combustión de biomasa en parrilla, que

permita garantizar con mínimo riesgo el cumplimiento de los valores especificados de parámetros de operación y de disponibilidad anual de la instalación utilizando las biomazas especificadas, desde los relacionados con el pretratamiento del combustible hasta la limpieza de gases. Los aspectos de diseño que influyen de forma más crítica en los resultados operativos de este tipo de instalaciones, por su impacto sobre el rendimiento, la capacidad y la disponibilidad de las calderas de parrilla con biomasa son aquellos aspectos de diseño que influyen en la formación de depósitos e incrustaciones sobre la parrilla y las superficies de intercambio y en las tasas de desgaste y rotura de estos elementos, fenómenos muy interrelacionados entre sí, cuya evolución y efectos determinan totalmente los resultados operativos citados.

Los sistemas de limpieza, normalmente sopladores de vapor, se utilizan para eliminar los depósitos sobre los tubos, pero cuando estos son demasiado tenaces e incrustantes, no consiguen eliminarlos de forma adecuada.

Muchos tipos de biomasa, como es el caso del orujillo, presentan elevados contenidos de álcalis en las cenizas, que en conjunción con otros elementos problemáticos presentes habitualmente en su composición, fundamentalmente el cloro y el azufre, originan una desafortunada tendencia a provocar los citados fenómenos de depósitos, incrustaciones, erosión y corrosión en diversas partes de las calderas de parrilla con biomasa. Entre los problemas específicos que frecuentemente se encuentran asociados a este tipo de fenómenos pueden citarse:

- Obstrucción de los agujeros de entrada de aire primario en la parrilla
- Grandes depósitos en superficies refractadas y paredes de agua
- Puntos calientes por postcombustión superficial
- Erosiones de las zonas de transmisión de los conductos de gases
- Depósitos incrustantes en las zonas de entrada de gases al sobrecalentador
- Corrosión y erosión de los tubos del sobrecalentador



Imagen 43 Corrosión y erosión en tubos del sobrecalentador

Efectos indeseables debidos a depósitos e incrustaciones

Los depósitos incrustantes y excesivos provocan tres efectos indeseables fundamentales:

1. Reducen la tasa de transmisión de calor y hacen aumentar la temperatura de salida de gases, reduciendo el rendimiento de la caldera
2. A partir de cierto punto también reducen de forma significativa el paso libre por el que circulan los gases, especialmente cuando llegan a formarse puentes entre los tubos, lo que finalmente limita el caudal de aire y gases circulante y con ello la capacidad de la caldera
3. Son causa de fenómenos de corrosión

Composición de las cenizas:

	Orujillo
SiO ₂	21,02
Al ₂ O ₃	3,37
Fe ₂ O ₃	----
CaO	23,96
MgO	11,56
Na ₂ O	1,34
K ₂ O	24,48
SO ₃	----
P ₂ O ₅	3,12
Otros	11,15

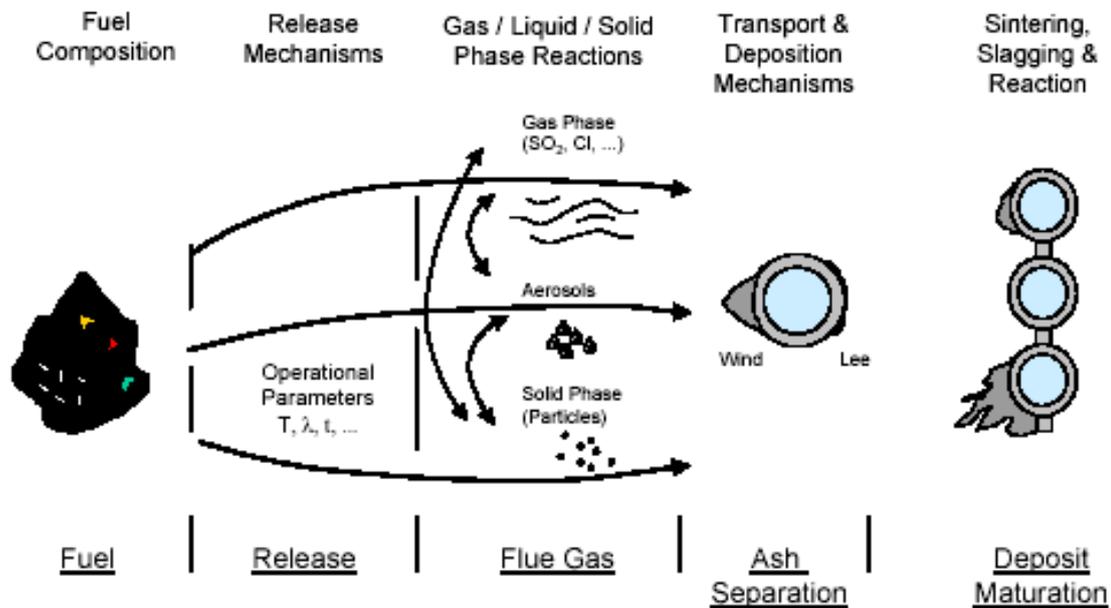
Las biomásas presentan en muchos casos elevados contenidos de álcalis en las cenizas (óxidos de sodio y potasio). Estas sustancias dan lugar a la formación de compuestos de bajo punto de fusión con otros óxidos, con tendencia a formar incrustaciones en el hogar y las superficies de intercambio de mayor nivel térmico. Adicionalmente, estas sustancias alcalinas se evaporan parcialmente durante el proceso de combustión, formando, en presencia de cloro, cloruros alcalinos que condensan posteriormente sobre las superficies de intercambio. Si los gases de combustión contienen azufre, éste reacciona con los cloruros, formando sulfatos y desprendiendo cloruro de hidrógeno que actúa como catalizador del proceso de corrosión del acero.

Cuando el diseño de la caldera y sus sistemas de limpieza no son apropiados para poder operar con las biomásas especificadas por periodos suficientemente largos sin pérdidas excesivas de rendimiento o capacidad de producción y obliga a frecuentes paradas para llevar a cabo limpiezas manuales y reparaciones diversas, se recurre habitualmente a diversas soluciones para reducir la gravedad de los problemas encontrados y mejorar los resultados operativos de la instalación, incluyendo medidas de gestión de la biomasa, de control de caldera y de limpieza y aditivos.

Sin embargo, es evidente el interés de tratar de evitar tener que recurrir a medidas paliativas de este tipo, que siempre suponen costes adicionales de combustible, materiales o mano de obra y que en muchas ocasiones no permiten alcanzar finalmente unas condiciones operativas satisfactorias.

La tendencia de una biomasa a formar costras sobre la parrilla depende fundamentalmente de la composición química de sus cenizas, en conjunción con las condiciones locales derivadas del proceso de combustión, como el tipo de atmósfera (oxidante o reductora) y la temperatura. Dichos aspectos condicionan los procesos de fusión de las escorias y su viscosidad. Las fracciones fundidas, especialmente si son de baja viscosidad, pueden originar grandes costras de cenizas fundidas. Por las altas temperaturas que se generan en la combustión en parrilla es prácticamente imposible evitar con biomásas ricas en álcalis la ocurrencia de fenómenos de fusión de escorias, por lo que la solución será seleccionar tipos de parrilla que eviten la formación de grandes costras por el movimiento que inducen en el lecho de material en combustión.

Los procesos por los que las sustancias que constituyen los depósitos e incrustaciones sobre los refractarios y las superficies de intercambio se forman y se depositan son muy complejos y variados, en función de las características del combustible y de los procesos de combustión y de recuperación de calor. Los primeros bancos están diseñados a contracorriente del flujo de vapor respecto a los gases de combustión y el último banco, de alta temperatura, está a equicorriente. Con ello se garantiza que las temperaturas de metal de los tubos no sobrepasen cierta temperatura y evitar corrosiones por alta temperatura.



Todo el proceso puede agravarse notablemente cuando partículas todavía incandescentes, con temperaturas muy superiores a las del flujo de gases que las arrastra y con combustible todavía sin consumir, impactan y se depositan sobre las superficies de intercambio. En un principio, estas partículas pueden enfriarse y apagarse al contacto con la superficie fría, pero dando lugar a un depósito bastante incrustante, por las condiciones de fusión de sus cenizas en el momento del impacto. Con el tiempo, el engrosamiento de las capas de depósitos difíciles de limpiar hace de aislante entre los gases y los tubos, elevándose la temperatura superficial del depósito hasta un punto en el que el carbono de las partículas incandescentes puede seguir consumiéndose tras el impacto. Con ello puede elevarse la temperatura del depósito incluso por encima de la de los gases en dicho punto, pudiendo llegarse a crear puntos calientes en el metal e incrementándose dramáticamente el carácter incrustante y corrosivo de la capa de depósitos.

El KCl puede alcanzar porcentajes de fusión sobre los tubos del orden del 10% a temperaturas de unos 620 °C, si la capa exterior de depósitos alcanza este nivel térmico ya se comenzarían a formar depósitos tenaces y se incrementaría el grado de depósito de partículas grandes, iniciándose así el rápido incremento de la tasa de depósitos. Además, las partículas que impactan y en algunos casos se depositan sobre los tubos están normalmente a temperaturas superiores a las de los gases, lo que facilita la plastificación de la capa de depósitos

La temperatura del fluido que circula por los tubos también incide notablemente en la rapidez del proceso, por dos vías diferenciadas. Por una parte, con temperaturas más altas del fluido se tienen mayores temperaturas en la capa de depósitos para unas mismas condiciones en los gases, con lo que las condiciones de plastificación de la capa superficial pueden alcanzarse más rápidamente, con menores espesores del depósito inicial. No obstante, debe tenerse en cuenta que con temperaturas bajas del fluido la tasa de condensación de álcalis es muy superior, por lo que tampoco suponen una vía eficaz para evitar

los procesos de depósitos. Por otra parte, las temperaturas más altas de la superficie del metal de los tubos sobre la que condensan los cloruros y sulfatos alcalinos favorece las reacciones químicas de éstos con el metal (corrosión) dando lugar a la formación de mezclas eutécticas de muy bajo punto de fusión (por debajo de 400 °C), que, aparte de multiplicar los procesos de corrosión

Métodos de evaluación de los efectos generados por las cenizas

Independientemente del tipo de efecto originado por las cenizas al que se haga referencia, tanto el nivel de formación alcanzado como la severidad de sus consecuencias pueden ser minimizados e incluso evitados si se tienen en cuenta principalmente aspectos como la composición del recurso de biomasa empleado y las condiciones de diseño y operación del sistema de combustión. En cualquier caso, debe considerarse que incluso con una tecnología que favorezca su minimización, el tipo de combustible puede generar diferentes problemas por lo que siempre que sea posible este debe ser previamente analizado antes de ser aprovechado como fuente de energía.

Los métodos que permiten evaluar los posibles efectos que ocasionaría un combustible, desde el punto de vista del comportamiento de sus cenizas, se pueden clasificar en: métodos predictivos y métodos de evaluación en planta. Los primeros corresponden a aquellos que ayudan a predecir el comportamiento futuro de un combustible en una instalación y que no se ejecutan en planta. Los segundos implican la obtención de la evaluación durante el funcionamiento de la instalación que está siendo estudiada puesto que se lleva a cabo el análisis de los depósitos encontrados en la misma.

Métodos predictivos:

- Indicadores basados en la composición química: índices o correlaciones teóricas basados en resultados empíricos con el fin de predecir con un nivel bajo de complejidad el comportamiento de una determinada biomasa. Así, cabe mencionar para el orujillo la importancia del índice álcali:

$$AI = \left(\frac{kg}{GJ}\right) x (k_2O + Na_2O)$$

- 0,17 < AI < 0,34 Hay poca tendencia a la escorificación y deposición
 - AI > 0,34 Elevada tendencia a la escorificación y a la deposición
- Análisis de fraccionamiento químico
 - Temperatura de fusibilidad de las cenizas
 - Herramientas de cálculo-Programas de simulación

Métodos de evaluación en planta:

- Análisis de la transferencia de calor en la sección de intercambio
- Análisis de los depósitos encontrados

Conclusiones

Cuando las biomásas que se pretendan emplear, como en el caso de estudio el orujillo, presentan composiciones que hacen prever una moderada o elevada tendencia a provocar depósitos y corrosiones sobre la parrilla, los refractarios y las superficies de intercambio será preciso diseñar la caldera con unas características especiales orientadas a minimizar la severidad de dichos fenómenos.

Limitar la temperatura del vapor principal, para limitar aún más la temperatura máxima del metal. Una temperatura del vapor principal de unos 400 – 450 °C, con temperaturas exteriores de metal de unos 425 - 475 °C, es una adecuada salvaguarda para la mayor parte de las biomásas problemáticas, ya que a partir de 500 °C de temperatura superficial no se forman capas de óxidos protectoras.

En el caso del orujillo, es recomendable que la temperatura de los humos sea de unos 500- 600 °C y la del vapor no supere los 450°C para asegurar las condiciones adecuadas. Así estas calderas están limitadas en temperatura, razón por la cual su rendimiento es generalmente menor que el de otras calderas de biomasa.

6.3.3.1 TURBOGENERADOR DE VAPOR

El vapor generado en la caldera se destina a mover una turbina, que a su vez moverá el alternador generando energía eléctrica. El turbogruppo de vapor es una tecnología MITSUBISHI (MHI) y alternador INDAR

Datos técnicos

Este tendrá las siguientes condiciones de operación:

Presión vapor vivo	42 bar
Temperatura vapor vivo	403°C
Caudal vapor vivo	41.600 kg/h
Presión exhaustación	0,08 bar
Temperatura condensación	41°C
Caudal condensación	41.600 kg/s
Potencia eléctrica	9.820 kWe

La potencia eléctrica producida por el alternador, manteniendo constantes las condiciones del vapor a la salida de la caldera (presión y temperatura) depende únicamente del caudal de vapor producido. Sin

embargo, las condiciones del vapor de salida del vacío generado por el aerocondensador están sujetas a la temperatura ambiente.

Descripción

Los elementos principales del turboalternador son:

- Turbina de vapor a condensación
- Caja de engranajes (grupo reductor)
- Alternador
- Sistema de aceite de lubricación
- Sistema de sellos de la turbina
- Sistema de control

Los módulos para los sistemas de aceite de lubricación y control están ubicados en las proximidades de la turbina, consiguiendo así un importante ahorro de espacio.

- **Turbina**

Se trata de una turbina de acción/reacción de tipo condensación, flujo único y un solo cilindro (con engranaje reductor).

Velocidad de giro	6000 r.p.m
Dirección de rotación	sentido horario
Número de etapas	1

Condiciones de funcionamiento: en función de la carga y del vacío alcanzado por el aerocondensador

En función de la carga	CARGA 100%	CARGA 75%	CARGA 40%
Condiciones de entrada			
Caudal de vapor (kg/h)	41.600	31.200	16.640
Presión (bar)	40	40	40
Temperatura (°C)	400	400	400
Condiciones de salida			
Caudal de vapor (kg/h)	41.600	31.200	16.640

En función del vacío	CARGA 100%	CARGA 100%	CARGA 100%
Condiciones de entrada			
Caudal de vapor (kg/h)	41.600	41.600	41.600
Presión (bar)	40	40	40
Temperatura (°C)	400	400	400
Condiciones de salida			
Caudal de vapor (kg/h)	41.600	41.600	41.600
Presión (bar)	0,20	0,10	0,08
Potencia eléctrica (kWe)	9.100	9.690	9.820

Engranaje reductor

Es de tipo helicoidal simple, con un único engranaje reductor. Para obtención de 1.500 rpm en el acoplamiento con el generador y para el accionamiento de la bomba principal de aceite de lubricación. Dotado de termómetros en cojinetes y control de vibraciones. En bancada común a turbina y alternador.

Alternador

Alternador síncrono, autoregulado, sin escobillas, con sistema de regulación electrónica. La refrigeración por aire y lubricación forzada. Las características son:

Capacidad	12.275 kVA
Potencia equivalente	9.820 kW
Cos Phi	0,8
Tensión	11 kV
Frecuencia	50 Hz
Velocidad de eje	1.500 rpm
Aislamiento	Clase F
Tipo de refrigeración	IC21

Rendimiento 97,5%

Sistema de aceite de lubricación

Sistema de circulación forzada refrigerado por aire (aerorefrigerador). El sistema de lubricación consta además de una base para la turbina en la cual se encuentra un tanque de aceite, una bomba de aceite y un sistema de filtro.

Sistema de sellos de la turbina

Consta de:

- Obturadores de alta y baja presión de la turbina
- Receptor de vapor a obturadores
- Controlador de presión
- Válvulas de control
- Condensador de vapor a sellos
- Ventilador

En el anexo 5 se puede observar la implantación del edificio de turbinas de vapor.

6.3.3.2 REDES DE AGUA Y VAPOR

La integración entre el sistema caldera de biomasa y el de turbogrupos se lleva a cabo mediante dos redes de fluidos: red de vapor y red de agua de alimentación.

Red de vapor

Vapor sobrecalentado: el vapor vivo del generador de vapor sale a una tubería que lo conducirá hacia la entrada de la turbina.

By-pass de turbina: antes de entrada de la turbina, el vapor vivo se encuentra con un bypass gobernado por una válvula acondicionadora de vapor que conduce el vapor directamente al aerocondensador en condiciones idénticas a las de la turbina en caso de disparo de esta. El bypass está dimensionado para un máximo del 70% de la capacidad nominal de la turbina y con una inyección máxima de 8.500 kg/h de condensado. Una vez saturado y humedecido el vapor, se lamina en un cuerpo difusor logrando las condiciones de vapor saturado a la salida de la turbina.

Vapor auxiliar: para las necesidades auxiliares tales como el desgasificador se pone una red de vapor auxiliar:

Vapor proveniente de extracción del calderín

Vapor procedente de una caldera pirotubular auxiliar a la fábrica

Funcionamiento continuo el vapor proviene de la extracción.

Red de agua

Red de agua de alimentación:

El caudal de agua condensada se bombea de nuevo a caldera previa desgasificación en el desgasificador existente. Debido a las pérdidas por purgas y fugas, este caudal deberá ser complementado mediante agua de reposición para completar la producción de caldera.

La regulación del caudal de condensados se efectuará mediante recirculación a la bomba en función del nivel del pozo de condensado.

El agua de reposición será sometida a un tratamiento de desmineralización, mediante ósmosis y desionización en continuo y aditivación de compuestos. El agua desmineralizada se mezclará con los condensados a la entrada del desgasificador térmico, desde donde el agua es aspirada por las bombas de alimentación a caldera.

Red de agua tratada:

Los ciclos de agua vapor de las tres calderas de la planta tiene en común el tanque de agua de alimentación/desgasificador. Este equipo recibe una aportación de agua tratada para reponer las pérdidas por fugas, purgas y sobre todo para compensar el vapor auxiliar que se consume en la extractora y en la peletizadora (por mezcla con el producto). Existe una planta potabilizadora como complemento a la planta de tratamiento de agua para cubrir las demandas de agua potable del personal de la planta.

- Agua tratada con una ósmosis inversa (agua pretratada)
- Agua tratada con dos etapas de ósmosis inversa y electrodesionización en continuo (agua tratada)
- Agua tratada con una etapa de una ósmosis inversa y una cloración (agua potable)

6.4. SISTEMAS COMUNES

6.4.1 AEROCONDENSADOR

Tipo: Condensador de vapor por aire

Suministrador: GEA IBÉRICA, S.A.

Condensador de vapor por aire suministrado por GEA IBÉRICA, S.A. Este da servicio a las dos turbinas de vapor existentes en la planta. El vapor de salida de dichas turbinas debe ser condensado antes de retornarse al desgasificador térmico. Esta condensación se realiza mediante la refrigeración producida por el aire ambiente, en un aerocondensador compartido con la turbina de vapor de la instalación de valorización de lodos.

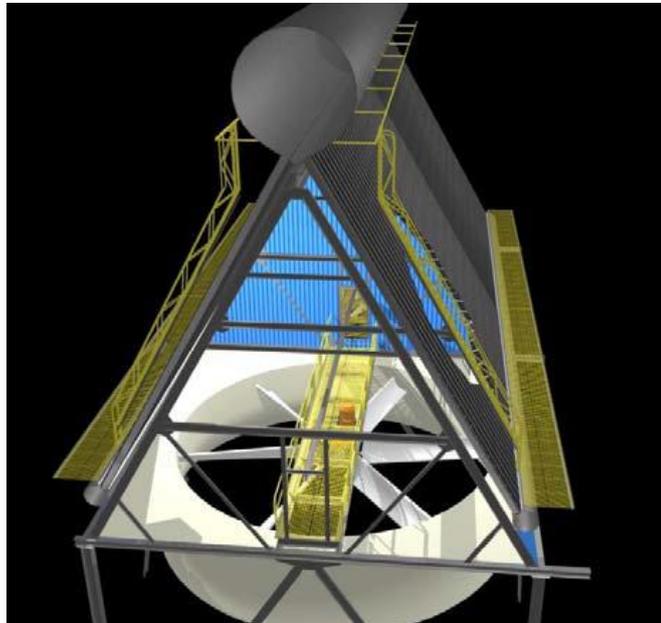


Imagen 44 . Interior aerocondensador

La condensación del vapor a la salida de las turbinas se realiza an 42 haces de tubos aleteados, lo que incrementa su área de transmisión, mediante los cuales el vapor de salida que circula por su interior, transfiere el calor de condensación al aire que es conducido a través de ellos por medio de los ventiladores.

El sistema se completa con estructura galvanizada, tanques y bombas de condensado, conducto de entrada y distribución de vapor, paredes contraviento para evitar recirculaciones y escaleras y plataformas de servicio y mantenimiento.

De los siete módulos que componen el aerocondensador cuatro corresponden a la turbina de la planta de biomasa y tres a la turbina de la planta de cogeneración. No obstante el condensador ha sido diseñado para trabajar para el funcionamiento de ambas turbinas conjunta o separadamente.



Imagen 45. Aerocondensadores

Descripción

Un aerocondensador supone un gran número de haces aleteados mediante los cuales el vapor de salida de la turbina transfiere su calor de condensación al aire. Siete ventiladores axiales de gran diámetro impulsan el aire ambiente a través de los haces tubulares. El proceso de condensación que se da en el interior de los tubos se basa en una combinación de condensación en paralelo y contracorriente.

Primeramente, el vapor de escape fluye desde el colector de vapor, situado en la parte superior del aerocondensador, por los tubos aleteados que forman la parte primaria, hasta el colector de condensado situado en la zona inferior del aerocondensador. En este primer paso el flujo de vapor y condensados es paralelo y se da la mayor parte del proceso de condensación.

El vapor que llega hasta el colector se lleva a la sección secundaria. Aquí el vapor entra en los tubos aleteados por debajo, los condensados fluyen hacia abajo por gravedad, de forma que el flujo de vapor y condensados es a contracorriente.

Así, durante el modo normal de trabajo, el condensado permanece siempre en contacto con el vapor, logrando prevenir el subenfriamiento del condensado y garantizar la operación óptima en invierno.

Prestaciones

Dimensiones de implantación	100x20x15 m
Caudal de vapor (*)	61.600 kg/h
Entalpía del vapor	2.299,5 KJ/kg
Título del vapor	0.88
Temperatura del aire	25°C
Presión mínima de trabajo	0.08 bar
Número de filas de tubos	2
Número de calles	1
Número de ventiladores	7
Diámetro del ventilador	7.315 mm
Regulador de caudal	Variadores de frecuencia
Superficie de intercambio	90.000 m ² (aprox)
Presión de diseño	0-1,5 bar
Temperatura de diseño	120°C
Consumo eléctrico ventiladores (100% de carga)	7 x 90 kWe
Potencia eléctrica ventiladores (pot. Instalada)	7 x 110 kWe
Sistema de vacío	Eyectores vapor:25 bar y 400°C
Nivel de presión sonora a 1m	85 dB

(*) De este caudal 41.600 kg/h corresponden a la instalación de generación por medio de biomasa y los 20.000 kg/h restantes a la instalación de valorización de lodos.

Equipos

- Sección de intercambio de calor: formado por el colector de distribución de vapor y recogida de condensados, los haces tubulares (secciones primarias y secundarias) tubos elípticos de acero al carbono con aletas rectangulares. Estructura en forma de tejado para suportación.
- Sección de ventilación: ventiladores de bajo nivel sonoro, con palas orientables y construidas en PFRV.
- Sistema de vacío: para la creación de vacío dispone de dos etapas de eyectores, contando cada etapa con dos eyectores (uno en funcionamiento y otro en reserva)
- Tanque de recogida de condensados de 16 m³ de capacidad
- Sistema de doble bombeo de condensados: se utilizan dos bombas para la impulsión a la red general de la planta.
- Sistema de regulación del condensador y control de nivel en tanque de condensados: mediante recirculación y/o impulsión de condensado, formado por una válvula neumática de control de la recirculación del tanque y una válvula neumática de control de retorno de condensados.



Imagen 46. Aerocondensador

6.4.2 PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA

El dimensionamiento de esta planta se reduce a el agua necesaria para las aportaciones de agua a las calderas para la reposición de las purgas de las mismas. La PTA diseñada y suministrada por Sadyt, es una

planta de doble paso de ósmosis seguida de un sistema de electrodesionización (EDI) y dispone, para minimizar el rechazo, de un concentrador de salmuera.

Los vertidos de la misma se reducen, por tanto, al concentrador de salmuera, los rechazos del EDI y las ocasionales limpiezas de la prefiltración.

Como ya se ha indicado anteriormente, los ciclos de vapor de los tres procesos cuentan con una aportación de agua tratada para reponer las pérdidas por purgas, fugas y sobre todo inyecciones de vapor saturado en el proceso de la extractora. Igualmente, se da una demanda de agua tratada en el enfriador evaporativo de turbina de gas, así como para cubrir la demanda de agua potable del personal de la planta.

Por ello, se dispone de una planta para tratar el agua bruta disponible, tomada del canal de riego Genil-Cabra y adecuarla a las condiciones exigidas en los diferentes puntos de consumo. Esta depuradora de agua es común para los secaderos, la cogeneración con ciclo combinado y la generación con biomasa.

Descripción

Se trata de una planta formada por un doble paso de ósmosis, de forma que el enfriador evaporativo tomará agua osmotizada desde un depósito intermedio entre estas dos etapas, mientras que el ciclo de vapor se alimentará de agua desmineralizada, desde un segundo depósito situado tras una etapa de afino mediante electro-desionización (EDI) del agua de la segunda etapa de ósmosis.

Además, la planta cuenta con una sección de filtración (filtros de arena, arena-antracita y cartuchos) previa a la ósmosis y von un concentrador de salmuera para minimizar caudal de rechazo de la primera etapa de ósmosis.

La instalación dispone de instalaciones auxiliares de dosificación de coagulante y aditivos, regulación de pH, tanques intermedios y un depósito pulmón de agua desmineralizada de 100 m³.

La planta dispone de instrumentación de campo, con monitorización en continuo de sus principales variables y de medición y regulación en continuo de la conductividad del agua tratada y del vertido.

Prestaciones

En función de los diferentes modos estacionales de operación, la capacidad de alimentación de agua osmotizada y desmineraizada para el conjunto de la planta será de 4,1 m³/h de los cuales 1,6 m³/h corresponden a la cogeneración con ciclo combinado.

Teniendo en cuenta los consumos de agua de las otras dos instalaciones, se tiene una planta de tratamiento de las siguientes características:

Caudal bruto captado	6,4 m ³ /h
Presión de bombeo paso (1ºpaso)	8 bar
Caudal de bombeo (1ºpaso)	8,4 m ³ /h
Nº de horas de trabajo (1º paso)	22 h/día

Caudal de rechazo (1º paso)	2,5 m ³ /h
Rechazo concentrador salmuera	1,25 m ³ /h
Presión de bombeo paso (2ºpaso)	10 bar
Caudal de bombeo (2ºpaso)	5,9 m ³ /h
Nº de horas de trabajo (2º paso)	22 h/día



Imagen 47. PTA. Planta de tratamiento de agua

6.4.3 TANQUE DE AGUA/DESGASIFICADOR

La función de este equipo, que da servicio a las tres plantas es:

- Aportar agua tratada para reposición de purgas y fugas de los ciclos de agua/vapor de las calderas.
- Desgasificar los ciclos agua/vapor de las calderas.
- Ejercer de tanque de almacenamiento de agua de alimentación a las tres calderas, manteniendo una temperatura de salida de esta mediante la aportación de vapor.

Tipo: Desgasificador térmico, por mezcla con vapor

Suministrador: TERMISA, S.A.



Imagen 48 Desgasificador abajo a la izquierda

Los condensadores de salida del aerocondensador son devueltos al ciclo de vapor a través de un desgasificador térmico único tanto para la instalación de tratamiento de reducción de lodos así como para las instalaciones de generación eléctrica con biomasa.

Descripción

El retorno de los condensados del conjunto de las plantas es llevado a un único desgasificador, en el cual se eliminará el O_2 y el CO_2 disueltos en el agua. Además, en este mismo equipo se realiza la aportación de agua tratada para compensar las pérdidas de los ciclos de vapor debidas a purgas, proceso de extractora...

De esta forma se logra un doble beneficio:

- Se reduce el contenido en gases incondensables del agua de alimentación a las calderas de forma que se evitan problemas de corrosión y oxidación en calderas, tuberías, turbinas y demás equipos.
- Se precalienta el agua de aportación al ciclo, lo que supone una mejora del rendimiento del ciclo.

Para ello se pulveriza los caudales de condensados y de agua de aportación, con una corriente de vapor saturado. Con ello se logra alcanzar los 105 °C necesarios para separar del agua los gases incondensables y su posterior arrastre en el pequeño caudal de vapor que se vierte a la atmósfera.

El vapor que se emplea en este desgasificador vendrá de una caldera de vapor, con gas natural como combustible, que se emplea para generar vapor que consume el proceso industrial de secaderos de biomasa.



Imagen 49. Desaireador

Equipos

Desgasificación térmica: desgasificador térmico para agua de alimentación de 105°C y regulación automática de presión, actuando sobre la válvula de control del vapor. Se considera que existirá una recuperación de condensados no inferior al 70%.

Tanque de agua de alimentación: tanque de agua de alimentación con capacidad de 45 m³ con regulación automática de nivel (actuando sobre la alimentación de agua tratada), sistema automático de rebose e instrumentación y valvulería necesarios para el control del tanque. La capacidad del tanque de alimentación está calculada para abastecer las tres calderas de la planta: caldera de vapor saturado con gas natural como combustible que abastece el proceso industrial de los secaderos, caldera de biomasa y caldera de recuperación.

6.4.4 Balsa de ACUMULACIÓN

Los rechazos de la balsa de ósmosis (variables en función del agua de toma) conjuntamente con las purgas de caldera y con los de la plata de tratamiento de vertido de la extractora se gestionan de modo integral y

se controlan automáticamente para garantizar el cumplimiento de las condiciones de vertido a cauce público marcadas por la normativa vigente.

Como consecuencia de la imposibilidad de verter determinadas cantidades de rechazos de la ósmosis entre noviembre y mayo, es obligada la acumulación de estos vertidos en una balsa para su posterior eliminación. Además de los rechazos de la planta de ósmosis también se recogen en esta balsa los lixiviados del parque de orujillo y llas aguas de escorrentía de zonas sucias.

Además de la balsa de aguas sucias se ha considerado que las balsas de recepción de alperujo, al final de cada campaña cuando se encuentren vacías actúen como balsas de evaporación.

6.4.5 E.D.A.R

La planta dispone de una Estación Depuradora de Aguas Residuales industriales diseñada y construida por Sadyt en la que se lleva a cabo un proceso de depuración biológica por aireación prolongada con tecnología de bioreactor de membrana.

El tratamiento consta de las siguientes etapas:

- Pre tratamiento: tamizado con eliminación de residuos. By-pass bombeo de agua a homogenización y regulación de pH, tratamiento físico químico y equipo de flotación, bombeo al tratamiento biológico.
- Tratamiento biológico: aireación prolongada con nitrificación-desnitrificación, recirculación de agua, desinfección.
- Tratamiento de fangos: bombeo de fangos, espesado de fangos por gravedad, estabilización por cal, deshidratación de fangos.

Por diseño constructivo y aprovechando las pendientes naturales de la parcela todas las escorrentías de aguas pluviales sucias y lixiviados que se producen dentro del recinto, así como los vertidos de los procesos de extracción física y química acaban vaciando en una canal de hormigón de 0,8 m de ancho por 2 m de profundidad y 200 m de largo, las aguas sucias recogidas pasan por un decantador de sólidos y son bombeadas a una balsa de 30.000 m³ donde se almacenan para su homogenización y posterior tratamiento EDAR.

6.4.6 SISTEMA DE CONTROL Y MOTORIZACIÓN

El sistema de control de la planta, integra en un mismo sistema las tres plantas o subsistemas existentes:

- Planta de cogeneración con ciclo combinado
- Planta de biomasa
- Planta de secado

Se ha diseñado con el fin de disponer de redundancia en cuanto al control de sistemas comunes a ambas plantas. Los diferentes equipos son controlados por diversos cuadros de control basados en PLC's.

El sistema de monitorización de la planta, dispone de tres puestos de operador independientes y redundantes basados en un software de aplicación SCADA que recoge la información completa de la planta.



Imagen 50. Sala de control

El sistema integra en la red de comunicaciones y en los puestos de monitorización los diversos equipos de planta: turbina de gas natural, turbina de vapor, caldera de biomasa, secaderos, caldera de recuperación de gases de turbina de gas, sistema de transporte de biomasa, sistema de filtrado y sistema de tratamiento de agua.

Uno de los puntos clave de la regulación de los secaderos es el de combinar la alimentación de producto húmedo y seco al mezclador con el fin de conseguir un grado de humedad óptimo para susecado en el interior del secadero. Para ello se actúa sobre los variadores de velocidad de alimentación de producto húmedo y de producto seco al mezclador. Se mantiene también constante la depresión en el interior del

secadero mediante un lazo PID sobre el variador de frecuencia del ventilador de tiro. Otro parámetro importante de regulación es el de la velocidad de giro del secadero actuando mediante lazo de regulación PID sobre el variador de frecuencia del motor de giro.

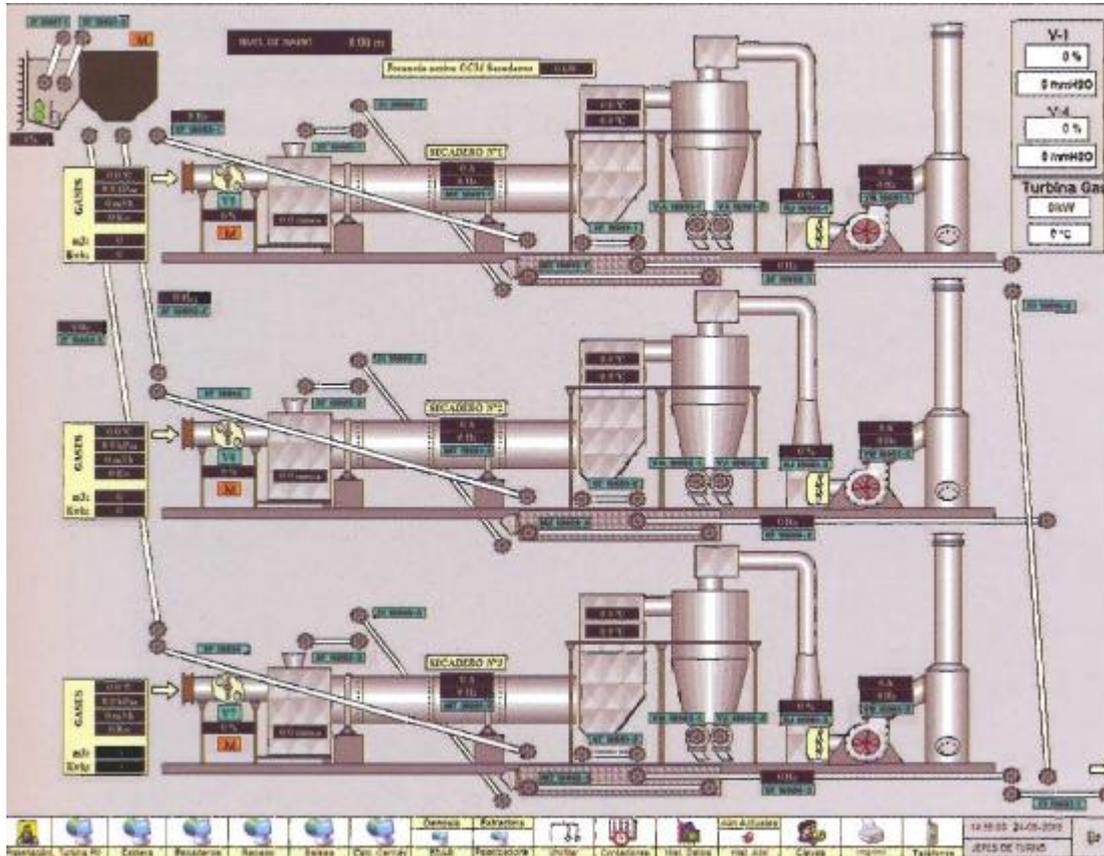


Imagen 51. SCADA secaderos

7. DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA DE VALORIZACIÓN DEL ORUJILLO

Se procede en el presente apartado a realizar los balances de masa y energía de la planta objeto en estudio.

7.1. BALANCES. PLANTA DE GENERACIÓN ELECTRICA CON ORUJILLO

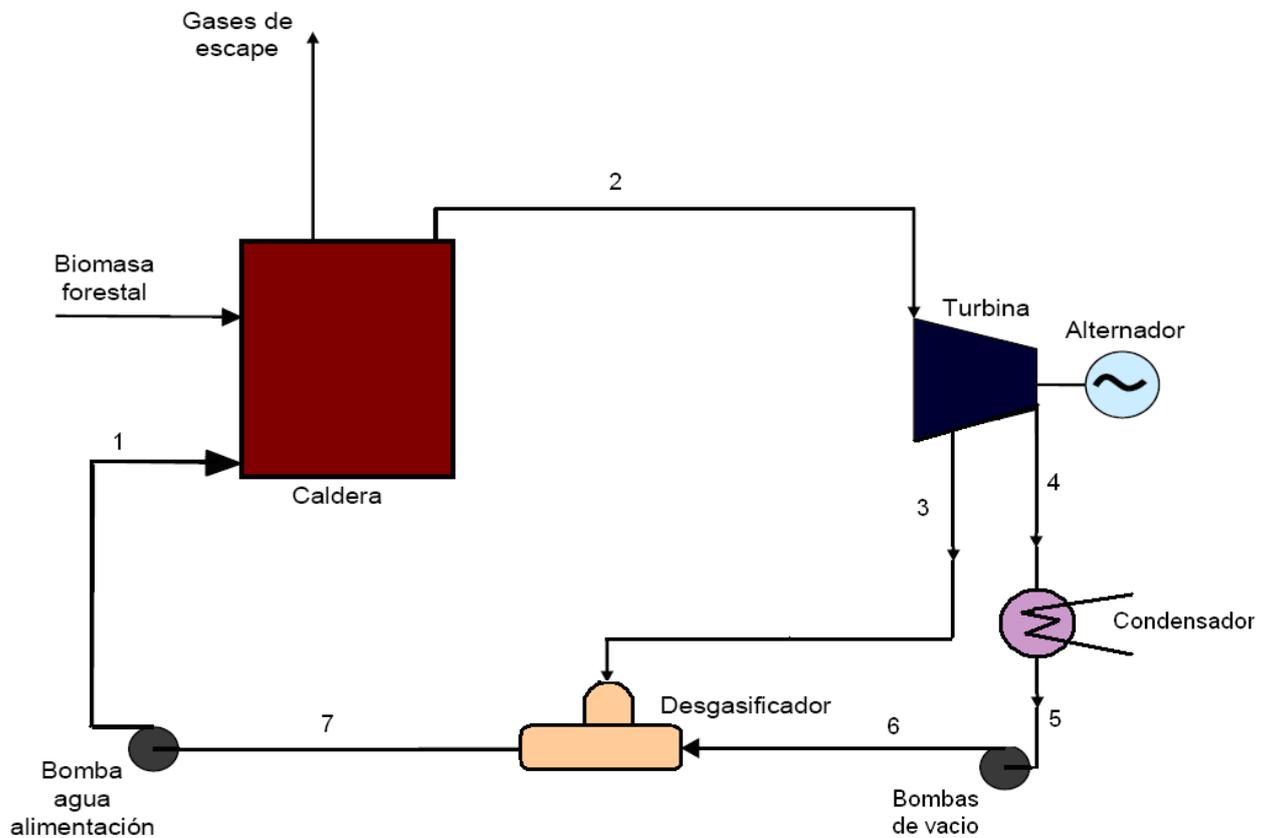
7.1.1 DATOS INICIALES

Para realizar el dimensionamiento de los diferentes equipos se deben realizar los balances de masa y energía en cada uno de ellos. Los datos de partida para realizar el dimensionamiento de los equipos que componen el ciclo serán los siguientes:

Datos iniciales		
Intercambiador de precalentamiento de aire	NO	Si/No
Intercambiador de precalentamiento de condensados (con extracción TV)	NO	Si/No
Cantidad de biomasa	72.600	t/año
Disponibilidad de la central	8.000	h/año
Poder calorífico de la biomasa	3.400	Kcal/kg
Rendimiento de caldera	89,99	%
Presión de vapor a la salida de la caldera	43	bar
Temperatura del vapor a la salida de la caldera	403	°C
Presión del vapor a la salida de la turbina	0,08	bar
Recuperación de purgas	0	-
Temperatura de agua de vertido	25	°C
Temperatura de agua bruta de aporte	15	°C
Soplados %	5	%
Horas de soplados	3	h
Temp. agua alimentación	105	°C
Purga de caldera	1	%

Porcentaje de sellos	0,6	%
Rendimiento isoentrópico de la turbina	83	%
Rendimiento reductor	98,72	%
Rendimiento alternador	97,52	%
Consumo de auxiliares	16,05	%

El ciclo termodinámico objeto de estudio es el siguiente, ciclo vapor de la planta de generación eléctrica con orujillo.



- Punto 1: entrada de la caldera
- Punto 2: salida sobrecalentador, entrada turbina
- Punto 3s: extracción isoentrópica de la turbina
- Punto 3 : extracción real de la turbina
- Punto 4s: salida del condensador
- Punto 4 : salida real de la turbina de baja presión y entrada en condensador

- Punto 5: salida del condensador
- Punto 6: salida de la bomba tras aumento de presión
- Punto 7: salida del desgasificador

Este balance se ha realizado en una hoja de cálculo Excel. Se adjunta en el Anexo4 un diagrama del ciclo en estudio con los valores de temperatura, presión y caudal en los puntos característicos. Así se procede en el siguiente apartado a explicar el procedimiento seguido para la realización de los balances de masa y energía en la hoja de cálculo. Posteriormente se presentaran los resultados obtenidos.

7.1.2 CÁLCULO DE LOS PUNTOS CARÁCTERÍSTICOS

Se calculan en el presente apartado las características termodinámicas de los puntos característicos del ciclo.

PUNTO 1

Entrada de agua de alimentación a caldera. Con el dato de temperatura en ese punto $T_1=105^\circ\text{C}$ se obtiene la entalpía a través de la siguiente ecuación:

$$h_1 = c_p * T_1$$

Donde c_p del agua a 105°C es de $4,22 \text{ kJ/kg}^\circ\text{C}$.

$$h_1 = 4,22 * 105 = 443,1 \text{ (kJ/kg)}$$

De forma que se obtiene en el punto 1:

PUNTO 1		
h_1	443,1	kJ/kg
P_1	1	bar
T_1	105	$^\circ\text{C}$

PUNTO 2

Salida del sobrecalentador, entrada de la turbina. Con la presión y la temperatura los valores de entalpía y entropía se pueden obtener de las tablas del agua para vapor sobrecalentado o del diagrama de Mollier.

$$h_2 = \left\{ \begin{array}{l} \text{vapor sobrecal} \\ P_2 = 43 \text{ bar} \\ T_2 = 403^\circ\text{C} \end{array} \right\} = 3210 \text{ (kJ/kg)}$$

$$s_2 = \left\{ \begin{array}{l} \text{vapor sobrecal} \\ P_2 = 43 \text{ bar} \\ T_2 = 403^\circ\text{C} \end{array} \right\} = 6,75 \text{ (kJ/kg)}$$

De forma que se obtiene en el punto 2:

PUNTO 2		
h_2	3210	kJ/kg
P_2	43,00	bar
T_2	403,0	°C

PUNTO 3s

Este punto es el correspondiente a la extracción isoentrópica de la turbina, esta es una de las entradas de vapor del desgasificador. Para hallar la entalpía en este punto se tiene en cuenta que la entropía de 2 es igual a la de 3 ya que es el caso de expansión isoentrópica y que la presión de salida de la extracción de la es conocida, 3 bar.

Así, en este caso es muy útil emplear el diagrama de Mollier, localizado el punto dos se traza una isoentrópica hasta la presión de 3 bar y se obtiene la entalpía deseada.

$$h_3 = \left\{ \begin{array}{l} P_3 = 3 \text{ bar} \\ s_3 = s_2 \end{array} \right\} = 2656 \text{ (kJ/kg)}$$

En consecuencia, se obtiene en el punto 3s:

PUNTO 3s		
h_{3s}	2656	kJ/kg
P_{3s}	3	bar
T_{3s}	110	°C

PUNTO 3

Salida real de la turbina y entrada a desgasificador. Se parte de los puntos 2 y 3s para obtener 3. Es necesario para esto conocer el rendimiento isoentrópico de la turbina, en este caso 0,83. Así, se aplica la ecuación del rendimiento y obtenemos la entalpía en 3:

$$\eta = \frac{h_2 - h_3}{h_2 - h_{3s}} = 0,83$$

$$h_3 = 2750 \text{ (kJ/kg)}$$

En consecuencia, se obtiene en el punto 3:

PUNTO 3		
h_3	2750	kJ/kg
P_3	3	bar
T_3	133,5	°C

PUNTO 4s

Corresponde con la expansión isentrópica de la turbina que va a condensador. Como se ha comentado anteriormente, al ser una expansión isoentrópica la entropía en 3 y en 4s es la misma. Para hallar la entalpía en este punto, partimos del punto 3 y seguimos la línea de entropía constante en el diagrama de Molliere hasta cortar la línea de presión de 0,08 bar.

$$h_{4s} = \left\{ \begin{array}{l} P_{4s} = 0,08 \text{ bar} \\ s_3 = s_{4s} \end{array} \right\} = 3123 \text{ (kJ/kg)}$$

En consecuencia, se obtiene en el punto 4s:

PUNTO 4s		
h_{4s}	3123	kJ/kg
P_{4s}	0,08	bar
T_{4s}	50	°C

PUNTO 4

Salida real de la turbina y entrada a condensador. Se parte de los puntos 3 y 4s para obtener 3. Es necesario para esto conocer el rendimiento isoentrópico de la turbina, en este caso 0,83. Así, se aplica la ecuación del rendimiento y obtenemos la entalpía en 3:

$$\eta = \frac{h_3 - h_4}{h_3 - h_{4s}} = 0,83$$

$$h_4 = 3200 \text{ (kJ/kg)}$$

En consecuencia, se obtiene en el punto 4:

PUNTO 4		
h_4	3200	kJ/kg
P_4	0,08	bar
T_4	45,8	°C

PUNTO 5

Este es el punto de la salida del condensador, la presión en dicho punto es de 0,08 bar. La temperatura y entalpía en ese punto son las correspondientes a las condiciones de líquido saturado para la presión de salida del condensador. De la salida del aerocondensador obtenemos únicamente agua en fase líquida.

En consecuencia, se obtiene en el punto 5:

PUNTO 5		
h_5	192	kJ/kg
P_5	0,08	bar
T_5	45,8	°C

PUNTO 6

Corresponde con las condiciones que se consiguen después de que los condensados pasen por las bombas de vacío. Estos equipos aportan una presión necesaria, por un lado para vencer las pérdidas de carga entre condensador y, por otro, para que llegue con una presión superior a la atmosférica al desgasificador.

Se obtienen los siguientes valores:

PUNTO 6		
h_6	193	kJ/kg
P_6	4,01	bar
T_6	45,8	°C

PUNTO 7

Condiciones del agua tras pasar por el desgasificador. Para obtener la entalpía y la temperatura en este punto se deben hacer los balances de masa y energía al desgasificador.

Se obtienen los siguientes valores:

PUNTO 7		
h_7	438,3	kJ/kg
P_7	3	bar
T_7	105	°C

A continuación se presenta una tabla resumen con todos los datos obtenidos:

PUNTO	T (°C)	P (bar)	h(kJ/kg)	Caudal (kg/h)
1	105	1	443,1	40.334
2	403	43	3210	39.935
3	133,5	3	2750	3.984
3S	110	3	2656	3.984
4	45,8	0,1	3200	35.460
4S	50	0,1	3123	35.460
5	6	45,8	192	35.533
6	45,8	4	193	35.533
7	105	3	438,3	40.334

7.1.3 BALANCES DE MASA Y ENERGÍA

Conocidas las características de los puntos del ciclo en estudio se procede a realizar los balances de masa y energía en cada uno de los equipos.

7.1.3.1 CALDERA DE VAPOR

El primer paso a realizar es el cálculo de la biomasa introducida en la caldera para calcular la cantidad de vapor que se puede generar y, en consecuencia, el calor que es transmitido al ciclo agua-vapor.

Para ello se conoce la disponibilidad anual de la biomasa y el número de horas de funcionamiento. Por lo tanto, se puede conocer la cantidad de biomasa a la hora que vamos a introducir en la caldera.

$$C_{biomasa} = \frac{Vol_{dis}^{biomasa}}{n^{\circ} \text{ de horas}}$$

Donde:

$C_{biomasa}$: Caudal de biomasa en kg/h

$Vol_{dis}^{biomasa}$: Volumen de biomasa en t/año

$n^{\circ} \text{ de horas}$: Número de horas de funcionamiento

A partir del rendimiento de la caldera podemos obtener la cantidad de vapor que podemos producir, es decir, la cantidad de calor que podemos transmitir al agua de alimentación del ciclo agua-vapor.

$$\eta_{caldera} = \frac{m_{agua} (\dot{h}_2 - h_1)}{m_{biomasa} * PCI} \times 100$$

Donde:

m_{agua} : Caudal de agua que entra en la caldera en kg/h

h_2 : Entalpía del agua de entrada en kJ/kg

h_1 : Entalpía del agua de salida en kJ/kg

$m_{biomasa}$: Caudal de biomasa que entra en la caldera en kg/h

PCI : Poder calorífico inferior de la biomasa en kJ/kg

La potencia necesaria la calcularemos con los gases de combustión. Se considera que su capacidad calorífica es constante y de valor 1,1 kJ/kgk. Teniendo como dato las temperaturas de los gases de la caldera se calcula su caudal mediante un balance energético.

$$W_g = \frac{\dot{m}_g * C_{pg} * (T_g - T_s)}{3600}$$

Donde:

W_g : Potencia de los gases en kW

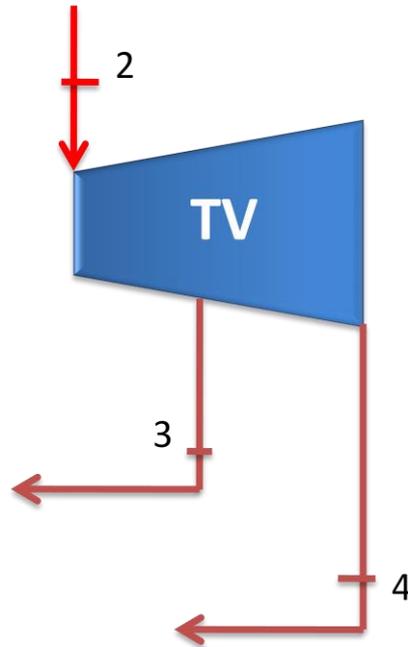
\dot{m}_g : Caudal de gases, kg/h

C_{pg} : Capacidad calorífica de los gases, kJ/kgK

T_g : Temperatura de combustión, K

T_s : Temperatura de los gases a la salida, K

7.1.3.2 TURBINA DE VAPOR



Obtenidos los caudales y entalpías de la entrada a la turbina y de ambas extracciones, se puede calcular la potencia que genera la turbina de vapor haciendo un balance de energía.

$$\dot{W}_T = \dot{m}_I * (h_2 - h_3) + \dot{m}_{II} * (h_3 - h_4)$$

Donde:

\dot{W}_T : Potencia de la turbina, kW

\dot{m}_I : Caudal de vapor de entrada de la turbina, kg/h

h_2 : Entalpía de entrada del vapor a turbina, kJ/kg

h_3 : Entalpía de salida del vapor en la extracción, kJ/kg

\dot{m}_{II} : Caudal de vapor de entrada tras la extracción, kg/h

h_4 : Entalpía de salida del vapor de turbina, kJ/kg

Conocidos el rendimiento del reductor y del alternador, obtenemos la potencia en bornes del alternador; teniendo de esta manera la potencia eléctrica de la turbina.

$$\dot{W}_E = \dot{W}_T * \eta_{mec} * \eta_{alt}$$

Donde:

\dot{W}_E : Potencia eléctrica generada por la turbina en bornes del alternador, kW

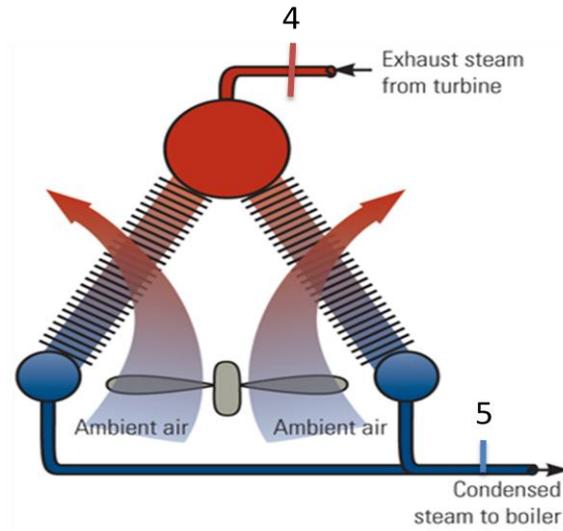
\dot{W}_T : Potencia de la turbina, kW

η_{mec} : Rendimiento mecánico del reductor de la turbina

η_{alt} : Rendimiento eléctrico del alternador

7.1.3.3 AEROCONDENSADOR

En el aerocondensador se produce la condensación a la salida de la turbina, punto 4. Para ello es necesario que el sistema de refrigeración, en este caso con aire, disipe todo el calor necesario para que el vapor entrante condense.



Teniendo los valores del vapor de entrada al condensador, se calcula el calor que se debe disipar para su total condensación.

$$\dot{Q}_2 = \dot{m}_{cond} * (h_4 - h_5)$$

Donde:

\dot{Q}_2 : Calor a disipar en el aerocondensador, kW

\dot{m}_{cond} : Caudal másico que entra en el condensador, kg/h

h_4 : Entalpía a la salida de la turbina, kJ/kg

h_5 : Entalpía a la salida del condensador

De esta forma se calcula la potencia del aerocondensador para disipar el calor necesario para tener las condiciones de salida adecuadas.

$$\dot{W}_{disipar} = \dot{m}_{cond} * (h_4 - h_5)$$

7.1.3.4 DESGASIFICADOR

En el desgasificador hay dos corrientes de entrada y una corriente de salida.

Balance de masa:

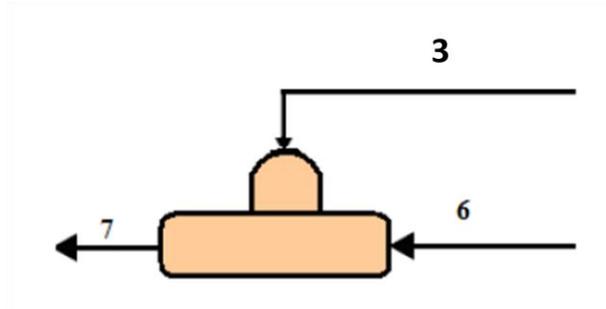
$$\dot{m}_7 = \dot{m}_3 + \dot{m}_6$$

Donde:

\dot{m}_3 : Caudal de extracción de la turbina, kg/h

\dot{m}_6 : Caudal de condensados, kg/h

\dot{m}_7 : Caudal de alimentación a caldera, kg/h



Balance de energía:

$$\dot{m}_7 h_7 = \dot{m}_3 h_3 + \dot{m}_6 h_6$$

Donde:

h_7 : Entalpía a la salida del desgasificador, kJ/kg

h_3 : Entalpía del vapor de extracción, kJ/kg

h_6 : Entalpía del caudal de condensados a la entrada del desgasificador, kJ/kg

7.1.4 RESULTADOS BALANCE

7.1.4.1 BALANCE A LA CALDERA-DESGASIFICADOR

CALDERA-DESGASIFICADOR		
Combustible		
Tipo de combustible	ORUJILLO	
BIOMASA DE MEZCLA RESULTANTE		
PCI combustible seco	3.711	kcal/kg
Humedad	10,00%	
PCI combustible húmedo	3.280	kcal/kg
Horas de funcionamiento de la planta	8.000	h/año
Combustible utilizado en la generación	71.779	t/año
	8.972	kg/h
Energía disponible	574.229.795	th PCI/año
	29.429	th PCI/h
	34,22	MW
Vapor		
Presión de generación de vapor	43,85	kg/cm ²
Temperatura de generación	403	°C
Entalpía de generación	768,3	kcal/kg
Temp. agua en calderín (saturación)	265	°C
Temp. agua alimentación desde desgasificador	105	°C
Entalpía del agua desgasificada	105	kcal/kg
Temp. Agua alimentación a caldera	105,0	°C
Entalpía del agua a caldera	105,2	kcal/kg

Rendimiento caldera	89,990	%
Purga continua	1,0	%
Sellos	0,6	%
Soplados máximo (10% vapor generado caldera)	5,0	%
Horas de soplado	3,0	h
Vapor de sellos	241	kg/h
Purgas	399	kg/h
Vapor que debe generar la caldera + soplados	39.935	kg/h
Vapor entrada a la turbina + sellos	39.685	kg/h

Balance en el desgasificador		
ENTRADAS		
Caudal de agua de aporte	818	kg/h
Temperatura	15,0	°C
Entalpía	15	kcal/kg
Energía	12.303	kcal/h
Caudal de agua de condensados de TV	35.533	kg/h
Temperatura	45,9	°C
Entalpía	46	kcal/kg
Energía	1.631.375	kcal/h
Caudal de vapor	3.984	kg/h
Perdida de carga desde turbina hasta desgasificador	0,5	kg/cm ²
Presión	2,6	kg/cm ²

Temperatura	133,5	°C
Entalpía	652	kcal/kg
Energía	2.597.927	kcal/h
BALANCE ENTRADAS		
	4.241.605	kcal/h
SALIDAS		
Caudal de alimentación a caldera	40.334	kg/h
Temperatura	105,0	°C
Entalpía	105,2	kcal/kg
BALANCE SALIDAS		
	4.241.605	kcal/h

7.1.4.2 AEROCONDENSADOR

Aerocondensador		
ENTRADAS		
Caudal de condensados	35.460	kg/h
Presión	0,102	kg/cm ²
Temperatura	45,8	°C
Entalpía	553	kcal/kg
Potencia a disipar	19.601.858	kcal/h
SALIDAS		
Caudal de condensados de turbina	35.460	kg/h

Presión	0,102	kg/cm ²
Temperatura	45,8	°C
Entalpía	46	kcal/kg
Potencia disipada	1.624.861	kcal/h
POTENCIA A DISIPAR	20.903,5	kW

7.1.4.3 TURBINA DE VAPOR

Turbina de vapor		
Parámetros cálculo		
Pérdida de presión desde caldera hasta turbina	2	kg/cm ²
Pérdida de temperatura desde caldera hasta turbina	2	°C
Rendimiento reductor	98,72	%
Rendimiento alternador	97,52	%
Isoentrópico I	83	%
Número de turbinas	1	
Cálculo de la potencia		
ENTRADAS		
Caudal antes de extracción	39.444	kg/h
Presión entrada	41,81	kg/cm ²
Temperatura entrada	401	°C
Entalpía de entrada	768,03	kcal/kg
Entropía de entrada	1,6152	kcal/kg.°C

SALIDAS		
<u>Condiciones de extracción (desgasificador)</u>		
Caudal de extracción	3.984	kg/h
Presión de extracción (real)	3,1	kg/cm ²
Entropía ideal	1,6366	kcal/kg.°C
Título del vapor de extracción ideal	0,974	p.u.
Entalpía de extracción (ideal)	637,27	kcal/kg
Entropía real	1,6486	kcal/kg.°C
Título del vapor de extracción real	0,98	p.u.
Entalpía de extracción (real)	642,17	kcal/kg
Temperatura de vapor de extracción	133,5	°C
Caudal tras extracción	35.460	kg/h
<u>Escape (a aerocondensador)</u>		
Presión escape	0,1	kg/cm ²
Temperatura escape	45,8	°C
Entropía ideal	1,6860	kcal/kg.°C
Título del vapor de escape ideal	0,85	p.u.
Entalpía escape (ideal)	534,12	kcal/kg
Entropía real	1,7445	kcal/kg.°C
Título del vapor de escape real	0,887	p.u.
Entalpía escape (real)	553	kcal/kg
Potencia turbina	7.830.609	kcal/h
Pérdida por radiación	0,618	%

Potencia turbina con extracción	9.049	kWe
---------------------------------	-------	-----

Mezcla de condensados de TV y condensado para precalentamiento		
ENTRADAS		
Caudal de condensados de turbina	35.460	kg/h
Presión	0,102	kg/cm ²
Temperatura	45,8	°C
Entalpía	46	kcal/kg
Recuperación de sellos %	30	%
Caudal de sello a recuperar	72	kg/h
Temperatura	90	°C
Entalpía	90,1	kcal/kg
BALANCE ENTRADAS	1.631.375	kcal/h
SALIDAS		
Caudal	35.533	kg/h
Presión	4,089	kg/cm ²
Temperatura	45,9	°C
Entalpía	46	kcal/kg
BALANCE SALIDAS	1.631.375	kcal/h

7.1.5 CÁLCULO DEL RENDIMIENTO NETO DEL CICLO

Se procede al cálculo del rendimiento neto del ciclo. Para ello se parte de la tabla.

PUNTO	T (°C)	P (bar)	h(kJ/kg)	Caudal (kg/h)
1	105	1	443,1	40.334
2	403	43	3210	39.935
3	133,5	3	2750	3.984
3S	110	3	2656	3.984
4	45,8	0,1	3200	35.460
4S	50	0,1	3123	35.460
5	6	45,8	192	35.533
6	45,8	4	193	35.533
7	105	3	438,3	40.334

- Se calcula el calor que se aporta en la caldera

$$\dot{Q}_{cal} = \dot{m} * (h_2 - h_1)$$

Así teniendo en cuenta el rendimiento de la caldera:

$$\dot{Q}_{aporte} = \frac{\dot{Q}_{cal}}{\eta_{caldera}}$$

- Se calcula ahora el trabajo generado por la turbina

$$\dot{W}_{TV} = \dot{m}_2(h_2 - h_1) + \dot{m}_4(h_3 - h_4)$$

Aplicando el rendimiento eléctrico y el mecánico:

$$\dot{W}_E = \dot{W}_{TV} * \eta_{mec} * \eta_{alt}$$

A partir de estos valores se obtiene el rendimiento bruto del ciclo

$$\eta_{ciclo}^B = \frac{\dot{W}_E}{\dot{Q}_{aporte}}$$

Considerando un consumo de auxiliares de un 9,7% se obtiene un rendimiento neto del ciclo

$$\eta_{ciclo}^N = \eta_{ciclo}^B * (1 - auxiliares)$$

Cálculo del rendimiento neto de la turbina

Potencia turbina con extracción	9.049	kWe
Rendimiento bruto del ciclo	26,44	%
Rendimiento neto del ciclo	23,88	%
Balance eléctrico de la planta		
Energía eléctrica generada	9.000	kWh/año
Consumo auxiliares	9,70	%
Energía eléctrica autoconsumida	873	kWh/año

En el anexo 4 se puede observar el balance obtenido con la hoja de cálculo utilizada. En este se puede observar las propiedades significativas de los puntos característicos además de un esquema de dicha planta.

7.2. BALANCES. PLANTA DE COGENERACIÓN CON CICLO COMBINADO

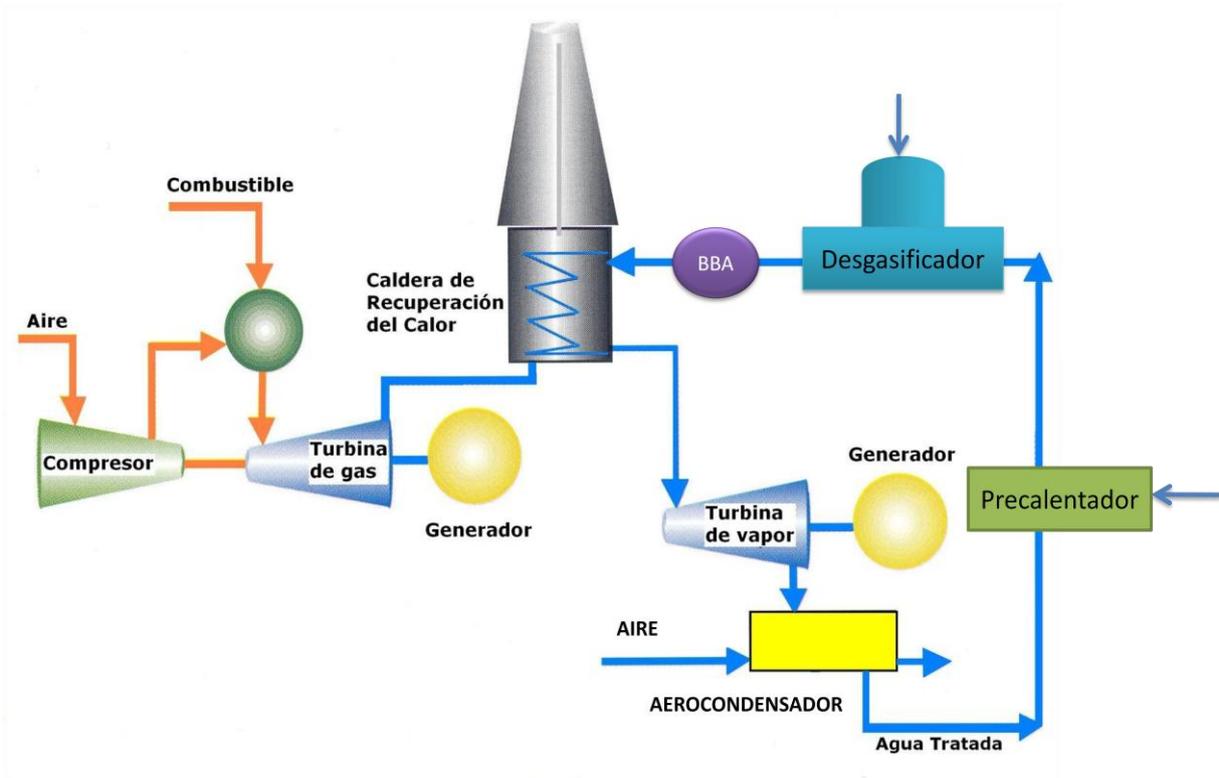
Este balance se ha realizado con el software THERMOFLEX. Por lo que ha continuación se presenta el proceso seguido para llegar a obtener el ciclo en estudio y los resultados obtenidos.

7.2.1 DATOS INICIALES

Para realizar el dimensionamiento de los diferentes equipos se deben realizar los balances de masa y energía en cada uno de ellos. Los datos de partida para realizar el dimensionamiento de los equipos que componen el ciclo serán los siguientes:

Datos iniciales		
Potencia de la turbina de gas	14	MW
Combustible: GN	3	t/h
Relación de compresión	16/1	-
Caudal de gases de escape	171,5	t/h
Temperatura de los gases de escape	490	°C
Caudal de vapor	19.300	Kg/s
Temperatura del vapor a la salida de la caldera	403	°C
Presión a la salida de la caldera	40	bar
Presión del vapor a la salida de la turbina	0,06	bar
Temperatura de aire	20	°C
Temperatura de agua bruta de aporte	15	°C
Soplados %	5	%
Temp. agua alimentación a caldera	105	°C
Purga de caldera	1	%
Porcentaje de sellos	0,6	%
Rendimiento isoentrópico de la turbina	83	%
Rendimiento reductor	98,72	%
Rendimiento alternador	97,52	%
Consumo de auxiliares	16,05	%

El ciclo termodinámico objeto de estudio es el siguiente, ciclo de combinado con cogeneración con los gases de escape de la turbina de gas. El caso de estudio de este balance es aquel en el que los gases de la turbina se dirigen a la caldera de recuperación.



Para realizar el balance objeto de estudio se ha utilizado la herramienta THERMOFLEX. A continuación se procede a describir el proceso seguido así como los resultados obtenidos.

7.2.2 PROCEDIMIENTO

7.2.2.1 ESQUEMA CICLO ESTUDIO

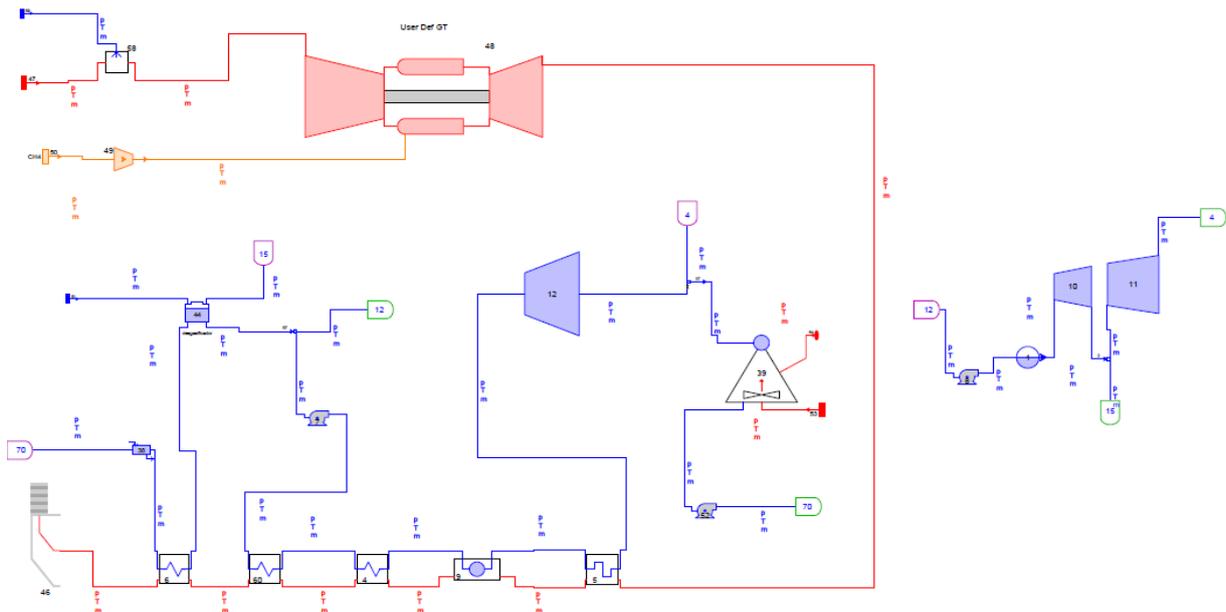
El primer paso a realizar es montar el esquema del ciclo objeto de estudio. Para ello se van seleccionando los equipos y conectado de la manera adecuada.

Equipos necesarios para construir el ciclo:

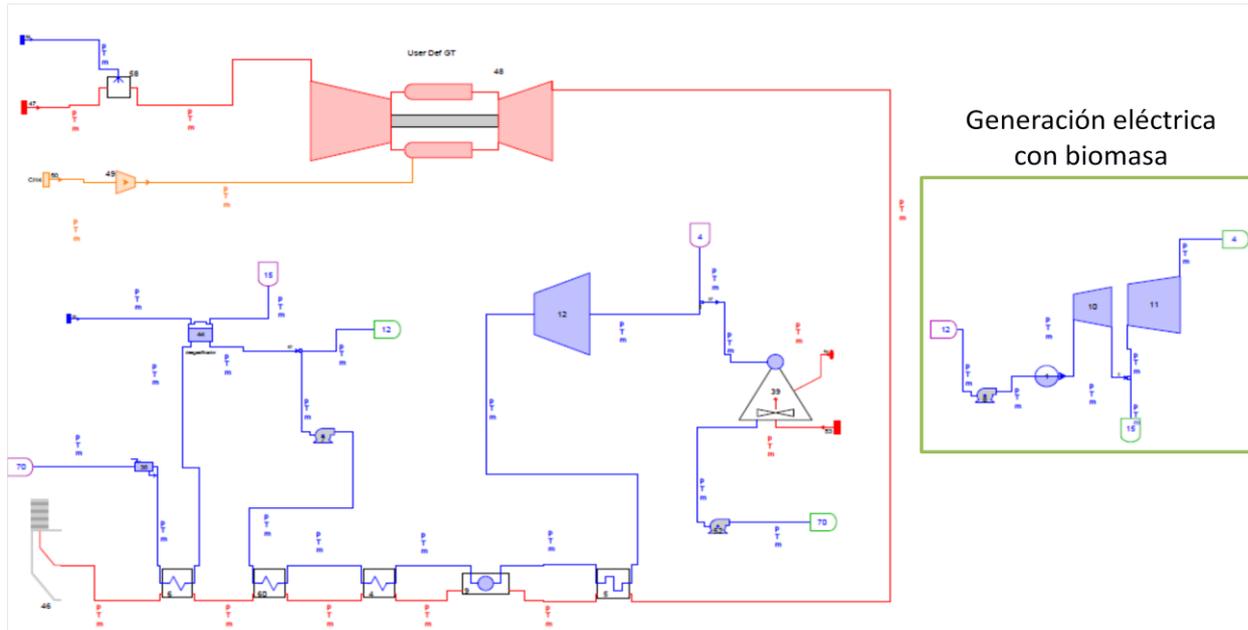
- Enfriador evaporativo

- Turbina de gas
- Fuentes de: fuel, agua y aire
- Sumideros: agua, aire
- Caldera de recuperación está compuesta por: sobrecalentador, evaporador, economizador, precalentador y chimenea
- Desaireador
- Bombas de alimentación
- Turbina de vapor del ciclo combinado y de la generación con biomasa
- Aerogenerador
- Separadores: utilizados para realizar la división de las corrientes

Así se consigue el siguiente ciclo:



Cabe destacar que como se ha explicado anteriormente este ciclo y la generación de energía eléctrica con biomasa comparten el precalentador, el desgasificador y el aerocondensador. Por ello era necesario al construir el diagrama tener en cuenta la masa de agua aportada por la generación de biomasa para que los resultados fueran precisos.



De esta forma, se observa en el diagrama el recuadro verde que hace una representación del ciclo de generación con biomasa ya estudiado. Con el THERMOFLEX se ha simulado la caldera de biomasa, teniendo en cuenta que el dato relevante para el estudio del ciclo combinado en estudio es la cantidad de vapor que esta caldera genera ya que será esta corriente la que entre luego en el condensador y el desgasificador, elementos compartidos por ambos ciclos.

La solución adoptada es utilizar una caldera “virtual” que genera el vapor deseado, esto permite tener las cantidades correctas en las corrientes comunes.

7.2.2.2 DATOS DE ENTRADA

Se procede a meter los datos conocidos en el programa, para ellos se irá equipo a equipo dando las propiedades características del ciclo en estudio.

7.2.3 RESULTADOS

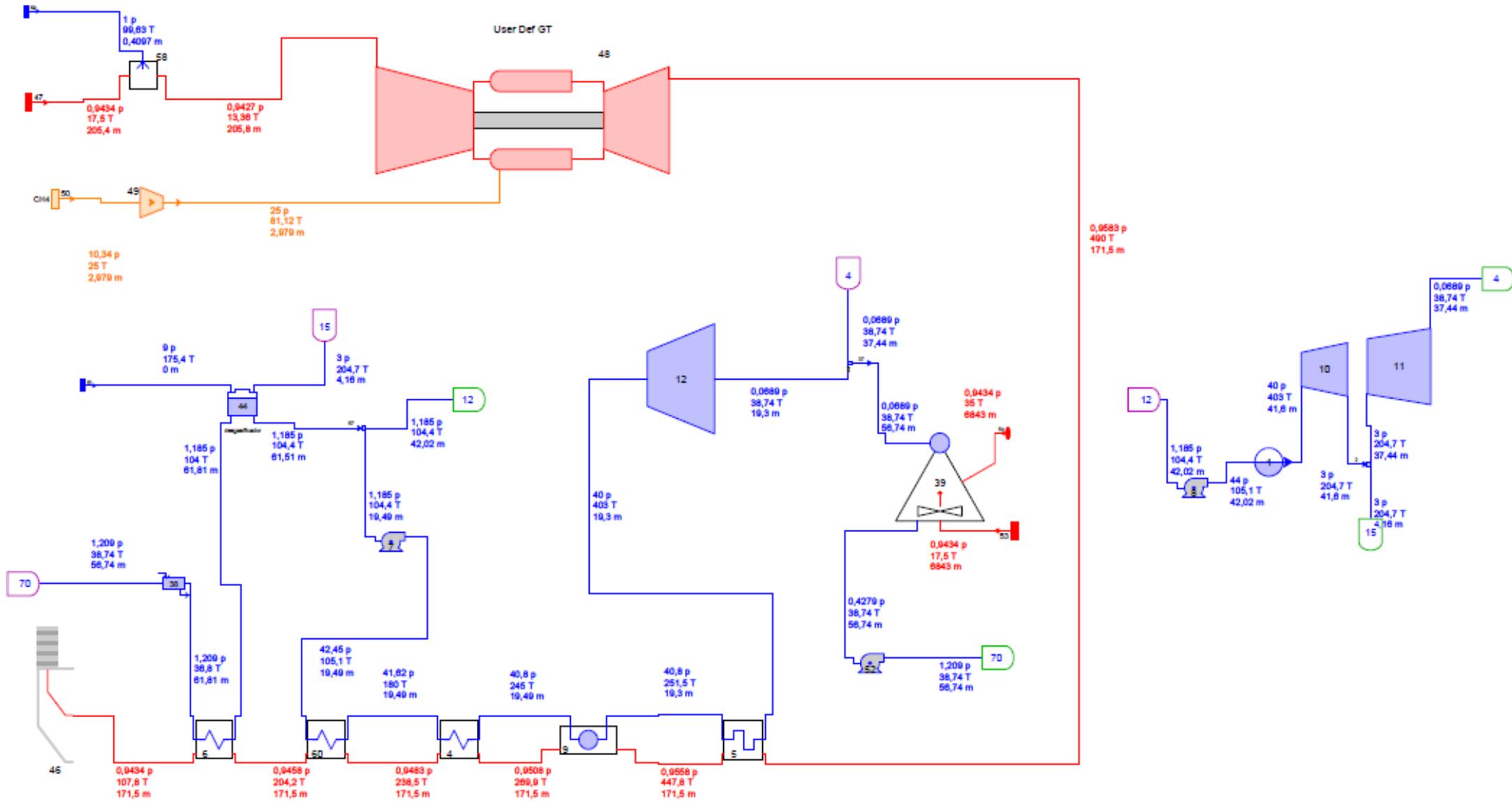
Se presentan ahora los resultados más relevantes obtenidos.

- Primero se presente un diagrama general donde se puede observar el ciclo completo con valores de presión, temperatura y caudal en, los puntos característicos.
- Se presenta posteriormente los resultados para cada equipo y los balances de masa y energía así como los flujos de corrientes y resultados relevantes.

Unidades:

Presión	P(bar)
Temperatura	T(°C)
Entalpía	H(kJ/kg)
Flujo másico	M(t/h)
Flujo volumétrico	V(m ³ /s)
Poder calorífico inferior	LHV(kJ/kg)
Poder calorífico superior	HHV(kJ/kg)
Densidad	Rho(kg/m ³)

Si se desea ver el grueso completo de los resultados obtenidos ir al Anexo 1

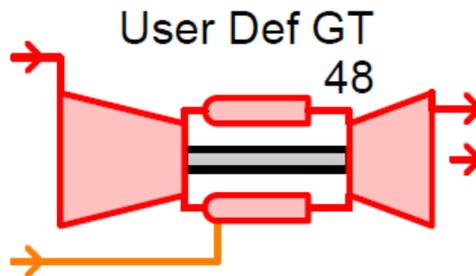


7.2.3.1 PUNTOS CARACTERÍSTICOS

7.2.3.1.1. TURBINA DE GAS

(73)
 $P = 0,9427$
 $T = 13,36$
 $H^* = -11,84$
 $M = 205,8$
 $V = 50,17$
 $Rho = 1,139$

(58)-gaseous
 $P = 25,00$
 $T = 81,12$
 $H^* = 46400,54$
 $LHV = 46280,2$
 $HHV = 51237,2$
 $M = 2,979$

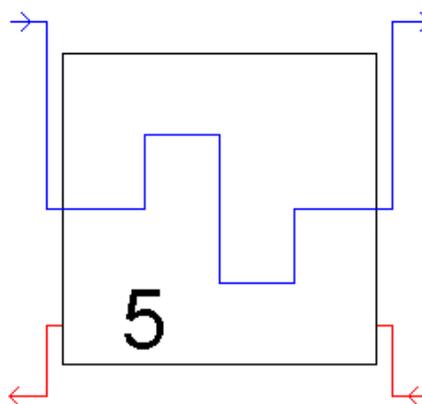


(51)
 $P = 0,9583$
 $T = 490$
 $H^* = 504,95$
 $M = 171,5$
 $V = 110,9$
 $Rho = 0,4297$
 $Leakage M = 37,28$

7.2.3.1.2. CALDERA DE RECUPERACIÓN

Sobrecalentador

(75)
 $P = 40,80$
 $T = 251,5$
 $Sup = 0,0$
 $H = 2799,80$
 $H^* = 252,31$
 $M = 19,30$

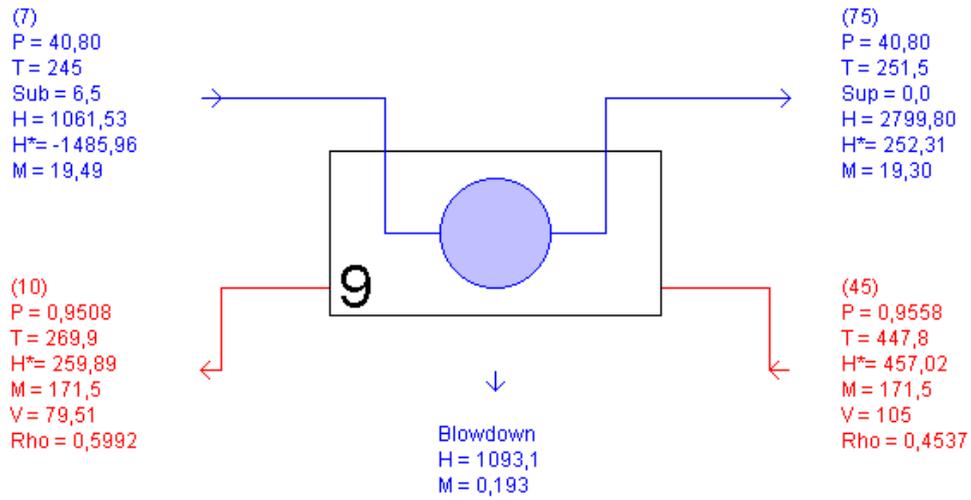


(17)
 $P = 40,00$
 $T = 403$
 $Sup = 152,7$
 $H = 3222,53$
 $H^* = 675,04$
 $M = 19,30$

(45)
 $P = 0,9558$
 $T = 447,8$
 $H^* = 457,02$
 $M = 171,5$
 $V = 105$
 $Rho = 0,4537$

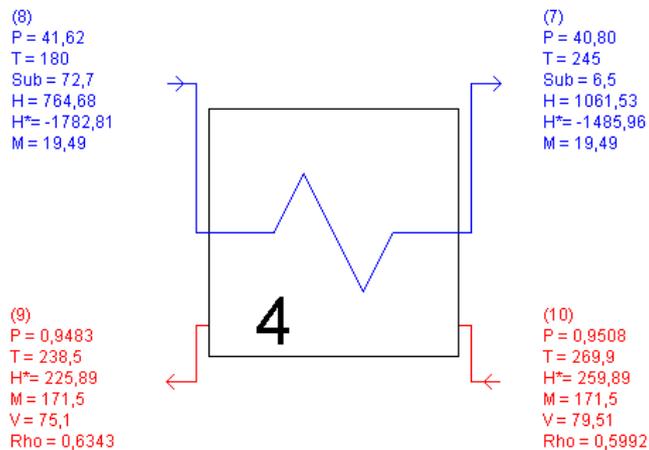
(19)
 $P = 0,9583$
 $T = 490$
 $H^* = 504,95$
 $M = 171,5$
 $V = 110,9$
 $Rho = 0,4297$

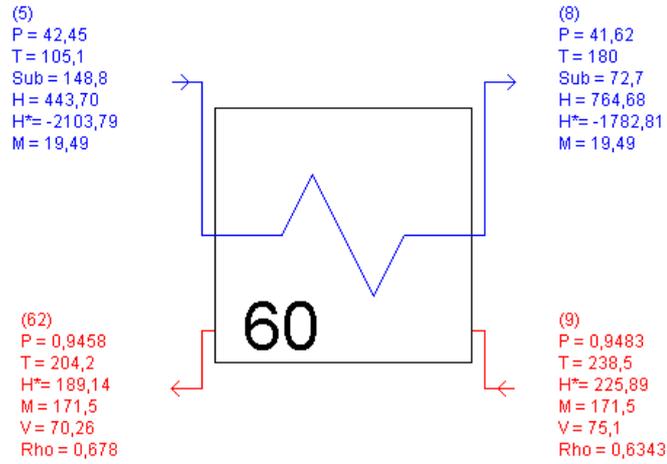
Evaporador



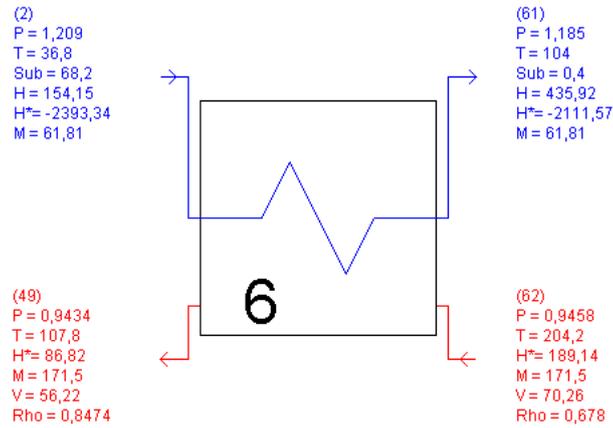
Economizadores

A la hora de realizar el ciclo con el THERMOFLEX se llegó a un punto muerto instalando únicamente un economizador ya que por las características definidas no se llegaba a los valores deseados. Por ello se llegó al compromiso de instalar dos unidades virtuales que dan los resultados adecuados.

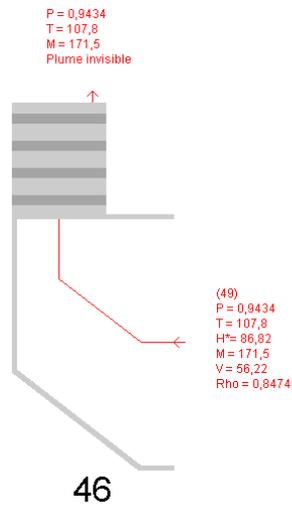




Precalentador



Chimenea



- **ESTUDIO DE LA CLADERA DE RECUPERACIÓN DE UN NIVEL DE PRESIÓN**

Para un estudio más exhaustivo de la caldera de recuperación del ciclo en se ha recurrido a un balance en la base de cálculo de Excel donde se puede analizar cada una de las partes de dicha caldera con mayor precisión y poder comprender así los diferentes procesos que se dan.

La caldera de recuperación objeto de estudio es de diseño modular y circulación natural de un nivel de presión. Las calderas se diseñan para manipular grandes flujos de gases, con caídas mínimas de presión, lo que permite una mayor generación de electricidad por el alternador de la turbina de gas. Hay que tener en cuenta la configuración de las conexiones de los conductos de gases y las válvulas desviadoras, con el fin de minimizar las caídas de presión originadas por los cambios de dirección en las líneas de flujo o por velocidades excesivamente altas. En el diseño de circulación natural los tubos verticales facilitan la altura necesaria para alcanzar una circulación estable.

El Pinch point y el approach point son características vitales de las calderas de recuperación:

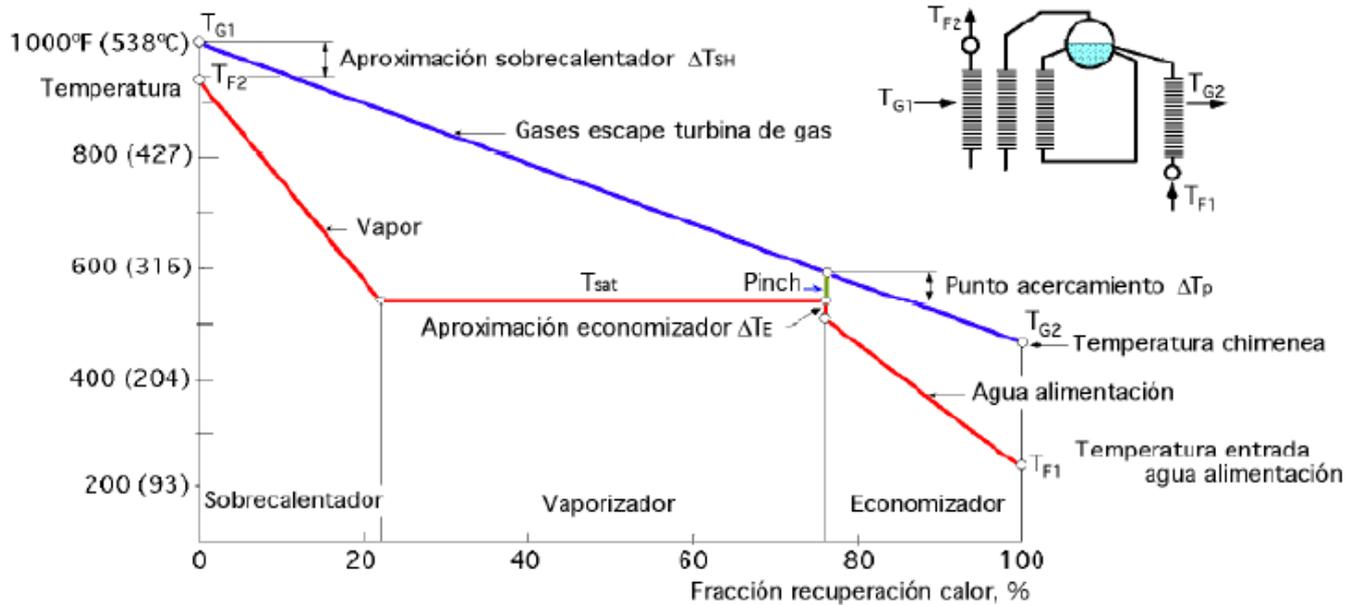
- **Pinch point:** Se define como la diferencia entre la temperatura del vapor a la salida del evaporador y la temperatura de los gases que circulan en esa zona. Los valores óptimos de pinch point están comprendidos entre 5 y 15°C. Cuanto menor es el pinch point, mayor es la cantidad de vapor generado, mayor es la superficie total de intercambio de calor requerida tanto en el evaporador como en el sobrecalentador y mayor es por tanto el coste de la caldera.
- **Approach point:** Se define como la diferencia entre la temperatura de saturación en el calderín y la temperatura del agua a la salida del economizador. Esta diferencia es necesaria para evitar evaporación en los tubos del economizador ya sea en los arranques, subidas de carga u operación a cargas parciales. Los valores óptimos de este parámetro están comprendidos entre 5 y 10°C.

Un valor pequeño de este parámetro conlleva un mayor aprovechamiento del calor, pero también una mayor superficie de intercambio en el economizador y, tal vez, la necesidad de utilizar materiales aleados en su última etapa para resistir eventuales sobrecalentamientos del material en caso de producirse vaporizaciones. Especial cuidado se debe tener en la operación a cargas parciales con valores bajos de approach para evitar que las vaporizaciones bloqueen el paso del agua en las calderas horizontales de circulación natural

La suma de estos dos parámetros pinch point y approach point determina la producción de vapor una vez fijadas la presión y temperatura del vapor. No obstante, la superficie de caldera necesaria no es la misma para una misma suma dada de ambos parámetros, y el parámetro óptimo se debe escoger teniendo en cuenta las condiciones de operación. Para un ciclo combinado, por ejemplo, las probabilidades de evaporación en el economizador son pequeñas y el approach puede reducirse, así

en el caso de estudio el approach se ha definido de 5°C, lo que implica un mejor aprovechamiento del calor pero una mayor superficie del economizador

En la **imagen** se puede observar un perfil de temperaturas en una unidad de caldera de recuperación de una sola presión. Cabe destacar el Pinch y el Approach señalados en dicho perfil.



Se procede ahora a presentar el cálculo realizado en Excel teniendo en cuenta lo expuesto en este apartado y los datos disponibles.

Por lo que conociendo:

GASES DE ESCAPE DE LA TURBINA		
Caudal	171.500	kg/h
Temperatura de escape	490	°C
Temperatura mínima salida de caldera	106	°C

PRODUCCIÓN DE VAPOR		
Presión de generación	40,8	kg/cm ²
Temperatura de generación	250,1	°C
Temperatura agua de alimentación	105,0	°C
Pinch point mínimo	15,0	°C

Approach mínima	5,0	°C
Pérdidas en caldera de recuperación	1,0	%

Se hacen los balances a sobrecalentador, evaporador y economizador, haciendo finalmente el balance global.

BALANCE EN SOBRECALENTADOR			
	Gases	Agua/vapor	
Caudal	171.500	19.300	kg/h
Temperatura de entrada	490,0	254,0	°C
Temperatura de salida	443,0	408,0	°C
Entalpía de entrada	126,46	668,78	kcal/kg
Entalpía de salida	114,53	771,59	kcal/kg
Energía cedida/absorbida	2.004.276	1.984.233	kcal/h
Pérdidas		20.043	kcal/h

BALANCE EN EVAPORADOR			
	Gases	Agua/vapor	
Caudal	171.500	19.300	kg/h
Temperatura entrada	443,0	250,0	°C
Temperatura de salida	270,0	254,0	°C
Entalpía de entrada	114,53	259,36	kcal/kg
Entalpía de salida	67,04	668,78	kcal/kg
Energía cedida/absorbida	8.144.535	7.901.806	kcal/h
Pérdidas		242.729	kcal/h

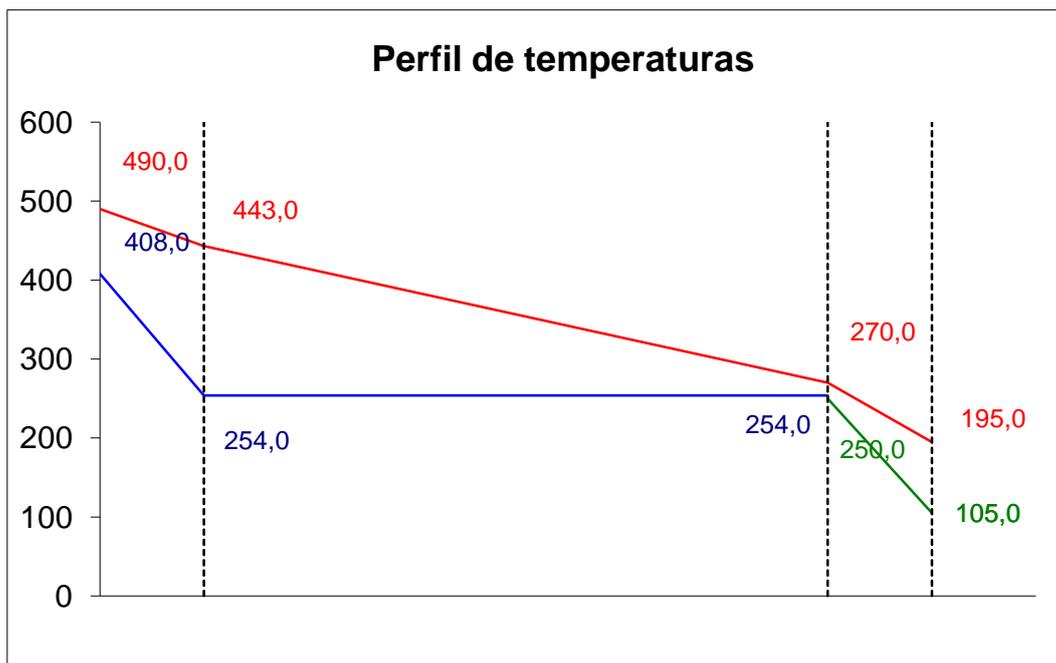
BALANCE EN ECONOMIZADOR			
	Gases	Agua/vapor	
Caudal	171.500	19.300	kg/h
Temperatura entrada	270,0	105,0	°C
Temperatura de salida	195,0	250,0	°C
Entalpía de entrada	67,04	105,16	kcal/kg
Entalpía de salida	49,19	259,36	kcal/kg
Energía cedida/absorbida	3.006.121	2.976.060	kcal/h
Pérdidas		30.061	kcal/h

Se puede observar que los datos obtenidos en el THERMOFLEX y en la base de cálculo de EXCEL se corresponden.

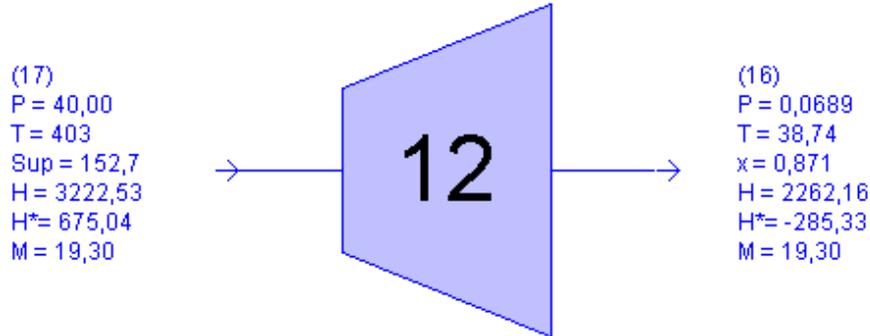
Se presenta ahora el balance global:

BALANCE GLOBAL			
	Gases	Agua/vapor	
Caudal	171.500	19.300	kg/h
Temperatura entrada	487,0	105,0	°C
Temperatura de salida	195,0	408,0	°C
Entalpía de entrada	126,46	105,16	kcal/kg
Entalpía de salida	49,19	771,59	kcal/kg
Energía cedida/absorbida	13.251.805	12.862.099	kcal/h
Pérdidas		389.706	kcal/h

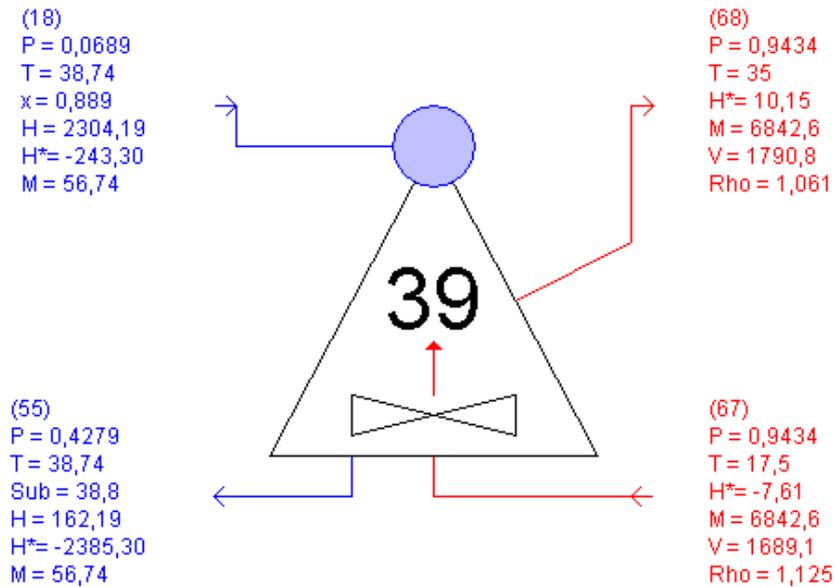
Se grafica ahora el perfil de temperaturas del sobrecalentador, el evaporador y el economizador. Se observa que corresponde al tipo de perfil estudiado anteriormente para una caldera de recuperación de una presión. Se observa así mismo el Pinch point de 15°C y el approach point de 5°C.



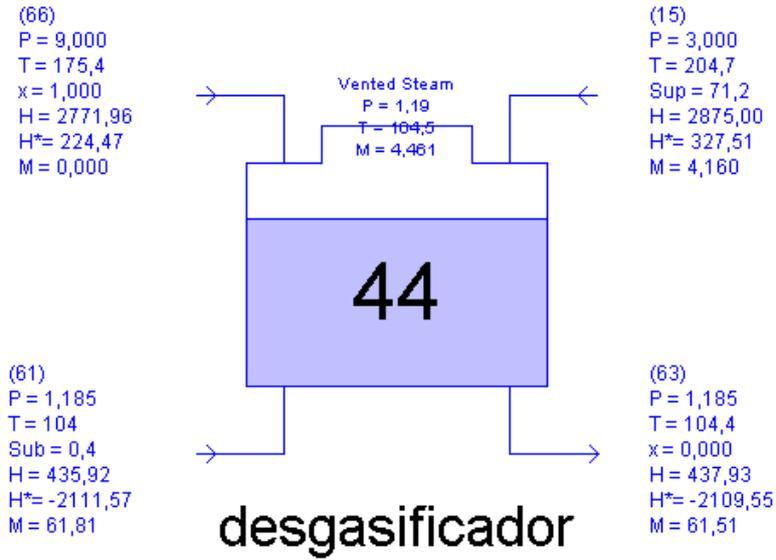
7.2.3.2 TURBINA DE VAPOR DEL CICLO COMBINADO



7.2.3.3 AEROCONDENSADOR



7.2.3.4 DESGASIFICADOR



Para mayor información sobre los resultados de cada uno de los equipos dirigirse al Anexo 1

7.2.3.5 TABLA DE CORRIENTES.

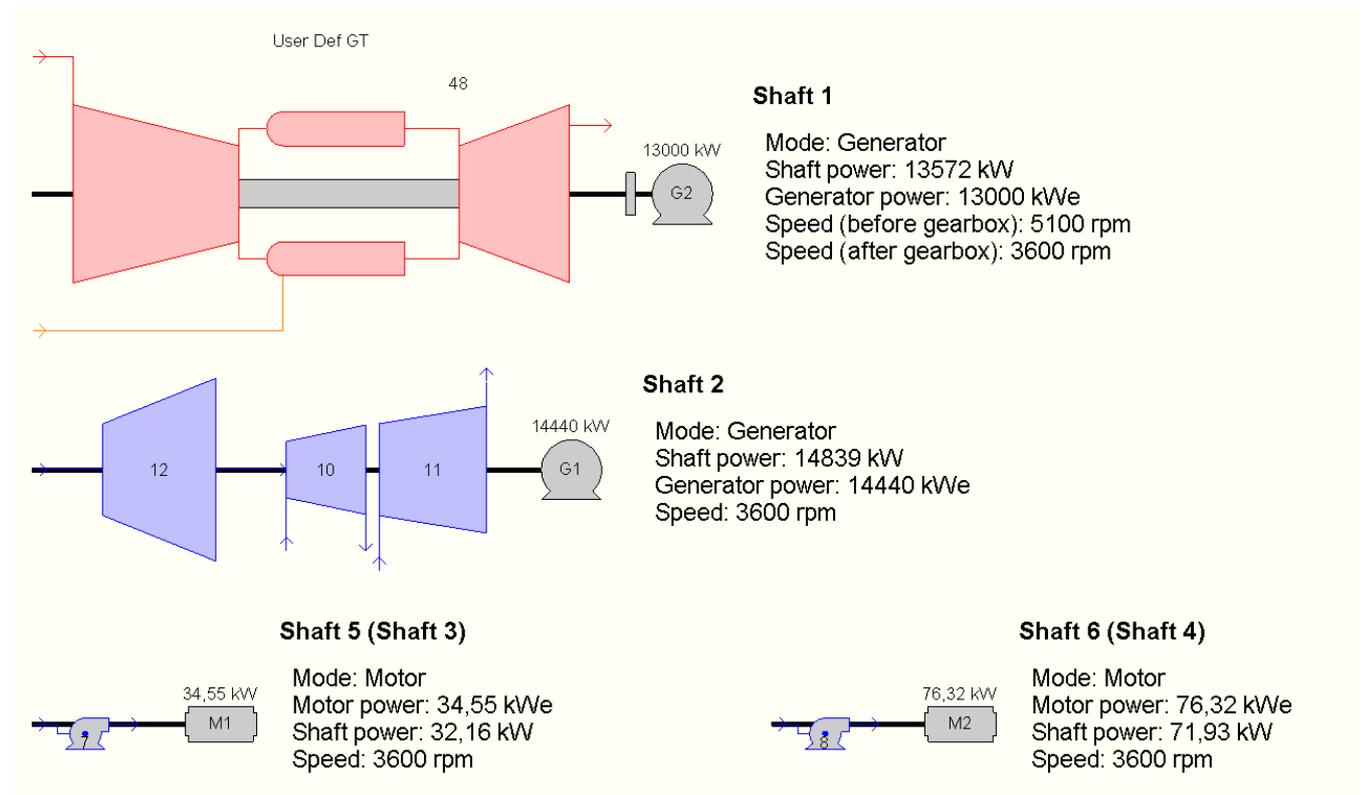
Stream	Fluid	P	T	M	H*	H
		bar	C	t/h	kJ/kg	kJ/kg
1 - Outlet of Water Source [59] -> Cooling water inlet of Evaporative Cooler [58]	Water	1	99,63	0,41	-2130	417,49
2 - Outlet of Makeup / Blowdown [38] -> Water inlet of Economiser [6]	Water	1,209	36,8	61,81	-2393,34	154,15
3 - Steam outlet of Package Boiler [1] - biomass boiler -> Inlet of ST Group [10]	Water	40	403	41,6	675,04	3222,53
4 - Outlet of ST Group [11] -> Inlet 3 of Mixer [37]	Water	0,0689	38,74	37,44	-221,64	2325,85
5 - Discharge of General Pump [7] -> Water inlet of Economiser [60]	Water	42,45	105,12	19,49	-2103,79	443,7
7 - Water outlet of Economiser [4] -> Water inlet of Evaporator [9]	Water	40,8	245	19,49	-1485,96	1061,53
8 - Water outlet of Economiser [60] -> Water inlet of Economiser [4]	Water	41,62	180	19,49	-1782,81	764,68
9 - Gas outlet of Economiser [4] -> Gas inlet of Economiser [60]	Gas/Air	0,9483	238,45	171,5	225,89	
10 - Gas outlet of Evaporator [9] -> Gas inlet of Economiser [4]	Gas/Air	0,9508	269,89	171,5	259,89	
11 - Discharge of General Pump [8] -> Feedwater of Package Boiler [1] - biomass boiler	Water	44	105,14	42,02	-2103,58	443,91
12 - Outlet 2 of Splitter [57] -> Suction of General Pump [8]	Water	1,185	104,45	42,02	-2109,55	437,93
13 - Outlet of ST Group [10] -> Inlet of Splitter [2]	Water	3	204,69	41,6	327,51	2875
14 - Outlet 1 of Splitter [2] -> Inlet of ST Group [11]	Water	3	204,69	37,44	327,51	2875

Stream	Fluid	P	T	M	H*	H
15 - Outlet 3 of Splitter [2] -> Secondary stream inlet of Deaerator [44] - desgasificador	Water	3	204,69	4,16	327,51	2875
16 - Outlet of ST Group [12] -> Inlet 1 of Mixer [37]	Water	0,0689	38,74	19,3	-285,33	2262,16
17 - Steam outlet of Superheater [5] -> Inlet of ST Group [12]	Water	40	403	19,3	675,04	3222,53
18 - Outlet of Mixer [37] -> Steam inlet of Air-cooled Condenser [39]	Water	0,0689	38,74	56,74	-243,3	2304,19
19 - Exhaust of Gas Turbine (GT PRO) [48] - GT.TITAN -> Gas inlet of Superheater [5]	Gas/Air	0,9583	490	171,5	504,95	
45 - Gas outlet of Superheater [5] -> Gas inlet of Evaporator [9]	Gas/Air	0,9558	447,85	171,5	457,02	
49 - Gas outlet of Economiser [6] -> Inlet of Steel Stack [46]	Gas/Air	0,9434	107,79	171,5	86,82	
55 - Condensate outlet of Air-cooled Condenser [39] -> Suction of General Pump [52]	Water	0,4279	38,74	56,74	-2385,3	162,19
57 - Outlet of Gas/Air Source [47] -> Inlet of Evaporative Cooler [58]	Gas/Air	0,9434	17,5	205,4	-7,61	
58 - Outlet of Fuel Compressor [49] -> Fuel inlet of Gas Turbine (GT PRO) [48] - GT.TITAN	Fuel	25	81,12	2,979	46400,54	
59 - Outlet of Fuel Source [50] - CH4 -> Inlet of Fuel Compressor [49]	Fuel	10,342	25	2,979	46280,22	
61 - Water outlet of Economiser [6] -> Feedwater inlet of Deaerator [44] - desgasificador	Water	1,185	104	61,81	-2111,57	435,92
62 - Gas outlet of Economiser [60] -> Gas inlet of Economiser [6]	Gas/Air	0,9458	204,22	171,5	189,14	
63 - Feedwater outlet of Deaerator [44] - desgasificador -> Inlet of Splitter [57]	Water	1,185	104,45	61,51	-2109,55	437,93
66 - Outlet of Water Source [51] -> Heating stream inlet of Deaerator [44] - desgasificador	Water	9	175,36	0	224,47	2771,96
67 - Outlet of Gas/Air Source [53] -> Cooling air inlet of Air-cooled Condenser [39]	Gas/Air	0,9434	17,5	6842,6	-7,61	
68 - Cooling air outlet of Air-cooled Condenser [39] -> Inlet of Gas/Air Sink [54]	Gas/Air	0,9434	35	6842,6	10,15	

Stream	Fluid	P	T	M	H*	H
70 - Discharge of General Pump [52] -> Inlet of Makeup / Blowdown [38]	Water	1,209	38,74	56,74	-2385,2	162,29
71 - Outlet 3 of Splitter [57] -> Suction of General Pump [7]	Water	1,185	104,45	19,49	-2109,55	437,93
73 - Outlet of Evaporative Cooler [58] -> Air inlet of Gas Turbine (GT PRO) [48] - GT.TITAN	Gas/Air	0,9427	13,36	205,8	-11,84	
75 - Steam outlet of Evaporator [9] -> Steam inlet of Superheater [5]	Water	40,8	251,51	19,3	252,31	2799,8

7.2.3.6 DIAGRAMA DE EJES

Se presenta en el siguiente diagrama la energía generada en cada uno de los ejes. Así se observa la turbina de gas de 13 MW y ambas turbinas de vapor dando un total de 14,44 MW. Además se presenta un display de los motores asociados a las bombas, de alimentación a caldera de biomasa y la bomba de alimentación a caldera de recuperación dando respectivamente, 76,32 kW y 32,16 kW, estos formarán parte de los consumos auxiliares de la planta.



7.2.3.7 BALANCE DE ENERGÍA

Component	Energy input [kW]	Energy output [kW]
Air-cooled Condenser [39]	-1,81	
Deaerator [44]		167,6
Economiser [60]		13,13
Economiser [4]		12,15
Economiser [6]		36,56

Evaporator [9]		-7,54
Fuel Compressor [49]	129,6	
Fuel Compressor [49]		30,03
Fuel Source [50]	38303	
Gas Turbine (GT PRO) [48]		13000
Gas Turbine (GT PRO) [48]		670,5
Gas/Air Sink [54]		19291
Gas/Air Source [47]	-434,3	
Gas/Air Source [53]	-14468	
General Pump [52]	1,65	
General Pump [7]	31,2	
General Pump [8]	69,77	
Makeup / Blowdown [38]	-3499	
Package Boiler [1]	34609	
Package Boiler [1]		2257,1
ST Group [10]		4016
ST Group [11]		5711
ST Group [12]		5149
Steel Stack [46]		4136
Superheater [5]		17,13
Water Source [51]	0	
Water Source [59]	-242,4	
Total Energy Input	54500	
Total Energy Output		54500

7.2.3.8 SUMARIO DE LA PLANTA

Plant Summary		
Ambient pressure	bar	0,9434
Ambient temperature	C	17,5
Ambient RH	%	60
Ambient wet bulb temperature	C	12,86
Gross power	kW	27440

Gross electric efficiency(LHV)	%	37,63
Gross heat rate(LHV)	kJ/kWh	9566
Net power	kW	26425
Net electric efficiency(LHV)	%	36,24
Net heat rate(LHV)	kJ/kWh	9933
Net fuel input(LHV)	kW	72912
Net process heat output	kW	0
CHP efficiency	%	36,24
PURPA efficiency	%	36,24
Plant auxiliary	kW	1015,7
Net electric efficiency(HHV)	%	32,7
Net heat rate(HHV)	kJ/kWh	11009
Net fuel input(HHV)	kW	80808
Energy chargeable to power	kW	72912
Electric efficiency on chargeable energy	%	36,24
Water consumption	t/h	5,07
Water discharge	t/h	0,609
Steam property formulation		IFC-67

7.2.3.9 EQUIPOS DE ENERGÍA

Power Devices		
Generator[2] of Gas Turbine (GT PRO) [48] power	kW	13000
Generator[1] power	kW	14440

Motor[1] of General Pump [7] power	kW	34,55
Motor[2] of General Pump [8] power	kW	76,32
Air-cooled Condenser [39] : fan	kW	276,8
Evaporative Cooler [58] : aux	kW	0
Fuel Compressor [49] : aux	kW	160,3
Gas Turbine (GT PRO) [48] - GT.TITAN : aux	kW	65
General Pump [52]	kW	1,986
Package Boiler [1] - biomass boiler : fans/aux	kW	103,8
Specified total misc. auxiliary	kW	296,8
Shaft-1 net power	kW	13572
Shaft-2 net power	kW	14839
Shaft-3 net power	kW	-32,16
Shaft-4 net power	kW	-71,93

Asique tenemos,

Net fuel input	[kW]	72912
Gross heat rate	[kJ/kWh]	9566
Net heat rate	[kJ/kWh]	9933
Gross electric efficiency	[%]	37,63
Net electric efficiency	[%]	36,24

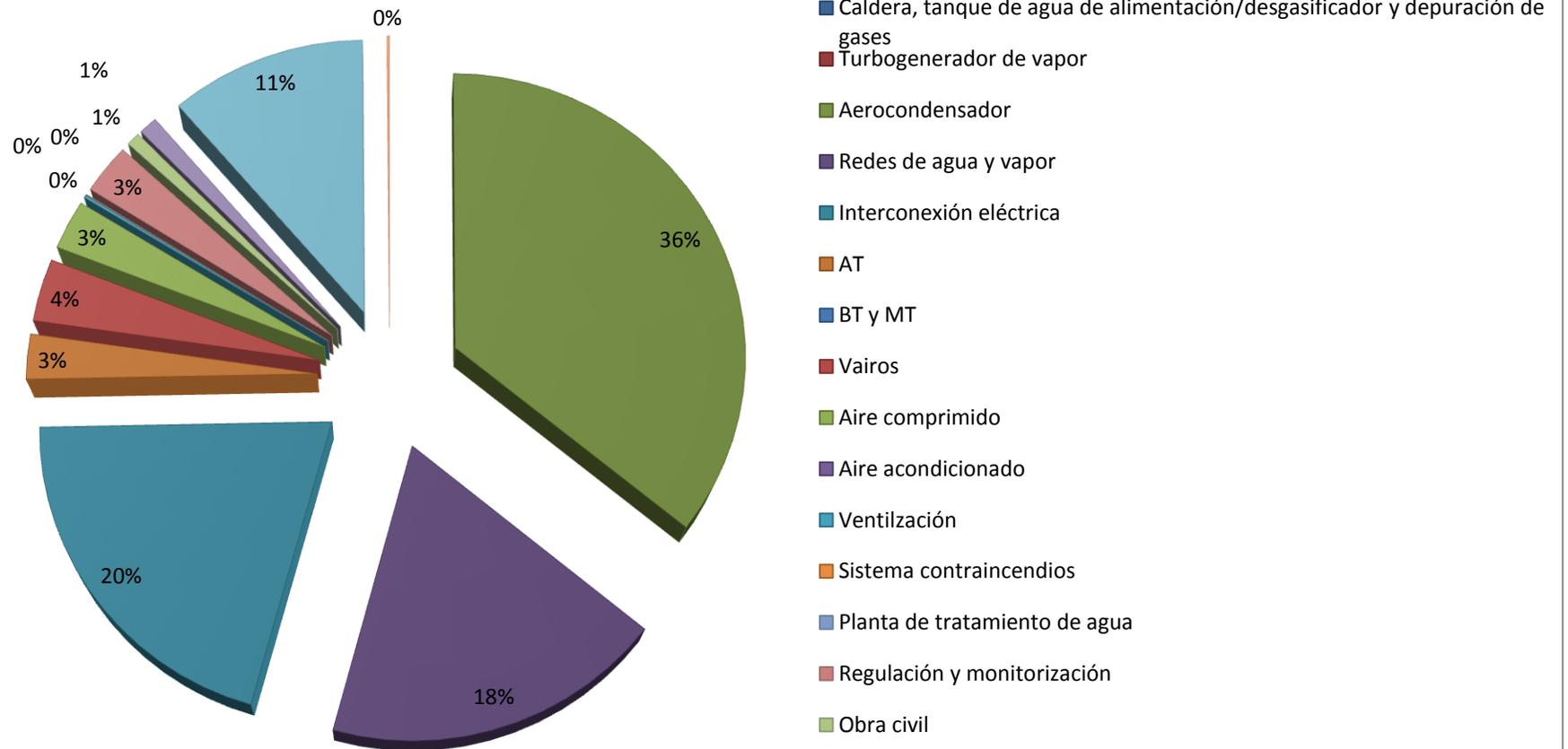
8. CRONOGRAMA

TAREA	MESES																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Ingeniería Básica	■	■	■																						
Ingeniería de detalle				■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■										
Compra de equipos						■	■	■	■	■	■	■	■	■	■										
Obra civil					■	■	■	■	■	■	■	■													
Montaje mecánico													■	■	■	■	■	■							
Montaje eléctrico																				■	■	■	■		
Puesta en marcha																								■	■

9. PRESUPUESTO

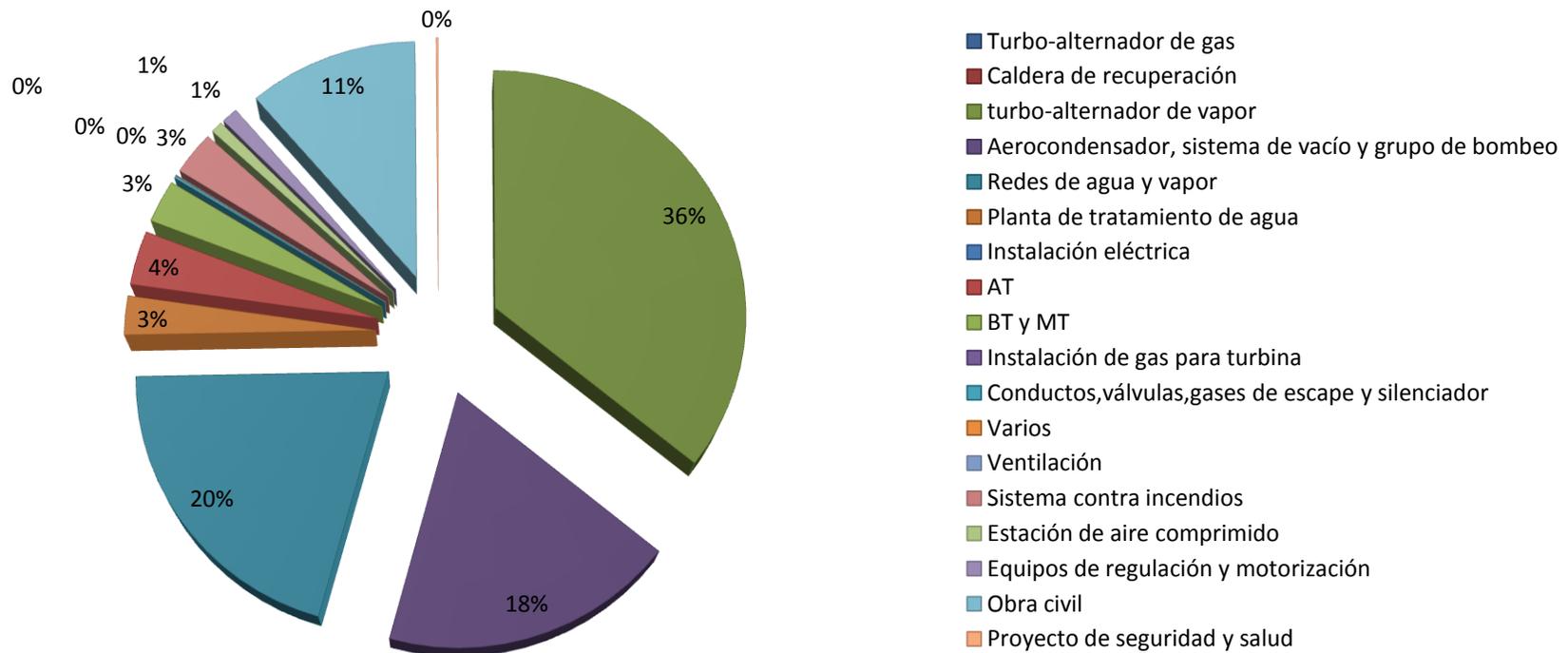
GENERACIÓN CON BIOMASA	
Caldera, tanque de agua de alimentación/desgasificador y depuración de gases	3.141.090 €
Turbogenerador de vapor	1.621.851 €
Aerocondensador	1.791.878 €
Redes de agua y vapor	225.097 €
Interconexión eléctrica	
AT	314.066 €
BT y MT	249.129 €
Vairos	
Aire comprimido	12.297 €
Aire acondicionado	2.198 €
Ventilación	2.050 €
Sistema contraincendios	254.760 €
Planta de tratamiento de agua	67.761 €
Regulación y monitorización	92.677 €
Obra civil	988.291 €
Seguridad y salud	12.046 €
TOTAL GENERACIÓN CON BIOMASA	8.775.191 €

PLANTA DE GENERACION CON ORUJILLO



COGENERACIÓN CON CICLO COMBINADO	
Turbo-alternador de gas	3.163.973 €
Caldera de recuperación	824.670 €
turbo-alternador de vapor	928.343 €
Aerocondensador, sistema de vacío y grupo de bombeo	861.480 €
Redes de agua y vapor	149.329 €
Planta de tratamiento de agua	58.136 €
Instalación eléctrica	
AT	383.291 €
BT y MT	364.347 €
Instalación de gas para turbina	47.814 €
Conductos,válvulas,gases de escape y silenciador	410.204 €
Varios	
Ventilación	1.888 €
Sistema contra incendios	14.420 €
Estación de aire comprimido	9.988 €
Equipos de regulación y motorización	92.677 €
Obra civil	779.876 €
Proyecto de seguridad y salud	11.443 €
TOTAL COGENERACIÓN CON CICLO COMBINADO	8.101.879 €

PLANTA DE GENERACION CON CICLO COMBINADO



10. ANEXOS

Documento	Descripción
Anexo 1	Resultados THERMOFLEX ciclo combinado
Anexo 2	Implantación de la planta de Puente Genil
Anexo 3	Hoja de datos TURBOMACH
Anexo 4	Esquema balance planta de biomasa
Anexo 5	Implantación del edificio turbina de vapor
Anexo 6	Implantación caldera de biomasa
Anexo 7	Balance con extractora



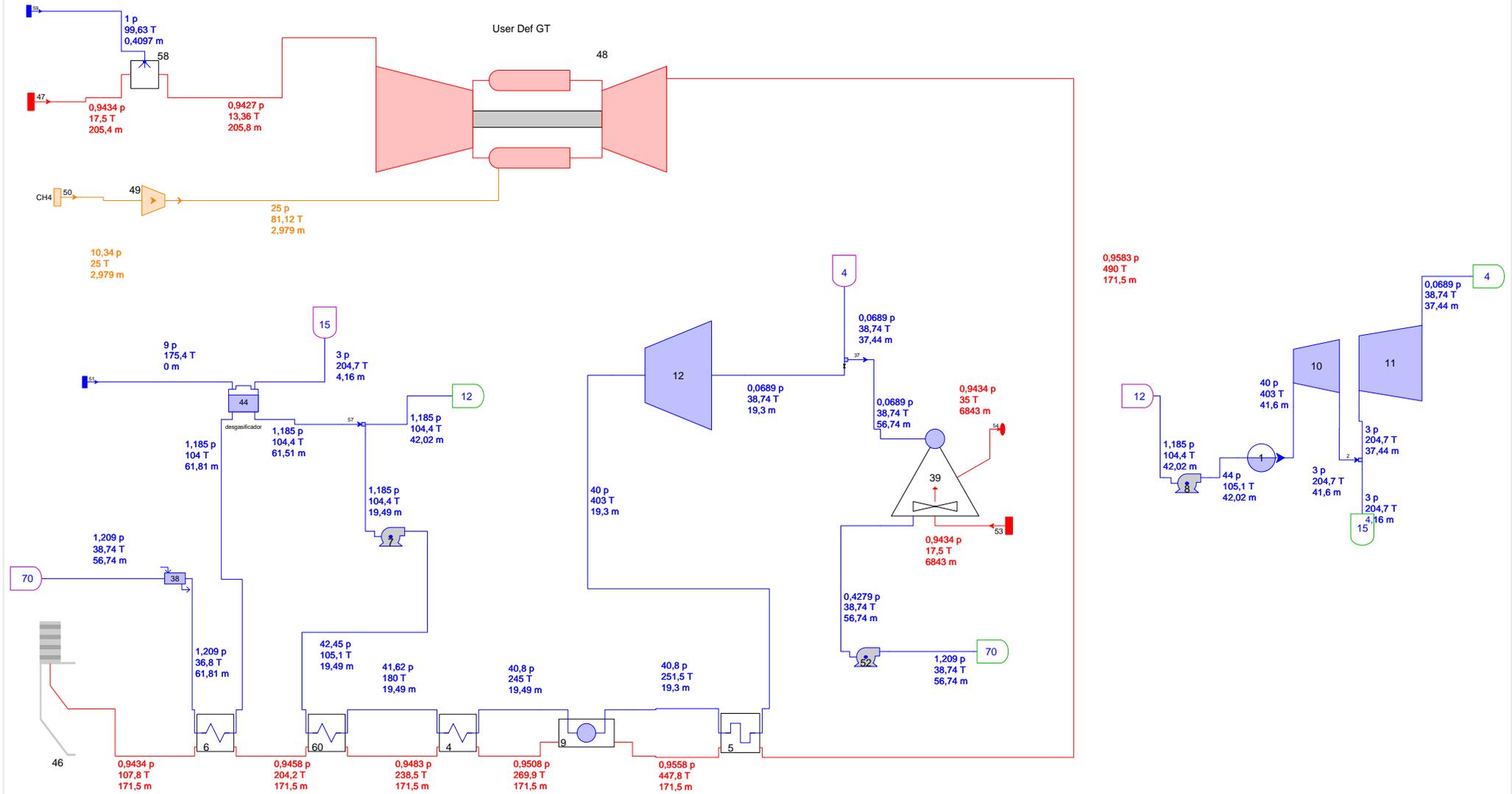
eman ta zabal zazu



Universidad del País Vasco Euskal Herriko Unibertsitatea

10.1. ANEXO 1

Resultados THERMOFLEX ciclo combinado



Reports - System Summary

SYSTEM SUMMARY							
Steam Property Formulation - IFC-67							
Ambient pressure = 0,9434 bar Temperature = 17,5 C RH = 60 %							
THERMOFLEX Version 25.0 Revision: November 3, 2015 Grupo SyV Sacyr Industrial, S.L.U.							
1758 05-24-2016 18:21:46 file= C:\Documents and Settings\ipaguirre\Escritorio\TFM\TERMOFLOW\CICLO_COMPLETO.tfx							
Computation time = 00:00:00,8							
		Unit		LHV		HHV	
Net fuel input		[kW]		72912		80808	
Gross heat rate		[kJ/kWh]		9566			
Net heat rate		[kJ/kWh]		9933		11009	
Gross electric efficiency		[%]		37,63			
Net electric efficiency		[%]		36,24		32,7	
CHP efficiency		[%]		36,24			
PURPA efficiency		[%]		36,24			
Gross power		[kW]		27440			
Net power		[kW]		26425			
Total auxiliaries		[kW]		1015,7			
Net process heat output		[kW]		0			
POWER DEVICE(S)							
Generator	Component	Shaft	Shaft [kW]	Eff [%]	Multiplier	Gen [kW]	Accounted [kW]
	Gas Turbine (GT PRO) [48] - GT.TITAN		13572,1				
Generator[2]		Shaft 1	13572,1	95,78	1	13000	13000
	ST Group [10]		4005,9				
	ST Group [11]		5697				
	ST Group [12]		5135,8				
Generator[1]		Shaft 2	14838,7	97,32	1	14440,4	14440,4
Total Generator(s)						27440,4	27440,4
AUXILIARY DEVICE(S)							
	Component	Shaft	Shaft [kW]	Eff [%]	Multiplier	Aux [kW]	Accounted [kW]
Motor[1]	General Pump [7]	Shaft 5 (Shaft 3)	-32,2	93,09	1	34,6	34,6
Motor[2]	General Pump [8]	Shaft 6 (Shaft 4)	-71,9	94,25	1	76,3	76,3
	Air-cooled Condenser [39] : fan				1	276,8	276,8
	Evaporative Cooler [58] : aux				1	0	0
	Fuel Compressor [49] : aux				1	160,3	160,3
	Gas Turbine (GT PRO) [48] - GT.TITAN : aux				1	65	65

Reports - System Summary

	General Pump [52]				1	2	2
	Package Boiler [1] - biomass boiler : fans/aux				1	103,8	103,8
Total components auxiliaries						718,9	718,9
Total miscellaneous auxiliary							296,8
Total plant auxiliary							1015,7

HEAT DEVICE(S)

Component	[kW]	Multiplier	Energy Accounting	Linked Object
Fuel Source [50] - CH4	38303,1	1	Charged as Fuel(LHV)	
Gas/Air Source [47]	0	1	Ignored	
Gas/Air Source [53]	0	1	Ignored	
Makeup / Blowdown [38]	88,8	1	Ignored	
Package Boiler [1] - biomass boiler	34609,2	1	Charged as Fuel(LHV)	
Water Source [51]	0	1	Ignored	
Water Source [59]	47,5	1	Ignored	
Gas/Air Sink [54]	33759	1	Ignored	

STREAMS

Fluid Type	Number
Gas/Air	10
Water/Steam	22
Fuel	2
Total Streams	34

COMPONENTS

Total Components	28
Component	Calculation Mode
Air-cooled Condenser	
Air-cooled Condenser [39]	Thermodynamic Design
Deaerator	
Deaerator [44] - desgasificador	Thermodynamic Design
Economiser - 3 Units	
Economiser [60]	Thermodynamic Design
Economiser [4]	Thermodynamic Design
Economiser [6]	Thermodynamic Design
Evaporative Cooler/Fogger	
Evaporative Cooler [58]	Thermodynamic Design
Evaporator	

Reports - System Summary

Evaporator [9]	Thermodynamic Design
Fuel Compressor	
Fuel Compressor [49]	Thermodynamic Design
Fuel Source	
Fuel Source [50] - CH4	None
Gas Turbine (GT PRO)	
Gas Turbine (GT PRO) [48] - GT.TITAN	Thermodynamic Design
Gas/Air Sink	
Gas/Air Sink [54]	None
Gas/Air Source - 2 Units	
Gas/Air Source [47]	None
Gas/Air Source [53]	None
General Pump - 3 Units	
General Pump [52]	Thermodynamic Design
General Pump [7]	Thermodynamic Design
General Pump [8]	Thermodynamic Design
Makeup / Blowdown	
Makeup / Blowdown [38]	None
Mixer	
Mixer [37]	None
Package Boiler	
Package Boiler [1] - biomass boiler	Thermodynamic Design
ST Group - 3 Units	
ST Group [10]	Thermodynamic Design
ST Group [11]	Thermodynamic Design
ST Group [12]	Thermodynamic Design
Splitter - 2 Units	
Splitter [57]	None
Splitter [2]	None
Stack	
Steel Stack [46]	Thermodynamic Design
Superheater	
Superheater [5]	Thermodynamic Design
Water Source - 2 Units	
Water Source [51]	None
Water Source [59]	None

Reports - Heat/Mass Balances

HEAT BALANCE				
Zero enthalpy @ 77F (25C) & vapor H2O.				
Component	Energy unassociated with streams	Energy input [kW]	Energy output [kW]	Imbalance %
Air-cooled Condenser [39]	Heat input	-1,81		
Deaerator [44]	Heat removed/lost		167,60	
Economiser [60]	Heat removed/lost		13,13	
Economiser [4]	Heat removed/lost		12,15	
Economiser [6]	Heat removed/lost		36,56	
Evaporator [9]	Heat removed/lost		-7,54	
Fuel Compressor [49]	Compression power	129,60		
Fuel Compressor [49]	Heat removed/lost		30,03	
Fuel Source [50]	Heat input	38303,00		
Gas Turbine (GT PRO) [48]	Power production		13000,00	
Gas Turbine (GT PRO) [48]	Heat removed/lost		670,50	
Gas/Air Sink [54]	Heat removed/lost		19291,00	
Gas/Air Source [47]	Heat input	-434,30		
Gas/Air Source [53]	Heat input	-14468,00		
General Pump [52]	Pumping power	1,65		
General Pump [7]	Pumping power	31,20		
General Pump [8]	Pumping power	69,77		
Makeup / Blowdown [38]	Heat input	-3499,00		
Package Boiler [1]	Heat input	34609,00		
Package Boiler [1]	Heat removed/lost		2257,10	
ST Group [10]	Expansion power		4016,00	
ST Group [11]	Expansion power		5711,00	
ST Group [12]	Expansion power		5149,00	
Steel Stack [46]	Heat removed/lost		4136,00	
Superheater [5]	Heat removed/lost		17,13	
Water Source [51]	Heat input	0,00		
Water Source [59]	Heat input	-242,40		
Total Energy Input		54500,00		
Total Energy Output			54500,00	
Cycle Heat Imbalance			0,60	0,0011
MASS BALANCE				
Component	Mass flow unassociated with streams	Mass flow in [t/h]	Mass flow out [t/h]	Imbalance %
Air-cooled Condenser [39]	Mass flow in	0,00		

Reports - Heat/Mass Balances

Deaerator [44]	Mass flow out		4,46	
Evaporator [9]	Mass flow out		0,19	
Fuel Source [50]	Mass flow in	2,98		
Gas Turbine (GT PRO) [48]	Mass flow out		37,28	
Gas/Air Sink [54]	Mass flow out		6843,00	
Gas/Air Source [47]	Mass flow in	205,40		
Gas/Air Source [53]	Mass flow in	6843,00		
Makeup / Blowdown [38]	Mass flow in	5,07		
Package Boiler [1]	Blow down		0,42	
Steel Stack [46]	Mass flow out		171,50	
Water Source [51]	Mass flow in	0,00		
Water Source [59]	Mass flow in	0,41		
Total Mass Flow In		7056,00		
Total Mass Flow Out			7056,00	
Cycle Mass Imbalance			0,00	

Tables - Plant Summary

Plant Summary		
Ambient pressure	bar	0,9434
Ambient temperature	C	17,5
Ambient RH	%	60
Ambient wet bulb temperature	C	12,86
Gross power	kW	27440
Gross electric efficiency(LHV)	%	37,63
Gross heat rate(LHV)	kJ/kWh	9566
Net power	kW	26425
Net electric efficiency(LHV)	%	36,24
Net heat rate(LHV)	kJ/kWh	9933
Net fuel input(LHV)	kW	72912
Net process heat output	kW	0
CHP efficiency	%	36,24
PURPA efficiency	%	36,24
Plant auxiliary	kW	1015,7
Net electric efficiency(HHV)	%	32,7
Net heat rate(HHV)	kJ/kWh	11009
Net fuel input(HHV)	kW	80808
Energy chargeable to power	kW	72912
Electric efficiency on chargeable energy	%	36,24
Water consumption	t/h	5,07
Water discharge	t/h	0,609
Steam property formulation		IFC-67
Revision date		November 3, 2015

Tables - Generator & Motor Power

Power Devices		
Generator[2] of Gas Turbine (GT PRO) [48] power	kW	13000
Generator[1] power	kW	14440
Motor[1] of General Pump [7] power	kW	34,55
Motor[2] of General Pump [8] power	kW	76,32
Air-cooled Condenser [39] : fan	kW	276,8
Evaporative Cooler [58] : aux	kW	0
Fuel Compressor [49] : aux	kW	160,3
Gas Turbine (GT PRO) [48] - GT.TITAN : aux	kW	65
General Pump [52]	kW	1,986
Package Boiler [1] - biomass boiler : fans/aux	kW	103,8
Specified total misc. auxiliary	kW	296,8
Shaft-1 net power	kW	13572
Shaft-2 net power	kW	14839
Shaft-3 net power	kW	-32,16
Shaft-4 net power	kW	-71,93

Tables - Stream Table

Stream	Fluid	P	T	M	H*	H
		bar	C	t/h	kJ/kg	kJ/kg
1 - Outlet of Water Source [59] -> Cooling water inlet of Evaporative Cooler [58]	Water	1	99,63	0,41	-2130	417,49
2 - Outlet of Makeup / Blowdown [38] -> Water inlet of Economiser [6]	Water	1,209	36,8	61,81	-2393,34	154,15
3 - Steam outlet of Package Boiler [1] - biomass boiler -> Inlet of ST Group [10]	Water	40	403	41,6	675,04	3222,53
4 - Outlet of ST Group [11] -> Inlet 3 of Mixer [37]	Water	0,0689	38,74	37,44	-221,64	2325,85
5 - Discharge of General Pump [7] -> Water inlet of Economiser [60]	Water	42,45	105,12	19,49	-2103,79	443,7
7 - Water outlet of Economiser [4] -> Water inlet of Evaporator [9]	Water	40,8	245	19,49	-1485,96	1061,53
8 - Water outlet of Economiser [60] -> Water inlet of Economiser [4]	Water	41,62	180	19,49	-1782,81	764,68
9 - Gas outlet of Economiser [4] -> Gas inlet of Economiser [60]	Gas/Air	0,9483	238,45	171,5	225,89	
10 - Gas outlet of Evaporator [9] -> Gas inlet of Economiser [4]	Gas/Air	0,9508	269,89	171,5	259,89	
11 - Discharge of General Pump [8] -> Feedwater of Package Boiler [1] - biomass boiler	Water	44	105,14	42,02	-2103,58	443,91
12 - Outlet 2 of Splitter [57] -> Suction of General Pump [8]	Water	1,185	104,45	42,02	-2109,55	437,93
13 - Outlet of ST Group [10] -> Inlet of Splitter [2]	Water	3	204,69	41,6	327,51	2875
14 - Outlet 1 of Splitter [2] -> Inlet of ST Group [11]	Water	3	204,69	37,44	327,51	2875
15 - Outlet 3 of Splitter [2] -> Secondary stream inlet of Deaerator [44] - desgasificador	Water	3	204,69	4,16	327,51	2875
16 - Outlet of ST Group [12] -> Inlet 1 of Mixer [37]	Water	0,0689	38,74	19,3	-285,33	2262,16
17 - Steam outlet of Superheater [5] -> Inlet of ST Group [12]	Water	40	403	19,3	675,04	3222,53
18 - Outlet of Mixer [37] -> Steam inlet of Air-cooled Condenser [39]	Water	0,0689	38,74	56,74	-243,3	2304,19
19 - Exhaust of Gas Turbine (GT PRO) [48] - GT.TITAN -> Gas inlet of Superheater [5]	Gas/Air	0,9583	490	171,5	504,95	
45 - Gas outlet of Superheater [5] -> Gas inlet of Evaporator [9]	Gas/Air	0,9558	447,85	171,5	457,02	
49 - Gas outlet of Economiser [6] -> Inlet of Steel Stack [46]	Gas/Air	0,9434	107,79	171,5	86,82	
55 - Condensate outlet of Air-cooled Condenser [39] -> Suction of General Pump [52]	Water	0,4279	38,74	56,74	-2385,3	162,19
57 - Outlet of Gas/Air Source [47] -> Inlet of Evaporative Cooler [58]	Gas/Air	0,9434	17,5	205,4	-7,61	
58 - Outlet of Fuel Compressor [49] -> Fuel inlet of Gas Turbine (GT PRO) [48] - GT.TITAN	Fuel	25	81,12	2,979	46400,54	
59 - Outlet of Fuel Source [50] - CH4 -> Inlet of Fuel Compressor [49]	Fuel	10,342	25	2,979	46280,22	
61 - Water outlet of Economiser [6] -> Feedwater inlet of Deaerator [44] - desgasificador	Water	1,185	104	61,81	-2111,57	435,92
62 - Gas outlet of Economiser [60] -> Gas inlet of Economiser [6]	Gas/Air	0,9458	204,22	171,5	189,14	
63 - Feedwater outlet of Deaerator [44] - desgasificador -> Inlet of Splitter [57]	Water	1,185	104,45	61,51	-2109,55	437,93
66 - Outlet of Water Source [51] -> Heating stream inlet of Deaerator [44] - desgasificador	Water	9	175,36	0	224,47	2771,96
67 - Outlet of Gas/Air Source [53] -> Cooling air inlet of Air-cooled Condenser [39]	Gas/Air	0,9434	17,5	6842,6	-7,61	
68 - Cooling air outlet of Air-cooled Condenser [39] -> Inlet of Gas/Air Sink [54]	Gas/Air	0,9434	35	6842,6	10,15	
70 - Discharge of General Pump [52] -> Inlet of Makeup / Blowdown [38]	Water	1,209	38,74	56,74	-2385,2	162,29
71 - Outlet 3 of Splitter [57] -> Suction of General Pump [7]	Water	1,185	104,45	19,49	-2109,55	437,93
73 - Outlet of Evaporative Cooler [58] -> Air inlet of Gas Turbine (GT PRO) [48] - GT.TITAN	Gas/Air	0,9427	13,36	205,8	-11,84	
75 - Steam outlet of Evaporator [9] -> Steam inlet of Superheater [5]	Water	40,8	251,51	19,3	252,31	2799,8

Tables - Emissions

Components	Inlet - kg/hr	Outlet - kg/hr	Net - kg/hr		
Gas Turbine (GT PRO) [48] - GT.TITAN					
CO2	93,81	7796	7702		
Gas/Air Sink [54]					
CO2		3125			
Gas/Air Source [47]					
CO2	93,81				
Gas/Air Source [53]					
CO2	3125				
Steel Stack [46]					
CO2		7796			
Plant Total Emissions	kg/hr	tonne/year	kg/MWhr (gross)	g/GJ LHV @ 25C	g/GJ HHV @ 25C
CO2	7702	62389	280,7	29344	26477

Tables - Water Accounting

	Current t/h	% included	Accounted t/h
Total Water Consumption			5,07
Air-cooled Condenser [39] - makeup	0	100	0
Gas Turbine (GT PRO) [48] - water consumption	0	100	0
Makeup / Blowdown [38] - makeup	5,07	100	5,07
Water Source [51]	0	0	0
Water Source [59]	0,4097	0	0
Total Water Discharge			0,609
Air-cooled Condenser [39] - blowdown	0	100	0
Evaporator [9] - blowdown	0,193	100	0,193
Gas Turbine (GT PRO) [48] - blowdown	0	0	0
Makeup / Blowdown [38] - blowdown	0	100	0
Package Boiler [1] - blowdown	0,416	100	0,416

Streams - Gas/Air

GAS/AIR - 10 STREAMS														
H* is fluid enthalpy referenced to zero at 77F (25C) with H2O as vapor														
Gas/Air Psychrometric Properties only for T <= 500 F/260 C														
No. [Name]	P	T	H*	Mgas	Mash	V	M.W.	Mole Composition %						
	[bar]	[C]	[kJ/kg]	[t/h]	[t/h]	[m^3/s]		N2	O2	CO2	H2Ov	H2OI	Ar	SO2
9	0,9483	238,45	225,89	171,5	0	75,1	28,453	74,717	14,338	2,939	7,108	0	0,899	0
10	0,9508	269,89	259,89	171,5	0	79,5	28,453	74,717	14,338	2,939	7,108	0	0,899	0
19	0,9583	490	504,95	171,5	0	110,9	28,453	74,717	14,338	2,939	7,108	0	0,899	0
45	0,9558	447,85	457,02	171,5	0	105	28,453	74,717	14,338	2,939	7,108	0	0,899	0
49	0,9434	107,79	86,82	171,5	0	56,2	28,453	74,717	14,338	2,939	7,108	0	0,899	0
57	0,9434	17,5	-7,61	205,4	0	50,7	28,828	77,087	20,683	0,03	1,271	0	0,928	0
62	0,9458	204,22	189,14	171,5	0	70,3	28,453	74,717	14,338	2,939	7,108	0	0,899	0
67	0,9434	17,5	-7,61	6842,6	0	1689,1	28,828	77,087	20,683	0,03	1,271	0	0,928	0
68	0,9434	35	10,15	6842,6	0	1790,8	28,828	77,087	20,683	0,03	1,271	0	0,928	0
73	0,9427	13,36	-11,84	205,8	0	50,2	28,793	76,842	20,617	0,03	1,585	0	0,925	0
Gas/Air Psychrometric Properties (T <= 500 F/260 C)														
No. [Name]	P	T	Dew Point		Wet Bulb		RH							
	[bar]	[C]	[C]	[C]	[C]	[C]	[C]	[%]						
9	0,9483	238,45	38,32		56,35		0,21							
49	0,9434	107,79	38,23		46,38		5,04							
57	0,9434	17,5	9,66		12,86		60							
62	0,9458	204,22	38,27		54,15		0,4							
67	0,9434	17,5	9,66		12,86		60							
68	0,9434	35	9,66		18,89		21,33							
73	0,9427	13,36	12,98		13,12		97,57							

Streams - Water/Steam

WATER/STEAM - 22 STREAMS							
Steam Property Formulation - IFC-67							
H* is fluid enthalpy referenced to zero at 77F (25C) with H2O as vapor							
H is enthalpy referenced to zero at 32F (0C) with H2O as liquid							
No. [Name]	P	T	H*	H	M	Quality	Sup/Sub(-).
	[bar]	[C]	[kJ/kg]	[kJ/kg]	[t/h]		[C]
1	1	99,63	-2130	417,49	0,41	0	
2	1,209	36,8	-2393,34	154,15	61,81		-68,2
3	40	403	675,04	3222,53	41,6		152,7
4	0,0689	38,74	-221,64	2325,85	37,44	0,8979	
5	42,45	105,12	-2103,79	443,7	19,49		-148,8
7	40,8	245	-1485,96	1061,53	19,49		-6,5
8	41,62	180	-1782,81	764,68	19,49		-72,7
11	44	105,14	-2103,58	443,91	42,02		-150,9
12	1,185	104,45	-2109,55	437,93	42,02	0,0001	
13	3	204,69	327,51	2875	41,6		71,2
14	3	204,69	327,51	2875	37,44		71,2
15	3	204,69	327,51	2875	4,16		71,2
16	0,0689	38,74	-285,33	2262,16	19,3	0,8714	
17	40	403	675,04	3222,53	19,3		152,7
18	0,0689	38,74	-243,3	2304,19	56,74	0,8889	
55	0,4279	38,74	-2385,3	162,19	56,74		-38,8
61	1,185	104	-2111,57	435,92	61,81		-0,4
63	1,185	104,45	-2109,55	437,93	61,51	0,0001	
66	9	175,36	224,47	2771,96	0	1	
70	1,209	38,74	-2385,2	162,29	56,74		-66,3
71	1,185	104,45	-2109,55	437,93	19,49	0,0001	
75	40,8	251,51	252,31	2799,8	19,3		0

Streams - Fuel

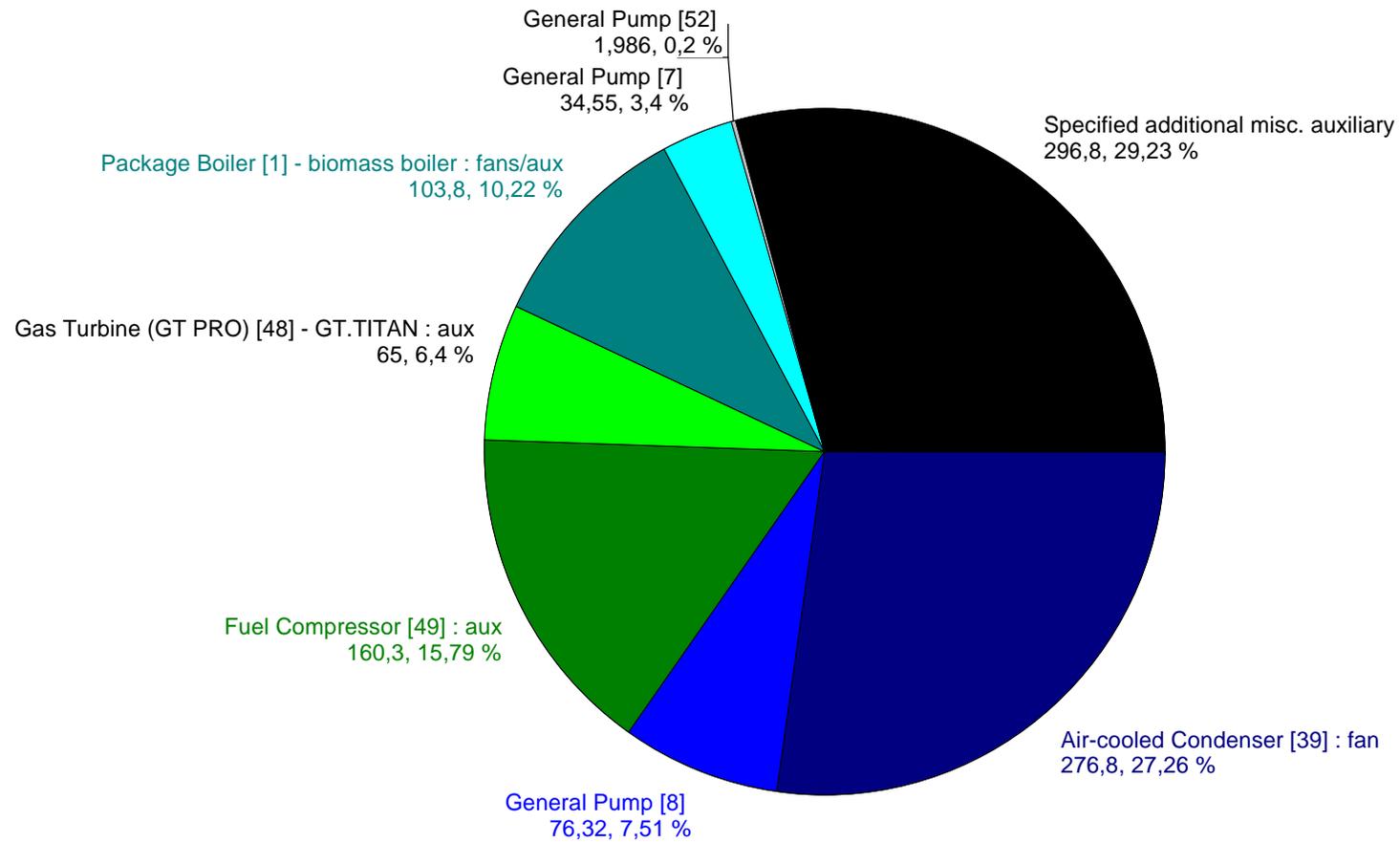
FUEL - 2 STREAMS																
No. [Name]	Type	P	T	H*	M	M.W.	Ash %	H2O %	Atomic %						LHV	HHV
		[bar]	[C]	[kJ/kg]	[t/h]				C	H	O	N	S	Ar	[kJ/kg]	[kJ/kg]
58	Gaseous	25	81,12	46400,54	2,979	17,74	0	0	20,38	78,01	0,18	1,43	0	0	46280,22	51237,16
59	Gaseous	10,342	25	46280,22	2,979	17,74	0	0	20,38	78,01	0,18	1,43	0	0	46280,22	51237,16
Fuel Streams: Additional Properties																
Stream 58 - Outlet of Fuel Compressor [49] -> Fuel inlet of Gas Turbine (GT PRO) [48] - GT.TITAN 'Gaseous fuel defined by mole percent'																
Hydrogen														H2	0,36	%
Oxygen														O2	0,07	%
Nitrogen														N2	3,65	%
Carbon Monoxide														CO	0,09	%
Carbon Dioxide														CO2	0,34	%
Methane														CH4	87	%
Ethane														C2H6	8,46	%
Ethylene														C2H4	0,03	%
LHV															46280	kJ/kg
HHV															51237	kJ/kg
Molecular Weight															17,74	
Stream 59 - Outlet of Fuel Source [50] - CH4 -> Inlet of Fuel Compressor [49] 'Gaseous fuel defined by mole percent'																
Hydrogen														H2	0,36	%
Oxygen														O2	0,07	%
Nitrogen														N2	3,65	%
Carbon Monoxide														CO	0,09	%
Carbon Dioxide														CO2	0,34	%
Methane														CH4	87	%
Ethane														C2H6	8,46	%
Ethylene														C2H4	0,03	%
LHV															46280	kJ/kg
HHV															51237	kJ/kg
Molecular Weight															17,74	

Components - Reports

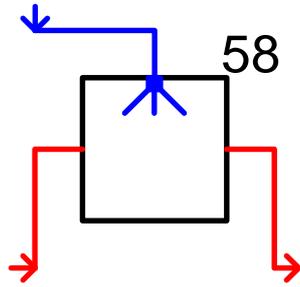
Air-cooled Condenser [39]						
Stream	No	P	T	M	H*	H
		[bar]	[C]	[t/h]	[kJ/kg]	[kJ/kg]
Condensing vapor in	18	0,0689	38,74	56,74	-243,3	2304,19
Condensate	55	0,4279	38,74	56,74	-2385,3	162,19
Air in	67	0,9434	17,5	6842,557	-7,61	
Air out	68	0,9434	35	6842,557	10,15	
Defined operating mode = Design, actual mode = Design						
AC condenser type: Dry w/o water injection						
Number of existing cells = 4 , number of operating cells = 4						
Condensing pressure = 0,0689 bar, saturation temperature = 38,74 C						
Total heat rejection = 33761 kW, heat rejection per cell = 8440 kW						
Current UA per cell = 837,4 kW/C, Effectiveness = 0,8238						
Air inlet temperature = 17,5 C, wet bulb temperature = 12,86 C						
Air inlet massflow per cell = 1710,6 t/h, volume flow = 422,3 m ³ /s						
Air outlet temperature = 35 C, wet bulb temperature = 18,89 C						
Air outlet massflow per cell = 1710,6 t/h, volume flow = 447,7 m ³ /s						
Total fan power = 276,8 kW, fan power per cell = 69,21 kW, Air draft loss = 1,245 millibar						
Water head to condensate outlet = 3,658 m H ₂ O = 0,3589 bar						

Auxiliaries [kW]

Total plant auxiliaries = 1015,7 kW



(1)
 P = 1,0000
 T = 99,63
 x = 0,000
 H = 417,49
 H* = -2130,00
 M = 0,410



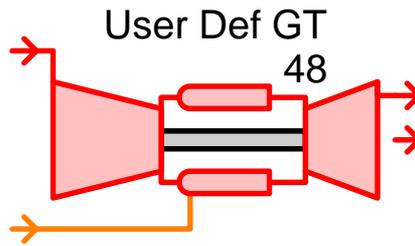
(57)
 P = 0,9434
 T = 17,5
 H* = -7,61
 M = 205,4
 V = 50,7
 Rho = 1,125

(73)
 P = 0,9427
 T = 13,36
 H* = -11,84
 M = 205,8
 V = 50,17
 Rho = 1,139

P[bar] T[C] H[kJ/kg] H*[kJ/kg] M[t/h] V[m^3/s] Rho[kg/m^3]
 Evaporative Cooler [58]
 Type of cooling device: Evaporative Cooler
 Mode: Thermodynamic Design
 Total spray water = 0,4097 t/h, consumed power = 0 kW
 Nameplate spray water = 0,5135 t/h, Nameplate airflow = 205,4 t/h
 Air pressure drop = 0,6227 millibar

(73)
 P = 0,9427
 T = 13,36
 H* = -11,84
 M = 205,8
 V = 50,17
 Rho = 1,139

(58)-gaseous
 P = 25,00
 T = 81,12
 H* = 46400,54
 LHV = 46280,2
 HHV = 51237,2
 M = 2,979



(19)
 P = 0,9583
 T = 490
 H* = 504,95
 M = 171,5
 V = 110,9
 Rho = 0,4297
 Leakage M = 37,28

P[bar] T[C] H[kJ/kg] M[t/h] V[m³/s] LHV[kJ/kg] HHV[kJ/kg] Rho[kg/m³]

Gas Turbine (GT PRO) [48] - User Def GT(ID-1) - GT.TITAN

Design mode

Number of units running = 1

Inlet filter dP = 10 millibar Compressor inlet P = 0,9327 bar

Exhaust P = 0,9827 bar Non-HRB loss = 24,4 millibar Exit P = 0,9583 bar

Exhaust loss (Exhaust - Pamb) = 39,34 millibar

Total shaft power = 13369 kW Miscellaneous aux. = 65 kW

Total electrical power = 13000 kW Load = 97,88 %

Gross LHV heat rate = 10607 kJ/kWh Gross LHV eff. = 33,94 % Gross HHV eff. = 30,66 %

Leakage/blow off misc. = 37,28 t/h

Exhaust gas composition [Mole %]

O₂ = 14,338% CO₂ = 2,939% H₂O = 7,108% N₂ = 74,717% Ar = 0,899% SO₂ = 0,000%

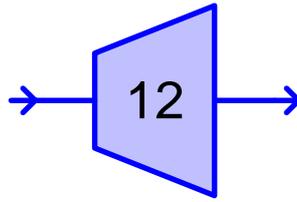
Gas Turbine (GT PRO) [48] - GT Performance

ESTIMATED GT SITE PERFORMANCE (Engineering Design)		
Gas Turbine (GT PRO) [48] - GT.TITAN - User Def GT (User-defined gas turbine model)		
Number of units	1	
Number units in operation	1	
Following quantities in this table are on a per unit basis		
GT heat balance error (in-out) = -1130,7 kW, is more than 1% of total energy inflow to GT = 44854 kW.		
Results are invalid!!! Please save file and advise Thermoflow.		
Site Performance		
GT load as percent of rating	97,88	%
Turbine exhaust temperature (TET)	490	C
Turbine exhaust flow	171,5	t/h
Flue gas mole composition N2	74,72	%
Flue gas mole composition O2	14,34	%
Flue gas mole composition CO2	2,939	%
Flue gas mole composition H2O	7,108	%
Flue gas mole composition AR	0,8986	%
Flue gas mole composition SO2	0	%
GT LHV heat rate @ generator terminal	10607	kJ/kWh
GT HHV heat rate @ generator terminal	11743	kJ/kWh
GT LHV efficiency @ generator terminal	33,94	%
GT HHV efficiency @ generator terminal	30,66	%
Inlet filter pressure loss	10	millibar
Exhaust non-HRB pressure loss	24,4	millibar
Exhaust loss (Exhaust P-Pamb)	39,34	millibar
Power		
Electrical power @ generator terminal	13000	kW
Mechanical loss	183	kW
Gear box loss	203,6	kW
Generator total loss	368,5	kW
Generator electrical & windage loss (generator coolant)	324,3	kW
Generator mechanical loss (lube oil)	44,22	kW
GT miscellaneous auxiliary power	65	kW
Gaseous Fuel		
Mass flow	2,979	t/h
Temperature	81,12	C
Lower heating value at 77F/25C	46280	kJ/kg
Higher heating value at 77F/25C	51237	kJ/kg
Fuel LHV (77F/25C) input	38303	kW
Fuel HHV (77F/25C) input	42406	kW
Emissions - based, in part, on user-defined inputs		
Reference O2 content	15	%
Actual O2 content in exit gas	14,34	%
NOx as NO2		
NOx production	0	kg/hr
NOx volume concentration in exit gas, wet basis, actual O2%	0	ppmv
NOx volume concentration in exit gas, dry basis, actual O2%	0	ppmvd
NOx volume concentration in exit gas, dry basis, reference O2%	0	ppmvd
NOx mass concentration in exit gas, wet basis, actual O2%	0	ppm
CO		
CO production	0	kg/hr
CO volume concentration in exit gas, wet basis, actual O2%	0	ppmv
CO volume concentration in exit gas, dry basis, actual O2%	0	ppmvd
CO volume concentration in exit gas, dry basis, reference O2%	0	ppmvd

Gas Turbine (GT PRO) [48] - GT Performance

ESTIMATED GT SITE PERFORMANCE (Engineering Design)		
CO mass concentration in exit gas, wet basis, actual O2%	0	ppm
UHC as CH4		
UHC production	0	kg/hr
UHC volume concentration in exit gas, wet basis, actual O2%	0	ppmv
UHC volume concentration in exit gas, dry basis, actual O2%	0	ppmvd
UHC volume concentration in exit gas, dry basis, reference O2%	0	ppmvd
UHC mass concentration in exit gas, wet basis, actual O2%	0	ppm
GT and Generator Heat Balance		
Zero enthalpy: dry gases & liquid water @ 32 F (273.15 K)		
Total Energy In per GT	44854	kW
Inlet air sensible	776,1	kW
Inlet air latent	1418,4	kW
Water injection	0	kW
Steam injection	0	kW
Fuel enthalpy	42659	kW
Gas injection	0	kW
Total Energy Out per GT	45984	kW
Misc. loss	1566,1	kW
Mechanical loss	183	kW
Gear box loss	203,6	kW
Generator total heat loss	368,5	kW
Generator electrical & windage loss (generator coolant)	324,3	kW
Generator mechanical loss (lube oil)	44,22	kW
GT exhaust sensible	25300	kW
GT exhaust latent	5363	kW
Electric output	13000	kW
Process output	0	kW
CA precooler heat rejection	0	kW
Comb cooling heat rejection	0	kW
Heat balance error per GT (In-Out)	-1130,7	kW
	-2,521	%

(17)
 P = 40,00
 T = 403
 Sup = 152,7
 H = 3222,53
 H* = 675,04
 M = 19,30



(16)
 P = 0,0689
 T = 38,74
 x = 0,871
 H = 2262,16
 H* = -285,33
 M = 19,30

P[bar] T[C] H[kJ/kg] H*[kJ/kg] M[t/h]
 ST Group [12]

Mode: Thermodynamic Design; Type of inlet control: Sliding
 Type of Performance: Normal

Expansion power = 5149 kW Mechanical loss = 12,87 kW Shaft power = 5136 kW Current RPM = 3600

Dry step efficiency = 85 % Group overall eff. = 85,91 % Group blading eff. = 85,91 %

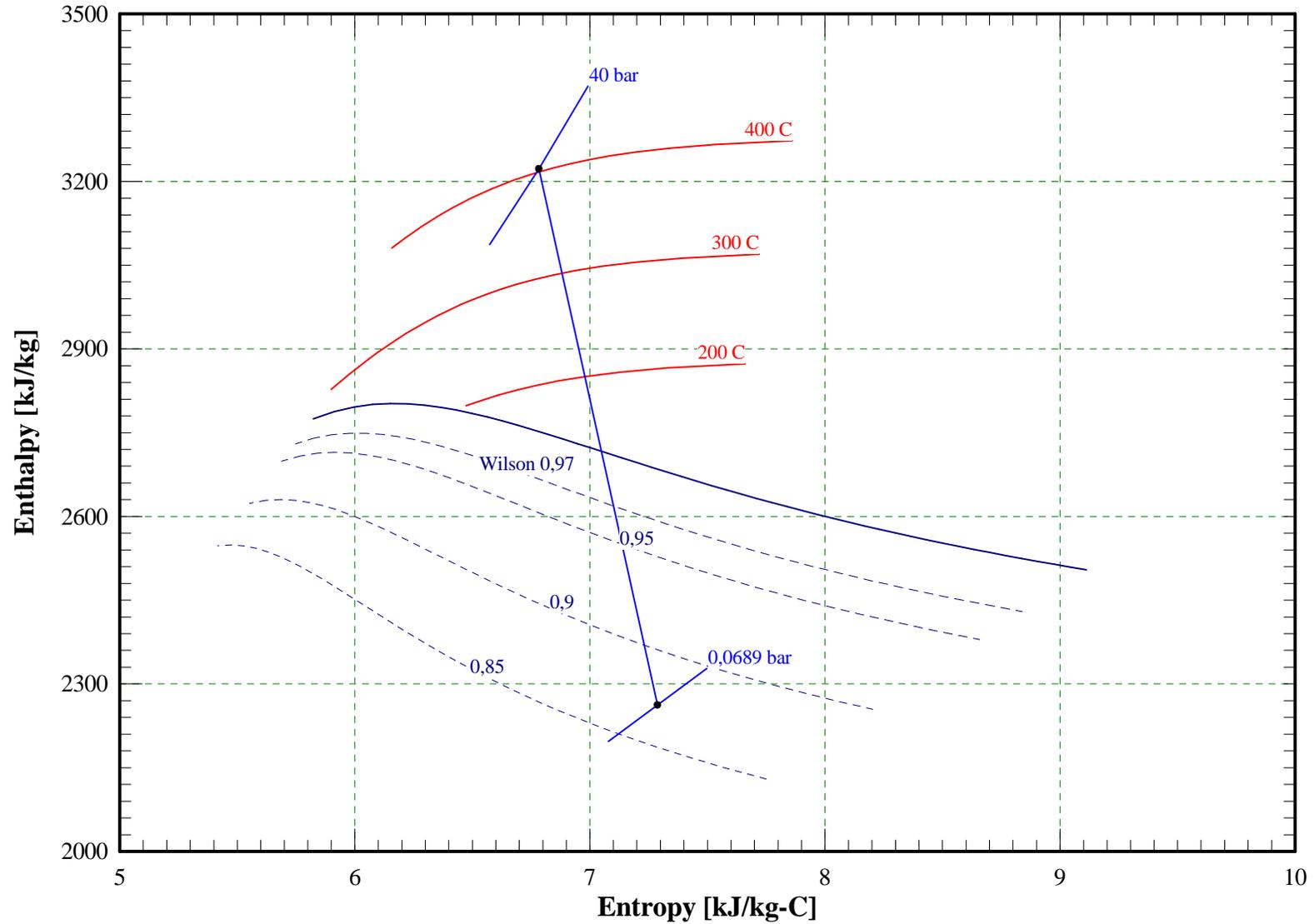
Inlet pressure = 40 bar

Exit pressure = 0,0689 bar enthalpy = 2262,2 kJ/kg steam quality = 0,8714

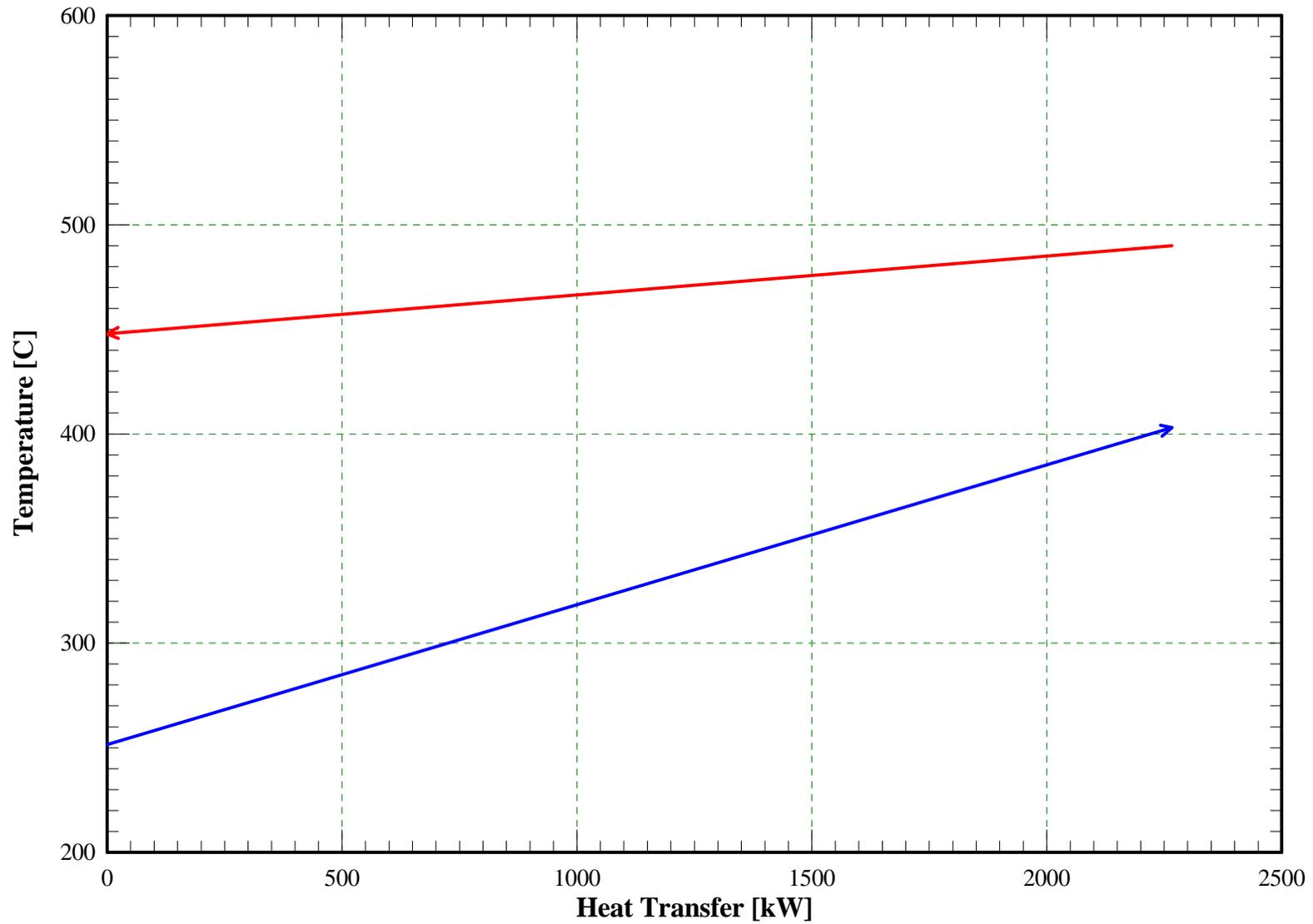
ST Group [12] - Heat Balance

Design Heat Balance Results		
ST Group [12]		
Dry step efficiency	85	%
Group overall efficiency	85,91	%
Group blading efficiency	85,91	%
Expansion power	5149	kW
Shaft power	5136	kW
Mechanical loss	12,87	kW
Turbine Inlet		
Type of inlet control	Sliding	
Pressure	40	bar
Temperature	403	C
Massflow	19,3	t/h
Enthalpy	3222,53	kJ/kg
Turbine Outlet		
Pressure	0,0689	bar
Temperature	38,74	C
Massflow	19,3	t/h
Enthalpy	2262,16	kJ/kg
Steam quality	0,8714	

ST Group [12] - ST Expansion Path

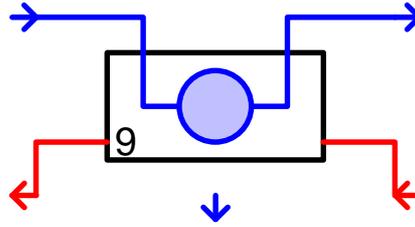


Superheater [5] - TQ Diagram



(7)
 P = 40,80
 T = 245
 Sub = 6,5
 H = 1061,53
 H* = -1485,96
 M = 19,49

(10)
 P = 0,9508
 T = 269,9
 H* = 259,89
 M = 171,5
 V = 79,51
 Rho = 0,5992



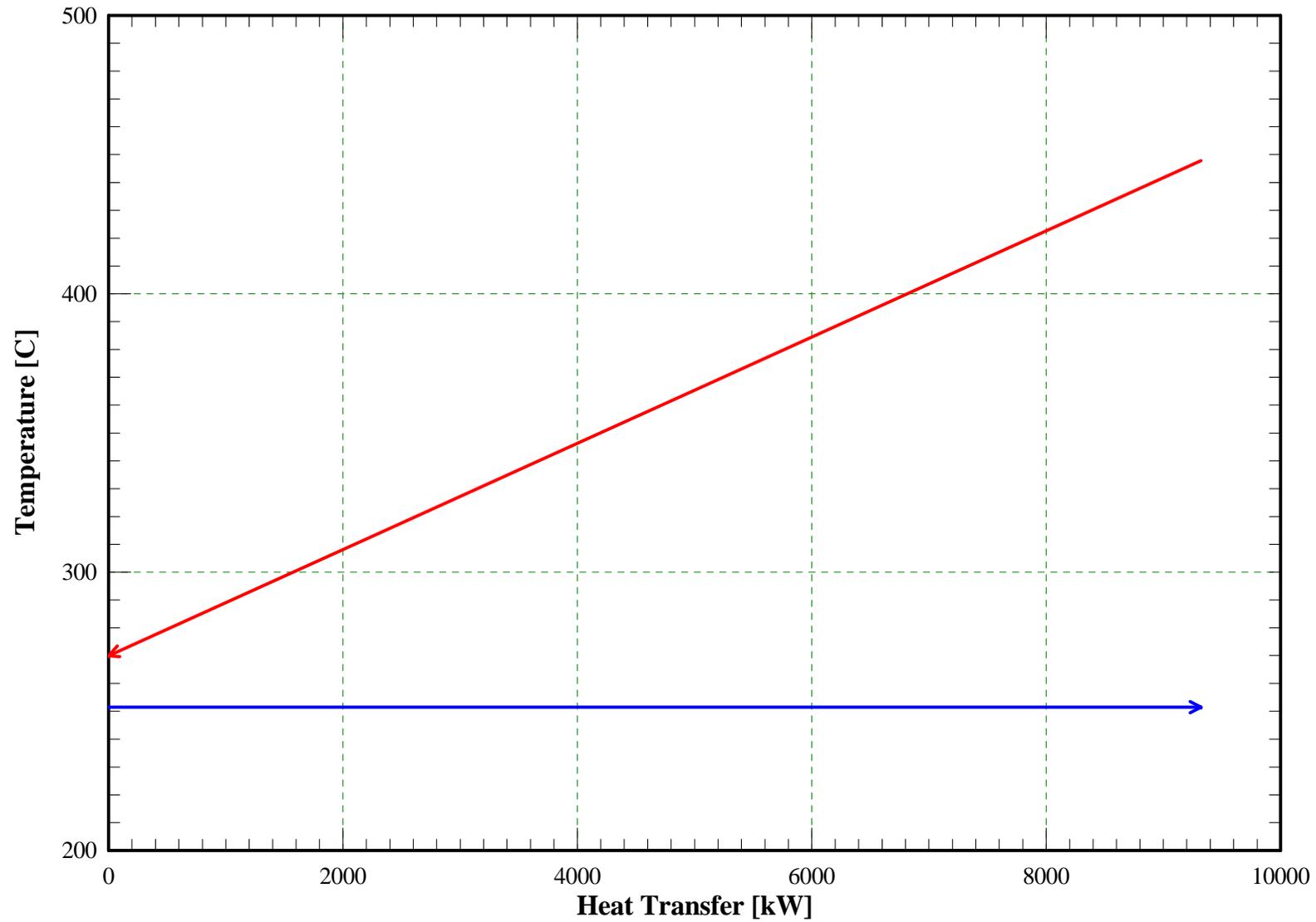
Blowdown
 H = 1093,1
 M = 0,193

(75)
 P = 40,80
 T = 251,5
 Sup = 0,0
 H = 2799,80
 H* = 252,31
 M = 19,30

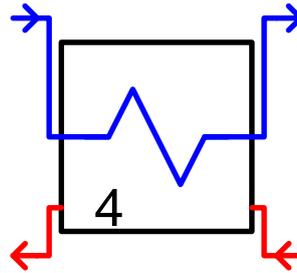
(45)
 P = 0,9558
 T = 447,8
 H* = 457,02
 M = 171,5
 V = 105
 Rho = 0,4537

P[bar] T[C] H[kJ/kg] H*[kJ/kg] M[t/h] V[m^3/s] Rho[kg/m^3]
 Evaporator [9]
 Mode: Design
 Heat transfer to water-side = 9321 kW, Heat loss = 70,44 kW
 UA = 124,1 kW/C, DTlgm = 75,13 C
 Gas flow = 171,5 t/h, outlet temperature = 269,9 C, outlet enthalpy = 259,9 kJ/kg
 Gas-side pressure drop = 4,981 millibar
 Pinch = 18,38 C, Steam produced = 19,3 t/h
 Blowdown: M = 0,193 t/h, T = 251,5 C, h = 1093,1 kJ/kg

Evaporator [9] - TQ Diagram



(8)
P = 41,62
T = 180
Sub = 72,7
H = 764,68
H* = -1782,81
M = 19,49



(7)
P = 40,80
T = 245
Sub = 6,5
H = 1061,53
H* = -1485,96
M = 19,49

(9)
P = 0,9483
T = 238,5
H* = 225,89
M = 171,5
V = 75,1
Rho = 0,6343

(10)
P = 0,9508
T = 269,9
H* = 259,89
M = 171,5
V = 79,51
Rho = 0,5992

P[bar] T[C] H[kJ/kg] H*[kJ/kg] M[t/h] V[m^3/s] Rho[kg/m^3]

Economiser [4]

Mode: Design

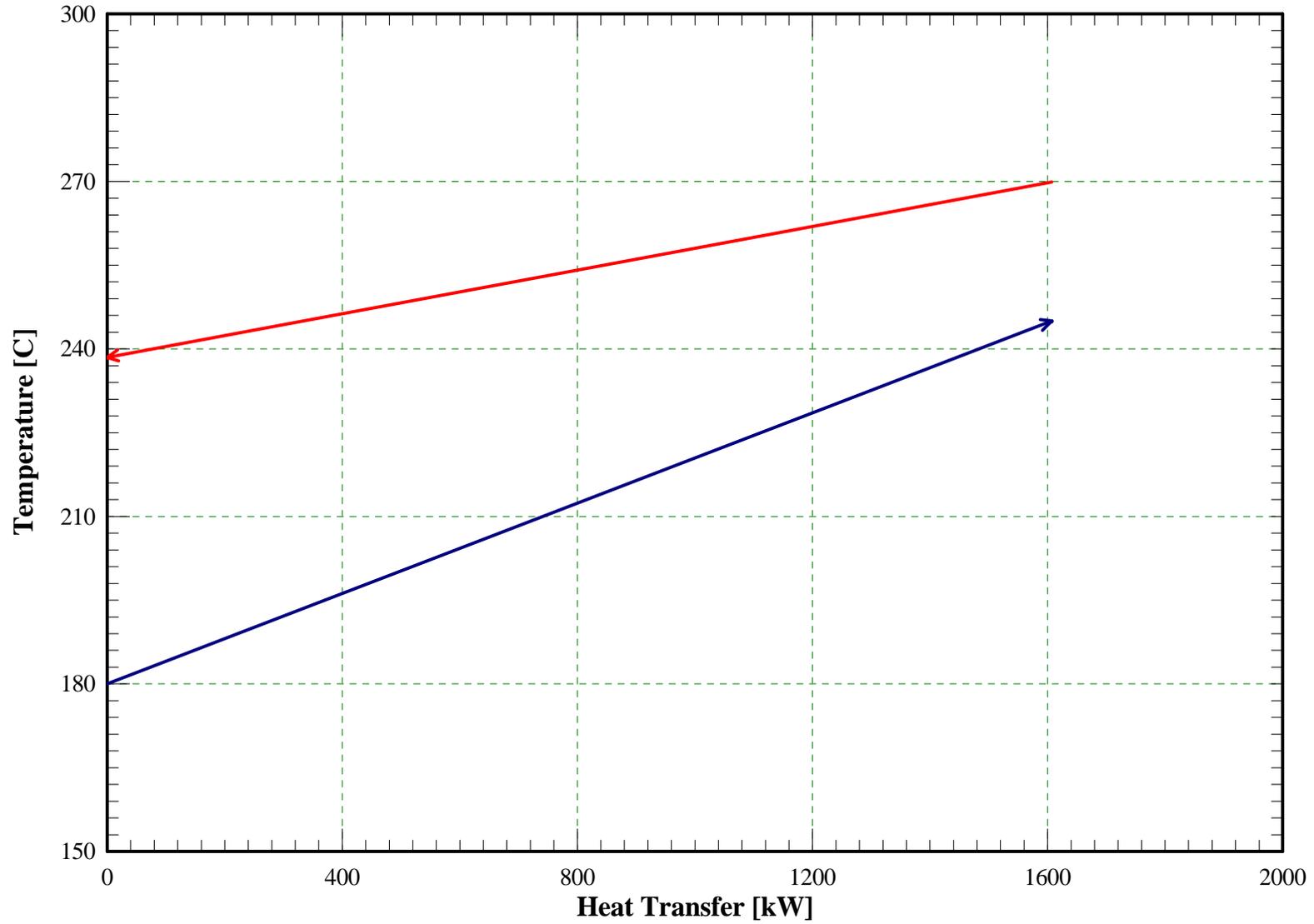
Heat transfer to water-side = 1607,4 kW, Heat loss = 12,15 kW

UA = 40,89 kW/C, DTlgm = 39,31 C

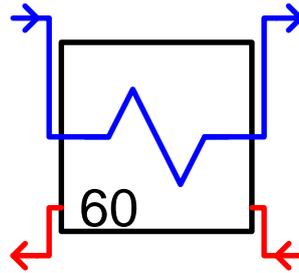
Gas flow = 171,5 t/h, outlet temperature = 238,5 C, outlet enthalpy = 225,9 kJ/kg

Gas-side pressure drop = 2,491 millibar, water-side pressure drop = 0,816 bar

Economiser [4] - TQ Diagram



(5)
 P = 42,45
 T = 105,1
 Sub = 148,8
 H = 443,70
 H* = -2103,79
 M = 19,49



(8)
 P = 41,62
 T = 180
 Sub = 72,7
 H = 764,68
 H* = -1782,81
 M = 19,49

(62)
 P = 0,9458
 T = 204,2
 H* = 189,14
 M = 171,5
 V = 70,26
 Rho = 0,678

(9)
 P = 0,9483
 T = 238,5
 H* = 225,89
 M = 171,5
 V = 75,1
 Rho = 0,6343

P[bar] T[C] H[kJ/kg] H*[kJ/kg] M[t/h] V[m³/s] Rho[kg/m³]

Economiser [60]

Mode: Design

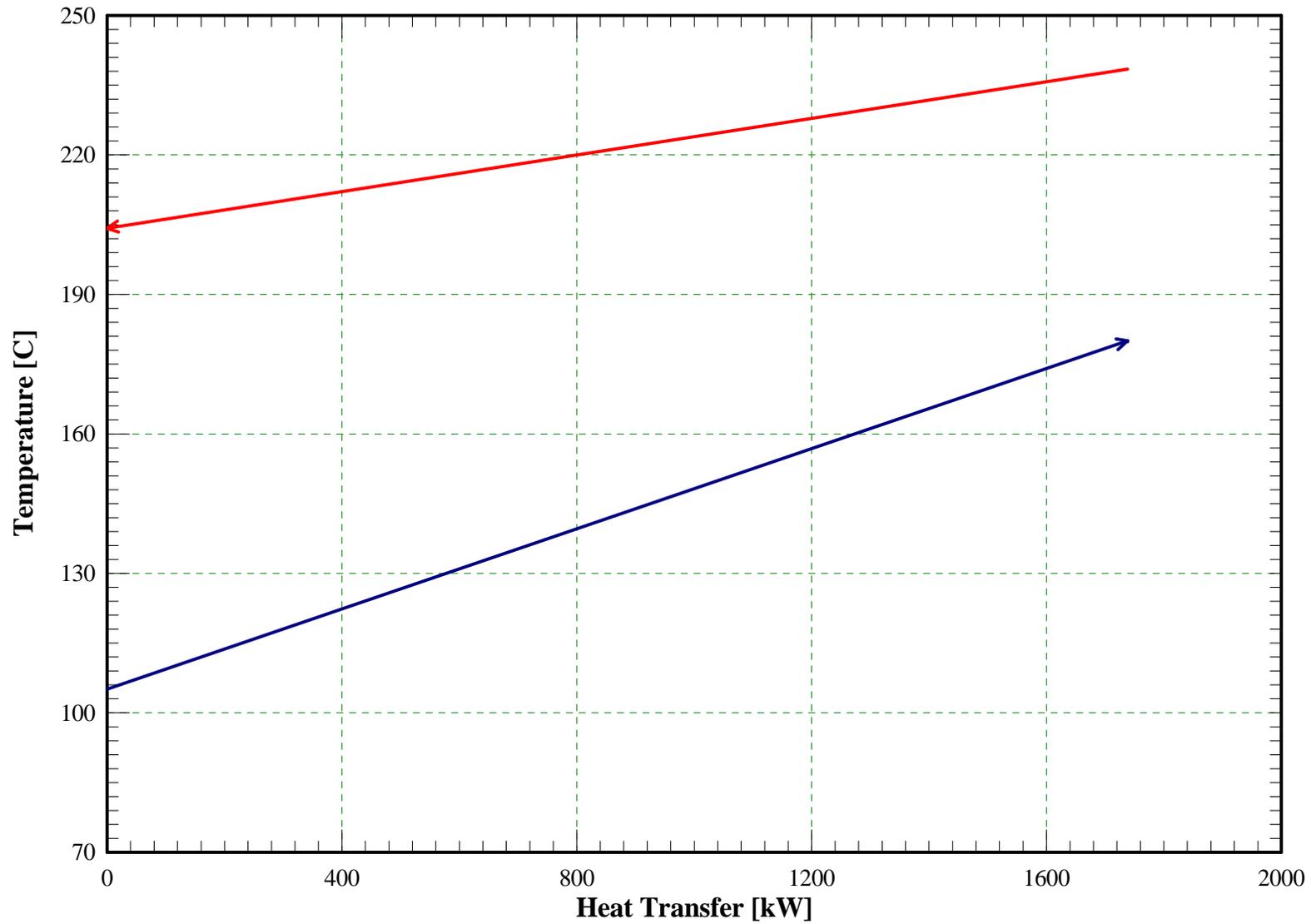
Heat transfer to water-side = 1738,1 kW, Heat loss = 13,13 kW

UA = 22,57 kW/C, DT_{lgm} = 77 C

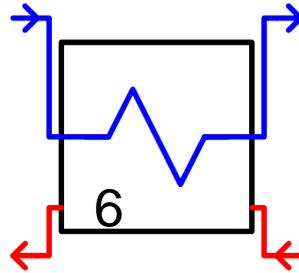
Gas flow = 171,5 t/h, outlet temperature = 204,2 C, outlet enthalpy = 189,1 kJ/kg

Gas-side pressure drop = 2,491 millibar, water-side pressure drop = 0,8323 bar

Economiser [60] - TQ Diagram



(2)
 P = 1,209
 T = 36,8
 Sub = 68,2
 H = 154,15
 H* = -2393,34
 M = 61,81



(61)
 P = 1,185
 T = 104
 Sub = 0,4
 H = 435,92
 H* = -2111,57
 M = 61,81

(49)
 P = 0,9434
 T = 107,8
 H* = 86,82
 M = 171,5
 V = 56,22
 Rho = 0,8474

(62)
 P = 0,9458
 T = 204,2
 H* = 189,14
 M = 171,5
 V = 70,26
 Rho = 0,678

P[bar] T[C] H[kJ/kg] H*[kJ/kg] M[t/h] V[m³/s] Rho[kg/m³]

Economiser [6]

Mode: Design

Heat transfer to water-side = 4838 kW, Heat loss = 36,56 kW

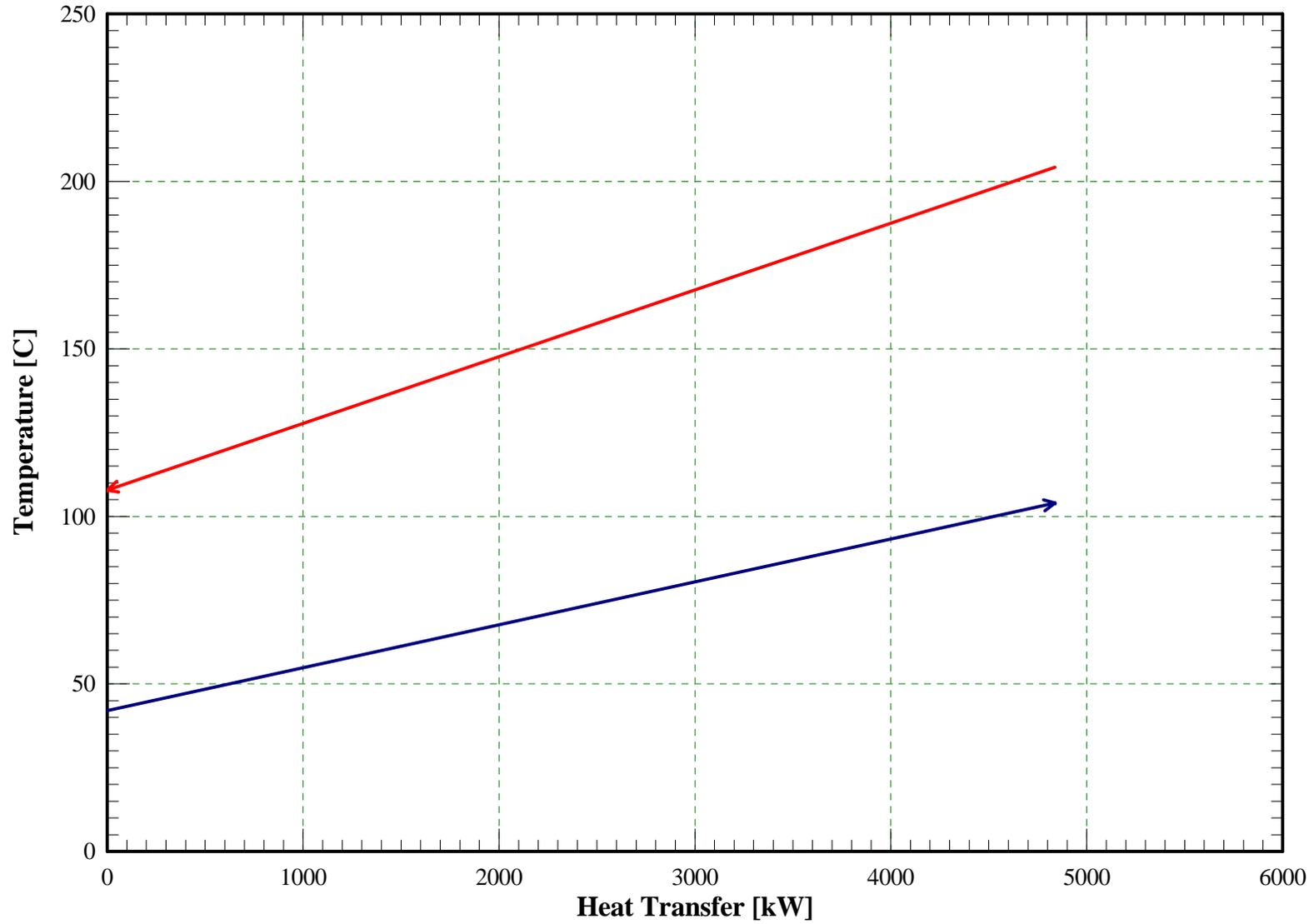
UA = 59,14 kW/C, DTlgm = 81,8 C

Gas flow = 171,5 t/h, outlet temperature = 107,8 C, outlet enthalpy = 86,82 kJ/kg

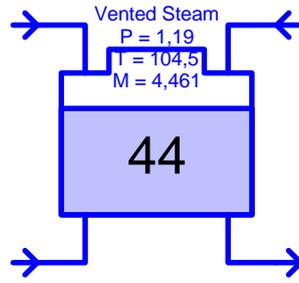
Gas-side pressure drop = 2,491 millibar, water-side pressure drop = 0,0237 bar

Recirculation ratio = 8,363 %, FW flow through economiser = 66,98 t/h, FW inlet temperature = 42 C

Economiser [6] - TQ Diagram



(66)
 P = 9,000
 T = 175,4
 x = 1,000
 H = 2771,96
 H* = 224,47
 M = 0,000



(15)
 P = 3,000
 T = 204,7
 Sup = 71,2
 H = 2875,00
 H* = 327,51
 M = 4,160

(61)
 P = 1,185
 T = 104
 Sub = 0,4
 H = 435,92
 H* = -2111,57
 M = 61,81

desgasificador

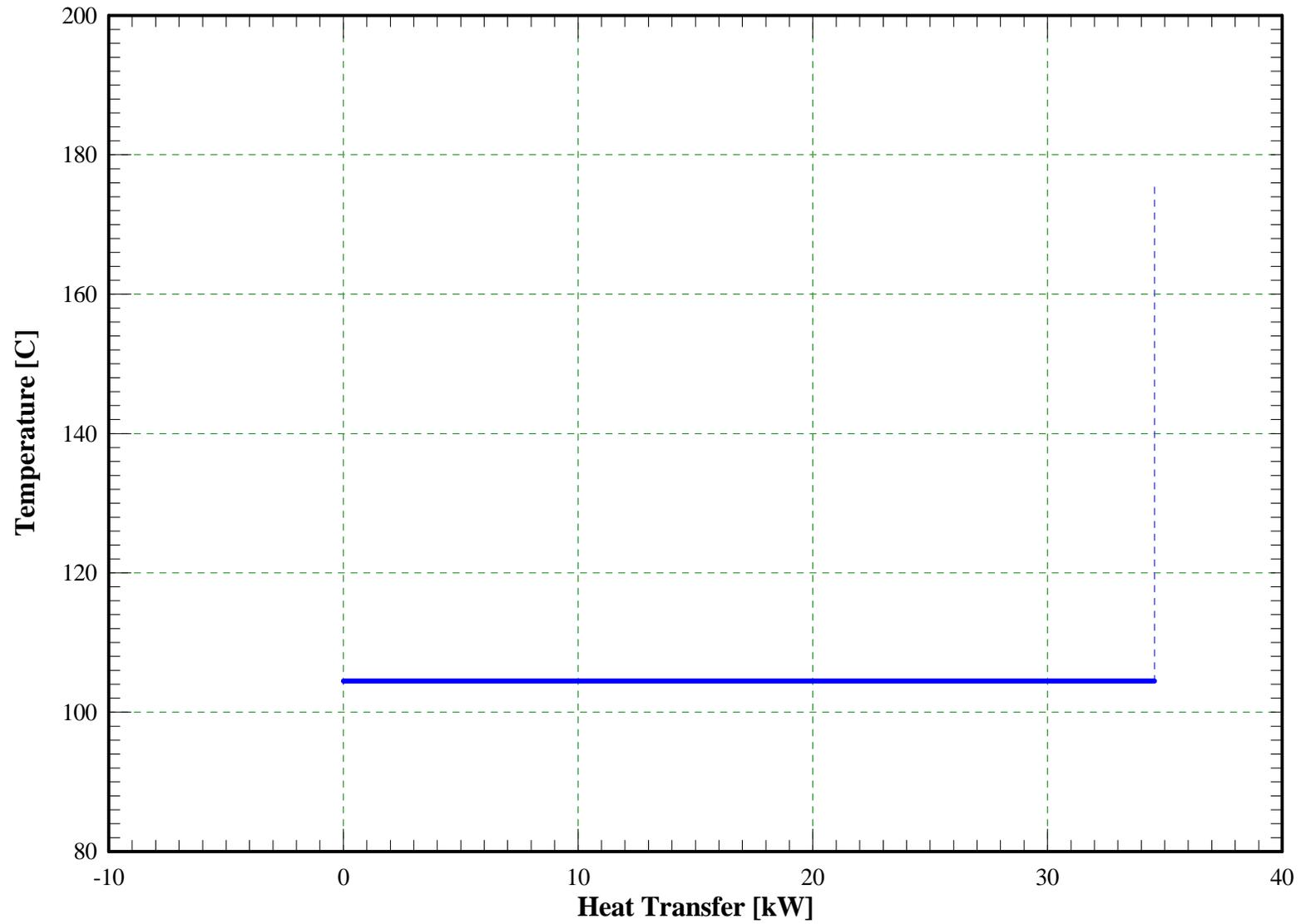
(63)
 P = 1,185
 T = 104,4
 x = 0,000
 H = 437,93
 H* = -2109,55
 M = 61,51

P[bar] T[C] H[kJ/kg] H*[kJ/kg] M[t/h]
 Deaerator [44] - desgasificador
 Mode: Thermodynamic Design
 Deaerator type: Horizontal Heater (HH)
 Operating pressure = 1,186 bar, saturation temperature = 104,5 C

Deaerator [44] - Heat Balance

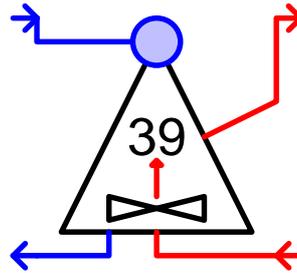
Thermodynamic Design Heat Balance Results		
Deaerator [44] - desgasificador		
Pressure	1,186	bar
Saturation temperature	104,5	C
Feedwater storage	0	l
Feedwater Inlet		
Pressure	1,185	bar
Temperature	104	C
Enthalpy	435,9	kJ/kg
Mass flow	61,81	t/h
Additional water head at inlet	0	m H2O
Heating Stream		
Pressure	9	bar
Temperature	175,4	C
Enthalpy	2772	kJ/kg
Mass flow	0	t/h
Flash in		
Pressure	3	bar
Temperature	204,7	C
Enthalpy	2875	kJ/kg
Mass flow	4,16	t/h
Venting steam		
Pressure	1,186	bar
Temperature	104,5	C
Enthalpy	2682,8	kJ/kg
Mass flow	4,461	t/h
Feedwater Outlet		
Pressure	1,185	bar
Temperature	104,4	C
Enthalpy	437,9	kJ/kg
Mass flow	61,51	t/h
Additional water head at outlet	0	m H2O

Deaerator [44] - desgasificador - TQ Diagram



(18)
P = 0,0689
T = 38,74
x = 0,889
H = 2304,19
H* = -243,30
M = 56,74

(55)
P = 0,4279
T = 38,74
Sub = 38,8
H = 162,19
H* = -2385,30
M = 56,74



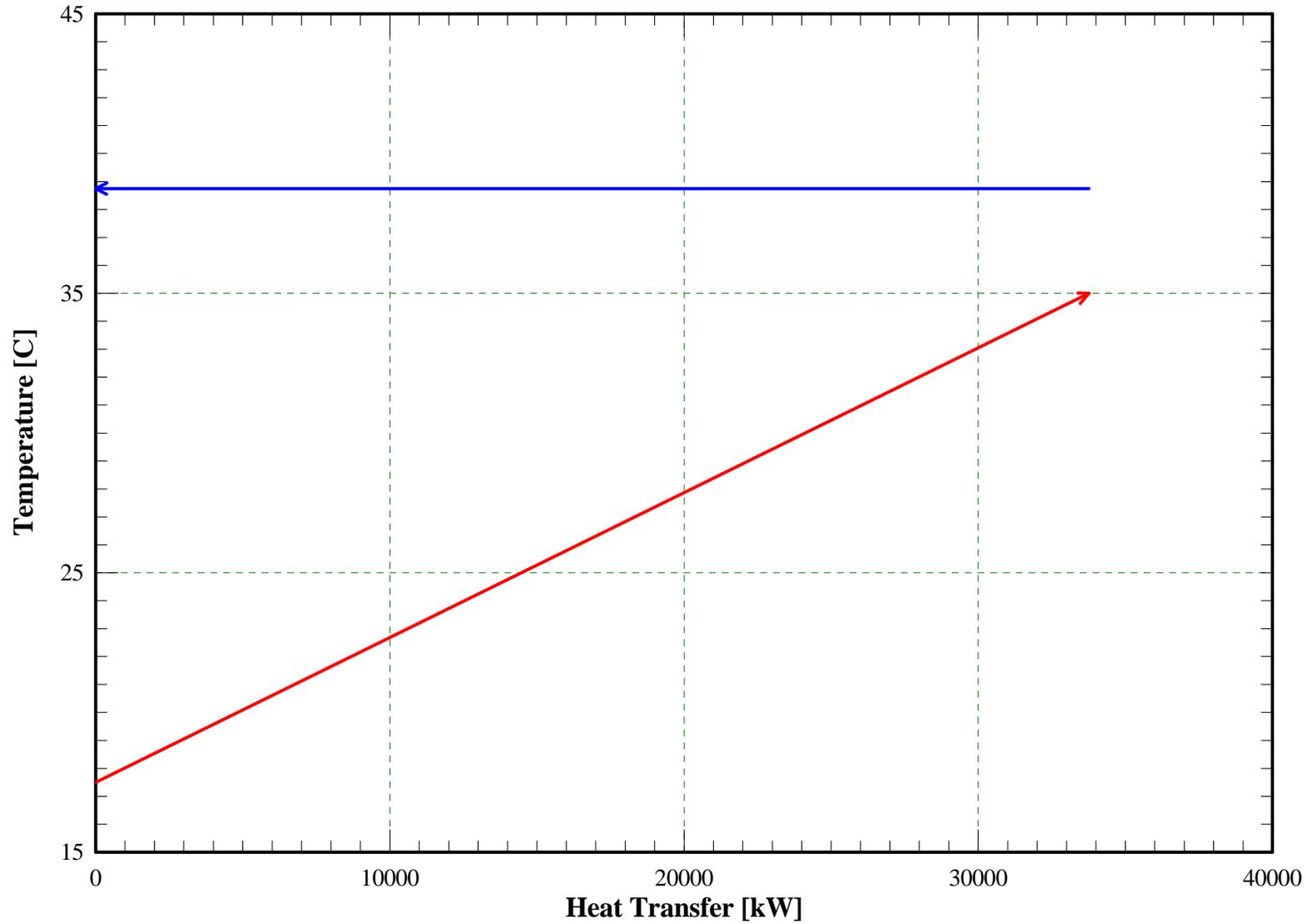
(68)
P = 0,9434
T = 35
H* = 10,15
M = 6842,6
V = 1790,8
Rho = 1,061

(67)
P = 0,9434
T = 17,5
H* = -7,61
M = 6842,6
V = 1689,1
Rho = 1,125

P[bar] T[C] H[kJ/kg] H*[kJ/kg] M[t/h] V[m³/s] Rho[kg/m³]
Air-cooled Condenser [39]
Defined operating mode = Design, actual mode = Design
AC condenser type: Dry w/o water injection
Number of existing cells = 4 , number of operating cells = 4
Condensing pressure = 0,0689 bar, saturation temperature = 38,74 C
Total heat rejection = 33761 kW, heat rejection per cell = 8440 kW
Current UA per cell = 837,4 kW/C, Effectiveness = 0,8238
Air inlet temperature = 17,5 C, wet bulb temperature = 12,86 C
Air inlet massflow per cell = 1710,6 t/h, volume flow = 422,3 m³/s
Air outlet temperature = 35 C, wet bulb temperature = 18,89 C
Air outlet massflow per cell = 1710,6 t/h, volume flow = 447,7 m³/s
Total fan power = 276,8 kW, fan power per cell = 69,21 kW, Air draft loss = 1,245 millibar
Water head to condensate outlet = 3,658 m H₂O = 0,3589 bar

Air-cooled Condenser [39] - TQ Diagram

(Dry w/o water injection)



(71)
P = 1,185
T = 104,4
x = 0,000
H = 437,93
H* = -2109,55
M = 19,49



(5)
P = 42,45
T = 105,1
Sub = 148,8
H = 443,70
H* = -2103,79
M = 19,49

P[bar] T[C] H[kJ/kg] H*[kJ/kg] M[t/h]
General Pump [7]

Mode: Thermodynamic Design

Pump driven by External shaft:

Shaft power = 32,16 kW, Hydraulic pumping power = 31,2 kW

Pump apparent isentropic efficiency = 75 %

Pump suction density = 954,9 kg/m³

General Pump [7] - Heat Balance

Thermodynamic Design Heat Balance Results		
General Pump [7]		
Number per station	1	
Number operating	1	
Suction Side (each)		
Pressure	1,185	bar
Temperature	104,4	C
Mass flow	19,49	t/h
Enthalpy	437,9	kJ/kg
Density	954,9	kg/m ³
Delivery Side (each)		
Pressure	42,45	bar
Temperature	105,1	C
Mass flow	19,49	t/h
Enthalpy	443,6	kJ/kg
Performance Data (each)		
Pump pressure rise	41,26 (440,7)	bar (m)
Pressure rise after valve pressure drop	41,26 (440,7)	bar (m)
Pump apparent isentropic efficiency	75	%
Pump hydraulic work	31,2	kW
Pump mechanical efficiency	97	%
Pump shaft work	32,16	kW

(55)
P = 0,4279
T = 38,74
Sub = 38,8
H = 162,19
H* = -2385,30
M = 56,74



(70)
P = 1,209
T = 38,74
Sub = 66,3
H = 162,29
H* = -2385,20
M = 56,74

P[bar] T[C] H[kJ/kg] H*[kJ/kg] M[t/h]

General Pump [52]

Mode: Thermodynamic Design

Pump driven by Integral motor:

Electricity consumption = 1,986 kW, Hydraulic pumping power = 1,653 kW

Pump isentropic efficiency = 75,01 %

Pump suction density = 992,7 kg/m³

Motor of General Pump [52]

There is 1 unit per station. Powers shown below are per unit.

Motor nameplate power = 2,055 kW Nameplate efficiency = 85,85 %

Nameplate / Design point load = 1,035

Electricity consumption = 1,986 kW Shaft power = 1,704 kW (2,285 hp)

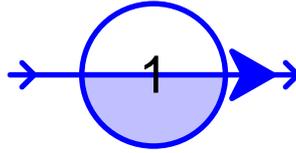
Motor electrical loss = 0,2819 kW

Motor efficiency = 85,8 %

General Pump [52] - Heat Balance

Thermodynamic Design Heat Balance Results		
General Pump [52]		
Number per station	1	
Number operating	1	
Suction Side (each)		
Pressure	0,4279	bar
Temperature	38,74	C
Mass flow	56,74	t/h
Enthalpy	162,2	kJ/kg
Density	992,7	kg/m ³
Delivery Side (each)		
Pressure	1,209	bar
Temperature	38,74	C
Mass flow	56,74	t/h
Enthalpy	162,3	kJ/kg
Performance Data (each)		
Pump pressure rise	0,7809 (8,022)	bar (m)
Pressure rise after valve pressure drop	0,7809 (8,022)	bar (m)
Pump apparent isentropic efficiency	75,01	%
Pump hydraulic work	1,653	kW
Pump mechanical efficiency	97	%
Pump shaft work	1,704	kW
Motor efficiency	85,8	%
Electricity consumption	1,986	kW

(11)
P = 44,00
T = 105,1
Sub = 150,9
H = 443,91
H* = -2103,58
M = 42,02



(3)
P = 40,00
T = 403
Sup = 152,7
H = 3222,53
H* = 675,04
M = 41,60

P[bar] T[C] H[kJ/kg] H*[kJ/kg] M[t/h]

Package Boiler [1] - biomass boiler

Defined operating mode = Thermodynamic Design, actual mode = Thermodynamic Design

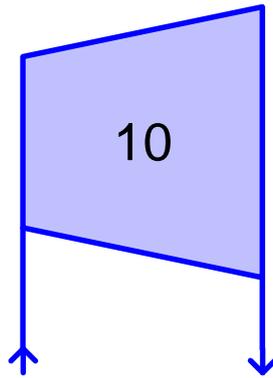
Boiler LHV efficiency = 93 %, Boiler HHV efficiency = 83,81 %

Fuel LHV heat input = 34,61 MW, Fuel HHV heat input = 38,4 MW

Total heat transfer to water/steam side = 32187 kW (32,19 MW), Minor heat loss = 2422,6 kW

Auxiliary power = 103,8 kW, delivery pressure = 40 bar

Blowdown flow = 0,416 t/h, enthalpy = 1115,3 kJ/kg



(3)	(13)
P = 40,00	P = 3,000
T = 403	T = 204,7
Sup = 152,7	Sup = 71,2
H = 3222,53	H = 2875,00
H* = 675,04	H* = 327,51
M = 41,60	M = 41,60

P[bar] T[C] H[kJ/kg] H*[kJ/kg] M[t/h]
 ST Group [10]

Mode: Thermodynamic Design; Type of inlet control: Sliding
 Type of Performance: Normal

Expansion power = 4016 kW Mechanical loss = 10,04 kW Shaft power = 4006 kW Current RPM = 3600

Dry step efficiency = 55,14 % Group overall eff. = 59,68 % Group blading eff. = 59,68 %

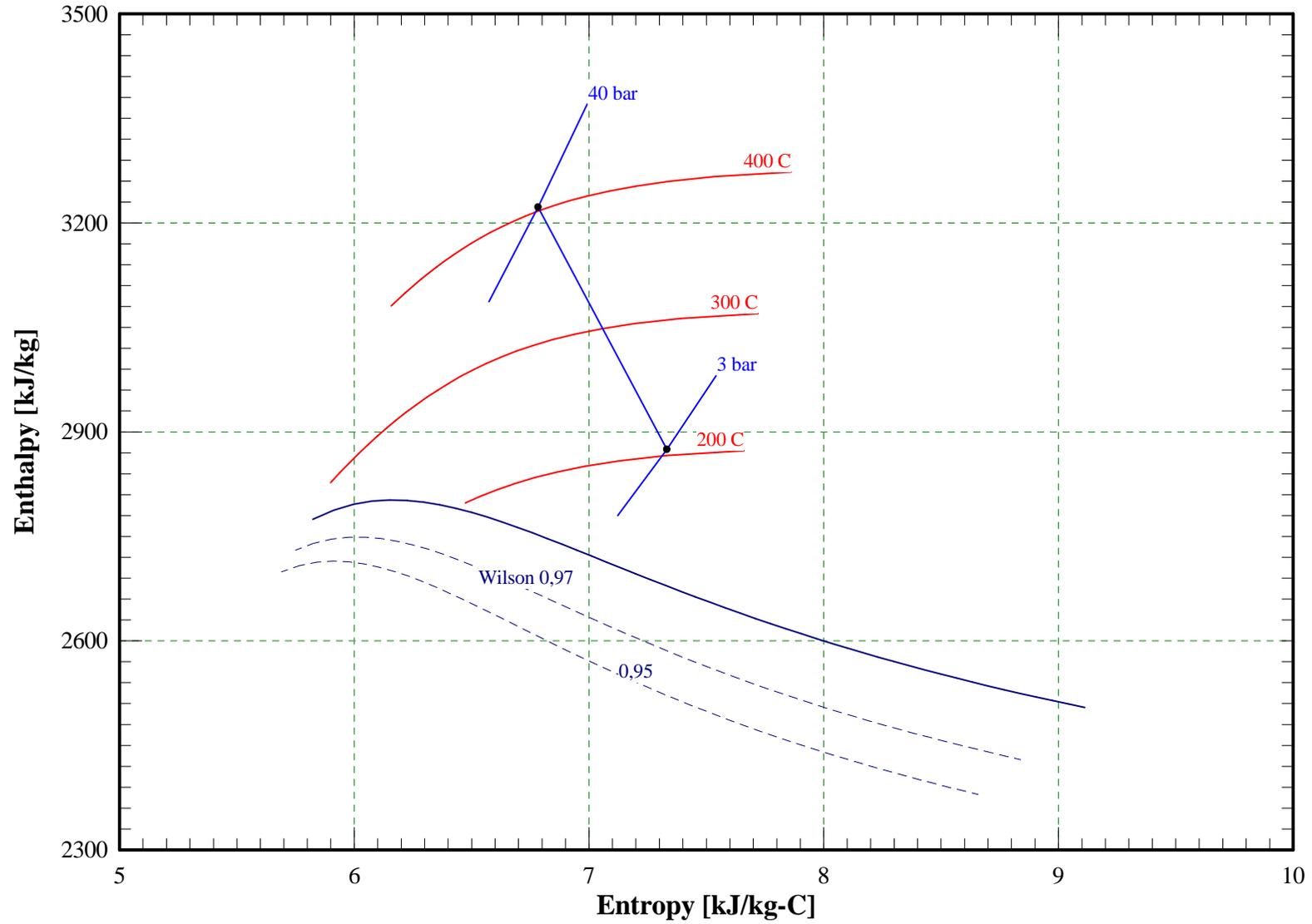
Inlet pressure = 40 bar

Exit pressure = 3 bar enthalpy = 2875 kJ/kg steam superheat = 71,15 C

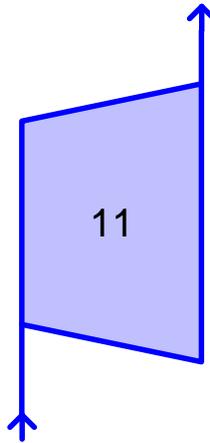
ST Group [10] - Heat Balance

Design Heat Balance Results		
ST Group [10]		
Dry step efficiency	55,14	%
Group overall efficiency	59,68	%
Group blading efficiency	59,68	%
Expansion power	4016	kW
Shaft power	4006	kW
Mechanical loss	10,04	kW
Turbine Inlet		
Type of inlet control	Sliding	
Pressure	40	bar
Temperature	403	C
Massflow	41,6	t/h
Enthalpy	3222,53	kJ/kg
Turbine Outlet		
Pressure	3	bar
Temperature	204,7	C
Massflow	41,6	t/h
Enthalpy	2875,00	kJ/kg

ST Group [10] - ST Expansion Path



(4)
P = 0,0689
T = 38,74
x = 0,898
H = 2325,85
H* = -221,64
M = 37,44



(14)
P = 3,000
T = 204,7
Sup = 71,2
H = 2875,00
H* = 327,51
M = 37,44

P[bar] T[C] H[kJ/kg] H*[kJ/kg] M[t/h]

ST Group [11]

Mode: Thermodynamic Design; Type of inlet control: Sliding

Type of Performance: Normal

Expansion power = 5711 kW Mechanical loss = 14,28 kW Shaft power = 5697 kW Current RPM = 3600

Dry step efficiency = 93,09 % Group overall eff. = 91,64 % Group blading eff. = 91,64 %

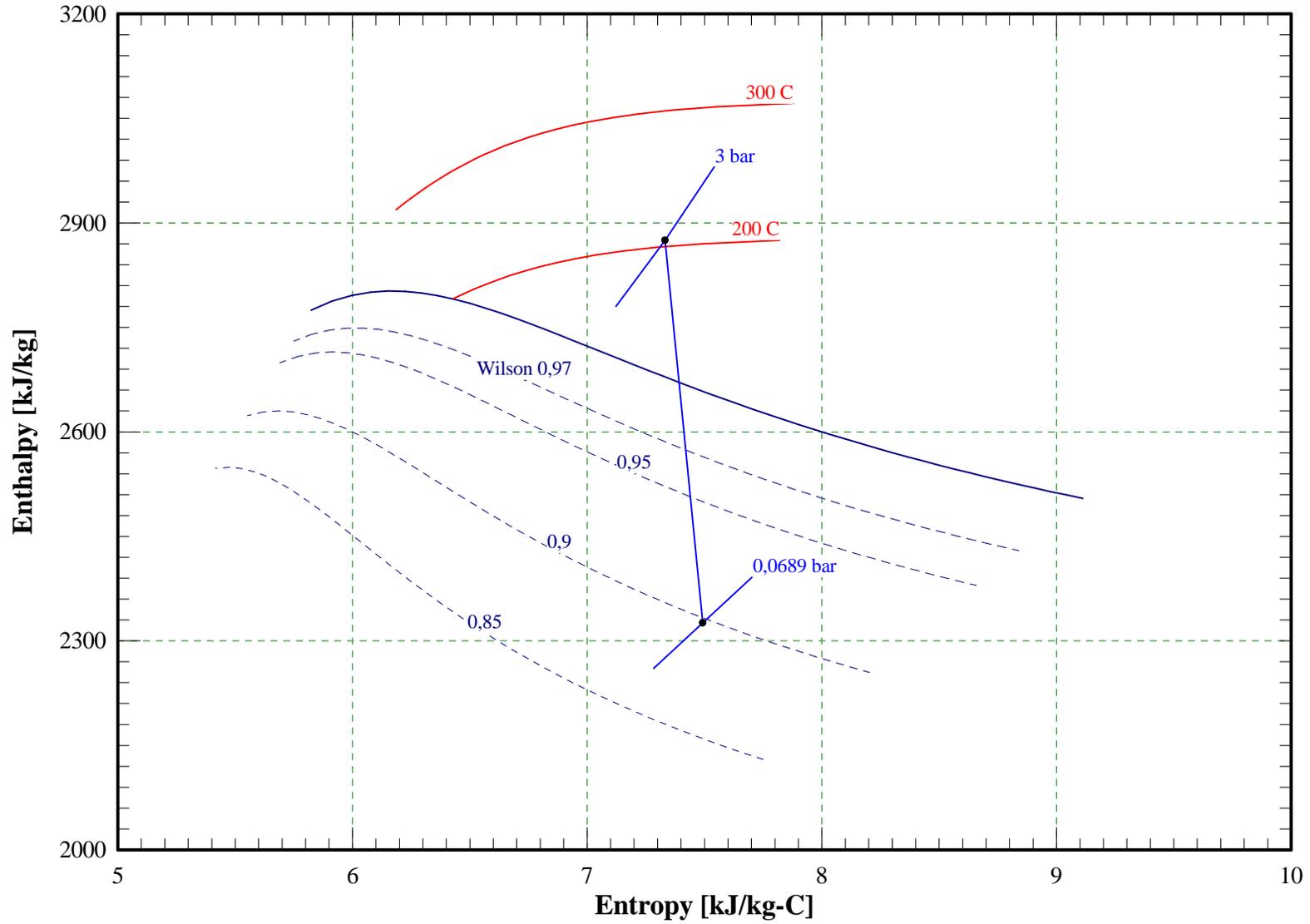
Inlet pressure = 3 bar

Exit pressure = 0,0689 bar enthalpy = 2325,8 kJ/kg steam quality = 0,8979

ST Group [11] - Heat Balance

Design Heat Balance Results		
ST Group [11]		
Dry step efficiency	93,09	%
Group overall efficiency	91,64	%
Group blading efficiency	91,64	%
Expansion power	5711	kW
Shaft power	5697	kW
Mechanical loss	14,28	kW
Turbine Inlet		
Type of inlet control	Sliding	
Pressure	3	bar
Temperature	204,7	C
Massflow	37,44	t/h
Enthalpy	2875,00	kJ/kg
Turbine Outlet		
Pressure	0,0689	bar
Temperature	38,74	C
Massflow	37,44	t/h
Enthalpy	2325,85	kJ/kg
Steam quality	0,8979	

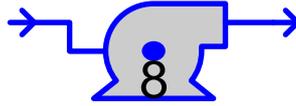
ST Group [11] - ST Expansion Path



General Pump [8] - Heat Balance

Thermodynamic Design Heat Balance Results		
General Pump [8]		
Number per station	1	
Number operating	1	
Suction Side (each)		
Pressure	1,185	bar
Temperature	104,4	C
Mass flow	42,02	t/h
Enthalpy	437,9	kJ/kg
Density	954,9	kg/m ³
Delivery Side (each)		
Pressure	44	bar
Temperature	105,1	C
Mass flow	42,02	t/h
Enthalpy	443,8	kJ/kg
Performance Data (each)		
Pump pressure rise	42,81 (457,2)	bar (m)
Pressure rise after valve pressure drop	42,81 (457,2)	bar (m)
Pump apparent isentropic efficiency	75	%
Pump hydraulic work	69,77	kW
Pump mechanical efficiency	97	%
Pump shaft work	71,93	kW

(12)
P = 1,185
T = 104,4
x = 0,000
H = 437,93
H* = -2109,55
M = 42,02



(11)
P = 44,00
T = 105,1
Sub = 150,9
H = 443,91
H* = -2103,58
M = 42,02

P[bar] T[C] H[kJ/kg] H*[kJ/kg] M[t/h]
General Pump [8]
Mode: Thermodynamic Design
Pump driven by External shaft:
Shaft power = 71,93 kW, Hydraulic pumping power = 69,77 kW
Pump apparent isentropic efficiency = 75 %
Pump suction density = 954,9 kg/m³



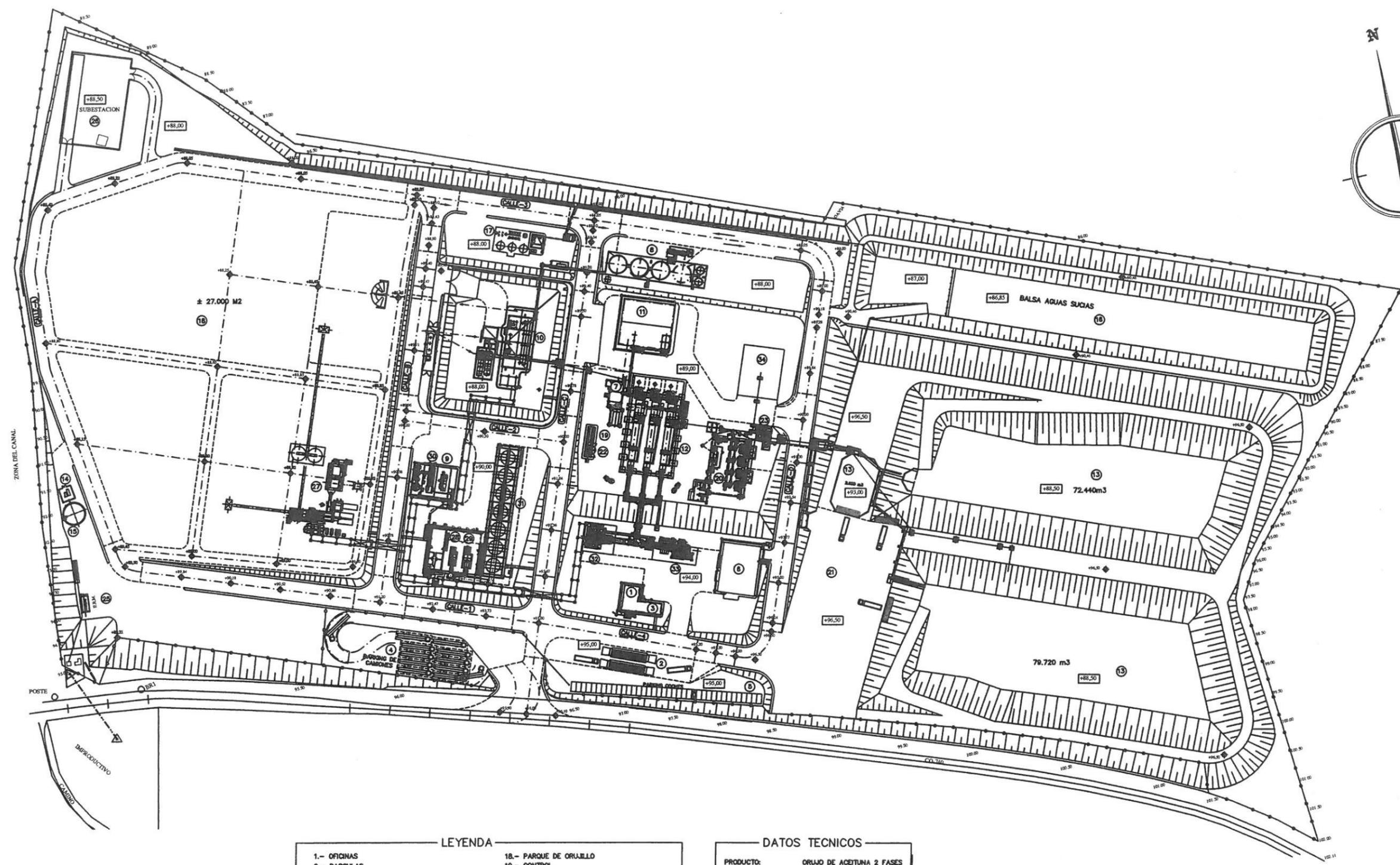
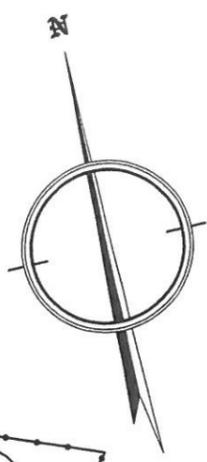
eman ta zabal zazu



Universidad del País Vasco Euskal Herriko Unibertsitatea

10.2. ANEXO 2

Implantación de la planta de Puente Genil



LEYENDA

- | | |
|---|-------------------------------|
| 1.- OFICINAS | 18.- PARQUE DE ORUJILLO |
| 2.- BASCULAS | 19.- CONTROL |
| 3.- CONTROL - BASCULA Y TOMA DE MUESTRAS | 20.- REPASO |
| 4.- ESPERA DE CAMIONES | 21.- PLAYA DESCARGA CAMIONES |
| 5.- APARCAMIENTO | 22.- CENTRO DE TRANSFORMACION |
| 6.- TALLER-ALMACEN-VESTUARIO Y JEFE DE SER. | 23.- DESHUESADORAS |
| 7.- GRANULADORA / ENFRIADORA | 24.- |
| 8.- DEPÓSITOS DE ACEITE | 25.- ERM GAS |
| 9.- CALDERA DE GAS NATURAL | 26.- PARQUE INTENPERIE |
| 10.- EXTRACTORA | 27.- CALDERA DE BIOMASA |
| 11.- ALMACEN DE ORUJO SECO | 28.- TURBINA VAPOR 1 |
| 12.- SECADERO | 29.- TURBINA VAPOR 2 |
| 13.- Balsa de ALPERLUJO | 30.- TRATAMIENTO DE AGUA |
| 14.- CASETA DE BOMBAS PROT. CONTR-INCEND. | 31.- AEROCONDENSADORES |
| 15.- DEPÓSITO DE AGUA PROT. CONTR-INCEND. | 32.- CALDERA DE RECUPERACION |
| 16.- Balsa de AGUAS SUCIAS | 33.- TURBINA DE GAS |
| 17.- TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES | 34.- ALMACENAMIENTO HUESO |

DATOS TECNICOS

PRODUCTO: ORUJO DE ACETUNA 2 FASES
 PRODUCCION: 182.000 Tm./ARO
 BALSAS ORUJO: 154.180 m3 (UTL)
 Balsa AGUA: 23.116 M3.
 SECADERO: 878Tm./DIA
 EXTRACCION: 341 Tm./DIA
 CALDERA VAPOR: 10 Tm./HORA
 CENTRO TRANSF.: 400 KVA
 ALMACEN ACEITE: 3x600 = 1.800 M3.
 PARQUE DE ORUJILLO: 27.000 M2.

28-2-05	AS BULT	AS BULT	J.L.H.	L.F.V.	3
30-11-04	REVISION GENERAL	PROVISIONAL	J.L.H.	L.F.V.	2
11-03-04	REVISION GENERAL	PROVISIONAL	D.D.B.	J.A.B.	1
11/11/02	PRIMERA EMISION	PROVISIONAL	J.H.Z.	J.E.U.	0
FECHA	MODIFICACION	ESTADO	REVISADO	COMPROB.	REV.
FECHA	FECHA	BIOMASAS DE PUENTE GENIL			
REVISADO	FECHA	INSTAL. DE VALORIZAC. ENERGET. DE BIOMASA			
COMPROB.	FECHA	IMPLANTACION GENERAL			
APROBADO	FECHA				
ARCHIVO:	1913PG02-3				
iberese		PLANO N°	1913-PG-02-3	ESCALAS:	A1
				1:1000	



eman ta zabal zazu



Universidad del País Vasco Euskal Herriko Unibertsitatea

10.3. ANEXO 3

Hoja de datos TURBOMACH

			Type : TBM-T130 TURBOMAC Model : TITAN 130-19501 Axial 07/03/2003 GSC STANDARD TLA-1 REV. 2. Rev. 21-Aug-02									
Relative Humidity	%	60	Run on: 03/04/2003 10:59									
Evaporative Cooler		<input type="checkbox"/>	<u>PERFORMANCE DATA SHEET</u> Iberese ~ 32.000 EH Expired Date : 31.dec.2003									
Fuel		Natural Gas										
Lower Heating Value (LHV)	kJ/kg	47,940										
Site Elevation	m	600										
Barometric Pressure	mbar	942.0										
Inlet Duct Loss	mmH2O	100										
Exhaust Duct Loss	mmH2O	300										
Exhaust Stack Temperature (T9)	°C	135										
Ambient Air Temperature (T0)	°C	-10						0	10	15	25	35
Part Load, % Load, or 0 for MAX		0						0	0	0	0	0
EXPECTED PERFORMANCE, NOT GUARANTEED												
Engine Inlet Air Temperature (T1)	°C	-10.0	0.0	10.0	15.0	25.0	35.0					
Nominal Gen. OUTPUT POWER	kWe	14,181	13,627	13,045	12,724	11,828	10,566					
Nominal HEAT RATE	kJ/kWe-hr	10,465	10,487	10,538	10,597	10,856	11,398					
Heat Input (LHV)	kW	41,223	39,696	38,184	37,455	35,669	33,454					
Nominal Electrical Efficiency	%	34.41	34.34	34.17	33.98	33.17	31.59					
PCD Pressure	kPaG	1,587	1,544	1,498	1,477	1,424	1,346					
Exhaust Gas Temperature (T7)	°C	476	480	485	487	494	507					
Exhaust Gas Mass Flow	kg/s	49.00	47.74	46.39	45.77	44.19	41.84					
Exhaust Gas Mass Flow	kg/h	176,414	171,867	167,010	164,777	159,096	150,624					
Exhaust Heat (from T7 to T9)	kW	18,206	17,925	17,650	17,534	17,274	16,954					
<i>Exhaust Gas Analysis (Wet)</i>												
Ar	% (V)	0.907	0.905	0.902	0.899	0.890	0.875					
CO2	% (V)	3.014	3.010	2.974	2.950	2.887	2.815					
H2O	% (V)	5.832	5.955	6.257	6.531	7.434	8.998					
N2	% (V)	75.835	75.688	75.424	75.193	74.439	73.163					
Oxygen	% (V)	14.412	14.442	14.442	14.427	14.350	14.150					



eman ta zabal zazu



Universidad del País Vasco Euskal Herriko Unibertsitatea

10.4. ANEXO 4

Esquema balance planta de biomasa



eman ta zabal zazu

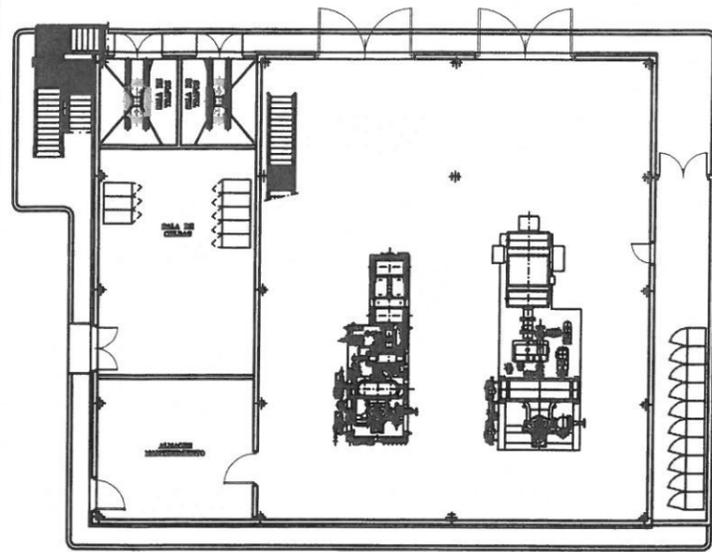


Universidad
del País Vasco

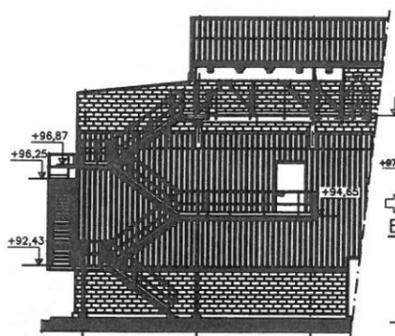
Euskal Herriko
Unibertsitatea

10.5. ANEXO 5

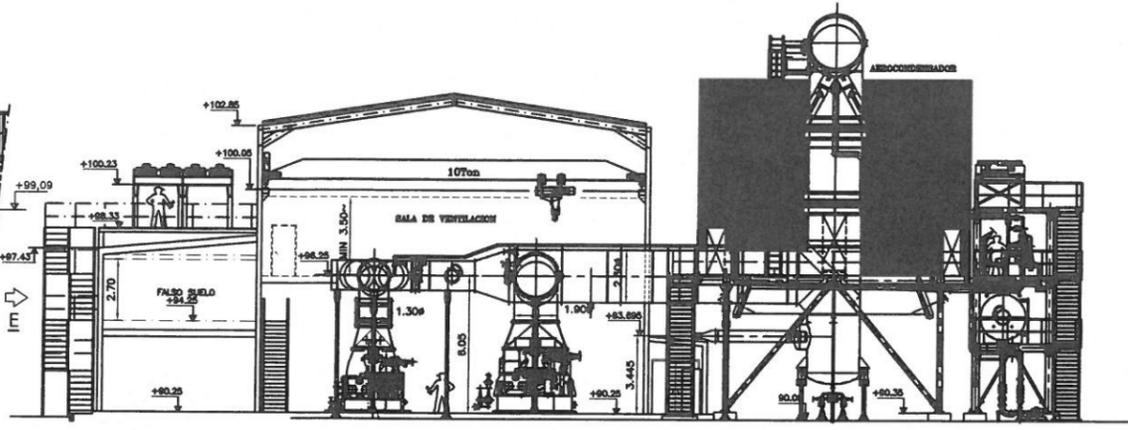
Implantación del edificio turbina de vapor



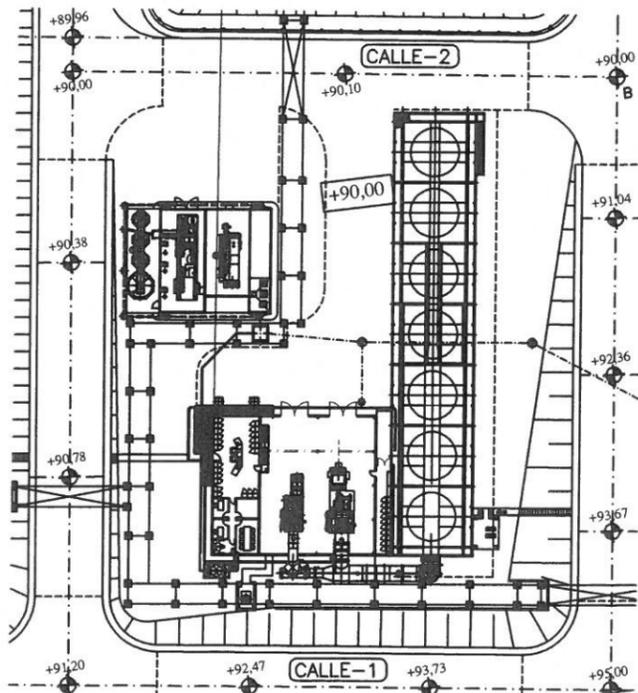
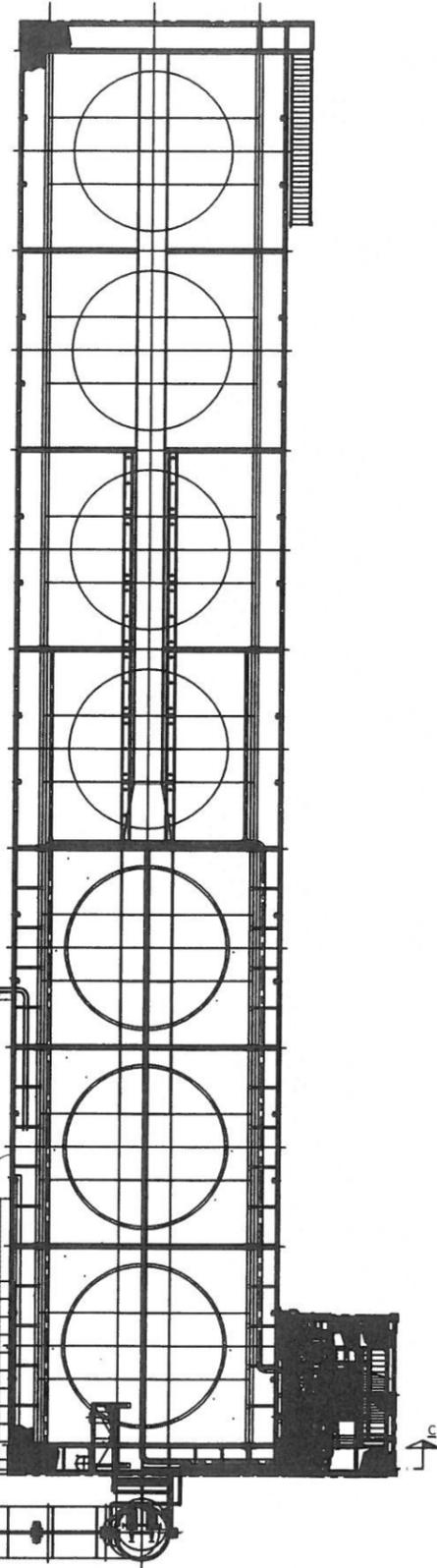
PLANTA BAJA +90.25



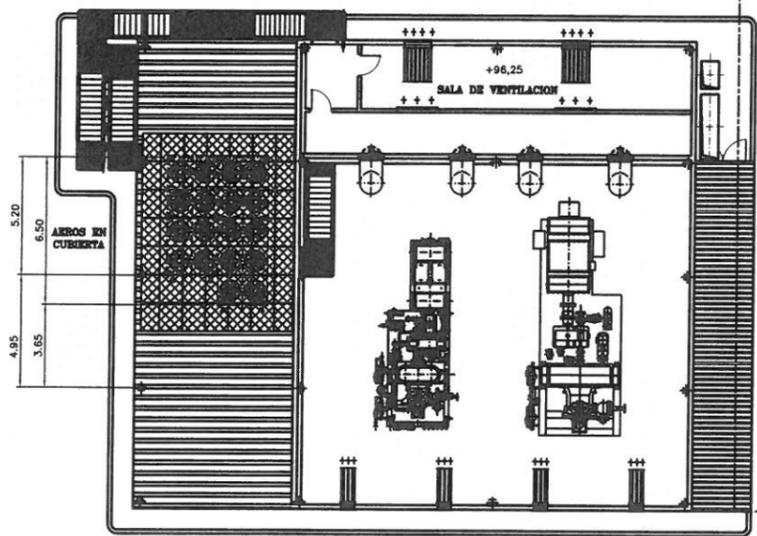
VISTA POR E
DETALLE ESCALERA



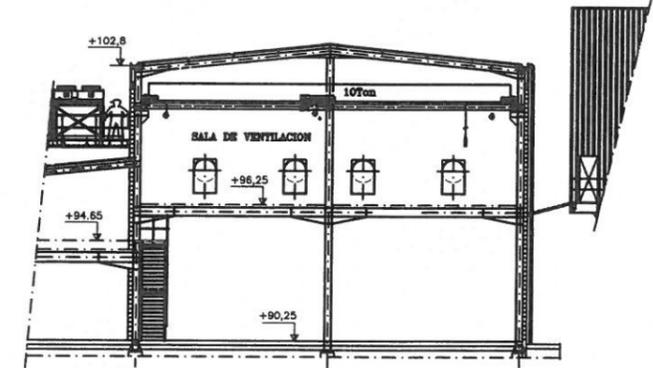
SECCION C-C Y CONDUCTOS



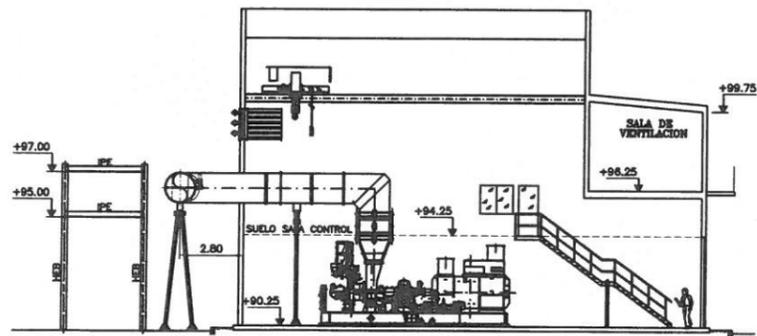
SITUACION EN LA PARCELA
ESCALA 1:500



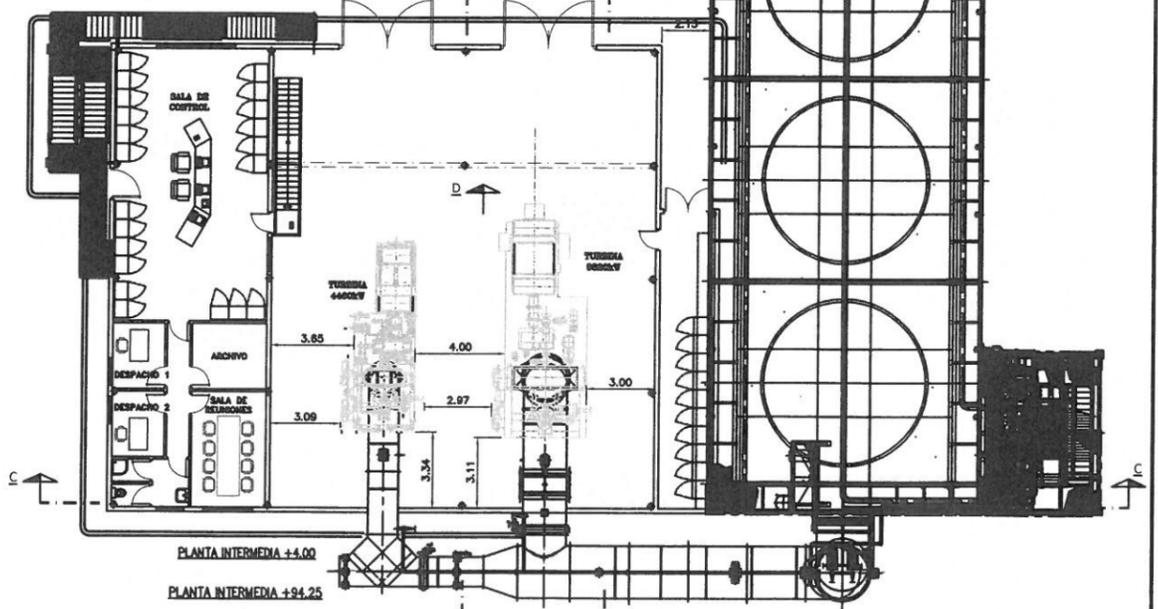
PLANTA +96.25



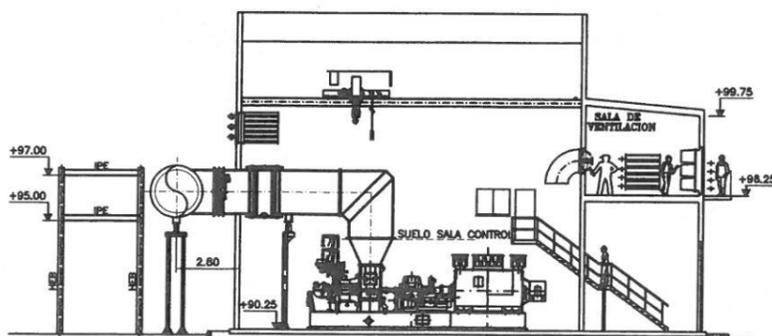
VISTA POR D



SECCION A-A



PLANTA INTERMEDIA +4.00
PLANTA INTERMEDIA +94.25



SECCION B-B

28-2-05	AS BUILT	AS BUILT	J.L.H.	L.F.V.	1
10-02-04	PRIMERA EMISION	PROVISIONAL	D.D.B.	IRM	0
FECHA	MODIFICACION	ESTADO	DEBUIADO	COMPROR	REV.
FECHA	FECHA	FIRMA			
DEBUIADO	10-11-05	D.D.B.			
COMPROR	15-12-05	IRM			
APROBADO	15-12-05	IRM			
ARCHIVO:	1913PG08-1				
iberese	PLANO N° 1913-PG-08-1	ESCALAS:	1:150	A1	

BIOMASAS DE PUENTE GENIL
INSTAL. DE VALORIZAC. ENERGET. DE BIOMASA
IMPLANTACION DEL EDIFICIO
DE TURBINAS DE VAPOR



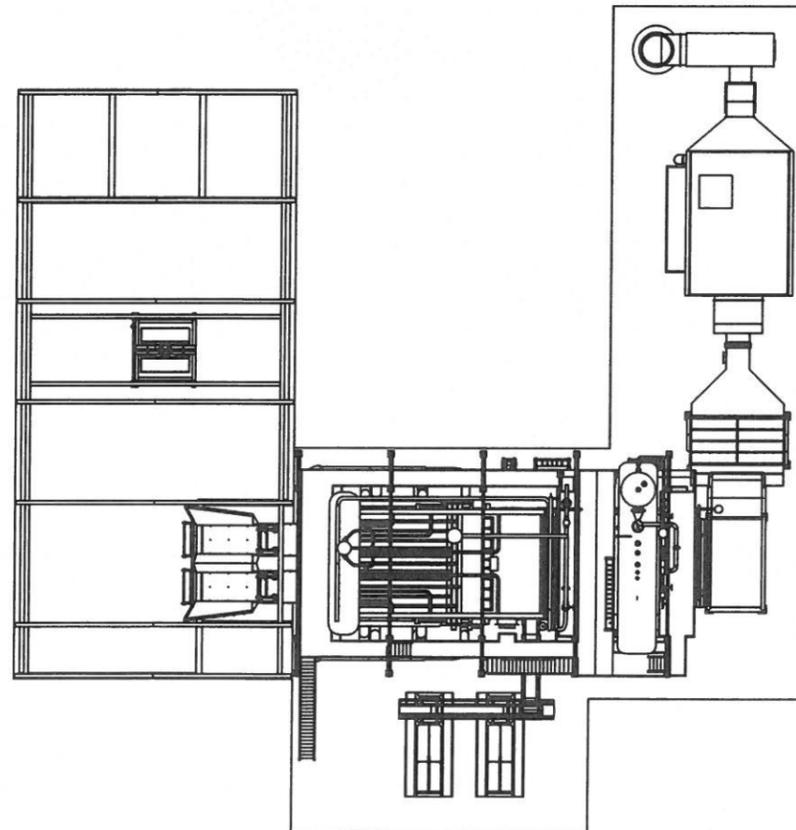
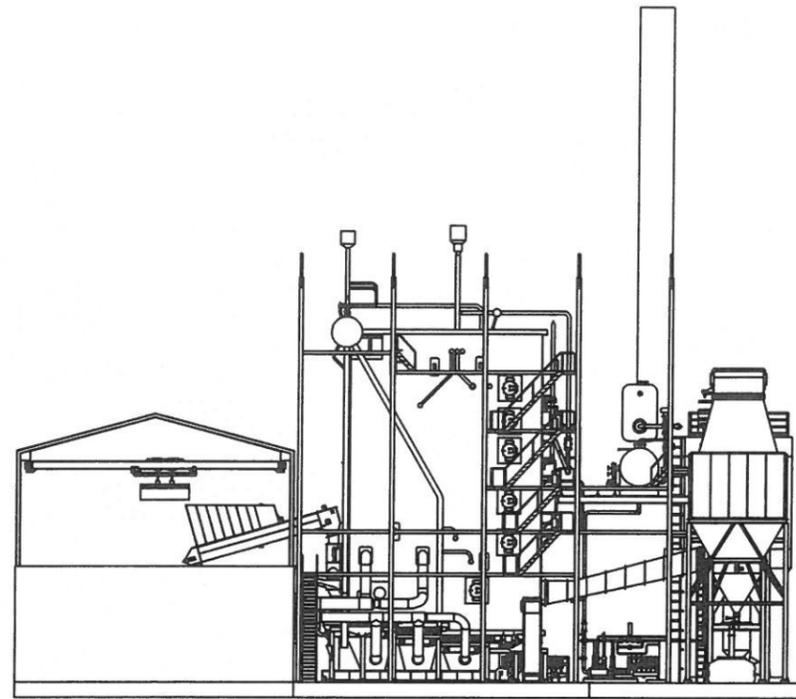
eman ta zabal zazu



Universidad del País Vasco Euskal Herriko Unibertsitatea

10.6. ANEXO 6

Implantación caldera de biomasa



07/04/03	SEGUNDA EMISION	PROVISIONAL	R.G.R.	L.M.G.	1
03/09/02	PRIMERA EMISION	PROVISIONAL	J.A.C.	L.M.G.	0
FECHA	MODIFICACION	ESTADO	DIBUJADO	COMPROB.	REV.
DIBUJADO	03/09/02	J.A.C.	BIOMASAS DE PUENTE GENIL INSTAL. DE VALORIZAC. ENERGET. DE BIOMASA IMPLANTACION CALDERA DE BIOMASA		
COMPROB.	03/09/02	L.M.G.			
APROBADO	03/09/02	L.M.G.			
ARCHIVO:	1913PG01-1				
 iberese		PLANO N°	1913-PG-01-1		ESCALAS: 1:250
					A2



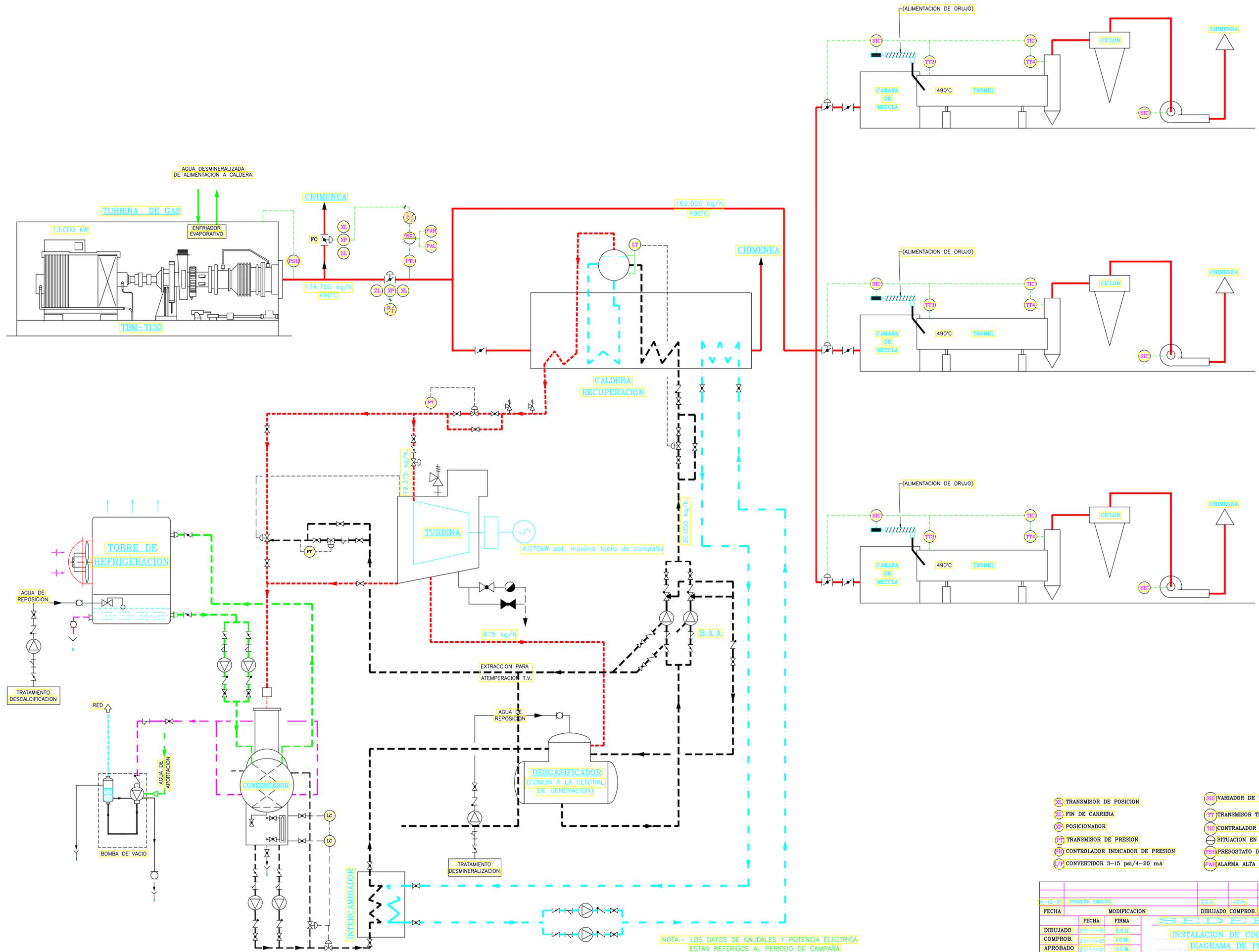
eman ta zabal zazu



Universidad del País Vasco Euskal Herriko Unibertsitatea

10.7. ANEXO 7

Balance con extractora



NOTA.- LOS DATOS DE CAUDALES Y POTENCIA ELECTRICA ESTAN REFERIDOS AL PERIODO DE CAMPANA

- (XL) TRANSMISOR DE POSICION
- (ZL) FIN DE CARRERA
- (XP) POSICIONADOR
- (PI) TRANSMISOR DE PRESION
- (PIL) CONTROLADOR INDICADOR DE PRESION
- (V) CONVERTIDOR 3-15 psi/4-20 mA
- (SIC) VARIADOR DE VELOCIDAD
- (TT) TRANSMISOR TEMPERATURA
- (TIC) CONTROLADOR INDICADOR TEMPERATURA
- (S) SITUACION EN PANEL
- (PSI) PRESOSTATO DE ALTA
- (PAL) ALARMA ALTA PRESION

4-12-01		PRIMERA EMISION	S.C.G.	J.C.M.	0	ESCALA	ARCHIVO
FECHA		MODIFICACION	DIBUJADO		COMPROB.	REV.	1890DP02-0
DIBUJADO	21-11-01	S.C.G.	 SEDERISA INSTALACION DE COGENERACION				
COMPROB.	21-11-01	J.C.M.					
APROBADO	21-11-01	J.C.M.					
PLANO N°		1890-DP-02-0		HOJA		1/1	