

PLANTA DE COGENERACIÓN PARA EMPRESA DE ADEREZO Y MANUFACTURA DE ACEITUNA DE MESA

ESTUDIO DE VIABILIDAD

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES DE SEVILLA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA
ELÉCTRICA

AUTOR: ÍÑIGO REXACH BENAVIDES
TUTOR: JOSÉ LUIS MARTÍNEZ RAMOS

Marzo de 2002

ESTUDIO DE VIABILIDAD

1	INTRODUCCIÓN	1
2	ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN	2
2.1	La Empresa	2
2.2	Proceso Productivo	2
3	ESTUDIO ENERGÉTICO-ECONÓMICO	7
3.1	Energía Térmica	7
3.1.1	Procesos Consumidores de Energía Térmica	7
3.1.2	Generación de Vapor	8
3.1.3	Consumo Anual de Energía Térmica. Balances Energéticos	11
3.1.4	Coste Económico	13
3.2	Energía Eléctrica	14
3.2.1	Consumo Anual	14
3.2.2	Tarifas Eléctricas. Coste Económico	15
3.3	Estudio Económico. Consumos y Costes Específicos	21
4	AGUAS RESIDUALES	23
4.1	Problemática	23
4.2	Alternativas para Reducir el Volumen de Vertidos	26
4.3	Tratamiento con Evaporador	27
4.3.1	Prediseño del Evaporador	31
4.4	Conclusiones	36
5	SISTEMA DE COGENERACIÓN	37
5.1	Características	37
5.2	Viabilidad y Justificación	40
5.3	Marco Legal	41
5.4	Alternativas	43
6	COGENERACIÓN. ESTUDIO ENERGÉTICO, ELÉCTRICO Y ECONÓMICO DE LA PLANTA	47
6.1	Esquema de la Planta de Cogeneración. Estudio Energético	47
6.1.1	Proceso Productivo	50
6.1.2	Evaporación de las Aguas Residuales	51
6.1.3	Motor Alternativo o Grupo Motogenerador	52
6.1.4	Calderas Convencionales	58
6.1.5	Facturación de los Combustibles	59
6.1.6	Posibilidad de Instalar un Acumulador de Calor	60
6.2	Régimen Especial: Autoprodutores y Rendimiento Eléctrico Equivalente	61
6.3	Estudio Eléctrico	64

6.3.1	Legislación	65
6.3.2	Estudio Eléctrico de la Planta de Cogeneración	73
6.4	Estudio Económico	79
6.4.1	Inversión Económica Prevista	80
6.4.2	Período de Amortización y Tipo de Impuestos	81
6.4.3	Estudio de la Rentabilidad	81
7	ESTUDIO DE LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS DE MOTORES DE COGENERACIÓN	83
7.1	Alternativa GN-A. Motor JMS 620 GS-N.L	84
7.2	Alternativa GN-B. Motor JMS 616 GS-N.L	86
7.3	Alternativa GN-C. Motor JMS 612 GS-N.L	87
7.4	Alternativa GN-D. Motor JMS 320 GS-N.L	89
7.5	Alternativa GN-E. Motor SFGLD 560	91
7.6	Alternativa GN-F. Motor JMS 316 GS-N.L	92
7.7	Alternativa GN-G. Motor JMS 212 GS-N.L	94
7.8	Elección del Tipo de Motor Más Adecuado	95
7.9	Alternativa Sin Tratamiento de Aguas Residuales	95
7.10	Alternativa Sin Motor y con Tratamiento de Aguas Residuales	97
8	CONCLUSIONES GENERALES	98
9	BIBLIOGRAFÍA	101
9.1	Fuentes Bibliográficas Consultadas	101
9.2	Normativa Aplicable	101

1 INTRODUCCIÓN

Mediante el presente Estudio de Viabilidad se pretende, tras realizar previamente un exhaustivo análisis de los procesos productivos y energéticos requeridos por la empresa, analizar la conveniencia o no, tanto desde el punto de vista energético y ambiental como económico, de implantar una planta de cogeneración de energía en una empresa genérica dedicada al aderezo y manufactura de aceitunas sevillanas; para de esta forma realizar una mejora y modernización tanto energética como técnica y económica de dicha empresa.

Una vez vista la conveniencia de dicha planta de cogeneración, se analizarán diferentes alternativas para decidir cuál o cuáles de ellas son las más adecuadas para nuestra empresa; y finalmente se hará un profundo estudio del proyecto de instalación eléctrica asociado a dicha planta de cogeneración.

El presente estudio de viabilidad se puede dividir en los siguientes puntos:

- Un breve análisis del proceso productivo que tiene lugar en la factoría a lo largo de cada año.
- Un profundo estudio energético-económico de la situación actual de la empresa, el cual nos servirá de punto de partida para ver si será rentable o no la implantación de una planta de cogeneración de energía.
- Un análisis de la problemática que rodea a la generación y vertido de las aguas residuales, así como un estudio del tratamiento de dichos vertidos.
- Un profundo análisis de los diferentes sistemas y alternativas de cogeneración que podemos emplear en nuestra nueva planta, estudiando su viabilidad y comparándolas desde un punto de vista energético, económico y ambiental. Para de esta forma elegir la planta de cogeneración más adecuada para el proceso de fabricación de nuestra empresa.
- Una vez elegido el tipo de sistema de cogeneración a emplear, realizaremos un exhaustivo y profundo estudio energético, eléctrico y económico (desde un punto de vista genérico) de cómo quedaría nuestra factoría con la nueva planta de cogeneración.
- Finalmente, analizaremos las diferentes alternativas que sean más interesantes dentro del sistema genérico de cogeneración que se ha decidido implantar, para de esta forma decidir y concluir cuál o cuáles de ellas son las más adecuadas para nuestra empresa.

En definitiva, con este estudio se pretende hacer ver como las medidas de cogeneración adoptadas aportan unas notables ventajas para la empresa en concepto de ahorro energético y económico, así como una mejora de la situación medioambiental de la zona.

2 ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN

2.1 LA EMPRESA

Se considerará, que la empresa en cuestión está situada en el corazón de una zona de Sevilla donde se producen unas de las mejores variedades de aceitunas. La gama de productos que envasa dicha empresa alcanza todas las modalidades de la industria aceitunera, tanto en contenido como en presentación:

- Aceitunas verdes (estilo sevillano) y negras.
- Enteras, deshuesadas, rellenas (con una gran variedad de sabores naturales), en rodajas, en gajos, etc.
- Envasadas en plástico PET, cristal, latas y bolsas.

Para conseguir las mejores aceitunas, nuestra empresa une a su tradición la más moderna tecnología, de esta forma y mediante estrictos controles se asegura la máxima calidad en sus productos, su consistencia, madurez y grado de conservación ideal.

Actualmente la empresa está embarcada en un proceso de mejora y modernización de sus instalaciones, para intentar convertir a la nueva factoría en una de las fábricas más automatizadas y avanzadas del sector. Es por lo que aprovechando esta iniciativa, se propone la idea de mejorar la instalación desde el punto de vista energético, económico y ambiental, mediante la implantación de una central de cogeneración de energía.

2.2 PROCESO PRODUCTIVO

Como ya se ha indicado anteriormente, la principal actividad de la empresa se centra en la producción de las dos variedades más importantes de aceitunas de mesa: **estilo sevillano** (verdes) y **negras**; ya sean enteras, deshuesadas, rellenas, en rodajas, o de cualquier otra forma; dichas variedades se obtienen a partir de la aceituna verde mediante una serie de procesos productivos, los cuales dan como resultado final la aceituna en uno de esos dos estilos.

Según datos aportados por la empresa, sabemos que aproximadamente se procesan al año unos ocho millones de kilogramos de aceitunas (**8.000.000 kg/año** = *8.000 tm/año*). Además, vamos a tomar como dato importante para nuestro estudio, que el proceso de producción se realiza todos los días laborables del año (salvo algunos días, días de paro, en los que la factoría esta parada por necesidades de la producción) con horario **de 6:00h - 14:00h de lunes a viernes**. Esto nos dará la siguiente cantidad de horas durante las cuales está en funcionamiento nuestra instalación a lo largo de un año entero:

Días del Año	Fines de Semana	Festivos	Días Paro	Días/año	Horas/día	Horas/año
365	106	14	25	220	8	$t_{Prod} = 1760$

No obstante, conviene indicar que en periodos de máxima producción la factoría puede pasar a funcionar en periodos de tres turnos de ocho horas cada uno; si bien esta circunstancia no la tendremos en cuenta para nuestro estudio energético, y seguiremos tomando como dato de partida el funcionamiento en su estado normal con un turno de ocho horas al día.

A continuación se muestra, a modo de esquema en la *Figura 2.2-1*, los diferentes procesos a los que se ve sometida la aceituna para la obtención tanto del “estilo sevillano” como de la variedad de “las negras”. En este procedimiento, los frutos, de color verde a verde amarillento, una vez recolectados, se transportan a las Plantas de Aderezo y después de ser escogidos, y parcialmente clasificados, se tratan con una solución diluida de hidróxido sódico, operación denominada cocido, para eliminar el amargor; seguidamente, los frutos se lavan varias veces con agua por períodos variables de tiempo, para eliminar el exceso de lejía. Finalmente se colocan en una salmuera donde sufren la típica fermentación láctica de duración variable. Los frutos, una vez fermentados, se seleccionan y se clasifican por tamaños para ser envasados como enteros, deshuesados, o rellenos con diversos ingredientes.

Conviene indicar que el 70% de las aceitunas que se reciben en la fábrica vienen ya en salmuera, hecho que implicará (como se verá más adelante) que las necesidades energéticas de nuestra fábrica sean un poco menores, debido a que disminuye la cantidad de salmuera fría a calentar hasta 70 °C.

De forma muy esquemática y resumida, el proceso de producción de las distintas variedades de la aceituna de mesa se puede explicar de la siguiente forma.

- a) **Recepción + Clasificación.** Una vez recolectadas las aceitunas verdes en su momento óptimo, normalmente entre los meses de septiembre y noviembre que es cuando la aceituna se encuentra en las condiciones de ser aderezada, sin llegar a estar en su completa maduración y presentando en su tonalidad un color verde claro; éstas se transportan a la planta, en la que tiene lugar la recepción del fruto en contenedores con pared de rejilla para favorecer el aireamiento de la aceituna. Durante el momento de recepción de los frutos se toman los datos necesarios para identificar la partida durante todo el proceso de elaboración y se selecciona una muestra representativa de la que se realiza una valoración, para fijar la calidad de la misma; a la vez que se realiza una clasificación del fruto según su tamaño, características y defectos. Los principales datos a determinar son: el porcentaje de los tamaños que no se aprovechan, el tamaño medio y la distribución de tamaños, y el porcentaje de defectos, distinguiendo el tipo e intensidad de los mismos.

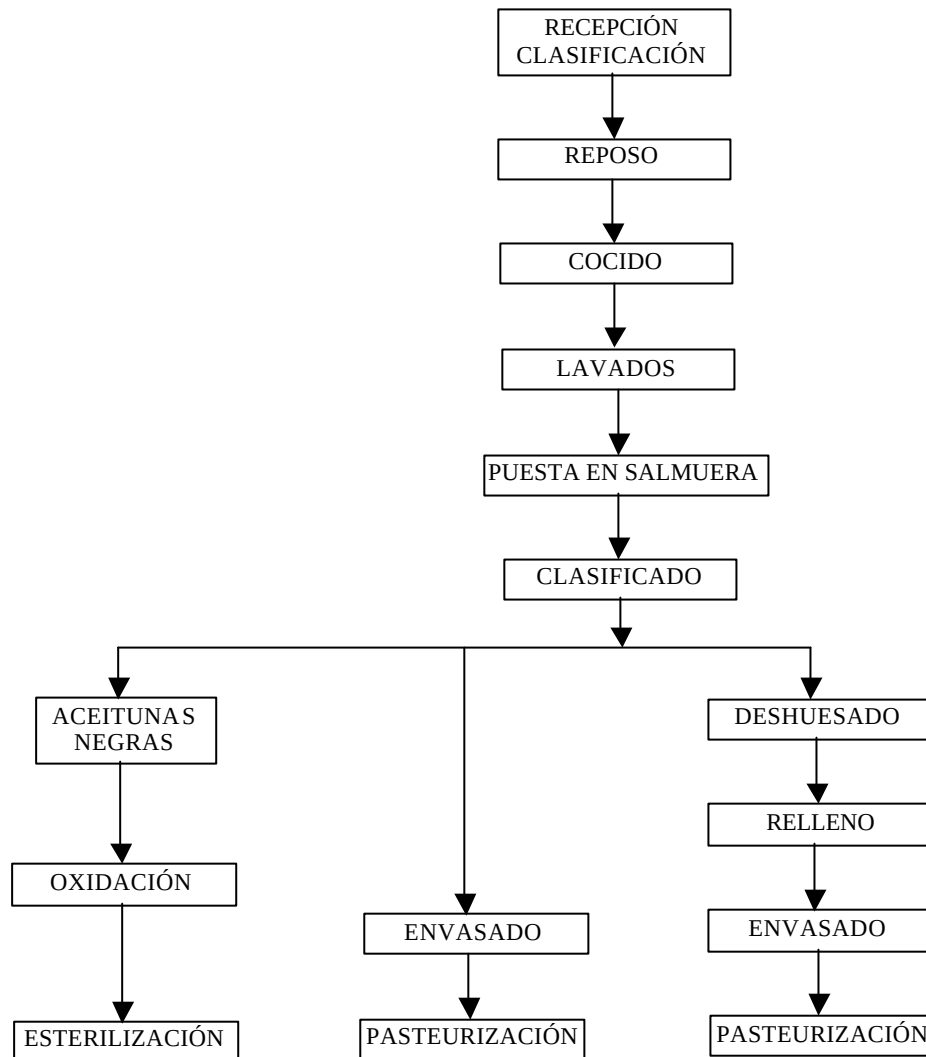


Figura 2.2-1. Proceso Productivo de la Aceituna

- b) **Reposo.** Una vez clasificada y depositada en los contenedores de rejilla, es aconsejable dejar reposar la aceituna al menos durante un día para que expulse agua y así pueda admitir mejor la lejía.
- c) **Cocido.** El tratamiento con una solución diluida de hidróxido sódico NaOH (lejía o sosa cáustica), es la operación fundamental en el proceso de aderezo, siendo su principal objetivo eliminar mediante hidrólisis la mayor parte del glucósido amargo oleuropeína, responsable del característico amargor de este fruto. Además, ejerce una acción muy compleja cuya consecuencia más importante es que, al colocar las aceitunas en salmuera, ésta se convierte en un adecuado medio de cultivo donde se desarrolla la típica fermentación láctica. Las soluciones de lejía contienen distintas cantidades de hidróxido sódico, según la variedad de la aceituna, la temperatura y el grado de madurez; por lo que siempre se intenta que las partidas de aceitunas destinadas al cocido sean lo más homogéneas posibles. El tratamiento se realiza hasta que la lejía penetra en la pulpa aproximadamente dos tercios de la distancia al hueso; si la penetración es

insuficiente, las aceitunas resultan amargas y fermentan mal, quedando una zona próxima al hueso que con el tiempo vira a un color violeta y la piel adquiere un color pardo; si la penetración es excesiva, resulta difícil obtener unas buenas características químicas para su conservación a largo plazo y además la textura será deficiente. En nuestra empresa, para esta etapa del proceso, se poseen 12 fermentadores con una capacidad de 10.000 kg cada uno, durando la operación 8 horas aproximadamente.

- d) **Lavados.** Al finalizar el cocido se retira la lejía y se cubren las aceitunas con agua, operación denominada lavado, cuyo principal objetivo es la eliminación de la mayor cantidad posible de la sosa que cubre a las aceitunas y de la que penetró en la pulpa. No obstante, el lavado no debe ser excesivo para evitar la pérdida de aquellos compuestos hidrosolubles que son necesarios para la fermentación. El número y duración de los lavados es variable y la tendencia actual, considerando la escasez de agua y la contaminación que producen estos vertidos, es dar un solo lavado de unas 12-15 horas.
- e) **Puesta en Salmuera.** Posteriormente las aceitunas son colocadas en una salmuera (disolución de agua con sal) en la que se produce una fermentación láctica mediante la cual el fruto adquiere sus típicas características organolépticas que lo hacen tan apreciado. El proceso de fermentación puede durar entre 2 y 5 meses, dependiendo de las características del fruto y de si aceleramos el proceso aplicando calor; finalmente la aceituna alcanzará un color amarillo, un sabor y textura característicos que indicarán que ya está lista para su comercialización. Para la fermentación, se suelen pasar a unos recipientes enterrados distintos a los de cocido, que suelen ser aéreos para facilitar el trasvase de los frutos. A los pocos días, la sal se equilibra en valores comprendidos entre 5-6 %. Si la concentración inicial de sal es más elevada provoca una salida excesiva de jugo, debido a la mayor presión osmótica exterior, lo que tiene como consecuencia el arrugado permanente de los frutos, y además la velocidad de fermentación se ve alterada; si es mucho más baja puede resultar un bajo valor de equilibrio, menor de 5 %, y se favorece el desarrollo de ciertas alteraciones. En los primeros días de la colocación de las aceitunas en salmuera, debido a la lejía residual que va saliendo de la pulpa, el valor de pH resulta superior a 10 unidades. A lo largo de las diversas etapas de la fermentación, la sucesión de diversos microorganismos hace que el pH descienda a valores de 4 unidades, o menos, lo que facilita la adecuada conservación a largo plazo. Asimismo, es conveniente añadir un cultivo puro de bacterias lácticas o, en todo caso, se puede utilizar salmuera madre de otros fermentadores que se encuentren en activa fermentación láctica y cuyo valor de pH sea inferior a 4,5 unidades. Igualmente, si es necesario, se añade materia fermentable para completar la fermentación y conseguir un buen valor de pH final.
- f) **Clasificado.** Terminada la fermentación, se procede a la clasificación de los frutos, para poder así obtener unas características adecuadas para su consumo y envasado. El resultado de estas operaciones conduce a la

obtención de recipientes con aceitunas del mismo tamaño, con calidad organoléptica uniforme y con niveles de acidez y sal homogéneos y suficientemente elevados para garantizar su conservación. Todo ello facilita, apreciablemente, su posterior envasado. Finalizada esta operación, el producto puede comercializarse de dos formas: con frutos enteros o deshuesados, pudiendo éstos últimos rellenarse con diversos productos tales como pimientos, anchoas u otros.

- g) **Envasado.** Para el proceso de envasado se utiliza una salmuera a una temperatura comprendida entre 60 y 70 °C, y dependiendo del tipo de envase se consumen unas cantidades diferentes de esta salmuera, aunque como media se puede decir que el consumo es de 2.000 litros/h.
- h) **Pasteurización.** Las aceitunas tipo sevillanas, una vez envasadas, se someten a un tratamiento térmico de pasteurización para conseguir una estabilidad y una buena conservación de las mismas sin que su calidad organoléptica resulte afectada. El pasteurizador tiene tres etapas: Precalentamiento, Calentamiento y Enfriamiento. En la etapa de calentamiento se obtiene la temperatura deseada (90 °C) por aporte de vapor mediante una válvula de regulación.

Para la elaboración de las **aceitunas negras**, éstas han de ser oxidadas mediante aire, siguiendo el proceso que se describe a continuación.

Los frutos se someten a una serie sucesiva de soluciones diluidas de hidróxido sódico, exponiéndolos al aire en el intervalo entre ellas (**oxidación**), para de esta forma eliminar su amargor. Finalmente, las aceitunas negras han de ser esterilizadas (**esterilización**) con objeto de evitar alteraciones, del tipo de la “zapatería”, pútridas, etc. Para ello se cuenta con cuatro autoclaves de 500 litros de capacidad cada uno, siendo la temperatura de esterilización de 127 °C.

3 ESTUDIO ENERGÉTICO-ECONÓMICO

En este capítulo realizaremos un profundo análisis de las instalaciones desde el punto de vista energético, mediante el cual conoceremos la demanda, tanto de energía térmica como de energía eléctrica, que presenta nuestra fábrica. Además, a partir de estos datos energéticos y utilizando las tarifas y los precios del año 2001 para el combustible utilizado y para la electricidad, podremos saber los costes económicos que presenta actualmente nuestra fábrica para poder cubrir su proceso de producción.

En capítulos posteriores compararemos todos estos valores energéticos y económicos con los que se obtendrían una vez que se planteen las distintas alternativas de cogeneración, de esta forma podremos ver si las medidas de cogeneración que se plantean hacen que mejore la eficiencia energética de nuestra factoría.

3.1 ENERGÍA TÉRMICA

Para poder llevar a cabo el proceso de producción que tiene lugar en nuestra empresa, explicado con detalle en el *apartado 2.2*, se hace necesario consumir diversas cantidades de energía térmica para las diferentes etapas del proceso. Aunque la mayor parte de dicho consumo se da principalmente en la pasteurización y el esterilizado, existen también otros procesos para los que también es necesario la utilización de energía térmica. A continuación pasamos a describir con un poco de más detalle todos estos procesos, si bien lo haremos de una forma muy general y sin entrar en muchos detalles técnicos; ya que lo que realmente interesa para nuestro estudio es el consumo final de energía térmica requerida en nuestro proceso total de producción, hecho que veremos más exhaustivamente en el *apartado 3.1.3*.

3.1.1 Procesos Consumidores de Energía Térmica

PASTEURIZADO

Las aceitunas verdes o sevillanas, una vez envasadas, se pasteurizan mediante un proceso que consta de tres etapas: Precalentamiento, Calentamiento y Enfriamiento. En la etapa de Calentamiento se realiza la inyección de vapor saturado a una temperatura de 90 °C; esta entrada de vapor está regulada por una válvula de regulación que a su vez está controlada por la temperatura de calentamiento asignada.

ESTERILIZADO

Vimos que las aceitunas negras han de ser esterilizadas para mantener su correcta conservación. Para ello se cuenta con 4 autoclaves de 500 litros de

capacidad cada uno, realizándose la operación de esterilización a 127 °C y utilizando vapor saturado a 3-4 kg/cm² de presión (2,94-3,92 bar) en el intercambiador. Básicamente, el proceso sigue el siguiente esquema: el vapor saturado es introducido en un intercambiador donde cede su calor al agua fría que viene recirculada de los autoclaves, posteriormente se vuelve a introducir esa agua ya calentada a 127 °C en los autoclaves mediante un sistema de duchas. En general se realiza un proceso diariamente.

CALENTAMIENTO DE SALMUERA

La salmuera que se utiliza en el envasado es necesario calentarla hasta una temperatura comprendida entre 60-70 °C (tomaremos para nuestro estudio 70 °C); dependiendo del tipo de envase se consumen unas cantidades diferentes de esta salmuera, como media se puede decir que el consumo es de aproximadamente 2.000 litros/hora. Así pues, las necesidades de calentamiento para este proceso son:

$$\dot{Q} = \dot{m} \cdot C_p \cdot \Delta t = 2.000 \text{ l/h} \cdot 1 \text{ kcal/kg}^\circ\text{C} \cdot (70 - 25)^\circ\text{C} = 90.000 \text{ kcal/h}$$

donde se ha considerado como temperatura de referencia de la salmuera fría 25 °C.

OTROS PROCESOS

Además de los procesos descritos anteriormente, existen otros que también requieren aporte de energía térmica para su ejecución, los cuales sólo vamos a pasar a citar brevemente, ya que no es necesario su estudio con detenimiento.

- Línea de envases PET. La empresa posee una línea de fabricación de envases de plástico PET, empleando para la fabricación de los moldes temperaturas comprendidas entre 150 °C y 160 °C, siendo éstos posteriormente enfriados a 5-6 °C.
- Equipos de frío. En su proceso productivo, las aceitunas a deshuesar han de pasar por unas cámaras frigoríficas. Asimismo, también existe un enfriado por intercambio con salmuera.

En cualquier caso, como ya dijimos al comienzo de este apartado, el dato que realmente interesa para nuestro estudio es el consumo final de energía térmica requerida en nuestro proceso total de producción y las propiedades termodinámicas del vapor utilizado, independientemente de como sean los diferentes procesos en los que se invierte esta energía térmica.

3.1.2 Generación de Vapor

En el apartado anterior hemos visto a grosso modo los diferentes procesos en los cuales tiene lugar un consumo de energía térmica, siendo la parte más importante la consumida en la pasteurización y en la esterilización. En este

apartado estudiaremos cómo es el ciclo empleado actualmente para la generación de esta energía térmica, para posteriormente ver el consumo anual del combustible y el coste económico que conlleva este proceso energético.

En la *Figura 3.1-1* se puede ver un esquema básico de cómo es el ciclo de generación de vapor utilizado para cubrir la demanda térmica de nuestra instalación en la actualidad.

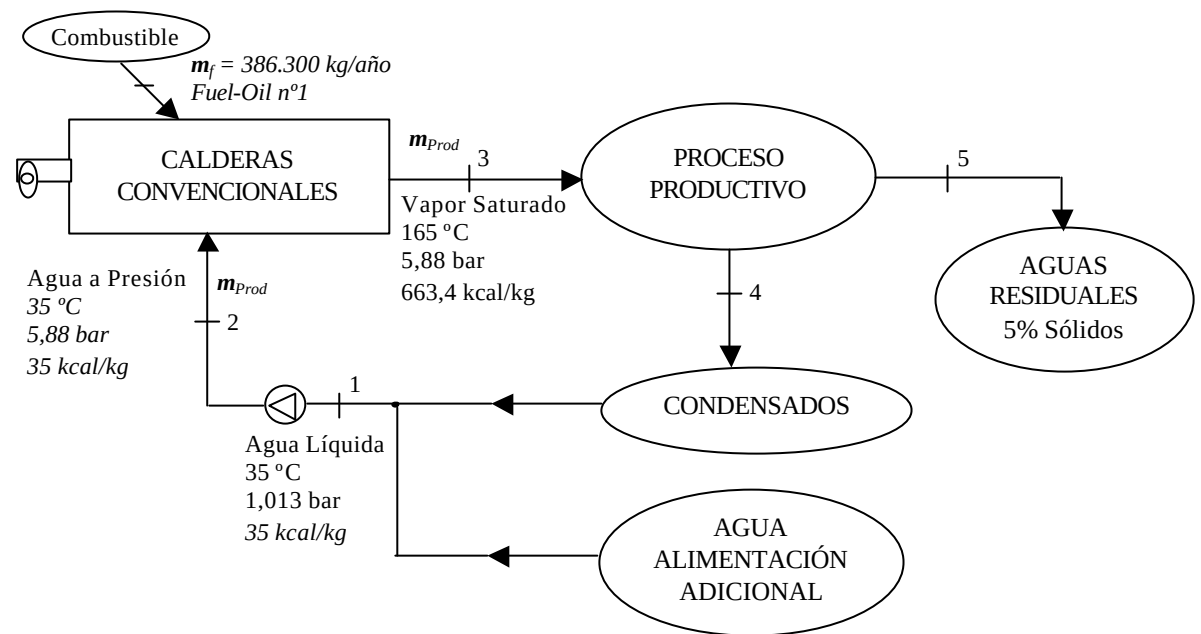


Figura 3.1-1. Ciclo Actual de Generación de Vapor

A modo de síntesis, podemos decir que el proceso se explica de la siguiente manera: la energía térmica (vapor) necesaria para el proceso productivo es generada, a partir del agua de alimentación y de los condensados, en dos generadores de vapor o calderas; y posteriormente será enviada a todas las fases del proceso productivo que requieran vapor. Finalmente, se generan unos residuos que, en principio, se tiran al ambiente; así como una serie de condensados que vuelven a utilizarse en el ciclo de generación de vapor.

A partir de una serie de datos recogidos de la propia empresa, podemos ver con más detalle cuáles son las características termodinámicas de los principales puntos en los que se divide nuestro ciclo de generación de vapor.

Punto 1. Hemos considerado un punto común en el cual convergen tanto los condensados procedentes del proceso de producción de la aceituna, como el agua que se emplea como alimentación adicional para las calderas. En este punto consideraremos que el **agua** está en estado **líquido**, a la presión ambiente y a una temperatura media entre la de los condensados y la ambiente.

Temperatura	35 °C
Presión	1atm = 1,033 kg/cm ² = 1,013 bar

Entalpía Agua Líquida	35 kcal/kg = 146,538 kJ/kg
-----------------------	----------------------------

Punto 2 Este punto es similar al anterior, con la única diferencia de que ahora hemos elevado la presión del agua líquida hasta alcanzar la presión media de trabajo de las calderas. Indicar que el trabajo realizado por las bombas lo despreciaremos en nuestro estudio, al ser ínfimo en comparación con el resto de la energía consumida en nuestro proceso productivo. En este punto tenemos **agua a presión** con las siguientes propiedades.

Temperatura	35 °C
Presión	6 kg/cm ² = 5,88 bar
Entalpía Agua a Presión	35 kcal/kg = 146,538 kJ/kg

Punto 3 La energía térmica empleada para las aportaciones de calor en nuestro proceso productivo es **vapor saturado** (siendo un poco más exactos habría que decir que está un poco recalentado, si bien lo seguiremos denominando como vapor saturado) con las siguientes características.

Temperatura	165 °C
Presión	6 kg/cm ² = 5,88 bar
Entalpía del Vapor	663,4 kcal/kg = 2.777,52 kJ/kg

Este vapor es generado en dos calderas convencionales (generadores de vapor) cuyas características técnicas son las siguientes.

	CALDERA 1	CALDERA 2
Fabricante	SADECA	SADECA
Tipo	PIROTUBULAR	PIROTUBULAR
Quemador	OERTLI	WEISHAUPT
Modelo	300VS 2	MS8VZV
Año Fabricación	1.980	1.972
Presión de Prueba	8 kg/cm ²	8 kg/cm ²
Presión de Trabajo	6 kg/cm ²	6 kg/cm ²
Producción Nominal	5.000 kg/h	1.670 kg/h
Potencia Nominal	2.800.000 kcal/h	1.000.000 kcal/h
Rendimiento Térmico: η	86,245%	83,60%

La segunda caldera tiene un rendimiento algo menor, debido principalmente a la necesidad de una limpieza para evitar los depósitos de cal existentes que dificultan la transmisión de calor. No obstante los rendimientos medios pueden considerarse aceptables. Indicar que dichos rendimientos están calculados en base al P.C.I. del combustible. Para todos los estudios posteriores tomaremos un rendimiento térmico medio de ambas calderas del 86%.

El combustible utilizado en ambas calderas es **Fuel-Oil n°1**, cuyos poderes caloríficos son:

Poder Calorífico Inferior: $PCI = 9.600 \text{ kcal/kg}$. Cantidad de energía que se puede obtener de un combustible (kcal) por unidad de medida (kg), estando el agua producida en forma de vapor.

Poder Calorífico Superior: $PCS = 10.100 \text{ kcal/kg}$. Ídem, estando el agua en estado líquido.

El poder calorífico es una medida que sirve para indicar el contenido energético del combustible primario.

Punto 4 Digamos que éste es un punto común en el que convergen todos los condensados del proceso de producción. Es un punto de difícil definición ya que no tenemos datos exactos para saber cómo se produce esta condensación. En cualquier caso, estos datos no son fundamentales a la hora de realizar un primer estudio energético de nuestro proceso, con lo cual los obviaremos.

Punto 5. Es el punto en el que vierten todos los residuos lodosos consecuencia de los procesos productivos desarrollados por la industria, estando caracterizado tanto por su elevado caudal como por su alto porcentaje de humedad (concentración del 5% de sólidos). Esta característica de lodo residual, hace que sea especialmente problemático su tratamiento medioambiental. En cualquier caso haremos un estudio más detallado de estos vertidos y de sus posibles tratamientos en el *capítulo 4*.

3.1.3 Consumo Anual de Energía Térmica. Balances Energéticos

Una vez estudiado con detalle como es el ciclo de producción de vapor, en este apartado veremos, partiendo de datos obtenidos de la empresa, cuáles son las necesidades energéticas totales para poder cubrir el proceso de producción a lo largo de un año, así como el coste económico que esto conlleva.

Ya vimos en el *apartado 2.2* como el régimen de funcionamiento de las calderas es prácticamente continuo de lunes a viernes desde las 6:00 horas hasta las 14:00 horas, aportando vapor según las necesidades del proceso productivo; con lo cual el número total de horas anuales de funcionamiento de la fábrica era de 1.760 h/año . No obstante, conviene indicar que en períodos de máxima producción la factoría puede pasar a funcionar en períodos de tres turnos de ocho horas cada uno; si bien esta circunstancia no la tendremos en cuenta para nuestro estudio energético, y seguiremos tomando como dato de partida el funcionamiento en su estado normal con un turno de ocho horas al día.

Por otro lado, el consumo anual de combustible (desglosado por meses) para poder cubrir un año genérico de producción, según datos aportados por la empresa, es el que se refleja en la *Tabla 3.1-1*. Si además tenemos en cuenta que el precio medio del fuel-oil nº1 para el año 2001 es de 35,01 ptas/kg, sabremos tanto las necesidades energéticas como el coste de combustible necesario para cubrir actualmente nuestro proceso de fabricación.

Mes	Consumo (kg fuel-oil)	C. Energético (kcal PCI)	C. Energético (tep PCI)	C. Energético (te PCI)	C. Energético (kJ PCI)	Precio (ptas)	Precio (euros)
Enero	20.300	194.880.000	19,49	195.057	815.923.584	710.703	4.271,41
Febrero	22.940	220.224.000	22,02	220.424	922.033.843	803.129	4.826,90
Marzo	38.620	370.752.000	37,08	371.089	1.552.264.474	1.352.086	8.126,20
Abril	19.780	189.888.000	18,99	190.060	795.023.078	692.498	4.162,00
Mayo	39.980	383.808.000	38,38	384.157	1.606.927.334	1.399.700	8.412,37
Junio	59.120	567.552.000	56,76	568.068	2.376.226.714	2.069.791	12.439,70
Julio	31.230	299.808.000	29,98	300.080	1.255.236.134	1.093.362	6.571,24
Agosto	34.790	333.984.000	33,40	334.287	1.398.324.211	1.217.998	7.320,31
Septiembre	39.900	383.040.000	38,30	383.388	1.603.711.872	1.396.899	8.395,53
Octubre	19.720	189.312.000	18,93	189.484	792.611.482	690.397	4.149,37
Noviembre	29.800	286.080.000	28,61	286.340	1.197.759.744	1.043.298	6.270,35
Diciembre	30.120	289.152.000	28,92	289.415	1.210.621.594	1.054.501	6.337,68
Total	386.300	3.708.480.000	370,85	3.711.849	15.526.664.064	13.524.363	81.283,06

Tabla 3.1-1. Consumo Anual de Combustible

A continuación se calculará la producción media de vapor, o sea la cantidad de energía térmica final (gasto o potencia térmica) que necesitamos para cubrir nuestro proceso de producción. Para ello hay que tener en cuenta lo siguiente:

- Rendimiento térmico medio de generación de ambas calderas: $h_{Cald} = 86\%$
- Horas anuales de utilización de la energía: $t_{Prod} = 220 \text{ días/año} \cdot 8 \text{ h/día} = 1.760 \text{ h/año}$
- Consumo anual de fuel (gasto másico de combustible): $386.300 \text{ kg fuel/año}$
- Entrada a la caldera (punto 2): Agua líquida a presión a $t = 35 \text{ °C}$ y $P = 6 \text{ kg/cm}^2$

$$\text{Entalpía: } h_2 = C_p \cdot t = 1 \text{ kcal/kg}^\circ\text{C} \cdot 35 \text{ °C} = 35 \text{ kcal/kg}$$

- Salida de la caldera (punto 3): Vapor saturado a $t = 165 \text{ °C}$ y $P = 6 \text{ kg/cm}^2$

$$\text{Entalpía: } h_3 = 663,4 \text{ kcal/kg (Diagrama de Mollier)}$$

Potencia térmica final (gasto energético o energía térmica por unidad de tiempo):

$$h_{Cald} = \frac{\dot{Q}_{\text{Proceso Productivo}}}{\dot{Q}_{\text{f Combustible}}} = \frac{\dot{V}_{\text{Prod}}}{\dot{Q}_{\text{f}}} = \frac{\dot{m}_{\text{Prod}} \cdot h_{\text{Prod}}}{\dot{m}_{\text{f}} \cdot h_{\text{f}}} \Rightarrow \dot{V}_{\text{Prod}} = h_{Cald} \dot{m}_{\text{f}} \cdot h_{\text{f}} =$$

$$= 0,86 \cdot \frac{386.300 \text{ kg/año}}{1.760 \text{ h/año}} \cdot 9.600 \text{ kcalPCI/kg} \Rightarrow \dot{V}_{\text{Prod}} = 1.812.098 \text{ kcal/h} = 2.107,47 \text{ kW}$$

Vapor producido (gasto másico de vapor):

$$\dot{V}_{Prod} = \dot{m}_{Prod} \cdot h_{Prod} = \dot{m}_{Prod} \cdot (h_3 - h_2) \Rightarrow \dot{m}_{Prod} = \frac{1.812.098 kcal/h}{(663,4 - 35) kcal/kg} = 2.883,67 kg/h$$

Estos dos valores obtenidos serán de vital importancia a la hora de analizar las distintas alternativas de cogeneración, ya que son datos inamovibles; o sea, que nuestro proceso de producción siempre tiene anualmente estos gastos energéticos y másicos finales, independientemente de cual sea la alternativa de cogeneración planteada.

Por otro lado, el gasto de combustible que tiene lugar en las calderas para poder cubrir las necesidades energéticas de nuestro proceso viene dado, en unidades de potencia térmica, según lo siguiente.

$$\dot{Q}_{fCald} = \dot{m}_f \cdot h_f = \frac{386.300 kg/año}{1.760 h/año} \cdot 9.600 kcalPCI/kg = 219,49 kg/h \cdot 9.600 kcalPCI/kg \Rightarrow \dot{Q}_{fCald} = 2.107.091 kcal/h = 2.450,55 kW$$

3.1.4 Coste Económico

El coste económico, en concepto de energía térmica, que conlleva todo el proceso de producción quedaba reflejado en la última columna de la *Tabla 3.1-1*; siendo la cantidad final a lo largo de un año de producción:

$$Precio\ Total\ Combustible = P_{fuel-oil} = 13.524.363\ ptas/año$$

Este coste depende únicamente del consumo de combustible que tienen lugar en nuestras calderas y del precio del mismo. En principio, aunque puede ser variable a lo largo del año, el precio del combustible no lo podemos variar a nuestro gusto, y viene fijado por los acuerdos entre las compañías productoras y el cliente. Pero en cambio, sí podemos variar la cantidad de combustible que consumimos en nuestro proceso productivo, y eso es precisamente una de las finalidades más importantes a la hora de plantear soluciones de cogeneración para nuestra empresa, de forma que al haber un mayor y mejor aprovechamiento de la energía, éste repercuta no sólo en un ahorro energético, sino también en un importantísimo ahorro económico.

Todo esto será estudiado con muchísimo más detalle en los siguientes apartados.

3.2 ENERGÍA ELÉCTRICA

3.2.1 Consumo Anual

Según datos obtenidos de la propia empresa, en la *Tabla 3.2-1* podemos ver la demanda de energía eléctrica que es necesaria para cubrir todo el proceso de producción que se lleva a cabo en nuestra fábrica durante un año entero.

No vamos a entrar en muchos detalles acerca de por qué es este y no otro el consumo de energía eléctrica que hay en la empresa, baste decir que todo este gasto está ligado a todos los aparatos que necesitan energía eléctrica para su funcionamiento (luminarias, diferentes equipos industriales, calefacción, aire acondicionado, etc.). Pero lo que realmente nos interesa para este estudio de viabilidad son las cantidades totales de energía activa y reactiva consumidas, así como los valores de potencia marcados por el maxímetro (aparato mediante el cual la empresa suministradora controla la potencia demandada por el abonado; tiene un período de integración de 15 minutos) para cada uno de los meses del año; cantidades que como hemos dicho anteriormente quedan recogidas en la tabla adjunta.

Mes	Punta (kWh)	Llano (kWh)	Valle (kWh)	E. Activa (Ea) (kWh)	E. Reactiva (Er) (kWhr)	Maxímetro (kW)
Enero	6.027	55.791	27.855	89.673	12.000	635
Febrero	7.605	60.209	30.674	98.488	21.300	610
Marzo	10.540	69.531	35.799	115.870	18.200	570
Abril	6.300	52.453	36.400	95.153	14.900	500
Mayo	8.642	64.587	41.747	114.976	24.000	610
Junio	10.900	75.600	48.757	135.257	35.000	600
Julio	21.470	101.084	61.032	183.586	36.100	710
Agosto	6.023	52.559	34.683	93.265	21.300	640
Septiembre	7.031	61.382	40.761	109.174	23.800	650
Octubre	8.659	58.331	30.971	97.961	14.200	525
Noviembre	10.000	60.540	29.300	99.840	15.000	600
Diciembre	12.300	70.148	31.701	114.149	19.800	700
Total	115.497	782.215	449.680	1.347.392	255.600	613

Tabla 3.2-1. Consumo Anual de Energía Eléctrica

Una vez conocida la cantidad de electricidad que es consumida en nuestra factoría, vamos a estudiar en el siguiente apartado qué tipo de tarifa eléctrica es la que utiliza la empresa y cuál es el coste económico que lleva acarreado este consumo.

3.2.2 Tarifas Eléctricas. Coste Económico

En la actualidad, nuestra empresa recibe toda la energía eléctrica necesaria para su proceso de producción de la Compañía Sevillana de Electricidad (Grupo Endesa), acogiendo al régimen de suministro a tarifa. De entre los diversos tipos de tarifas eléctricas posibles, se acoge a una que posee las siguientes características

Tarifa	1.1 (General no superior a 36 kV)
Discriminación Horaria	Tipo 3. Zona 4
Potencia Contratada	700 kW (un único maxímetro: Modo 2)

A la vista de los datos eléctricos y del tipo de facturación a la que se acoge la empresa en la actualidad, vamos a realizar un amplio estudio de los costes económicos que se derivan de la utilización de dicha energía eléctrica. Para dicho estudio nos basaremos, aplicándolo al caso concreto de nuestra empresa, en las directrices que se marcan en las disposiciones legales referentes a la tarifa eléctrica y que están recogidas en las leyes siguientes:

1. *Orden del MIE, de 7 de enero de 1991, BOE nº 7 de 8/1/91. Electricidad. Tarifas.*
2. *Ley número 66/1997, de 30 de diciembre de 1997, BOE nº 313 de 31/12/97. Jefatura del Estado. Política Económica. Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.*
3. *Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre de 2000, BOE nº 313 de 30/12/00. Tarifa Eléctrica para el Año 2001.*

En la Orden del MIE se definen los diferentes tipos de tarifas a las que pueden acogerse los usuarios de energía eléctrica así como el ámbito de aplicación de las mismas, además de explicarse la forma de calcular la energía a facturar, con sus correspondientes recargos o descuentos, para cada tipo de tarifa. Por otro lado, en el Real Decreto se actualiza la tarifa para el año 2001 con sus parámetros correspondientes. En la Ley 66/1997 se actualiza el impuesto sobre la electricidad a pagar por los consumidores de energía eléctrica.

En nuestro estudio económico utilizaremos las directrices de estas leyes que sean necesarias aplicar según el tipo de tarifa a la que se acoge nuestra empresa, para de esta forma obtener el precio de nuestra factura eléctrica.

Según el artículo segundo del anexo I de la Orden del MIE, las tarifas de energía eléctrica son de **estructura binomia** y están compuestas por un término de facturación de potencia y un término de facturación de energía y, cuando proceda, por **recargos o descuentos** (también llamados complementos tarifarios) como consecuencia de la discriminación horaria, del factor de potencia, de la estacionalidad, de la interrumpibilidad. Además, a todo esto habrá que añadirle, cuando proceda, los recargos, costes especiales o **impuestos** correspondientes que indique el Gobierno.

Indicar que no tendremos en cuenta el coste derivado del **alquiler de equipos** por no contar con datos para ello; en cualquier caso, esta cantidad sería ínfima en comparación con el resto de la factura eléctrica.

a) **Factura básica.** Como hemos indicado anteriormente, la factura básica es de forma binomial y esta compuesta por dos términos. El término de facturación de potencia, que será igual al producto de la potencia a facturar (Pf) por el precio del término de potencia (Tp) y el término de facturación de energía, que será el producto de la energía activa consumida durante el período de facturación considerado (Ea) por el precio del término de energía (Te). La suma de ambos términos, que constituyen la factura básica (Fb), junto con los citados recargos o descuentos, que analizaremos posteriormente, nos darán el coste definitivo de nuestra factura eléctrica. Esto queda reflejado en la siguiente ecuación:

$$Fb = Pf \cdot Tp + Ea \cdot Te$$

Para determinar la potencia a facturar (Pf), se puede realizar atendiendo a uno cualquiera de los cinco modos que se describen en la Orden del Ministerio. Nosotros, al tener contratada una sola potencia y medirla con un solo maxímetro (se lee y se pone a cero mensualmente), nos acogeremos al Modo 2; que nos indica que Pf se calcula de la siguiente manera:

- Si la potencia máxima demandada (la que registra el maxímetro) estuviere entre el +5% y -15% respecto de la contratada, entonces Pf sería la registrada por el maxímetro.
- Si fuera superior al 105%, la Pf sería igual al valor registrado por el maxímetro, más el doble de la diferencia entre el valor registrado por el maxímetro y el valor correspondiente al 105% de la potencia contratada.
- Si fuera inferior al 85%, la Pf sería igual al 85% de la potencia contratada.

Para determinar la energía a facturar (Ea) se tomará en todos los casos la energía consumida y medida por contador durante el período al que corresponda la facturación.

Por último, los precios de los términos de potencia y energía (Tp y Te) vienen establecidos según la tarifa a la que nos acogamos. En nuestro caso, actualmente la empresa se acoge a la tarifa 1.1, que corresponde a tarifa general de corta utilización con tensión de acometida no superior a 36 kV. Los precios de Tp y Te los tomaremos del Real Decreto, que nos fija las tarifas del año 2001. Estos valores son:

Término de Potencia	$Tp = 310 \text{ ptas/kW} \cdot \text{mes}$
Término de Energía	$Te = 10,38 \text{ ptas/kWh}$

b) **Complementos tarifarios.** A estas tarifas hay que aplicarles los complementos tarifarios, que consistirán en una serie de recargos o descuentos, que se calcularán tal y como se especifique en cada caso y deberán figurar por separado en el recibo de energía eléctrica. Para el tipo de tarifa que nos incumbe, sólo habrá que aplicar el complemento por energía reactiva y el complemento por discriminación horaria; mientras que el complemento por estacionalidad y el complemento por interrumpibilidad no habrá que tenerlos en cuenta.

b.1) **Complemento por energía reactiva (Kr%).** Está constituido por un recargo o descuento porcentual y se aplicará sobre la totalidad de la facturación básica. Se calculará por redondeo con una cifra decimal, y el valor porcentual Kr% a aplicar a la facturación básica (Fb) ($Fb \cdot Kr\%$) se determinará según la fórmula siguiente. En los períodos de facturación en que no haya habido consumo de energía activa, no se aplicará este complemento por energía reactiva.

$$Kr\% = \frac{17}{\cos^2 j} - 21$$

donde $\cos j$ es el factor de potencia medio de la instalación, que se calcula (redondeando en dos cifras decimales) mediante la fórmula

$$\cos j = \frac{Ea}{\sqrt{Ea^2 + Er_2}}$$

siendo: Ea = Cantidad de energía activa registrada por el contador, expresada en kWh.

Er = Cantidad de energía reactiva registrada por el contador, expresada en kWh.

Cuando Kr% salga positivo tendremos un recargo y cuando salga negativo será un descuento, sobre el valor de la factura básica.

b.2) **Complemento por discriminación horaria (CH).** Consistirá en un recargo o descuento que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$CH = \frac{T_{ej}}{100} \sum E_i C_i$$

en la que:

CH = Recargo o descuento, en pesetas.

E_i = Energía consumida en cada uno de los períodos horarios definidos para cada tipo de discriminación horaria, en kWh.

C_i = Coeficiente de recargo o descuento según el tipo de discriminación elegido.

Tej = Precio del término de energía (Te) de la tarifa general de media utilización correspondiente a la tensión de suministro.

Los tipos de discriminación horaria a los que pueden optar los abonados, sin más limitaciones que las que se especifiquen en cada caso, son cinco (ver Orden del MIE), cada uno de ellos con sus características correspondientes.

Como ya dijimos, nuestra instalación se acoge al tipo 3, consistente en discriminación horaria con contador de triple tarifa (tendremos tres períodos horarios: punta, llano y valle), sin discriminación de sábados y festivos. Además, al estar nuestra empresa ubicada en Andalucía, pertenecemos a la *zona de aplicación 4*.

Teniendo en cuenta lo anterior, los coeficientes de recargo o descuento que tenemos que aplicar correspondientes al año 2001 y la duración de cada período, es la que se detalla a continuación.

Período horario	Duración	Coeficiente C_i	Tej (tarifa 2.1): ptas/kWh
Punta	Total: 4 horas/día Invierno: 18-22 Verano: 12-14; 18-20	+70	9,47
Llano	Total: 12 horas/día Invierno: 8-18; 22-24 Verano: 8-12; 14-18; 20-24	0	
Valle	Total: 8 horas/día Invierno: 0-8 Verano: 0-8	-43	

Señalar que los meses de invierno son: noviembre, diciembre, enero, febrero y marzo; y los meses de verano: abril, mayo, junio, julio, agosto, septiembre y octubre.

c) **Alquiler de equipos.** Como ya se indicó, a falta de datos y por no ser relevante, no se tendrá en cuenta este concepto.

d) **Impuestos.** Actualmente, este tipo de tarifa hay que agravarla con dos tipos de impuestos, según dictamina el Gobierno.

d.1) **Impuesto sobre la electricidad (IE%).** En el artículo 64 de la Ley 66/1997 se modifica el impuesto sobre la electricidad, quedando actualmente de la siguiente forma. El tipo de impuesto es del 4,864%, y se aplica sobre la suma de los términos de potencia y energía (factura básica) y los complementos tarifarios, multiplicando todo ello por el coeficiente 1,05113.

$$IE\% = 4,864\% \cdot ((Fb + Complementos) \cdot 1,05113)$$

Este impuesto está vigente desde enero de 1988, y sustituye, con el mismo efecto, al porcentaje de la facturación total que anteriormente se destinaba a la minería del carbón.

d.2) **Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA%).** Es un porcentaje del 16% que se aplica sobre la suma de todos los conceptos anteriores: factura básica, complementos tarifarios, alquiler de equipos e impuesto sobre la electricidad.

Una vez estudiadas con profundidad las características de nuestra tarifa eléctrica y los diferentes factores que afectan a su valor final, podemos determinar el coste monetario que se deriva del consumo anual de energía eléctrica que tenemos en la fábrica y que veíamos reflejado en la *Tabla 3.2-1. Consumo Anual de Energía Eléctrica*. Así pues, el desglose mensual de la facturación eléctrica queda recogido en la *Tabla 3.2-2. Factura Eléctrica Anual*.

Mes	Pot. Fact. (Pf) (kW)	Energ. Fact. (Ea) (kWh)	Ener. Reac. (Er) (kWhr)	cos ϕ	Kr%	Fact. Básica (Fb) (ptas)	Compl. Reac. (Fb*Kr%) (ptas)	Comp. Dis. Hor. (CH) (ptas)
Enero	635	89.673	12.000	0,99	-3,7%	1.127.656	-41.723	-73.475
Febrero	610	98.488	21.300	0,98	-3,3%	1.211.405	-39.976	-74.494
Marzo	595	115.870	18.200	0,99	-3,7%	1.387.181	-51.326	-75.907
Abril	595	95.153	14.900	0,99	-3,7%	1.172.138	-43.369	-106.462
Mayo	610	114.976	24.000	0,98	-3,3%	1.382.551	-45.624	-112.710
Junio	600	135.257	35.000	0,97	-2,9%	1.589.968	-46.109	-126.287
Julio	710	183.586	36.100	0,98	-3,3%	2.125.723	-70.149	-106.204
Agosto	640	93.265	21.300	0,97	-2,9%	1.166.491	-33.828	-101.306
Septiembre	650	109.174	23.800	0,98	-3,3%	1.334.726	-44.046	-119.374
Octubre	595	97.961	14.200	0,99	-3,7%	1.201.285	-44.448	-68.716
Noviembre	600	99.840	15.000	0,99	-3,7%	1.222.339	-45.227	-53.023
Diciembre	700	114.149	19.800	0,99	-3,7%	1.401.867	-51.869	-47.553
Total	628	1.347.392	255.600	0,98	-3,4%	16.323.329	-557.694	-1.065.512

COSTES (ptas)	Factura Básica	Factura Complementos	Impuesto Eléctrico IE%	IVA%	Factura Final (ptas)	Factura Final (euros)
Enero	1.127.656	1.012.457	51.764	170.275	1.234.496	7.419,47
Febrero	1.211.405	1.096.935	56.083	184.483	1.337.501	8.038,54
Marzo	1.387.181	1.259.947	64.417	211.898	1.536.263	9.233,13
Abril	1.172.138	1.022.307	52.267	171.932	1.246.507	7.491,66
Mayo	1.382.551	1.224.217	62.590	205.889	1.492.696	8.971,28
Junio	1.589.968	1.417.571	72.476	238.408	1.728.455	10.388,22
Julio	2.125.723	1.949.370	99.665	327.846	2.376.881	14.285,34
Agosto	1.166.491	1.031.356	52.730	173.454	1.257.540	7.557,97
Septiembre	1.334.726	1.171.306	59.885	196.991	1.428.182	8.583,54
Octubre	1.201.285	1.088.121	55.632	183.001	1.326.754	7.973,95
Noviembre	1.222.339	1.124.090	57.471	189.050	1.370.611	8.237,54
Diciembre	1.401.867	1.302.445	66.590	219.046	1.588.080	9.544,55
Total	16.323.329	14.700.123	751.573	2.472.271	17.923.967	107.725,21

Tabla 3.2-2. Factura Eléctrica Anual

Finalmente conviene indicar que (de acuerdo con el capítulo II del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre) del precio final a pagar de la factura eléctrica, que deben satisfacer los consumidores de energía eléctrica por los suministros a tarifa, hay unos porcentajes de la misma que se destinan a cubrir una serie de costes con destinos específicos. Para el año 2001, se establecen los siguientes porcentajes:

	Porcentaje (%) sobre tarifa
<i>Costes permanentes:</i>	
Compensación extrapeninsulares	1,000
Operador del sistema	0,069
Operador del mercado	0,069
Comisión Nacional de Energía	0,069
Costes de transición a la competencia (para Endesa)	0,000
Total	1,207
<i>Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento:</i>	
Moratoria nuclear	3,540
“Stock” básico del uranio	0,006
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	0,800
Coste de la compensación por interrumpibilidad, por adquisición de energía a las instalaciones de producción en régimen especial y otras compensaciones	0,148
Total	4,494

El resto del porcentaje de la factura (94,299%) es el que se queda la compañía suministradora de la energía eléctrica (Endesa) en concepto de servicio.

Por último, es importante indicar que de todas las posibles opciones, la tarifa que se ha elegido es la más adecuada para la facturación de nuestra empresa.

Tal y como se indica en la Orden del MIE, todo abonado podrá elegir la tarifa y el sistema de complementos que estime más conveniente a sus intereses entre los oficialmente autorizados para el suministro de energía eléctrica a tarifa que desee demandar, siempre que cumpla las condiciones establecidas en dicha Orden. Pues bien, conviene indicar que la tarifa elegida por nuestra empresa es la más adecuada para el tipo de consumo energético que realizamos en nuestro proceso de producción; ya que se podría comprobar fácilmente que ni acogiéndonos a la tarifa de media utilización 2.1 o a la de larga utilización 3.1, ni cambiando el tipo de discriminación horaria al Tipo 2 (contador de doble tarifa) ni al Tipo 4 (contador de triple tarifa y discriminación de sábados y festivos), podemos reducir el coste de nuestra factura eléctrica. Esto se realizaría fácilmente sin más que cambiar en las fórmulas adecuadas los coeficientes correspondientes que marca la ley para cada una de las diferentes alternativas (en la hoja de cálculo que se adjunta con el siguiente estudio esto se haría de forma inmediata).

Si comprobáramos las diferentes alternativas posibles con la que realmente se acoge nuestra empresa en la actualidad, veríamos como lógicamente la que más se parece a la nuestra es la opción Tipo 4, pero no tiene ningún sentido aplicarla pues nuestra fábrica no funciona los fines de semana. La opción 2.1 y más aún la 3.1 se ven bastante encarecidas por el término de potencia (T_p); y por último la opción Tipo 2 es la peor de las tres debido a los altos coeficientes de recargo/descuento (C_i).

3.3 ESTUDIO ECONÓMICO. CONSUMOS Y COSTES ESPECÍFICOS

Una vez realizado el estudio energético de nuestra instalación en la actualidad, tanto desde el punto de vista de la energía térmica como de la energía eléctrica, así como los costes que lleva asociados; vamos a realizar un breve análisis de los consumos y costes específicos que tienen lugar en nuestra empresa. Para ello hay que tener en cuenta el dato proporcionado por la empresa, y que ya se indicó en el apartado 2.2, de la cantidad de aceitunas que se procesan al año; dicha cantidad es de: **8.000.000 kg/año = 8.000 tm/año**.

Además, tenemos que definir el concepto de **energía primaria**, ya que al final toda la energía empleada en el proceso productivo la vamos a expresar en función de este concepto. Se define la energía primaria como la fuente de energía natural existente en la Naturaleza, como el carbón, el petróleo, el gas natural, el sol, agua almacenada o en movimiento, las mareas, el viento, el uranio, calor almacenado en la tierra, etc. Después de su transformación, la energía primaria produce energía intermedia (gasolina, carbón, electricidad, etc.).

En la *Tabla 3.3-1* podemos ver cuáles son los valores de los consumos específicos de energía térmica necesarios para nuestro proceso productivo. Indicar que al ser dicha energía fuel-oil nº1 ya está expresada en términos de energía primaria.

kg fuel/año	tep PCI/año	kJ PCI/año	kg fuel/tm aceituna	te PCI/tm aceituna	kJ PCI/tm aceituna
386.300	370,85	15.526.664.064	48,29	463,98	1.940.833

Tabla 3.3-1. Consumo Específico Energía Térmica

En lo que se refiere a los consumos específicos de energía eléctrica, vienen reflejados en la *Tabla 3.3-2*. En este caso hay que tener en cuenta que la energía eléctrica es una energía intermedia, y por tanto lo primero que tenemos que hacer es expresarla en términos de energía primaria. Para ello basta con convertir las unidades de energía eléctrica (kWh) en unidades de energía térmica (kJ ó kcal ó te ó tep), y posteriormente dividir la cantidad resultante por el **rendimiento energético eléctrico medio mundial** cuyo valor es del 33%.

kWh/año	tep PCI/año	kJ PCI/año	kWh/tm aceituna	te PCI/tm aceituna	kJ PCI/tm aceituna
1.347.392	351,08	14.698.821.818	168,42	439,24	1.837.353

Tabla 3.3-2. Consumo Específico Energía Eléctrica

Agrupando los dos consumos anteriores, obtenemos el consumo específico total expresado en términos de energía primaria, que podemos contemplar en la *Tabla 3.3-3*.

tep PCI/año	kJ PCI/año	te PCI/tm aceituna	kJ PCI/tm aceituna
721,92	30.225.485.882	903,22	3.778.186

Tabla 3.3-3. Consumo Específico Total Energía Primaria

En cuanto al consumo específico de energía final (la que es realmente necesaria para cubrir el proceso productivo si todos los rendimientos energéticos fueran del 100%) se obtiene el indicado en la *Tabla 3.3-4*. Para la energía térmica este concepto indica la cantidad de dicha energía que es necesaria consumir, a la salida de las calderas, para cubrir el proceso productivo; donde se ha tenido en cuenta un rendimiento medio de generación del 86% para la energía térmica (es el rendimiento medio de las calderas). Para la energía eléctrica se ha considerado la misma expresada en términos de energía intermedia, o sea, sin convertirla en energía primaria.

Energía Térmica Final (kJ PCI/año)	Energía Térmica Final (tep PCI/año)	Energía Eléctrica Final (tep PCI/año)	Energía Final Total (tep PCI/año)	Energía Térmica Final (te PCI/tm aceituna)	Energía Eléctrica Final (te PCI/tm aceituna)	Energía Final Total (te PCI/tm aceituna)
13.352.931.095	318,93	115,85	434,78	399,02	144,95	543,97

Tabla 3.3-4. Consumos Específicos Energía Final

Por último los costes específicos totales, tanto de energía térmica (coste del fuel-oil nº1) como de energía eléctrica, quedan reflejados en la *Tabla 3.3-5*.

Moneda	E. Térmica (moneda/año)	E. Eléctrica (moneda/año)	Total (moneda/año)	E. Térmica (moneda/tm aceituna)	E. Eléctrica (moneda/tm aceituna)	Total (moneda/tm aceituna)
ptas	13.524.363	17.923.967	31.448.330	1.690,55	2.240,50	3.931,04
euros	81.283,06	107.725,21	189.008,27	10,16	13,47	23,63

Tabla 3.3-5. Costes Específicos Totales

4 AGUAS RESIDUALES

En los apartados anteriores hemos hecho un profundo análisis de cómo es el proceso de producción en la empresa, centrándonos en el estudio de los requerimientos energéticos y económicos para el adecuado funcionamiento de la instalación. Dentro de este análisis se comentó que debido a las características de los procesos productivos de aderezo de aceitunas aparecen una serie de vertidos lodosos que, en principio, si no se someten a algún tipo de tratamiento, serán volcados tal cual a las zonas de recepción correspondientes a dicho tipo de vertidos, originando el consecuente daño ambiental, además de acarrear la correspondiente penalización o gasto económico para la empresa.

Pues bien, en este apartado analizaremos con profundidad cómo son los vertidos producidos en nuestra factoría así como las cantidades de los mismos generadas a lo largo de un año de producción, para posteriormente analizar las diferentes alternativas de tratamiento de dichos vertidos y su posible implantación utilizando los sistemas de cogeneración que se estudiarán más adelante.

4.1 PROBLEMÁTICA

Numerosos estudios demuestran que en el proceso de preparación comercial de las aceitunas verdes aderezadas, se produce un gran volumen de vertidos líquidos. Se sabe que por kilogramo de fruto aderezado se generan 0,5 litros de lejía de cocido, al menos 0,5 litros de aguas de lavado y 0,5 litros de salmuera madre de fermentación, siendo los dos primeros producidos en los meses de campaña y la salmuera durante el resto del año. La determinación de la carga contaminante de cada vertido varía, además, según la variedad de aceituna utilizada en el proceso productivo, la concentración de sales empleada, la riqueza de las aceitunas, etc., de manera que cada vertido puede ser distinto en la composición de los sólidos disueltos, sólidos en suspensión, y demás elementos contaminantes.

Centrándonos en el caso concreto de nuestra factoría, y según datos aportados por la propia empresa, las características fundamentales del vertido que se realiza en la actualidad en nuestra empresa son las siguientes.

Caudal	$4 \text{ m}^3/\text{h} = 4.000 \text{ kg/h}$
Concentración	5% sólidos
DBO	2.000 mg/l
DQO	4.000 mg/l
Cloruros	10.000 mg/l
Conservantes	

La DBO (Demanda Bioquímica de Oxígeno) y la DQO (Demanda Química de Oxígeno) son dos de las formas más comunes de medir la concentración de materia orgánica en aguas residuales.

La DQO es una prueba utilizada para caracterizar a las sustancias oxidables de un agua residual, consistente en la oxidación de una muestra de agua empleando un oxidante fuerte tal como el dicromato potásico. Además se añade un catalizador y una sal que forma complejos con los iones cloruro, muy frecuentes en aguas residuales, para que éstos no interfieran. La muestra de agua se calienta a reflujo durante 3 horas en presencia de un exceso de dicromato, de forma que se garantice la oxidación de toda la materia orgánica y de otras sustancias oxidables que contenga el agua en cuestión. El ensayo de la DQO determina pues la cantidad de dicromato consumido y por tanto la cantidad de materia orgánica oxidada.

El ensayo de la DBO_5 suele ser la forma más frecuentemente empleada para medir la concentración de materia orgánica en aguas residuales. La DBO_5 es la cantidad de oxígeno empleado por los microorganismos a lo largo de un período de cinco días para descomponer la materia orgánica de las aguas residuales a una temperatura de 20 °C. El ensayo se basa en la premisa de que toda la materia orgánica biodegradable de una muestra de agua será oxidada a CO_2 y H_2O por los microorganismos mediante el oxígeno molecular. El ensayo de la DBO_5 es un bioensayo (ya que se mide por medios biológicos) que emplea microorganismos en condiciones similares a las del medio natural acuoso, para medir indirectamente, la cantidad de materia orgánica presente. Una muestra de agua se siembra (se inocula) con bacterias que consumen la materia orgánica biodegradable para obtener la energía necesaria para sus procesos vitales. Los microorganismos consumen oxígeno para degradar la materia orgánica (son bacterias aerobias), existiendo una proporcionalidad directa entre materia orgánica y oxígeno consumido. Así, cuanto más materia orgánica haya en un agua mayor será el consumo de O_2 . El oxígeno es más fácil de medir que la materia orgánica y por eso la DBO_5 es una medida indirecta, ya que lo que se determina es el cambio de la concentración del O_2 disuelto en el agua, producido por los microorganismos al degradar la materia orgánica.

La velocidad del proceso biológico de degradación depende de la naturaleza de la materia orgánica residual, de la capacidad de los microorganismos para degradar el residuo en cuestión y de la temperatura, siendo mayor la velocidad al aumentar la temperatura.

La información aportada por el ensayo de la DQO visto anteriormente es muy útil y complementaria de la suministrada por la DBO_5 . El valor de la DQO es siempre superior al de la DBO_5 porque muchas sustancias orgánicas pueden oxidarse químicamente, pero no biológicamente, y el dicromato es capaz de oxidar además de a las sustancias biodegradables, a otras sustancias presentes en el agua. La DBO_5 suele emplearse para comprobar la carga orgánica de las aguas residuales municipales e industriales biodegradables, sin tratar y tratadas. La DQO se usa para comprobar la carga orgánica de aguas residuales que, o no

son biodegradables o contienen compuestos que inhiben la actividad de los microorganismos.

La relación entre los valores de DBO_5 y DQO es indicativa de la biodegradabilidad de la materia contaminante y permite identificar la presencia de condiciones tóxicas en un vertido o la presencia de sustancias no biodegradables. Así, cuanto más pequeño sea el cociente DBO_5/DQO menos biodegradable será un agua (será un vertido tipo inorgánico), mientras que será más biodegradable (vertido tipo orgánico) cuanto mayor sea dicho cociente. Un valor de 1 indica un agua altamente biodegradable, mientras que un valor próximo a cero es indicativo de la presencia de sustancias escasamente biodegradables.

Se ha hablado de la DQO y de la DBO de un agua para referirse a sustancias orgánicas e inorgánicas oxidables, capaces de consumir oxígeno, y que por tanto tienen una demanda de oxígeno cuando son eliminadas en una masa de agua que contiene oxígeno disuelto. Por tanto, la introducción de sustancias con una demanda de oxígeno importante en un río puede provocar el agotamiento de dicho oxígeno, por lo que supone una grave amenaza para los seres vivos que pueblan dicha masa de agua, si se superan unos valores críticos. Este suele ser el problema de los vertidos con materia orgánica, cuya degradación consume oxígeno.

Por otro lado, el gran inconveniente de los cloruros es que se disuelven fácilmente en el agua comunicándole un sabor desagradable, también pueden corroer las canalizaciones y depósitos, y además, para el uso agrícola, los contenidos en cloruros del agua pueden limitar ciertos cultivos.

En definitiva, a la vista de las características de nuestro vertido y de todo lo comentado con anterioridad, podemos decir que se genera un vertido lodoso caracterizado tanto por su elevado caudal ($4 \text{ m}^3/\text{h}$) como por su alto porcentaje de humedad (5% sólidos), con una concentración de cloruros importante, y con una relación DBO/DQO de 0,5, bastante típica en este tipo de vertidos y que en principio conceden al residuo un índice de biodegradabilidad medio. Pero aunque el vertido presenta unos índices altos de DQO, éstos no parecen corresponderse con índices de biodegradabilidad elevados, ya que el vertido presenta dicho índice con un valor medio y asociado a ácidos orgánicos volátiles ligeros; éstos, presentes en el vertido otorgan el olor característico del mismo. Así pues, se deduce la posible existencia de inhibidores de la degradación biológica, dato que se corrobora con la evolución de la carga contaminante del vertido integrado en las balsas y que puede achacarse a la alta salinidad y los saltos de pH, asociados a los diferentes agentes utilizados en la actividad productiva.

4.2 ALTERNATIVAS PARA REDUCIR EL VOLUMEN DE VERTIDOS

En el apartado anterior hemos visto que como consecuencia de los procesos productivos desarrollados por nuestra industria se genera un vertido lodoso de elevado caudal y alto porcentaje de humedad. Esta característica de lodo residual, hace que sea especialmente problemático el planteamiento de un tratamiento ambientalmente correcto y económicamente sostenible. Por otra parte, dadas las características ambientales especialmente cálidas del lugar de localización de la empresa, es muy importante minimizar la utilización de recursos tan escasos como el agua, en las actividades productivas.

En la actualidad, los vertidos de nuestra industria son separados según su grado de contaminación y enviados a la red pública de saneamiento los que tienen autorización, y el resto, más concentrados, se envían a unas balsas de evaporación natural propiedad de la asociación local de industrias del ramo. Esto, aunque no dispongamos de datos concretos de la empresa, lógicamente lleva acarreado un importantísimo coste económico en concepto de penalización por vertido de residuos a la red de saneamiento y en concepto de utilización de dichas balsas de evaporación natural.

Hoy día existen gran variedad de alternativas a la hora de reducir o tratar el volumen de vertidos procedentes de una empresa dedicada al aderezo de aceitunas, de entre todos ellos los sistemas que han tenido mayor aplicación industrial son los que pasamos a describir a continuación.

- **Reutilización de lejías de cocido.** Como primera medida de control para reducir el volumen de vertidos se estudió la reutilización de las lejías de cocido. Es una operación sencilla y requiere pocas instalaciones complementarias, pues basta una bomba y un depósito auxiliar. Es una modificación que resulta muy rentable pues se aprovecha gran parte del hidróxido sódico que se perdería. La concentración de compuestos contaminantes, después de diez o doce reutilizaciones, no llega a ser tres veces la carga de las de un solo uso. Con ello, se reduce el volumen de los vertidos, se evita una gran cantidad de materia contaminante, y también se ahorra agua, lo que en algunas zonas tiene una gran importancia. Se ha comprobado, repetidamente, que la fermentación y las características organolépticas de los frutos elaborados con lejías reutilizadas son normales y no se diferencian de los obtenidos por el proceso tradicional.
- **Eliminación de lavados.** Otras modificaciones ensayadas han abarcado la supresión de una o las dos aguas de lavado. En el primer caso, los resultados demuestran que se obtiene una fermentación y un producto final que no se diferencian de los obtenidos por el proceso tradicional. De hecho, hoy ya se considera normal la aplicación de un solo lavado. En el caso de suprimir todo el lavado

los frutos presentan un sabor más concentrado de lo normal que, en general, se considera excesivo. Por otro lado, aunque permanecen más azúcares y se puede desarrollar más acidez libre, el hecho de quedar mayor contenido de lejía residual hace que sea más difícil obtener bajos valores de pH. En este caso se debe corregir añadiendo ácido clorhídrico, que se recomienda aportar en dos fases, al principio y al final de la fermentación láctica; sin embargo, un exceso de este ácido puede afectar de forma desfavorable al sabor. Por todo ello, es más recomendable rebajar la acidez combinada sustituyendo parte de la salmuera madre por blanca, aunque esta operación implica un nuevo aporte de vertido. Se aconseja la eliminación del segundo lavado y alargar el primero a 12-15 horas, lo que no representa ningún inconveniente para las características químicas, microbiológicas y organolépticas.

- **Depuración y reutilización de salmueras.** Considerando, por un lado, el alto poder contaminante de las salmueras de fermentación y, por otro, la elevada cantidad de ácido láctico que contienen, se ha estudiado la regeneración de las mismas, para su posterior empleo como parte del líquido de gobierno utilizado en el envasado final. Se han desarrollado dos sistemas de purificación basados en: a) adsorción de carbón activo y filtración tangencial, y b) ultrafiltración a través de una membrana de un determinado tamaño de poro. A nivel industrial, el segundo se ha mostrado más favorable y la salmuera regenerada obtenida se ha llegado a reutilizar en el envasado de latas de aceitunas verdes pasterizadas, hasta una proporción del 70% respecto al volumen de líquido de gobierno total. Ello representa, además de reducir la contaminación, un importante ahorro en la cantidad de ácido láctico y sal que se precisa para el envasado final.

Independientemente de poder aplicar o no, todas o algunas de estas técnicas para mejorar la calidad del proceso productivo de nuestra empresa (estudio en el que no vamos a entrar en este proyecto); la alternativa que se propone en nuestro estudio es la de reducir en un altísimo porcentaje el caudal de vertidos lodosos, evaporando gran parte del agua existente en el lodo mediante un **evaporador** que aproveche la energía térmica de los motores que serán implantados en nuestro sistema de cogeneración. Pasamos a explicar con más detalle este tratamiento en el apartado que viene a continuación.

4.3 TRATAMIENTO CON EVAPORADOR

Como ya se ha indicado, la idea general consiste en la puesta en marcha de una planta de tratamiento y reducción de los efluentes lodosos (mediante un evaporador a vacío) producidos por el aderezo de la aceituna, con una posterior reutilización de los mismos en el propio proceso productivo, asociándola con

una planta de cogeneración basada en motores alternativos que se propondrá más adelante.

Así pues, el vertido de lodos procedentes de las balsas de decantación, ubicadas éstas al final de la cadena productiva, y con una humedad del 5%, se someterá a un sistema de evaporación a vacío. En dicho proceso se producirá un residuo concentrado, cuya consistencia presentará una humedad del 30% y que será conducido a unas balsas de evaporación natural final. En ellas se alcanzará una concentración, tal que dichos índices permitan su manipulación como sólido, y que facilite su posterior conducción a un vertedero.

Por otra parte, tras el proceso de evaporación, se generará un condensado formado por el agua evaporada y posteriormente condensada. Dicho condensado se tratará con un agente oxidante para obtener unos índices de desodorización y desafección indicados para una posterior reutilización en el propio proceso productivo o en otros auxiliares de la planta. De esta forma se disminuirá también el consumo de agua bruta en la planta, o se realizarán actividades que mejoren el entorno de la misma y que hasta ahora estaban limitadas, como puede ser el riego de jardines, etc.

Con estas medidas se conseguirá una importantísima reducción del volumen de lodos vertidos a la zona, además de la valorización y reutilización de una gran parte del residuo, con el consecuente desimpacto ambiental y el ahorro económico correspondiente en concepto de transporte, distribución y penalización de vertidos lodosos.

Los datos más significativos del proceso de evaporación y que nos servirán de punto de partida para este estudio y para la elección del tipo de evaporador son los siguientes:

Caudal Aguas Residuales: m_{AgRes}	$4 \text{ m}^3/\text{h} = 4.000 \text{ kg/h}$
Concentración	5% sólidos
Caudal Residuos Concentrados: m_{ResCon}	$0,666667 \text{ m}^3/\text{h} \quad 667 \text{ kg/h}$
Concentración	30% sólidos
Caudal Agua a Evaporar: m_{AgEvap}	$3,333 \text{ m}^3/\text{h} = 3.333 \text{ kg/h}$

Lógicamente ha de cumplirse lo siguiente:

$$\text{Caudal de sólidos} = 4.000 \text{ kg/h} \cdot 5\% \quad 667 \text{ kg/h} \cdot 30\% = 200 \text{ kg/h}$$

$$m_{AgRes} = m_{ResCon} + m_{AgEvap} ; 4.000 \text{ kg/h} = 667 \text{ kg/h} + 3.333 \text{ kg/h}$$

A partir de estos datos y teniendo en cuenta los parámetros de nuestro proceso de producción de vapor para el proceso productivo vistos en el apartado 3.1.2, vamos a hacer un prediseño del tipo de evaporador a vacío más conveniente para nuestro proceso de evaporación de dichas aguas residuales, explicando con detenimiento las características y los parámetros de este tipo de evaporadores y de las distintas corrientes que en él aparecen.

A modo de esquema en la *Figura 4.3-1* (también se puede ver con más claridad en el plano n° 1) se muestra cómo quedaría nuestra instalación de tratamiento de los residuos mediante evaporador; instalación que como se refleja en dicho esquema posteriormente será integrada, como se verá en el *apartado 6.1*, en nuestra planta final de cogeneración.

En resumen, se observa como a un lado del evaporador (lado de la corriente de disolución) entra un caudal de aguas residuales (disolución al 5%), del que se vaporizará una gran parte del disolvente (agua evaporada) para producir una disolución concentrada (residuo concentrado al 30%). Mientras que en el otro lado (corriente de vapor de agua) tendremos que aportar la cantidad necesaria de vapor de agua, con su correspondiente potencia térmica, para que pueda llevarse a cabo la correcta evaporación de la corriente de disolución.

Además se puede observar como el aporte de la energía o potencia térmica necesaria requerida por el evaporador (gasto másico de vapor en el evaporador = m_{Evap}), así como el precalentamiento de la corriente de aguas residuales, serán proporcionados tanto por las calderas como por los motores de la planta de cogeneración final.

Para el estudio de este prediseño se propone utilizar un **evaporador a vacío, de simple efecto, con circulación forzada, de tubos largos verticales y flujo ascendente**. Este tipo de evaporadores puede ser el más indicado para un primer estudio, teniendo en cuenta las características ya comentadas de la disolución a evaporar, en nuestro caso la corriente de aguas residuales.

Cuando se utiliza un solo evaporador, el vapor procedente del líquido en ebullición se condensa y se desecha (o se aprovecha para el propio proceso u otros fines como ocurre en nuestro caso). Este método recibe el nombre de *evaporación de simple efecto*, y aunque es sencillo, utiliza ineficazmente el vapor. Si en cambio, el vapor procedente de uno de los evaporadores se introduce como alimentación en el elemento calefactor de un segundo evaporador, y el vapor procedente de éste se envía al condensador, la operación recibe el nombre de *doble efecto*. De esta forma, el calor del vapor de agua original es reutilizado en el segundo efecto, y la evaporación obtenida por unidad de masa del vapor de agua de alimentación al primer efecto es aproximadamente el doble. El método general para aumentar la evaporación por kilogramo de vapor de agua utilizando una serie de evaporadores entre el suministro de vapor vivo y el condensador recibe el nombre de *evaporación en múltiple efecto*. Nosotros, en nuestro estudio y por motivos de sencillez de cálculo, utilizaremos un evaporador de simple efecto, lo cual es más que suficiente para un primer análisis; si bien conviene apuntar que utilizando una evaporación de doble o de triple efecto, ésta sería más eficiente tanto energéticamente como económicamente.

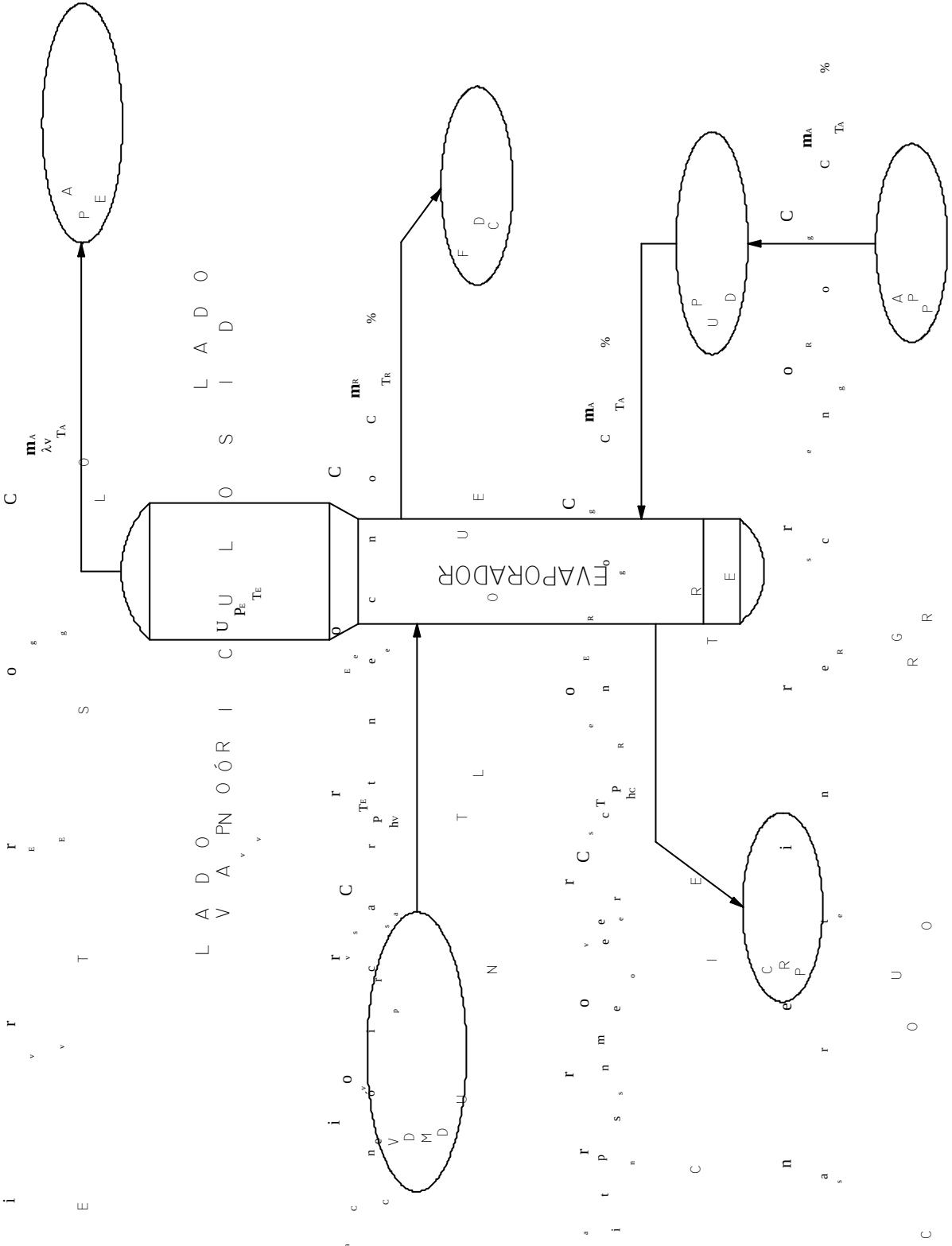


Figura 4.3-1. Tratamiento de Aguas Residuales con Evaporador

Indicar también que debido a las características de la disolución a concentrar: gran cantidad de sosa cáustica NaOH, junto con un alto contenido de sustancias orgánicas, lo que lleva asociado una alta salinidad de la disolución y una tendencia a formar espuma durante el proceso de evaporación, pequeña concentración de sólidos y una densidad y viscosidad relativamente elevadas; para un primer estudio, y sin entrar en demasiados análisis, bastaría con utilizar un evaporador con circulación forzada, tubos largos y flujo ascendente.

En cualquier caso, existe una amplísima gama de evaporadores, que en la mayoría de los casos son diseñados a medida por el fabricante, el cuál fundamentalmente ha de tener en cuenta para su fabricación todas las características del líquido a evaporar.

4.3.1 Prediseño del Evaporador

Una vez comentado el tipo de evaporador que vamos a utilizar, pasaremos a realizar los cálculos necesarios para obtener un prediseño del mismo desde un punto de vista energético, utilizando para ello los datos y los balances de entalpía necesarios. Para este estudio nos basaremos en el esquema de la instalación mostrado en la *Figura 4.3-1*.

Evaporador de simple efecto, circulación forzada, tubos largos y flujo ascendente

Tomaremos un evaporador tipo de estas características y con los parámetros de operación siguientes:

Coefficiente Global de Transmisión de Calor: U	$3.000 \text{ W/m}^2\text{°C}$
Presión Absoluta en el Espacio de Vapor: P_{Ev}	$100 \text{ mm Hg} = 0,13332 \text{ bar}$
Temperatura Entrada al Evaporador: T_{Ev}	$51\text{°C} = 124 \text{ °F}$

El valor del coeficiente global de transmisión de calor corresponde a un valor típico para este tipo de evaporadores; así como el valor de la presión en el espacio de vapor.

Lógicamente la temperatura del evaporador no es otra que la temperatura de ebullición del agua correspondiente a una presión de vapor de 0,13332 bar y que se obtiene de cualquier tabla de vapor de agua.

Corriente de Disolución

Este es el lado del evaporador en el que entra la disolución que queremos tratar (corriente de aguas residuales) para, evaporando gran parte del agua que lleva como disolvente, dejar un residuo mucho más concentrado y de menor caudal. Los datos de partida son los siguientes:

Corriente de Aguas Residuales	
Caudal Másico: m_{AgRes}	$4 \text{ m}^3/\text{h} = 4.000 \text{ kg/h}$

Concentración	5% sólidos
Calor Específico: C_{pAgRes}	$0,9 \text{ kcal/kg}^\circ\text{C} = 3,768 \text{ kJ/kg}^\circ\text{C}$
Temperatura Aguas Residuales Frías: $T_{AgResFr}$	35°C
Temperatura Aguas Residuales Calientes: $T_{AgResCal}$	85°C
Elevación del Punto de Ebullición (Líneas de Dühring)	24°F
Temperatura de Ebullición de la Disolución: T	$124 + 24 = 148^\circ\text{F} = 64^\circ\text{C}$
Corriente de Residuos Concentrados	
Caudal Másico: m_{ResCon}	$0,667 \text{ m}^3/\text{h} = 667 \text{ kg/h}$
Concentración	30% sólidos
Temperatura de Salida: T_{ResCon}	64°C
Corriente de Agua Evaporada	
Caudal Másico: m_{AgEvap}	$3,333 \text{ m}^3/\text{h} = 3.333 \text{ kg/h}$
Calor Latente de Vaporización: $lv(P_{Ev} T_{Ev})$	$2.379,81 \text{ kJ/kg}$
Temperatura de Salida: T_{AgEvap}	51°C

Aunque en principio la temperatura de la corriente de aguas residuales (corriente que queremos tratar en el evaporador) debería de ser de 35°C a la hora de entrar en el evaporador, pues ésta es su temperatura según datos aportados por el proceso productivo, dicha temperatura la elevaremos hasta 85°C utilizando el circuito de refrigeración de agua de camisas de los motores que utilizaremos en la planta de cogeneración (ver *apartado 6.1*), ya que de esta forma mejoraremos el rendimiento energético de la futura instalación. Así pues, la corriente de alimentación a tratar entrará a 85°C y con un caudal de 4.000 hg/h .

Por otro lado hay que hacer un breve paréntesis para explicar el concepto de elevación del punto de ebullición y la regla de Dühring. La presión de vapor de la mayor parte de las disoluciones acuosas (en nuestro caso la corriente de aguas residuales, compuesta en su mayor parte por una disolución de NaOH y NaCl) es menor que la del agua pura a la misma temperatura. Por tanto, para una presión dada en el espacio de vapor, la temperatura de ebullición de las disoluciones es mayor que la del agua pura. Este aumento del punto de ebullición sobre el del agua se conoce con el nombre de elevación del punto de ebullición de la disolución. Es pequeño para disoluciones diluidas y para disoluciones de coloides orgánicos, pero puede alcanzar valores elevados para disoluciones concentradas de sales inorgánicas. Esta elevación del punto de ebullición se obtiene a partir de una regla empírica conocida como la regla de Dühring, según la cual la temperatura de ebullición de una determinada disolución es una función lineal de la temperatura de ebullición del agua pura a la misma presión. Por tanto, basta con representar la temperatura de ebullición de la disolución frente a la del agua a la misma presión para obtener una línea recta, obteniendo diferentes rectas para diferentes concentraciones de la disolución.

Considerando que la mayor parte de nuestra disolución es de NaOH (sosa cáustica) y se quiere concentrar hasta un 30%, la temperatura de vaporización de dicha disolución a la presión de 100 mm Hg (0,13332 bar) se obtiene de la siguiente forma:

Temperatura de ebullición del agua pura a 0,13332 bar = 51 °C = 124 °F (Tablas de vapor de agua)

T = Temperatura de ebullición de la disolución de NaOH al 30% a la misma presión = 148 °F = 64 °C (Líneas de Dühring para el sistema NaOH-H₂O)

Elevación del punto de ebullición = 24 °F = 13 °C

Por otro lado, a partir de tablas de calores específicos para soluciones acuosas a diferentes concentraciones, obtenemos que el C_p de nuestra disolución tiene un valor de: $C_{pAgRes} = 0,9 \text{ kcal/kg}^\circ\text{C} = 3,768 \text{ kJ/kg}^\circ\text{C}$.

Teniendo en cuenta todo esto, la potencia calorífica o calor que hay que transmitir a la corriente de alimentación para variar su temperatura desde la temperatura de entrada ($T_{AgResCal}$) hasta la temperatura de ebullición de la disolución en el evaporador (T) se obtiene de la siguiente forma.

$$\dot{V}_{AgEvap} = \dot{m}_{AgEvap} \cdot l_v = 3.333 \text{ kg/h} \cdot \frac{1 \text{ h}}{3.600 \text{ s}} \cdot 2.379,81 \text{ kJ/kg} = 2.203,53 \text{ kW} = 1.894.693 \text{ kcal/h}$$

Al ser la temperatura de entrada de la disolución (85 °C) mayor que la temperatura de ebullición (64 °C), el término de calor a aportar sale negativo, lo que significa que la disolución realiza un aporte de calor al evaporador, ocurriendo la llamada *evaporación flash*; lo que tendrá como consecuencia que la cantidad de vapor de agua que se requerirá para llevar a cabo la evaporación deseada será menor.

En lo que respecta a la corriente de agua evaporada, la potencia calorífica o calor que hay que transmitir para realizar la vaporización es:

$$\dot{V}_{AgEvap} = \dot{m}_{AgEvap} \cdot l_v = 3.333 \text{ kg/h} \cdot \frac{1 \text{ h}}{3.600 \text{ s}} \cdot 2.379,81 \text{ kJ/kg} = 2.203,53 \text{ kW} = 1.894.693 \text{ kcal/h}$$

donde l_v es el calor latente de vaporización de la disolución concentrada, y que en primera aproximación es prácticamente igual al calor latente de vaporización del agua pura a la presión del espacio de vapor, valor que se obtiene de las tablas de vapor de agua.

Sumando estos dos términos, obtendremos toda la potencia calorífica que hay que transmitir a la corriente de disolución a tratar que entra en el evaporador.

$$\dot{V}_{Disol} = \dot{V}_{AgRes} + \dot{V}_{AgEvap} = -86,06kW + 2.203,53kW = 2.117,47kW = 1.820.693kcal/h$$

Corriente de Vapor de Agua

Este es el lado del evaporador en el que entra corriente de vapor de agua, corriente que será la encargada de aportar la cantidad de calor requerida por el evaporador para poder evaporar la disolución que queríamos tratar. Como se puede observar en la *Figura 4.3-1*, este aporte calorífico se obtendrá tanto de los gases de escape de los motores de cogeneración como de las calderas del proceso productivo.

Independientemente de donde provenga este aporte energético, mediante un simple balance energético y basándonos en los cálculos realizados anteriormente para la corriente de disolución a tratar, podemos calcular esta cantidad de calor que hay que aportar al evaporador.

Suponiendo que no hay ningún tipo de fugas o arrastre, y considerando que no es preciso tener en cuenta las pérdidas en la transmisión de calor a través de la superficie de calefacción del evaporador, se tendrá que el calor transmitido desde la corriente de vapor de agua hacia los tubos (superficie de calefacción) es igual al transmitido desde los tubos hacia la disolución a tratar; y por tanto igualando ambas ecuaciones quedará:

$$\dot{V}_{Evap} = \dot{V}_{Disol} = 2.117,47kW = 1.820.693kcal/h$$

que no es otra cosa que la potencia térmica o calorífica que hay que aportar al evaporador para poder llevar a cabo la evaporación de la corriente de aguas residuales. Es, en definitiva, el dato energético que buscábamos para el proceso de evaporación de las aguas residuales procedentes del proceso productivo.

No obstante, hay que resaltar un detalle bastante importante y que más adelante habrá que tener en cuenta a la hora de calcular el rendimiento eléctrico equivalente de nuestra futura planta de cogeneración. El valor de potencia calorífica obtenido con anterioridad, es menor que el que realmente haría falta aportar al evaporador, ya que hay que tener en cuenta que en el estudio que hemos hecho ha tenido lugar una evaporación flash debido a que ha habido un precalentamiento desde 35 °C hasta 85 °C de la corriente de aguas residuales a tratar. Por tanto, la potencia calorífica empleada para este precalentamiento (que como se verá más adelante y ya hemos anotado en este capítulo se obtendrá de los motores de cogeneración) también habrá que sumársela a la requerida para llevar a cabo la evaporación, con lo cual el verdadero valor total de la potencia calorífica necesaria para poder realizar el tratamiento de los residuos de nuestra factoría será:

$$\begin{aligned}\dot{V}_{EvapTot} &= \dot{V}_{Evap} + \dot{V}_{PrecAgRes} = \dot{V}_{Evap} + \dot{m}_{AgRes} \cdot C_{pAgRes} \cdot (T_{AgResCal} - T_{AgResFr}) = \\ &= 2.117,47kW + 4.000kg/h \cdot \frac{1h}{3.600s} \cdot 3,768kJ/kg^{\circ}C \cdot (85 - 35)^{\circ}C = 2.117,47kW + \\ &+ 209,34kW = 2.326,81kW = 2.000.693kcal/h\end{aligned}$$

Por otro lado, si tenemos en cuenta las condiciones termodinámicas de entrada y de salida de la corriente de vapor de agua (condiciones que vienen impuestas por las características de nuestro proceso productivo), podemos calcular el consumo de vapor de agua correspondiente a esta potencia térmica requerida por el evaporador (teniendo en cuenta que hay evaporación flash).

Corriente de Vapor de Agua	
Vapor de Agua	
Temperatura: T_{Evap}	165 °C
Presión	5,88 bar
Entalpía Específica: h_{Vap}	663,4 kcal/kg = 2.777,52 kJ/kg
Condensado	
Temperatura	35 °C
Presión	1 atm = 1,013 bar
Entalpía Específica: h_{Cond}	35 kcal/kg = 146,538 kJ/kg

Con lo que

$$\begin{aligned}\dot{V}_{Evap} = \dot{m}_{Evap} \cdot (h_{Vap} - h_{Cond}) \Rightarrow \dot{m}_{Evap} &= \frac{\dot{V}_{Evap}}{h_{Vap} - h_{Cond}} = \frac{2.117,47kW \cdot \frac{3.600s}{1h}}{(2.777,52 - 146,538)kJ/kg} = \\ &= 2.897,35kg/h\end{aligned}$$

de forma que ya tenemos también el gasto másico de vapor de agua necesario para nuestro proceso de evaporación. Como ya se comentó con anterioridad, este requerimiento de vapor de agua vendrá proporcionado por los motores y las calderas de la futura planta de cogeneración.

Superficie de calefacción

Una vez calculada la potencia térmica requerida por el evaporador, en una primera aproximación, la superficie de calefacción del mismo vendrá dada por la fórmula siguiente:

$$\dot{V}_{Evap} = U \cdot A \cdot \Delta T = U \cdot A \cdot (T_{Evap} - T) \Rightarrow A = \frac{2.117,47 \cdot 10^3 W}{3.000 W/m^2 \cdot ^{\circ}C \cdot (165 - 64)^{\circ}C} = 7,02 m^2$$

4.4 CONCLUSIONES

En este apartado hemos estudiado de forma exhaustiva la problemática de los residuos procedentes de nuestro proceso de producción de la aceituna, hemos visto sus características y peculiaridades, su situación actual, sus posibles tratamientos, y la elección de la evaporación como una posible solución al tratamiento de este problema.

A la vista de lo estudiado y de otros análisis que haremos más adelante, podemos decir que dicha propuesta se puede considerar como una solución sencilla, fiable, y eficiente desde un punto de vista energético y económico; además de ser de muy fácil integración dentro de un proceso de producción enmarcado en una futura planta de cogeneración que estudiaremos con más detalle en los apartados siguientes.

Ahorro Económico

También es importante indicar que al llevar a cabo una solución al problema de los vertidos de nuestra factoría conseguiremos un importantísimo ahorro económico para la empresa, tanto en concepto de ahorro energético, al enmarcar el proceso de vaporización dentro de un sistema de cogeneración, como en concepto de ahorro monetario, al reducirse sobremedida las penalizaciones debidas al vertido de la gran cantidad de residuos procedentes del proceso productivo que había con anterioridad.

Aunque no dispongamos de datos exactos para una correcta cuantificación de estas penalizaciones, podemos hacer una estimación del ahorro económico que supone el reducir el caudal de aguas residuales vertido por la factoría.

Se puede estimar en unos 45.000.000 ptas el pago que, en concepto de penalización por vertidos lodosos, tiene que abonar la empresa a lo largo de un año de producción. Sabemos que esta cantidad es directamente proporcional al caudal másico de la corriente de aguas residuales, que antes de plantear el tratamiento de los vertidos mediante la planta de cogeneración era de $m_{AgRes} = 4.000 \text{ kg/h}$. Por tanto, como una vez que se realiza el tratamiento de los vertidos dicho caudal disminuye hasta la cantidad de $m_{ResCon} = 667 \text{ kg/h}$, el nuevo pago que habrá que realizar a lo largo del un año en concepto de penalizaciones será de

$$45.000.000 \text{ ptas} \cdot \frac{667 \text{ kg/h}}{4.000 \text{ kg/h}} \approx 7.500.000 \text{ ptas}$$

lo cual, como puede observarse, supone un ahorro de dinero muy importante.

Posteriormente veremos como este ahorro económico habrá que tenerlo en cuenta a la hora de estudiar la rentabilidad económica de nuestro proyecto.

5 SISTEMA DE COGENERACIÓN

Una vez hecho el estudio de las características energéticas y económicas (tanto térmicas como eléctricas) de nuestra factoría en la actualidad, y realizado también un profundo estudio de la problemática de los vertidos de aguas residuales; entre este capítulo y los siguientes analizaremos como la idea de implantar un sistema de cogeneración en nuestra empresa, no sólo es viable y muy aconsejable desde el punto de vista energético y ambiental, sino que además se verá como en un plazo de tiempo relativamente corto nos aporta enormes ventajas económicas.

Una vez hayamos analizado en este capítulo las características y las consecuencias generales de implantar un sistema de cogeneración desde un punto de vista genérico, así como qué sistema de cogeneración es el más adecuado para implantar en nuestra factoría; en los dos siguientes capítulos estudiaremos con más detalle cómo quedará nuestra futura planta de cogeneración, así como las diferentes alternativas posibles de la misma, decidiendo de entre todas ellas cuál es la más conveniente desde el punto de vista de la eficiencia energética, del ahorro económico y del impacto ambiental.

5.1 CARACTERÍSTICAS

El término **cogeneración** se utiliza para definir aquellos procesos en los que se produce simultáneamente dos tipos de energía útiles, normalmente energía eléctrica y energía térmica (calor y/o frío), a partir de una sola fuente de suministro de energía, normalmente un combustible diesel o gas. Dicha generación simultánea de electricidad y calor en las plantas de cogeneración permite un incomparable grado de aprovechamiento de la energía del combustible, con el consecuente ahorro energético y económico y una importante reducción del impacto ambiental.

Básicamente, una planta de cogeneración está compuesta por un conjunto generador, consistente en un motor alternativo o una turbina que acciona un generador o alternador eléctrico, una serie de elementos intercambiadores de energía térmica (calderas de recuperación, intercambiadores de calor, etc.) en los que se recupera gran parte de la energía térmica proveniente del conjunto generador, y los equipos consumidores de energía térmica y eléctrica pertenecientes a la factoría.

Sin lugar a dudas, la característica más importante de los sistemas de cogeneración es el alto grado de eficiencia en las transformaciones energéticas (mejor aprovechamiento energético), junto con una minimización del impacto ambiental, en comparación con los sistemas convencionales de generación de energía. Esto conlleva a que la cantidad de combustible empleado para generar la energía eléctrica y térmica en un sistema de cogeneración, es mucho menor

que el utilizado en los sistemas convencionales de generación de energía eléctrica y térmica por separado, con el consecuente ahorro energético y económico.

Baste indicar que en centrales de energía convencionales únicamente se usa la electricidad generada con una eficiencia entorno al 33%, mientras que el resto, es decir el 66% del total producido, se pierde en forma de energía térmica. Mientras que, por ejemplo en los sistemas de cogeneración basados en motores alternativos, el rendimiento energético total está entorno al 90% (40% eléctrico y 50% térmico), al aprovecharse no sólo la energía eléctrica generada por el mismo, sino al recuperarse también la energía térmica residual del motor.

De forma gráfica podemos ver una comparación de ambas tecnologías en la *Figura 5.1-1*; en la que se puede observar como el ahorro de energía primaria (energía del combustible gas natural) mediante la cogeneración es del 42%, en comparación con las instalaciones convencionales de producción independiente de energía eléctrica y térmica.

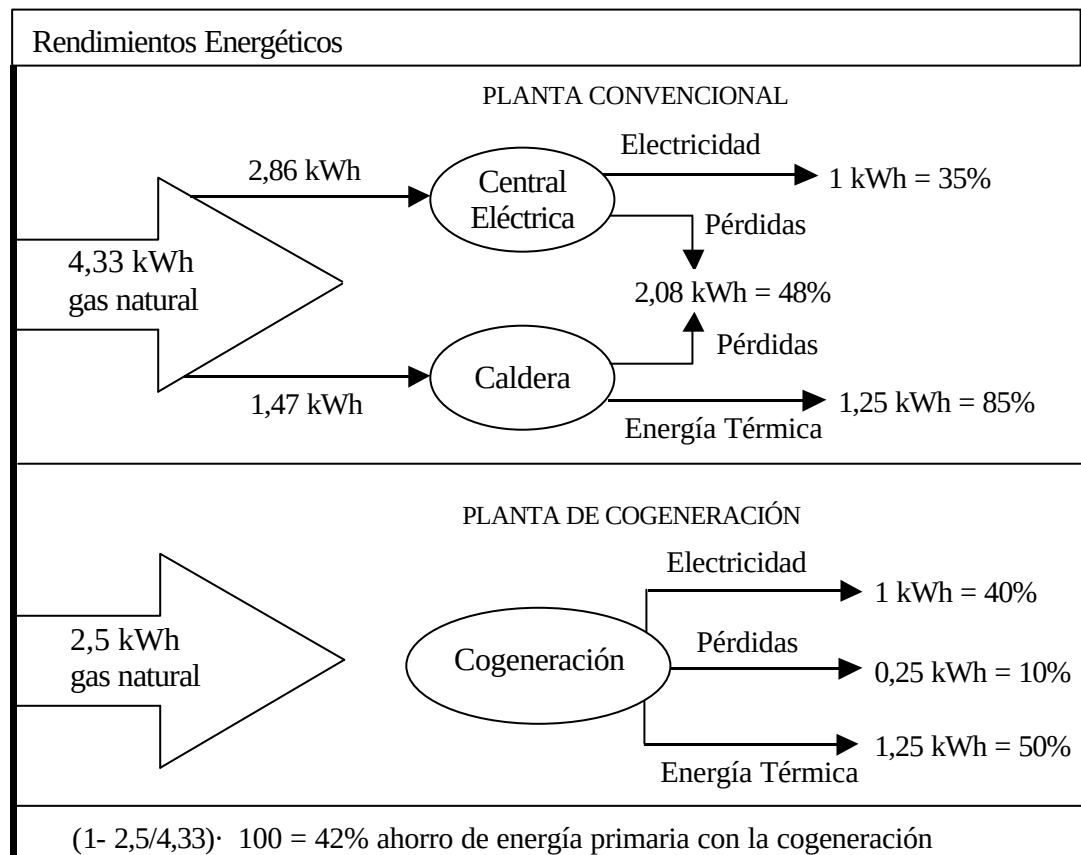


Figura 5.1-1. Comparación Sistema Convencional – Sistema Cogeneración

Aparte de la característica fundamental de la cogeneración en lo referente a su elevado grado de eficiencia energética comentado con anterioridad, podemos indicar otra serie de **beneficios** adicionales que la convierten en una alternativa de lo más atrayente para nuestra industria.

- Reducción de la facturación energética en los costos de producción, con el consecuente aumento de la capacidad competitiva de la empresa.
- Autosuficiencia, continuidad, seguridad y calidad del suministro de energía eléctrica.
- Producción de la energía eléctrica y térmica en el mismo lugar donde se consume, lo que evita las pérdidas energéticas derivadas de la producción centralizada de electricidad y calor (prácticamente se eliminan las pérdidas de energía eléctrica por distribución y transporte, así como las pérdidas de energía térmica en el circuito de condensación), a la vez que se reducen los costes de transporte y distribución; además del consecuente aumento de confianza en el propio proceso productivo.
- Mejor adecuación entre la oferta y la demanda energética, con la posibilidad de vender los excedentes de energía eléctrica a la red.
- Desde el punto de vista del país, nos proporciona dos beneficios fundamentales: un importante ahorro de la energía primaria, al hacer un uso más eficiente de los recursos energéticos; y una disminución del impacto ambiental, al reducir las emisiones contaminantes por quemar menos cantidad de combustible, al usar tecnologías más avanzadas y al utilizar normalmente combustibles más ecológicos.
- Hoy día, las plantas de cogeneración disponen de modernos sistemas de control y seguridad que impiden la aparición de accidentes graves; además de que, adecuadamente mantenidas y operadas, presentan unos períodos de vida de entre 20 y 30 años.

Como factores negativos más importantes a tener en cuenta a la hora de implantar un sistema de cogeneración en una industria cabe destacar los siguientes:

- Elevada inversión económica inicial para acometer los cambios tecnológicos necesarios para convertir nuestra instalación en una planta de cogeneración; motivo por el cual suele ser inviable para pequeñas empresas, aunque el período de amortización de la inversión suele ser de pocos años.
- El mayor o menor ahorro económico está muy supeditado a la política de precios de la energía eléctrica y térmica que marque cada país.
- Determinados equipos de una planta de cogeneración llevan implícitos un mantenimiento muy especializado, con el consecuente coste económico; aunque poco a poco se va tendiendo a crear equipos de fácil operación y mantenimiento.

Finalmente indicaremos que hoy día la cogeneración se está aplicando en multitud de sectores, como son los que se detallan a continuación.

- Procesos químicos que necesitan calor y frío.
- Industria agroalimentaria y textil.
- Industria cerámica y deshidratadoras.
- Hospitales, hoteles, polideportivos, piscinas y grandes superficies.
- Tratamiento de aguas residuales en estaciones depuradoras.
- Aprovechamiento energético de vertederos.
- Recuperación de aceites usados.

Como conclusión diremos que los sistemas de cogeneración representan actualmente una oportunidad de ahorro para el sector industrial, aumentando su productividad y competitividad, al mismo tiempo que reducen el consumo de energía primaria a nivel nacional. La aplicación de estos sistemas es una respuesta concreta a las necesidades actuales y concuerda con las políticas de globalización económica regionales, nacionales e internacionales, orientadas a conseguir un desarrollo sustentable.

5.2 VIABILIDAD Y JUSTIFICACIÓN

Una vez analizadas en el apartado anterior las características fundamentales de los sistemas de cogeneración, hemos visto como, en base a estas características, estos sistemas de cogeneración se presentan como una alternativa eficiente frente a los sistemas tradicionales de utilización de la red eléctrica y del calor generado mediante calderas convencionales. En concreto, vamos a ver como en el caso que concierne al proceso productivo que tiene nuestra empresa en la actualidad esta alternativa se presenta de lo más atrayente posible.

Conocido y analizado el proceso productivo que presenta nuestra empresa en la actualidad, podemos ver como éste queda enmarcado dentro del típico proceso en el cual una empresa de carácter medio utiliza la energía eléctrica y térmica de forma tradicional e independiente, preocupándose únicamente en analizar dicha energía desde el punto de vista de la que le sea exclusivamente necesaria para cubrir su proceso productivo, sin entrar en más detalles.

También se puede observar como nuestro proceso productivo demanda un gran aporte de energía térmica en forma de vapor y de energía eléctrica, necesarios para el funcionamiento correcto de toda la factoría; por tanto el coste de la energía tiene una repercusión muy importante en los gastos de explotación, por lo que la eficiencia energética y su consecuente ahorro económico se

convierten en un tema prioritario a la hora de modernizar y hacer más competitiva nuestra empresa.

Por otro lado, otro factor importante y que también concierne a nuestra empresa, es el tema de los residuos derivados del proceso productivo, los cuales acarrearán un importante costo económico a la vez que influyen negativamente en el impacto ambiental.

A la vista de todo esto se propone la idea instalar un sistema de cogeneración que trate de cubrir en la medida de lo posible la totalidad de los requerimientos de demanda térmica y eléctrica de nuestra instalación, vendiendo o comprando los excedentes energéticos, de forma que se consiga mejorar el rendimiento energético y económico de nuestra empresa, lográndose un ahorro tal que permita la rentabilización de la instalación en un período razonable de tiempo. Además se reducirá el impacto ambiental al utilizar un menor y más limpio combustible, a la vez que parte de la energía se invertirá en reducir la cantidad de residuos lodosos contaminantes.

Dicho sistema generará una serie de beneficios energéticos, económicos y ambientales en nuestra empresa que la harán más competitiva, autosuficiente y moderna en un corto espacio de tiempo.

Indicar por último que este sistema de cogeneración tendrá que acogerse a la normativa legal existente en la actualidad, y que además se verá fuertemente beneficiado por las últimas tendencias políticas en apoyo a todo este tipo de sistemas de ahorro energético y de mejora del medio ambiente.

5.3 MARCO LEGAL

La cogeneración se ampara en una serie de disposiciones legales que, desde el año 1980, han venido regulando todo lo concerniente a este tipo de instalaciones. Esta normativa legal es bastante amplia y abarca no sólo el campo de la cogeneración, sino todas aquellas alternativas encaminadas al ahorro y conservación de la energía. En este apartado nos limitaremos a enunciar aquellas leyes que nos afecten directamente y que desde el punto de vista de la cogeneración y de la producción de energía eléctrica y térmica sean importantes; leyes sobre las cuales nos apoyaremos a la hora de diseñar nuestra planta de cogeneración y que además son de obligado cumplimiento para poder acogerse a las directrices dictaminadas por las mismas.

Como la cogeneración está íntimamente ligada a la producción de energía eléctrica, también relacionaremos aquí las disposiciones legales más importantes que afectan a todo lo concerniente al sector eléctrico y que serán también de vital importancia a la hora de realizar todo el estudio energético y económico de nuestra planta de cogeneración.

1. *Ley 82/1980, de 30 de diciembre, BOE nº 23 de 27/1/81. Conservación de la Energía.*

2. *Orden del MIE, de 7 de enero de 1991, BOE nº 7 de 8/1/91. Electricidad. Tarifas.*
3. *Real Decreto 2566/1994, de 9 de diciembre de 1994, BOE nº 313 de 31/12/94. Producción de Energía Eléctrica por Instalaciones Hidráulicas, de Cogeneración y Otras Abastecidas por Recursos o Fuentes de Energía Renovables. (Queda derogado por el Real Decreto 2818/1998).*
4. *Ley 54/1997, de 27 de noviembre. Del Sector Eléctrico.*
5. *Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre. Organización y Regulación del Procedimiento de Liquidación de los Costes de Transporte, Distribución y Comercialización a Tarifa, de los Costes Permanentes del Sistema y de los Costes de Diversificación y Seguridad de Abastecimiento.*
6. *Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre. Organización y Regulación de Mercado De Producción de Energía Eléctrica.*
7. *Ley número 66/1997, de 30 de diciembre de 1997, BOE nº 313 de 31/12/97. Jefatura del Estado. Política Económica. Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.*
8. *Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre de 1998, BOE nº 312 de 30/12/98. Producción de Energía Eléctrica por Instalaciones Abastecidas por Recursos o Fuentes de Energía Renovables, Residuos o Cogeneración.*
9. *Real Decreto-Ley 6/1999, de 16 de abril. Medidas Urgentes de Liberalización e Incremento de la Competencia.*
10. *Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio. Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.*
11. *Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre de 2000, BOE nº 313 de 30/12/00. Tarifa Eléctrica para el Año 2001.*
12. *Resolución de 25 de septiembre de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se Hacen Públicos los Nuevos Precios Máximos de Venta de Gas Natural para Usos Industriales.*

A lo largo de estos apartados iremos manejando conceptos y directrices que aparecen en estas leyes y que son fundamentales para nuestro estudio de la planta de cogeneración. Veremos conceptos como el de: autogeneración eléctrica, rendimiento eléctrico equivalente, derechos y obligaciones, conexión a la red, operador del mercado, etc.; que a medida que vayan siendo de utilidad para nuestro estudio, los analizaremos con más profundidad. También hablaremos de la imparable liberación de las actividades eléctricas, lo que ha originado un marco totalmente nuevo y competitivo, y de su relación con todos aquellos procesos encaminados a la cogeneración.

No obstante, adelantaremos que esta normativa está encaminada a incentivar y fomentar el establecimiento o ampliación de las instalaciones de Autogeneración de Electricidad, entendiéndose por tal la producción de electricidad en instalaciones propias para el autoconsumo del usuario; siendo necesario que se produzca un cierto ahorro de energía primaria respecto a la situación anterior de consumo de dicha energía. Este ahorro vendrá cuantificado por medio del concepto de rendimiento eléctrico equivalente, y tendrá que estar por encima de unos límites para poder beneficiarse de los derechos y beneficios que concede el Gobierno. Señalar además, que la cogeneración es un caso particular de la autogeneración eléctrica, pues consiste en la producción y aprovechamiento simultáneo de la electricidad y de la energía calorífica obtenida del equipo generador.

5.4 ALTERNATIVAS

En los apartados anteriores hemos hecho un estudio acerca del concepto de cogeneración, de sus características, de la viabilidad o no a nivel general de implantar una planta de cogeneración en nuestra factoría y del marco legal que rodea a todo esto.

En este apartado estudiaremos de forma global cuáles pueden ser las distintas alternativas a la hora de elegir un sistema de cogeneración para nuestra planta, y explicaremos el porqué de tomar una elección u otra. Por último, en los siguientes capítulos estudiaremos de forma más detallada y concreta el sistema o los sistemas de cogeneración elegidos definitivamente para nuestra empresa, comparándolos entre ellos y viendo al final cuál es el más conveniente teniendo en cuenta todos los factores posibles.

Básicamente podemos decir que, de entre las tecnologías de cogeneración actualmente existentes en el mercado y con un desarrollo e implantación suficiente en nuestro entorno, los sistemas de cogeneración se clasifican en dos tipos fundamentales:

- Cogeneración con turbinas, de vapor o de gas o de ciclo combinado.
- Cogeneración con motores alternativos, de gas natural o de fuel o diesel.

Vamos a analizar las características fundamentales de cada una de estas alternativas de cogeneración comparándolas entre sí, y de esta forma podremos discernir sobre cuál de ellas es la que mejor se ajusta a los requerimientos de nuestra planta.

- Las turbinas son recomendables en instalaciones de gran envergadura, y cuando la demanda de energía térmica que se requiere para los procesos de la planta es muy superior respecto a la de energía eléctrica (se puede decir que empiezan a ser recomendables en plantas con un cociente entre energía térmica y

energía eléctrica del orden de 4). Mientras que la tecnología basada en los motores es más indicada para plantas de un tamaño medio o pequeño, y con requerimientos de energía térmica y eléctrica moderados y más o menos parejos (cociente entre energía térmica y eléctrica del orden de 1,5). Las características presentadas por nuestra factoría: planta de tamaño medio-pequeño, y cociente entre requerimiento de energía térmica y eléctrica de aproximadamente 2,25; hacen que, en principio, la alternativa más atractiva sea la de cogenerar mediante motores alternativos .

- Cuando el horario de funcionamiento de la planta no es continuo, o sea no opera las 24 horas del día seguidas, sino que se interrumpe a una hora determinada (como ocurre en nuestra planta, cuyo horario normal de funcionamiento es desde las 6 a las 14 horas), es aconsejable el uso de motores alternativos que permiten arrancar y parar varias veces al día; frente a un uso continuo de las turbinas.
- En las turbinas existe una sola fuente que aporte calor: los gases de escape (500 a 600 °C); mientras que en los motores, aparte del calor de los gases de escape (400 a 450 °C), hay que añadir otro calor de baja temperatura proveniente de la refrigeración del motor (80 a 90 °C). En nuestro caso es más lógica la elección de la segunda opción debido a que no necesitamos una gran temperatura en los gases de escape, y que además veremos como los gases de refrigeración a baja temperatura los podremos aprovechar para calentar agua necesaria para diversos procesos.
- Las turbinas presentan un rendimiento eléctrico del 20 al 25%, mientras que los motores vienen presentando rendimientos del 35 al 41%, lo que supone un aprovechamiento más eficiente del combustible.
- La eficiencia global de cogeneración es del orden del 85 al 90% para ambas tecnologías.
- La complejidad y sofisticación de las plantas de cogeneración basadas en turbinas conlleva unos costes de mantenimiento excesivamente altos, por tener que realizar estas tareas personal altamente cualificado y especializado, que junto con unos costes de inversión por kW instalado considerablemente superior al de los motores, traen consigo unos resultados económicos del sistema de cogeneración menos interesantes para plantas pequeñas como la nuestra. Además el mantenimiento y operación de los motores es mucho menos costoso y complejo.
- Actualmente existen tecnologías basadas en motores que alcanzan períodos de servicio de 40.000 a 100.000 horas, y que además son enormemente respetuosas con el medio ambiente respetando las normativas internacionales sobre emisiones.

Las razones expuestas con anterioridad nos hacen llegar a la conclusión de que, dadas las características que presenta nuestra planta para la realización de su proceso productivo, y las de las dos tecnologías de plantas de cogeneración analizadas anteriormente, no consideremos para nuestro estudio los sistemas de cogeneración basados en turbinas, sino que realizaremos análisis y estudios para distintos tipos de **plantas de cogeneración basadas en la tecnología de motores alternativos**.

A la hora de decidimos entre un tipo de motor u otro, la cuestión no está tan clara como con las turbinas, ya que a nivel general las características de los motores son muy parecidas entre ellos; y además, para cualquier tipo de motor, ya sea de gas natural o de fuel o diesel, existe en el mercado una amplísima gama de productos que cubren prácticamente toda la serie de potencias y de características técnicas posibles. Por tanto nuestra decisión de tomar un tipo de motor u otro estará basada fundamentalmente en los siguientes aspectos:

- Cumplimiento de la normativa legal referente a las plantas de cogeneración.
- Tecnologías existentes actualmente en el mercado.
- Gama de productos y de potencias.
- Emisiones contaminantes.
- Precios, fiabilidad y disponibilidad del servicio.
- Calidad de los servicios de operación y mantenimiento de la empresa suministradora.

En cualquier caso, hay que decir que no existe el motor ideal, sino que dependiendo del factor o factores que demos más importancia a la hora de implantar nuestro sistema de cogeneración (potencia, eficiencia energética, recuperación de energía térmica, generación de energía eléctrica, emisión de contaminantes, precio del motor, precio y disponibilidad del combustible, etc.), habrá que decidirse por un motor u otro.

No obstante, indicaremos que sólo nos plantearemos la posibilidad de elegir entre motores de gas natural o de fuel, ya que los motores diesel los desestimaremos por ser sus emisiones contaminantes mucho mayores que los otros y por tener un menor nivel de información acerca de los diferentes productos existentes en el mercado. Además, a la hora de elegir entre los motores de gas natural o de fuel, en principio **daremos preferencia a los que usan como combustible el gas natural** debido a lo siguiente:

- Presentan una combustión mucho más limpia al ser más reducidas las emisiones de NO_x (óxidos de nitrógeno: NO, NO₂,...), y prácticamente inexistentes las de partículas (todos aquellos constituyentes, a excepción del agua pura, presentes en la atmósfera en estado sólido o

líquido bajo condiciones normales, con un tamaño superior al de las moléculas simples, e inferior a una 100 micra); con lo que disminuye la contaminación y se reduce el impacto ambiental de la zona.

La composición típica del gas natural viene a ser de la siguiente manera:

$CH_4 = 88,5\%$; $C_2H_6 = 4,7\%$; $C_3H_8 = 1,6\%$; $C_4H_{10} = 0,2\%$; $N_2 = 5\%$
Número de Metano = 72-98

- Ausencia de azufre en los productos de la combustión, con lo que no se producirán fenómenos corrosivos en los equipos de la planta lo que aumentará su vida útil; además, se evitará la aparición de la temida “lluvia ácida” al no poder formarse ningún compuesto derivado del azufre (SO_2 , SO_3 , H_2SO_4 ,...).
- Es un combustible que posibilita una gran eficiencia en los procesos de combustión y transformación energética. La sustitución de un combustible sólido o líquido por uno gaseoso lleva implícitas grandes ventajas, como un menor exceso de aire en la combustión, una mayor capacidad de ajuste de la temperatura y una mejora en la regulación del sistema, lo que se traduce en ahorros energéticos muy considerables en relación con los restantes combustibles sólidos o líquidos.
- Continuidad y facilidad de suministro, cuando éste es canalizado y firme, con lo que se obtienen las ventajas de la no interrumpibilidad, se hace innecesaria la utilización de depósitos y zonas de almacenamiento y se evita el continuo trasiego y descarga de cisternas.
- Ahorro en mantenimiento, debido a las causas mencionadas en los puntos anteriores.

Todo esto hace que el uso de este combustible, gas natural, sea recomendable en todos los casos en que su acceso así lo haga posible.

En el siguiente capítulo realizaremos el estudio del sistema de cogeneración que pretendemos implantar en nuestra factoría, analizando las diferentes posibilidades que existen según elijamos un tipo de motor u otro.

6 COGENERACIÓN. ESTUDIO ENERGÉTICO, ELÉCTRICO Y ECONÓMICO DE LA PLANTA

En los capítulos anteriores hemos visto cuál es la situación que presenta actualmente nuestra factoría desde el punto de vista energético, ambiental y económico; y por otro lado hemos analizado qué es un sistema de cogeneración, explicando brevemente sus características fundamentales y sus posibles alternativas a la hora de implantarlo en las instalaciones de nuestro proceso productivo.

A partir de aquí, estudiaremos con mucho más detalle cómo será la planta de cogeneración real que se va a implantar en la factoría, así como las diferentes alternativas que tendremos según los motores que se elijan; alternativas que al compararlas entre ellas veremos cuál o cuáles son las más apropiadas para mejorar la eficiencia energética, el ahorro económico y el impacto ambiental de nuestra empresa.

También veremos como la futura planta de cogeneración reducirá los costes energéticos de la factoría, lográndose un ahorro económico tal que permita la rentabilización de la instalación en un período razonable de tiempo. Simultáneamente supondrá un ahorro energético global, en tanto en cuanto obtengamos un mejor aprovechamiento de la energía primaria empleada en cubrir las demandas energéticas de nuestro proceso.

6.1 ESQUEMA DE LA PLANTA DE COGENERACIÓN. ESTUDIO ENERGÉTICO

A la vista de todo lo estudiado hasta ahora, podemos indicar que, en líneas generales, el sistema de cogeneración que mejor se adecua a las características de nuestra planta y que se propone plantear a través de este anteproyecto, se basa en la implantación de uno o varios equipos generadores basados en la tecnología de motores alternativos y conectados de un lado a la red eléctrica general, los cuales nos darán el aporte de energía eléctrica y térmica necesarios para cubrir una gran parte de los requerimientos energéticos de nuestra planta, incluidos los necesarios para llevar a cabo el tratamiento de las aguas residuales. De esta forma, una parte de la energía del combustible empleado en alimentar al motor se transformará en energía eléctrica, de la cuál parte se aprovechará en nuestras instalaciones y la otra se venderá o se comprará a la red; la otra parte del combustible será recuperada en forma de energía térmica utilizando los circuitos de gases de escape y de refrigeración del motor, energía que será invertida en cubrir casi la mitad de la demandada por nuestro proceso productivo, generándose la que falte mediante las calderas convencionales ya existentes en nuestra planta.

El esquema correspondiente a la planta de cogeneración que se propone se puede ver con todo detalle en la *Figura 6.1-1* (también se puede ver con más claridad en el plano n° 2).

Lo primero que hay que señalar es que el esquema es genérico desde el punto de vista del motor o motores alternativos, es decir que está planteado para cualquier tipo de motor; el cual, como veremos en las diferentes alternativas de cogeneración que se planteen más adelante, será el único elemento del sistema que podremos variar, mientras que todos los demás equipos de la planta de cogeneración no cambiarán. Al cambiar de motor nos estamos refiriendo al tipo de motor y al número de ellos, con lo cual los parámetros que se modificarán serán: la potencia eléctrica, la potencia térmica aprovechable (circuito de agua de camisas, circuito de gases de escape), el consumo de combustible, el horario de funcionamiento, etc. Veremos como jugando con estos parámetros obtendremos diferentes alternativas de cogeneración, que habrá que analizar, y decidir cuál o cuáles de ellas son las más convenientes desde un punto de vista energético, ambiental y económico para nuestra factoría, así como cuáles de ellas están dentro de la normativa vigente acerca de plantas de cogeneración.

Vamos a explicar con más detalle cómo son los procesos que tienen lugar en la planta de cogeneración que se propone (suponiendo un motor genérico), y posteriormente, en los siguientes apartados, analizaremos las diferentes alternativas según el motor que escojamos.

En líneas generales podemos decir que en la planta de cogeneración existen dos procesos fundamentales consumidores de energía térmica: el proceso productivo de la aceituna y el proceso de evaporación de los residuos; uno o varios grupos motogeneradores que serán los encargados de aportar gran parte de la energía térmica para dichos procesos, a la vez que generarán energía eléctrica para el autoconsumo o para la venta de sus excedentes; las dos calderas convencionales ya existentes en la factoría, que nos darán el aporte de la energía térmica que todavía falte para cubrir la requerida por los procesos; y por último una serie de equipos (intercambiadores de calor, caldera de recuperación, condensadores) que serán los encargados de aprovechar (cogenerar) prácticamente la totalidad de la energía térmica procedente de los gases de escape y de los circuitos de refrigeración de los motores de cogeneración. Pasemos a analizar con más detalle cada uno de estos elementos.

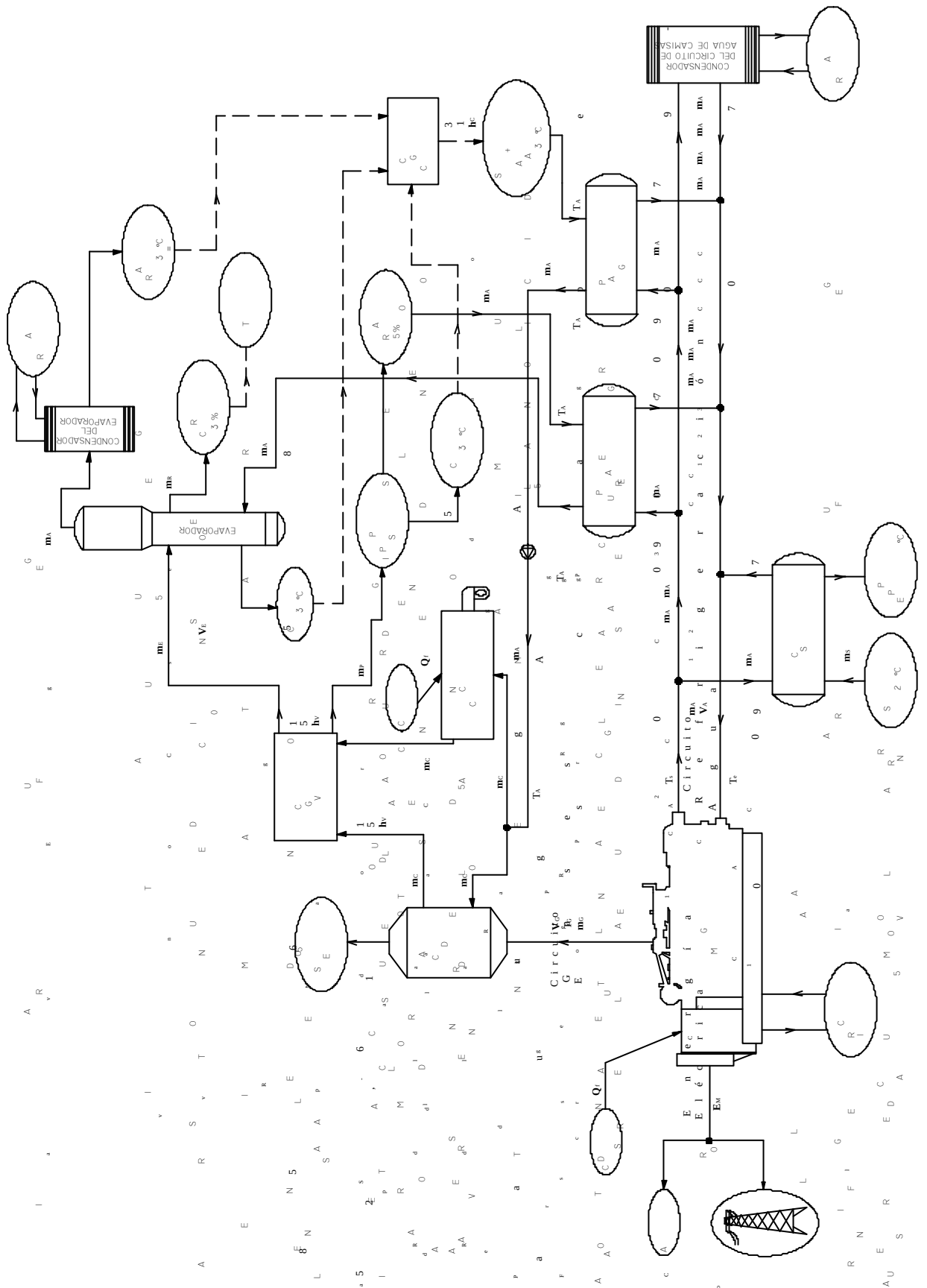


Figura 6.1-1. Planta de Cogeneración

6.1.1 Proceso Productivo

Este proceso ya es de sobra conocido por todo lo estudiado en los capítulos anteriores, donde se ha analizado con profundidad todo lo que rodea al proceso de tratamiento de la aceituna. Lo que ahora nos interesa son los parámetros energéticos y termodinámicos que rodean a este proceso y que son de vital importancia para diseñar nuestra planta de cogeneración.

Los datos que ya conocemos y que son inamovibles y que servirán de punto de partida para nuestro diseño son los siguientes:

Vapor de Agua	
Temperatura	165 °C
Presión	6 kg/cm ² = 5,88 bar
Entalpía Específica: h_{vap}	663,4 kcal/kg = 2.777,52 kJ/kg
Condensados	
Temperatura	35 °C
Presión	1 atm = 1,013 bar
Calor Específico: C_{pAqua}	1 kcal/kg°C = 4,1868 kJ/kg°C
Entalpía Específica: h_{Cond}	35 kcal/kg = 146,538 kJ/kg
Horario	
t_{Prod}	1.760 h/año

Además, también conocemos los requerimientos energéticos para cubrir este proceso (los habíamos calculado con anterioridad en el apartado 3.1.3), que son los siguientes:

Potencia Térmica Final Necesaria Proceso Productivo: V_{Prod}	1.812.098 kcal/h = 2.107,47 kW
Gasto Másico Vapor Necesario Proceso Productivo: m_{Prod}	2.883,67 kg/h

Llegados a este punto hay que indicar que dentro de los procesos consumidores de energía térmica, hay que señalar uno en concreto que, debido a sus características particulares ya comentadas con anterioridad, se puede “separar” de los demás. Éste es el proceso de calentamiento de la salmuera, que como vimos no necesita de vapor de agua saturado a 165 °C, sino que únicamente necesita calentarse hasta 70 °C, con lo cual la energía necesaria para este proceso se obtendrá del circuito de refrigeración de agua de camisas del motor, en lugar de la corriente de vapor de agua general del proceso. Por tanto, tendremos que separar los requerimientos energéticos necesarios para el calentamiento de la salmuera, de los totales para cubrir el proceso productivo de la aceituna.

$$\begin{aligned}\dot{V}_{Salm} &= \dot{m}_{Salm} \cdot C_{pAqua} \cdot (T_{SalmCal} - T_{SalmFr}) = 2.000 \text{ kg/h} \cdot 1 \text{ kcal/kg}^\circ\text{C} \cdot (70 - 25)^\circ\text{C} = \\ &= 90.000 \text{ kcal/h} = 104,67 \text{ kW}\end{aligned}$$

con lo que el proceso productivo sin salmuera quedará de la siguiente forma:

$$\dot{V}_{\text{Prod-Salm}} = \dot{V}_{\text{Prod}} - \dot{V}_{\text{Salm}} = 1.812.098 \text{ kcal/h} - 90.000 \text{ kcal/h} = 1.722.098 \text{ kcal/h} = 2.002,80 \text{ kW}$$

$$\dot{m}_{\text{Prod-Salm}} = \frac{\dot{V}_{\text{Prod-Salm}}}{h_{\text{Vap}} - h_{\text{Cond}}} = \frac{1.722.098 \text{ kcal/h}}{663,4 \text{ kcal/kg} - 35 \text{ kcal/kg}} = 2.740,45 \text{ kg/h}$$

Como se puede observar en la *Figura 6.1-1*, estos requerimientos de vapor se obtendrán tanto de la energía térmica cogenerada de los motores, como de las calderas convencionales a través del colector general de vapor.

6.1.2 Evaporación de las Aguas Residuales

El estudio del tratamiento de los residuos lodosos mediante evaporación ya se ha hecho con gran profundidad en el *apartado 4.3*, habiéndose calculado todos los requerimientos energéticos y todos parámetros que son necesarios para un prediseño. En este apartado analizaremos cómo se encaja este proceso de evaporación dentro de nuestra planta de cogeneración, así como los datos energéticos que sean necesarios para ello.

De todo lo calculado en dicho apartado, los parámetros que más nos interesan para nuestra planta de cogeneración quedan recogidos en la siguiente tabla.

Corriente de Aguas Residuales	
Caudal Másico: $\dot{m}_{\text{AgRes}}$	4.000 kg/h
Concentración	5% sólidos
Temperatura Aguas Residuales Frías: T_{AgResFr}	35 °C
Temperatura Aguas Residuales Calientes: T_{AgResCal}	85 °C
Corriente de Residuos Concentrados	
Caudal Másico: $\dot{m}_{\text{ResCon}}$	667 kg/h
Concentración	30% sólidos
Corriente de Agua Evaporada	
Caudal Másico: $\dot{m}_{\text{AgEvap}}$	3.333 kg/h
Corriente de Vapor de Agua	
Temperatura	165 °C
Presión	5,88 bar
Entalpía Específica	663,4 kcal/kg
Potencia Térmica Total Necesaria Evaporador: $\dot{V}_{\text{EvapTot}}$	2.326,81 kW = 2.000.693 kcal/h
Potencia Térmica Necesaria Evaporador: $\dot{V}_{\text{Evap}}$	2.117,47 kW = 1.820.693 kcal/h
Gasto Másico Vapor Necesario Evaporador: $\dot{m}_{\text{Evap}}$	2.897,35 kg/h
Corriente de Condensado	

Temperatura	35 °C
Presión	1 atm
Entalpía Específica	35 kcal/kg

De todo lo que aparece en la tabla anterior, lo verdaderamente importante es la potencia térmica que necesita el evaporador (V_{Evap}) y su consecuente gasto másico de vapor (m_{Evap}), ya que son los requerimientos de energía térmica que debemos aportar al proceso de tratamiento de los residuos. De la misma forma que ocurría con el vapor que había que aportar al proceso de producción de la aceituna, este requerimiento de vapor demandado por el evaporador se obtendrá tanto de la energía térmica cogenerada de los motores, como de la aportada por las calderas convencionales a través del mismo colector de vapor.

Además hay que volver a reseñar, como ya se vio en el apartado 4.3.1, que hay una parte de la potencia térmica requerida por el evaporador ($V_{EvapTot} - V_{Evap}$) que se ha aportado previamente, al precalentar la corriente de aguas residuales desde 35 °C hasta 85 °C utilizando el circuito de refrigeración de agua de camisas.

Por otro lado hay que indicar que la corriente de agua evaporada (m_{AgEvap}) se puede volver a condensar utilizando un condensador (*Condensador del Evaporador*), para que de esta forma pueda ser reutilizada en el proceso productivo junto con el resto de condensados y con el aporte de agua de alimentación adicional que sea necesario.

Recordar también que el residuo concentrado al 30% se podrá someter a un posterior tratamiento para darle la mejor salida medioambiental posible, tratamiento que no entraremos a analizar en este anteproyecto.

Por último, no es difícil observar como el proceso de evaporación de los residuos es completamente independiente, desde el punto de vista térmico, del proceso productivo de la aceituna; lo cual significa que si en algún momento concreto fuera necesario o conveniente para la empresa, podría aportar vapor a uno de ellos sin tener que aportárselo al otro, simplemente cerrando o abriendo las válvulas o llaves de paso correspondientes. Tampoco entraremos en más detalle de este asunto, y consideraremos que siempre que se esté aderezando la aceituna se estarán tratando de forma continua los vertidos originados por ella.

6.1.3 Motor Alternativo o Grupo Motogenerador

Como ya se ha indicado varias veces a lo largo de este estudio, el elemento fundamental para implementar nuestro sistema de cogeneración va a ser una o varias unidades motogeneradoras basadas en la tecnología de los motores alternativos. Mediante este motor generaremos energía eléctrica que se autoconsumirá en la planta o que se venderá a la red, a la vez que aprovecharemos la energía térmica procedente de los diversos circuitos del

motor; de esta forma estamos logrando la cogeneración (producción simultánea de calor y electricidad).

Según cómo sean las características del motor o motores que pongamos en la planta, tendremos diferentes posibilidades de cogeneración, las cuales las analizaremos con más detalle en las distintas alternativas de motores que veremos más adelante.

En un motor de cogeneración existen básicamente tres circuitos de los cuales se puede aprovechar energía térmica:

- Circuito de Gases de Escape. En este circuito los gases de escape suelen salir a elevadas temperaturas, del orden de los 400 °C.
- Circuito de Agua de Camisas. Es el circuito principal de refrigeración del motor, y el calor recuperable es de baja temperatura en forma de agua caliente a unos 90 °C.
- Circuito Intercooler. Es el circuito auxiliar de refrigeración del motor, en él se enfría el aire que entra al compresor así como el aceite que se usa como refrigerante. Al ser un circuito de muy baja temperatura, unos 50 °C, no nos servirá para aprovechar su energía térmica en nuestro proceso productivo; aunque se podría pensar en darle otra utilidad (calefacción, calentamiento de agua, etc.), pero no entraremos en más detalles.

Pasemos a analizar cómo se aprovecha la energía térmica de los dos primeros circuitos en nuestra planta de cogeneración.

Circuito de Agua de Camisas del Motor

El fabricante del equipo ha de proporcionarnos una serie de datos acerca de este circuito, que serán fundamentales a la hora de hacer los balances energéticos de las corrientes del proceso en las que queremos aprovechar la energía térmica procedente de dicho circuito. Estos datos son:

Potencia Térmica Aprovechable: V_{AC}	
Temperatura de Salida: T_{sAC}	90 °C
Temperatura de Entrada o de Retorno: T_{eAC}	70 °C
Calor Específico: C_{pAC}	1 kcal/kg°C
Caudal Másico de Agua Caliente: m_{AC}	

En principio, y salvo que se dijera lo contrario, consideraremos que para todas las alternativas de motores que vamos a estudiar las temperaturas de salida/entrada del circuito de agua de camisas son 90/70 °C, al ser éstas las más comunes en la mayoría de los motores. En cambio, lo que sí variará según el tipo de motor que escojamos será la cantidad de potencia térmica aprovechable (V_{AC}) y consecuentemente el caudal másico de agua caliente (m_{AC}).

Lógicamente la ecuación energética que engloba estos parámetros es

$$\dot{V}_{AC} = \dot{m}_{AC} \cdot C_{pAC} \cdot (T_{sAC} - T_{eAC})$$

Como hemos dicho anteriormente este circuito de baja temperatura, lo vamos a utilizar para precalentar una serie de corrientes del proceso de producción.

Calentamiento de la Salmuera

Ya hemos hablado suficientemente acerca de este proceso mediante el cual se calienta un caudal de 2.000 l/h de salmuera fría a 25 °C hasta 70 °C, lo que requiere un aporte energético de 90.000 kcal/h = 104,67 kW.

Pues bien, dicho aporte energético se obtendrá del circuito de agua de camisas del motor mediante un intercambiador de calor (*Calentador Salmuera*) que consumirá un caudal de agua caliente de dicho circuito que vendrá dado por el siguiente balance energético:

$$\begin{aligned} \dot{V}_{Salm} &= 90.000 \text{ kcal/h} \equiv \dot{V}_{CalSalm} = \dot{m}_{AC1} \cdot \Delta h_{AC1} \Rightarrow \\ \Rightarrow \dot{m}_{AC1} &= \frac{\dot{V}_{Salm}}{\Delta h_{AC1}} = \frac{90.000 \text{ kcal/h}}{(90 - 70) \text{ kcal/kg}} = 4.500 \text{ kg/h} \end{aligned}$$

Este valor no cambiará, a no ser que el circuito de agua de camisas del motor que se escoja no tenga la cantidad suficiente de potencia térmica (caudal de agua caliente) para cubrir el proceso de calentamiento de la salmuera; pero esto casi con toda seguridad no va a ocurrir para los motores con los que vamos a trabajar.

Por otro lado, el rendimiento del calentador de salmuera vendrá dado por

$$R_{CalSalm} = \frac{T_{SalmCal} - T_{SalmFr}}{T_{sAC} - T_{SalmFr}} = \frac{(70 - 25)^\circ \text{C}}{(90 - 25)^\circ \text{C}} = 69,23\%$$

Precalentamiento de las Aguas Residuales

También ya hemos hablado bastante acerca de este precalentamiento al que sometemos a dicha corriente, que no es más que otra forma de seguir aprovechando la energía térmica de los motores de cogeneración para reducir así la que habría que aportar al evaporador.

La energía térmica necesaria para precalentar dicha corriente desde 35 °C hasta 85 °C es la siguiente:

$$\begin{aligned} \dot{V}_{PrecAgRes} &= \dot{m}_{AgRes} \cdot C_{pAgRes} \cdot (T_{AgResCal} - T_{AgResFr}) = 4.000 \text{ kg/h} \cdot 0,9 \text{ kcal/kg}^\circ \text{C} \cdot \\ &\cdot (85 - 35)^\circ \text{C} = 180.000 \text{ kcal/h} = 209,34 \text{ kW} \end{aligned}$$

Este aporte energético se obtendrá del circuito de agua de camisas del motor mediante otro intercambiador de calor (*Pre calentador Aguas Residuales*) que consumirá el siguiente caudal de agua caliente

$$\dot{V}_{\text{PrecAgRes}} = 180.000 \text{ kcal/h} \equiv \dot{m}_{AC2} \cdot \Delta h_{AC2} \Rightarrow$$

$$\Rightarrow \dot{m}_{AC2} = \frac{\dot{V}_{\text{PrecAgRes}}}{\Delta h_{AC2}} = \frac{180.000 \text{ kcal/h}}{(90 - 70) \text{ kcal/kg}} = 9.000 \text{ kg/h}$$

Estos valores tampoco cambiarán, a no ser que el circuito de agua de camisas del motor que se escoja no tenga la cantidad suficiente de potencia térmica (caudal de agua caliente) para cubrir también este proceso de precalentamiento, o a no ser que la corriente de aguas residuales se precalentara en lugar de a 85 °C a otra temperatura diferente; pero probablemente tampoco se dé este caso.

Por otro lado, el rendimiento del precalentador de aguas residuales es

$$R_{\text{PrecAgRes}} = \frac{T_{\text{Ag ResCal}} - T_{\text{Ag ResFr}}}{T_{sAC} - T_{\text{Ag ResFr}}} = \frac{(85 - 35)^{\circ} \text{C}}{(90 - 35)^{\circ} \text{C}} = 90,91\%$$

Precalentamiento del Agua del Proceso General

Ésta es la última posibilidad que tenemos para seguir aprovechando la energía térmica de baja temperatura que todavía quede en el circuito de agua de camisas de los motores.

Mediante este precalentamiento, que como máximo podrá ser hasta 85 °C debido a que T_{sAC} es 90 °C, elevaremos la temperatura de toda la corriente de agua que se necesita para el proceso productivo total (tanto la necesaria para el procesamiento de la aceituna como la requerida por el evaporador), corriente que después se transformará en vapor de agua en las calderas correspondientes. De esta forma seguiremos mejorando el rendimiento energético de nuestra planta.

Como hemos dicho, la corriente total de agua que se va a precalentar para posteriormente convertirse en vapor de agua viene dada por la suma de la que necesita el proceso de producción de la aceituna (sin tener en cuenta la salmuera) y la requerida por el evaporador para el tratamiento de los residuos; esto es:

$$\dot{m}_{\text{AgProc}} = \dot{m}_{\text{Prod-Salm}} + \dot{m}_{\text{Evap}} = 2.740,45 \text{ kg/h} + 2.897,35 \text{ kg/h} = 5.637,80 \text{ kg/h}$$

Siempre y cuando todavía tengamos energía térmica suficiente en el circuito de agua de camisas del motor, precalentaremos esta corriente de caudal másico de agua desde 35 °C hasta 85 °C utilizando el *Pre calentador Agua Proceso*; pero si por las características del motor no tuviéramos la suficiente energía térmica, entonces sólo podríamos precalentarla hasta la temperatura máxima que se pudiera para cumplir el balance energético entre el motor y el intercambiador.

Suponiendo que nuestros motores tienen energía suficiente, el balance quedaría de la siguiente manera:

$$\dot{V}_{\text{PrecAgProc}} = \dot{m}_{\text{AgProc}} \cdot C_{p\text{Agua}} \cdot (T_{\text{AgProcCal}} - T_{\text{AgProcFr}}) = 5.637,80 \text{ kg/h} \cdot 1 \text{ kcal/kg}^\circ\text{C} \cdot (85 - 35)^\circ\text{C} = 281.890 \text{ kcal/h} = 327,84 \text{ kW}$$

lo que consumirá el siguiente caudal de agua caliente en el precalentador

$$\begin{aligned} \dot{V}_{\text{PrecAgProc}} &= 281.890 \text{ kcal/h} \equiv \dot{m}_{\text{AC3}} \cdot \Delta h_{\text{AC3}} \Rightarrow \\ \Rightarrow \dot{m}_{\text{AC3}} &= \frac{\dot{V}_{\text{PrecAgProc}}}{\Delta h_{\text{AC3}}} = \frac{281.890 \text{ kcal/h}}{(90 - 70) \text{ kcal/kg}} = 14.094 \text{ kg/h} \end{aligned}$$

siendo el rendimiento del mismo

$$R_{\text{PrecAgProc}} = \frac{T_{\text{AgProcCal}} - T_{\text{AgProcFr}}}{T_{\text{sAC}} - T_{\text{AgProcFr}}} = \frac{(85 - 35)^\circ\text{C}}{(90 - 35)^\circ\text{C}} = 90,91\%$$

Vemos por tanto, que la cantidad máxima de potencia térmica que se puede cogenerar mediante el circuito de agua de camisas de los motores viene dada por

$$\begin{aligned} \dot{V}_{\text{CogACMax}} &= \dot{V}_{\text{CalSalm}} + \dot{V}_{\text{PrecAgRes}} + \dot{V}_{\text{PrecAgProc}} = 104,67 \text{ kW} + 209,34 \text{ kW} + 327,84 \text{ kW} = \\ &= 641,85 \text{ kW} \equiv 90.000 \text{ kcal/h} + 180.000 \text{ kcal/h} + 281.890 \text{ kcal/h} = 551.890 \text{ kcal/h} \end{aligned}$$

Lo cual quiere decir que si la potencia térmica aprovechable del motor para dicho circuito ($\dot{V}_{\text{AC}}$) es mayor o igual que dicha cantidad, no habrá ningún problema y se podrá cogenerar todo; mientras que si por el contrario fuera menor que esta cantidad entonces no podremos cogenerarlo todo y habría que reducir el precalentamiento de la corriente de agua del proceso general a temperaturas menores que 85°C .

Si ocurriera esto último, es decir, que nuestros motores no tuvieran energía suficiente para precalentar este caudal másico hasta los 85°C , habría que dejar esta temperatura de precalentamiento como parámetro y los balances quedarían de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \dot{V}_{\text{PrecAgProc}} &= \dot{m}_{\text{AgProc}} \cdot C_{p\text{Agua}} \cdot (T_{\text{AgProcCal}} - T_{\text{AgProcFr}}) \Rightarrow T_{\text{AgProcCal}} = \frac{\dot{V}_{\text{PrecAgProc}}}{\dot{m}_{\text{AgProc}} \cdot C_{p\text{Agua}}} + \\ &+ T_{\text{AgProcFr}} \Rightarrow T_{\text{AgProcCal}} = \frac{\dot{V}_{\text{PrecAgProc}}}{5.637,80 \text{ kg/h} \cdot 1 \text{ kcal/kg}^\circ\text{C}} + 35^\circ\text{C} \end{aligned}$$

donde

$$\dot{V}_{\text{PrecAgProc}} = \dot{V}_{\text{AC}} - \dot{V}_{\text{Salm}} - \dot{V}_{\text{PrecAgRes}} = \dot{V}_{\text{AC}} - 90.000 - 180.000 = \dot{V}_{\text{AC}} - 270.000 \text{ kcal/h}$$

lo que consumiría el siguiente caudal de agua caliente en el precalentador

$$\dot{V}_{\text{PrecAg Proc}} \equiv \dot{m}_{AC3} \cdot \Delta h_{AC3} \Rightarrow \dot{m}_{AC3} = \frac{\dot{V}_{\text{PrecAg Proc}}}{\Delta h_{AC3}} = \frac{\dot{V}_{\text{PrecAg Proc}} \text{ kcal/h}}{(90-70) \text{ kcal/kg}}$$

siendo el rendimiento del mismo

$$R_{\text{PrecAg Proc}} = \frac{T_{\text{AgProcCal}} - T_{\text{AgProcFr}}}{T_{sAC} - T_{\text{AgProcFr}}} = \frac{(T_{\text{AgProcCal}} - 35)^{\circ}C}{(90 - 35)^{\circ}C}$$

Enfriamiento de Sobrantes

En el caso de que después de cogenerar estas tres corrientes, todavía quedara algo de energía térmica en el circuito de agua de camisas, habría que condensar el caudal másico de agua caliente que todavía quedara mediante un condensador (*Condensador Circuito Agua Camisas*) para de esta forma cerrar el circuito de refrigeración del motor. También se podría aprovechar esta energía para otros fines de la empresa distintos de los del proceso productivo, pero aquí no analizaremos esta cuestión debido a su escasa relevancia.

Circuito de Gases de Escape del Motor

El fabricante del equipo también ha de proporcionarnos una serie de datos acerca de este circuito, que serán necesarios para poder hacer los balances energéticos en la corriente del proceso para la que queremos aprovechar la energía térmica procedente de este circuito. Estos datos son:

Potencia Térmica Aprovechable (120 °C): V_{GE}	
Temperatura de Salida de los Gases de Escape: T_{GE}	
Temperatura de Salida de la Caldera de Recuperación	120 °C
Calor Específico: C_{pGE}	
Caudal Másico de Agua Caliente: m_{GE}	

Lógicamente la ecuación energética que engloba estos parámetros es

$$\dot{V}_{GE} = \dot{m}_{GE} \cdot C_{pGE} \cdot (T_{GE} - 120)$$

donde se ha tenido en cuenta que la potencia térmica aprovechable (V_{GE}) proporcionada por el fabricante está calculada para una temperatura de salida de los gases de escape de la caldera de recuperación de 120 °C. En realidad, para nuestro estudio de cogeneración, el dato que realmente nos interesa es c , o sea, la potencia térmica aprovechable del circuito de gases de escape del motor.

Este circuito de alta temperatura, lo vamos a utilizar para convertir en vapor de agua una parte (m_{CaldRec}) de la corriente de agua caliente del proceso general (m_{AgProc}), usando para ello una caldera de recuperación; mientras que el resto de la corriente de agua (m_{Cald}) se convertirá en vapor en las calderas convencionales.

El balance energético en la caldera de recuperación, suponiendo conocida la $\dot{V}_{GE}$ y que el rendimiento térmico de la caldera de recuperación es igual a 1, queda de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}\dot{V}_{GE} &\equiv \dot{V}_{Cald\ Rec} = \dot{m}_{Cald\ Rec} \cdot \Delta h_{Cald\ Rec} \Rightarrow \dot{m}_{Cald\ Rec} = \frac{\dot{V}_{GE}}{(h_{vap} - h_{Ag\ ProcCal})} = \\ &= \frac{\dot{V}_{GE}}{(663,4kcal/kg - 1kcal/kg \cdot T_{Ag\ ProcCal} \text{ } ^\circ C)}\end{aligned}$$

como hemos dicho, esto nos da la cantidad de caudal de agua caliente del proceso general que se convertirá en vapor utilizando la energía térmica procedente del circuito de gases de escape del motor; mientras que el resto se convertirá en vapor en las calderas.

Llegados a este punto es importante señalar cuál es la cantidad total de potencia térmica que se ha cogenerado utilizando los circuitos de escape de los motores

$$\dot{V}_{CogTot} = \dot{V}_{CogAC} + \dot{V}_{CogGE}$$

la cual formaba parte de la potencia térmica total requerida por el proceso productivo general, que era la siguiente:

$$\dot{V}_{ProdTot} = \dot{V}_{Prod} + \dot{V}_{EvapTot} = 2.107,47kW + 2.326,81kW = 4.434,28kW = 3.812.791kcal/h$$

dividiéndolas, obtendremos el porcentaje de potencia térmica que se está cogenerando

$$\%Cogenerado = \frac{\dot{V}_{CogTot}}{\dot{V}_{ProdTot}}$$

6.1.4 Calderas Convencionales

En el caso de que mediante los circuitos de escape de los motores no se haya podido cogenerar toda la potencia térmica total requerida por el proceso productivo (situación que será la más probable), la energía que falte tendrá que ser proporcionada por las calderas convencionales que ya existían en la factoría.

En este caso, la cantidad de caudal másico de agua caliente que tendrá que transformarse en vapor en dichas calderas viene dada por

$$\dot{m}_{Cald} = \dot{m}_{Ag\ Proc} - \dot{m}_{Cald\ Rec} = 5.637,80kg/h - \dot{m}_{Cald\ Rec}$$

lo que implicará un aporte energético a las mismas de

$$\dot{V}_{Cald} = \dot{m}_{Cald} \cdot \Delta h_{Cald} = \dot{m}_{Cald} \cdot (h_{vap} - h_{Ag \text{ ProcCald}})$$

lo que originará el gasto de combustible, tipo fuel-oil nº1, siguiente:

$$\dot{Q}_{fCald} = \frac{\dot{V}_{Cald}}{h_{Cald}} = \frac{\dot{V}_{Cald}}{0,86}$$

$$\dot{m}_{fCald} = \frac{\dot{Q}_{fCald}}{h_f} = \frac{\dot{Q}_{fCald}}{9.600 \text{ kcal/kg}}$$

En el caso bastante improbable (no merecerá la pena desde el punto de vista de la eficiencia energética, ni desde el punto de vista económico al tener que usar gran cantidad de motores) de que toda la potencia térmica para el proceso productivo se haya podido suministrar usando la cogeneración de los motores, se deduce que no haría falta ningún aporte energético mediante estas calderas.

6.1.5 Facturación de los Combustibles

Una vez analizados cada uno de los elementos del esquema de la planta de cogeneración desde el punto de vista energético, únicamente nos queda hacer el estudio del coste económico que en concepto de consumo de combustible lleva acarreado este aporte de energía térmica proporcionado por el motor de cogeneración y las calderas convencionales para cubrir la demanda energética requerida por el proceso productivo.

a) Precio del Consumo de Fuel-Oil nº1 en las Calderas Convencionales.

Como ya sabemos, el combustible utilizado en las calderas es el fuel-oil nº1; y si tenemos en cuenta, como ya se indicó en el apartado 3.1.3, que el precio medio del fuel-oil nº1 para el año 2001 es de 35,01 ptas/kg, podemos calcular el precio total del consumo de dicho combustible de la siguiente manera:

$$P_{fuel-oil} = \dot{m}_{fCald} \cdot t_{Prod} \cdot 35,01$$

b) Precio del Consumo de Gas Natural en el Motor de Cogeneración.

Para calcular el coste del gas natural consumido por el motor de cogeneración hay que aplicar las tarifas industriales para suministros de gas natural por canalización, de carácter firme (tarifa general) recogidas en la *Resolución de 26 de diciembre de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas*, mediante la cual sabemos que la facturación energética del gas natural para usos industriales se compone de los siguientes términos:

$$\text{Facturación} = \text{Término Fijo} + \text{Término de Energía}$$

siendo

Término Fijo		Término de Energía
Abono F1 ptas/mes	Factor de Utilización F2 ptas/mes · (Nm ³ /día) para un PCS de 10 te/Nm ³	Tarifa General F3 ptas/te
21.700	70,1	2,5753

Por tanto, la facturación anual en concepto de consumo de gas natural viene dada por:

$$P_{gn} = F1 \frac{\text{ptas}}{\text{mes}} \cdot 12 \text{ meses} + F2 \frac{\text{ptas}}{\text{mes} \cdot \frac{\text{Nm}^3}{\text{día}}} \cdot Q_d \frac{\text{Nm}^3}{\text{día}} \cdot 12 \text{ meses} + F3 \frac{\text{ptas}}{\text{te}} \cdot Q_{fMot} \frac{\text{te}}{\text{año}}$$

donde Q_d es la cantidad diaria de gas natural en Nm³ contratada, y que viene dada por

$$Q_d = \frac{Q_{fMot} \frac{\text{te}}{\text{año}}}{PCS 10 \frac{\text{te}}{\text{Nm}^3} \cdot t_{Mot} \frac{\text{día}}{\text{año}}}$$

Cuando estudiemos las diferentes alternativas de motores de cogeneración, veremos las distintas facturaciones que se obtendrán según la alternativa planteada.

6.1.6 Posibilidad de Instalar un Acumulador de Calor

Hasta ahora, en el estudio que hemos hecho de la planta de cogeneración, hemos considerado que el horario de funcionamiento de los motores es tal que siempre están operativos durante las horas de funcionamiento del proceso productivo, con lo que nunca se nos puede presentar el problema de no poder utilizar la energía de los circuitos de escape de dichos motores para cubrir parte de la demanda energética de dicho proceso productivo. Pero nos podríamos preguntar qué es lo que ocurriría si por cualquier motivo los motores dejaran de funcionar durante el horario de fabricación, o si no abarcaran todo ese horario en su totalidad; y también nos podemos preguntar, en cambio, qué podemos hacer con la energía térmica que sobraría si los motores funcionaran durante un horario mayor que el del proceso de producción o durante días en los que dicho proceso se haya paralizado.

Lo primero que hay que indicar es que estas situaciones se pueden plantear con relativa frecuencia, ya que cada cierto tiempo hay que hacer paradas en los

motores para sus revisiones técnicas con lo que dejarían de estar operativos; y por otro lado, lo más normal es que el horario de funcionamiento de los motores sea mayor que el del proceso productivo.

Una solución fácil y sencilla para este “problema” sería la de colocar un acumulador de calor en la planta de cogeneración. Este acumulador recogería la energía térmica de los circuitos de escape de los motores que no se aproveche para el proceso productivo, o sea, la que generan los motores mientras estén funcionando fuera del horario de producción; y la devolvería al proceso productivo en aquellas situaciones o momentos en los que los motores no cubrieran el horario de producción, o también podría ser utilizada para otros fines como calefacción, calentamiento de agua, etc. De esta forma no tendremos que preocuparnos por si en algún momento los motores no cubren la totalidad del horario o de los días de producción, ya que los requerimientos de energía térmica serán cubiertos por dicho acumulador.

La otra posibilidad sería simplemente olvidarnos de todo y cubrir esta falta de aporte energético mediante las calderas convencionales, o sea, como se estaba haciendo originalmente en la planta antes de plantear ningún tipo de solución de cogeneración. Mientras que la energía térmica generada por los motores en las ocasiones en que éstos estén funcionando mientras no haya producción se liberaría sin más a la atmósfera.

En cualquier caso, nosotros no entraremos en más detalles acerca de este estudio, y supondremos que ya sea de una forma u otra, esta circunstancia queda resuelta, con lo que tendremos libertad de horario para el funcionamiento de los motores de cogeneración, y además no nos preocuparemos de las paradas que haya que realizar a los motores a lo largo del año para sus revisiones técnicas.

6.2 RÉGIMEN ESPECIAL: AUTOPRODUCTORES Y RENDIMIENTO ELÉCTRICO EQUIVALENTE

Como ya se comentó en el *apartado 5.3* existe una amplia normativa acerca de las instalaciones de producción de energía eléctrica y térmica mediante la cogeneración. De entre todas estas leyes probablemente la que más nos incumbe es el *Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre de 1998, BOE nº 312 de 30/12/98*, por el que se regula la producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos o cogeneración.

En este Real Decreto se establece, como se indica en el *artículo 1*, el desarrollo reglamentario, en lo que se refiere al régimen especial, de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, en lo relativo a los requisitos y procedimientos para acogerse al régimen especial, a los procedimientos de inscripción en el Registro correspondiente, a las condiciones de entrega de la energía eléctrica y al régimen económico. También se establecen los requisitos que tiene que

cumplir una instalación para poder acogerse al régimen especial, así como los derechos y obligaciones de los productores en régimen especial.

Aunque en el siguiente apartado estudiaremos con más detalle todo esto, es conveniente introducir ya los conceptos de **autoproductores** y **rendimiento eléctrico equivalente** que aparece en este Real Decreto y que es fundamental para este tipo de instalaciones.

Según se indica en el *artículo 2* podrán acogerse al **régimen especial** aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica con potencia eléctrica instalada inferior o igual a 50 MW (siempre será nuestro caso, ya que dadas las características de nuestra planta nunca utilizaremos motores que excedan esta potencia eléctrica), que reúnan las siguientes características:

- a) Instalaciones de **autoproductores** que utilicen la cogeneración u otras formas de producción térmica de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético y satisfagan los requisitos que se determinarán a continuación acerca del Rendimiento Equivalente Mínimo. Estos tipos de instalaciones se clasifican en dos grupos, y nosotros estamos dentro del primero de ellos:

- a.1. Instalaciones que incluyan una central de cogeneración, entendiéndose como tales aquellas que combinan la producción de energía eléctrica con la producción de calor útil para su posterior aprovechamiento energético y no eléctrico. A este grupo, el **a.1**, pertenece nuestra instalación de cogeneración.

Tienen la consideración de autoproductores aquellas personas físicas o jurídicas que generen electricidad fundamentalmente para su propio uso, entendiéndose que esto es así si autoconsumen en promedio anual, al menos, el 30% de la energía eléctrica producida si su potencia es inferior a 25 MW.

Este último requisito para poder ser considerados autoproductores se analizará con más detalle en el punto “factura energía eléctrica vendida” del *apartado 6.3.2*, y veremos si se cumplirá o no según el tipo de motor que escojamos.

El requisito del Rendimiento Eléctrico Equivalente mínimo lo analizamos a continuación.

En el *anexo I* del presente Real Decreto se regula el rendimiento mínimo para las instalaciones de producción, diciendo lo siguiente.

- 1. El rendimiento de las instalaciones viene dado por la fórmula:

$$R = \frac{E + V}{Q} \text{ donde:}$$

Q = consumo de energía primaria, con referencia al poder calorífico inferior del combustible utilizado.

V = unidades térmicas de calor útil demandado por la(s) industria(s), la(s) empresa(s) de servicios o el (los) consumidor(es) final(es) para sus necesidades. Se considera, para la evaluación de la demanda de calor útil, los equipos consumidores de energía térmica, a los que abastecerá la instalación de producción eléctrica en régimen especial, ubicados en uno o varios espacios y que forman parte de los activos de la entidad consumidora.

E = energía eléctrica generada medida en bornes de alternador y expresada como energía térmica, con un equivalente de $1 \text{ kWh} = 860 \text{ kcal}$.

2. Se considera como energía primaria imputable a la producción de calor útil (V) la requerida por calderas de alta eficiencia en operación comercial. Se fija un rendimiento para la producción de calor útil del 90%, que será revisado en función de la evolución tecnológica de los procesos.
3. El **rendimiento eléctrico equivalente (R_{EEq})** de la instalación se determinará, teniendo en cuenta lo dicho en el número anterior, por la fórmula:

$$R_{EEq} = \frac{E}{Q - \frac{V}{0,9}}$$

4. Será condición necesaria para poder acogerse al régimen especial regulado en este RD, en las instalaciones de producción de los grupos a) y d) (la nuestra pertenece al a.2), que el R_{EEq} de la instalación, promedio de un período anual, sea igual o superior al que le corresponda según el combustible utilizado con la siguiente tabla:

	R_{EEq}
Combustibles líquidos en centrales con calderas	49%
Combustibles líquidos en motores térmicos	56%
Combustibles sólidos	49%
Gas natural y GLP (Gas Licuado de Petróleo) en motores térmicos	55%
Gas natural y GLP en turbinas de gas y otras tecnologías	59%

5. En las instalaciones que usen varios combustibles convencionales se aplicará a cada uno el rendimiento mínimo exigido, en función de la energía eléctrica y de la energía primaria que les sean técnicamente imputables.

6. Para la verificación del R_{EEq} , tanto para las instalaciones existentes como nuevas, se instalarán equipos de medida locales y totalizadores. Cada uno de los parámetros E, Q y V deberá tener como mínimo un equipo de medida.

A la vista de todo lo expuesto acerca del R_{EEq} y aplicándolo al caso concreto de nuestra planta de cogeneración tendremos lo siguiente:

$$E = \dot{E}_{Mot} \cdot t_{Mot}$$

donde E_{Mot} es la potencia eléctrica del motor o motores de cogeneración (dato que proporciona el fabricante) y t_{Mot} es el horario de funcionamiento de los mismos y que analizaremos con más detalle en el próximo apartado.

$$Q = \dot{Q}_{fMot} \cdot t_{Mot} + \dot{Q}_{fCald} \cdot t_{Prod}$$

donde Q_{fMot} es el consumo de combustible del motor (dato del fabricante) y Q_{fCald} es la potencia térmica requerida por las calderas convencionales, que ya fue analizada con anterioridad, al igual que t_{Prod} que era el horario del proceso productivo.

$$V = (\dot{V}_{Prod} + \dot{V}_{EvapTot}) \cdot t_{Prod} = \dot{V}_{ProdTot} \cdot t_{Prod}$$

que no es otra cosa, como ya sabemos, que toda la energía térmica o calor útil demandado por nuestro proceso productivo general (aderezo de la aceituna más tratamiento de los residuos).

Cuando estudiemos las diferentes alternativas de motores de cogeneración, tendremos que ver cuáles cumplen el requisito de rendimiento eléctrico equivalente mínimo según lo visto en la tabla anterior y dependiendo del tipo de combustible que utilice. Requisito que ya hemos visto que es necesario cumplir para poder acogerse al régimen especial.

6.3 ESTUDIO ELÉCTRICO

En este apartado estudiaremos en primer lugar qué es lo que dice la legislación acerca de todo lo referente sobre producción de energía eléctrica mediante centrales de cogeneración (aparte de lo que ya hemos estudiado en el apartado anterior dedicado al rendimiento eléctrico equivalente), a la vez que también hablaremos de la nueva situación del mercado de energía eléctrica generado a raíz de las nuevas leyes que incentivan la libre competencia. Por último, veremos cómo afectan estas leyes a nuestra planta de cogeneración y cómo se hace el estudio eléctrico (generación, compra y venta de energía eléctrica) de la misma.

6.3.1 Legislación

En al *apartado 6.2* hemos hablado acerca del concepto de rendimiento eléctrico equivalente que aparecía en el *Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre de 1998, BOE nº 312 de 30/12/98*, a la vez que también empezábamos a introducir otros conceptos como régimen especial, autoprodutores, etc. los cuales vienen desarrollados con toda profundidad en este RD y por tanto vamos a pasar a analizarlos con más detalle.

Ya comentábamos como, según el *artículo 2*, para tener la consideración de **autoprodutores** tenemos que generar electricidad fundamentalmente para nuestro propio uso, entendiéndose que esto es así si autoconsumimos en promedio anual, al menos, el 30% de la energía eléctrica producida si nuestra potencia es inferior a 25 MW. Si además de ser considerados autoprodutores, cumplimos el requisito de **rendimiento eléctrico equivalente** mínimo que aparecía en el *anexo I*, nuestra instalación se podrá acoger al **régimen especial** establecido en este RD con sus consecuentes derechos y obligaciones que pasamos a analizar.

Según el *artículo 18* los **derechos** de los productores en régimen especial son:

1. Conectar en paralelo su grupo o grupos generadores a la red de la compañía eléctrica distribuidora.
2. Transferir al sistema a través de la compañía distribuidora de electricidad su producción o excedentes de energía eléctrica, siempre que técnicamente sea posible su absorción por la red y percibir por ello el precio de mercado mayorista más los incentivos previstos en el régimen económico de este RD.
3. Recibir en todo momento de la compañía distribuidora, siempre que se trate de un cliente sometido a tarifa regulada, la energía eléctrica que sea necesaria para el completo desenvolvimiento de su actividad, abonando la tarifa que le corresponda.
4. Acceder al mercado de producción de energía eléctrica, siempre que se trate de un consumidor cualificado, para efectuar las compras de electricidad que precise para el desenvolvimiento de sus actividades, abonando los precios, peajes y costes de acceso que corresponda en cada caso.
5. Acceder al sistema de ofertas en el mercado de producción de energía eléctrica o formalizar contratos bilaterales físicos, en ambos casos por períodos anuales y previa comunicación a la Dirección General de la Energía, Comunidad Autónoma donde esté ubicada la instalación y a los operadores del sistema y del mercado. Los productores que opten por acceder al sistema de ofertas percibirán las primas que les corresponde por la aplicación del régimen económico previsto únicamente por la energía casada y podrán percibir la retribución de la

garantía de potencia y la de los servicios complementarios que la instalación realmente preste.

6. Transferir energía eléctrica a las unidades consumidoras, de acuerdo con lo expresado en el *artículo 2* del presente RD.

Según el *artículo 19* las **obligaciones** de los productores en régimen especial, sin perjuicio de lo establecido en el *artículo 30.1 de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico*, son:

1. Entregar y recibir la energía en condiciones técnicas adecuadas, de forma que no se causen trastornos en el normal funcionamiento del sistema.
2. Abstenerse de ceder a consumidores finales los excedentes de energía eléctrica no consumida, excepto en el caso de que actúe de acuerdo con lo establecido en el *artículo 18.5* del presente RD. No tendrán la consideración de cesión a abonados finales, a estos efectos, la que se realice a otro centro de la misma empresa, a sus filiales, matrices o a cualquiera de los miembros de una agrupación titular de la instalación, que constituyen un autoproducer tal como se define en el *artículo 2* de este RD.
3. Utilizar en sus instalaciones la energía procedente de sus equipos generadores, vertiendo a la red exclusivamente su energía eléctrica excedentaria definida en el *artículo 21* de este RD.
4. Satisfacer los peajes y tarifas de acceso por la utilización de las redes de transporte o distribución en los siguientes casos:
 - a) Cuando actúen como consumidores cualificados y celebren contratos de suministro de energía eléctrica.
 - b) Cuando suministren a otro centro de la misma empresa, grupo o matriz, a sus socios industriales, filiales o a cualquier miembro de la agrupación titular de la instalación con consumo situado en distinto emplazamiento que la planta de generación. Estos peajes y costes incluirán los costes permanentes del sistema en la parte proporcional que les corresponda, de acuerdo con la normativa vigente en cada momento sobre acceso de terceros.

Según el *artículo 20* la **conexión a la red** viene regida fundamentalmente por lo siguiente:

1. Las normas administrativas y técnicas para el funcionamiento y conexión a las redes eléctricas serán las establecidas por el Ministerio de Industria y Energía o la Comunidad Autónoma. Deberán observarse los criterios expuestos a continuación:

- a) Los titulares que no tengan interconectados en paralelo sus grupos con la red tendrán todas sus instalaciones receptoras o sólo parte de ellas conectables por un sistema de conmutación, bien a la red de la empresa distribuidora o a sus grupos generadores, que asegurará que en ningún caso puedan quedar sus grupos generadores conectado a dicha red.
- b) Los titulares que tengan interconectados en paralelo sus grupos con la red general lo estarán en un solo punto salvo circunstancias especiales debidamente justificadas y podrán emplear generadores síncronos o asíncronos. Estos titulares deberán cortar la conexión con la red de la empresa distribuidora, si por causas de fuerza mayor u otras, debidamente justificadas y aceptadas por la Administración competente, la empresa distribuidora lo solicita.
- c) La energía suministrada a la red de la empresa distribuidora deberá tener un $\cos \phi$ lo más próximo posible a la unidad. Los titulares conectados en paralelo a la red deberán tomar las medidas necesarias para ello. A los efectos del presente RD y para el cálculo del $\cos \phi$ se tomará la energía reactiva demandada cuando se entrega energía activa a la red.
- d) En relación con la potencia máxima admisible en la interconexión de una instalación de producción en régimen especial, dentro del grupo a.1, se tendrá en cuenta lo siguiente:
 - I. Líneas: la potencia total de la instalación conectada a la línea no superará el 50 % de la capacidad de la línea en el punto de conexión, definida como la capacidad térmica de diseño de la línea en dicho punto.
 - II. Subestaciones y centros de transformación (AT/BT): la potencia total de la instalación conectada a una subestación o centro de transformación, no superará el 50 % de la capacidad de transformación instalada para ese nivel de tensión.
2. El punto de conexión de las instalaciones que entreguen energía a la red general se establecerá de acuerdo entre el titular y la empresa distribuidora o transportista.
3. Los gastos de las instalaciones necesarios para la conexión serán, con carácter general, a cargo del titular la central de producción.

Según el artículo 21 el **derecho de cesión de la energía eléctrica** generada en régimen especial viene regida fundamentalmente por lo siguiente:

1. Los titulares de instalaciones incluidas en el régimen especial (para el grupo a.1 entre otros) sólo podrán incorporar al sistema la energía eléctrica excedentaria de la producida por sus instalaciones. Se considera como tal la resultante de los saldos instantáneos entre la energía eléctrica cedida a la red general y la recibida de la misma en todos los puntos de interconexión entre el productor o el autoprodutor y la citada red general.

Las instalaciones y equipos que consuman energía térmica producida por una instalación del grupo a.1 de los definidos en el artículo 2 de este RD formarán conjuntamente con dicha instalación, una unidad de autoproducción, con independencia de la titularidad de todas ellas.

Según el *artículo 22* las **condiciones de la cesión** de energía eléctrica son:

1. La energía eléctrica cedida a las empresas distribuidoras debe ser adquirida por la más próxima que tenga características técnicas y económicas suficientes para su ulterior distribución.
2. La cesión de la energía excedentaria, dependiendo del tipo y potencia de la central y su incidencia en el sistema eléctrico o en la zona en que está ubicada, podrá estar condicionada por necesidades de la compañía distribuidora a la que esté conectada, justificadas y aceptadas por la Administración competente, tanto en el sistema peninsular como en los extrapeninsulares, o por causas excepcionales o de fuerza mayor tanto de la misma red eléctrica como de la propia instalación de producción.
4. Toda instalación de régimen especial deberá contar con un equipo de medida de energía eléctrica que pueda permitir la facturación y su control de acuerdo con lo expresado en este RD.

Vamos a hablar a continuación de una parte muy importante de este RD, que no es otra que todo lo referente al **Régimen Económico** de este tipo de instalaciones.

Según el *artículo 23* el **precio de la electricidad cedida** a la empresa distribuidora por parte de las instalaciones que no se acojan al régimen general de ofertas viene dado por:

Los titulares de instalaciones con potencia igual o inferior a 50 MW inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial, no tendrán obligación de formular ofertas al mercado mayorista para dichas instalaciones, pero tendrán el derecho a vender sus excedentes o, en su caso, la producción de energía eléctrica a los distribuidores al precio final horario medio del mercado de producción; de energía eléctrica, complementado, en su caso, por una prima o incentivo que tomará los valores recogidos en el presente RD.

Según el *artículo 24* la **definición de precio final horario medio del mercado de producción** de energía eléctrica para instalaciones exentas del sistema general de ofertas viene dada por:

1. El precio final horario medio del mercado de producción de energía eléctrica es el precio medio que en cada hora deben abonar los adquirentes de energía por comprar en el mercado de producción de energía eléctrica y que es objeto de liquidación por el operador del mercado. A los efectos del presente RD, este precio será el que, de forma provisional para los adquirentes de energía, publique dicho operador del mercado antes del quinto día hábil del mes siguiente considerado para la facturación.
2. El operador del mercado publicará, conjuntamente con lo anterior, dos precios medios.

El primero será el precio medio aritmético correspondiente al conjunto de precios horarios de las ocho primeras horas de los días del mes de facturación. El segundo será el correspondiente al resto de las horas de dicho mes. Ambos precios corresponderán respectivamente a los precios valle y punta en el modelo simplificado de facturación a que hace referencia el apartado siguiente.

3. Las instalaciones de potencia igual o inferior a 10 MW (será nuestro caso) podrán tomar como precio de mercado los precios valle y punta calculados mensualmente por el operador del mercado, de acuerdo con lo expresado en el número anterior.

Según el *artículo 26* el **precio por la energía eléctrica entregada** viene dado por:

La retribución que los productores obtienen por la cesión de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción en régimen especial será:

$$R = P_m + P_r \pm ER$$

siendo:

R = retribución en *ptas/kWh*.

P_m = precio de mercado según lo especificado en el *artículo 24* de este RD.

P_r = prima según lo establecido en este RD.

ER = complemento por energía reactiva, que será aplicado a la suma de P_m y P_r . Será el considerado con carácter general en la normativa sobre tarifas, con la diferencia de que si el factor de potencia de la

energía cedida a la empresa distribuidora fuere superior a 0,9 el complemento será un abono para el productor y, si fuere inferior, un descuento.

Según el *artículo 27* las **primas** para las instalaciones de autoprodutores que utilicen la cogeneración u otra forma de producción térmica de electricidad son:

1. Las instalaciones definidas en el grupo a) del *artículo 2* de este RD con una potencia igual o inferior a 10 MW tendrán, durante un período de diez años desde su puesta en marcha, una prima de 4,10 *ptas/kWh* (actualizada según el *Real Decreto 3490/2000, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2001*).

Hasta ahora hemos analizado con profundidad el RD 2818/1998, pero también hemos visto como a lo largo de este análisis hemos introducido conceptos como operador de mercado, consumidores cualificados, autoprodutores, etc. Todos estos conceptos y muchos otros son consecuencia del nuevo marco existente alrededor del **Sector Eléctrico**, que a raíz de una serie de nuevas legislaciones tienen como finalidad la liberalización de los mercados energéticos, incidiendo en aquellos aspectos que dificultan o retrasan una competencia efectiva y dando una mayor transparencia que permita al consumidor tomar decisiones con un nivel adecuado de información.

De entre todas estas leyes, que ya fueron relacionadas en el *apartado 5.3*, las más importantes para nuestro estudio son: *la Ley 54/1997, el Real Decreto 2017/1997, el Real Decreto 2019/1997, el Real Decreto-Ley 6/1999 y el Real Decreto-Ley 6/2000*. En ellas se legisla con toda profundidad todo lo concerniente a la nueva situación del Sector Eléctrico. Pero, en cualquier caso, nosotros no entraremos a estudiarlas a fondo, sino que simplemente nos limitaremos a exponer brevemente algunos conceptos básicos que se manejarán a lo largo de este proyecto.

- A) Mediante esta legislación se regulan las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, consistentes en su generación, transporte, distribución, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales, así como la gestión económica y técnica del sistema eléctrico.

Las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica se ejercerán de forma coordinada bajo los principios de **objetividad, transparencia y libre competencia**.

Se reconoce la libre iniciativa empresarial para el ejercicio de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica.

La planificación eléctrica será realizada por el Estado y será realizada bajo los criterios de seguridad del suministro, diversificación energética, mejora de la eficiencia y protección del medio ambiente.

- B) Los sujetos que podrán desarrollar actividades destinadas al suministro de energía eléctrica son entre otros: los productores de energía eléctrica, los autoprodutores y productores de energía eléctrica en régimen especial, los agentes externos, el operador del mercado, el operador del sistema, los transportistas, los distribuidores, los comercializadores.
- C) La producción de energía eléctrica se desarrolla en un régimen de libre competencia basado en un sistema de ofertas de energía eléctrica realizadas por los productores y un sistema de demandas formulado por los consumidores que ostenten la condición de cualificados, los distribuidores y los comercializadores que se determinen reglamentariamente. Estos sujetos podrán pactar libremente los términos de los contratos de compra-venta de energía eléctrica que suscriban, respetando las modalidades y contenidos mínimos previstos por la Ley.
- D) Los **comercializadores** son aquellas personas jurídicas que, accediendo a las redes de transporte o distribución, tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores que tengan la condición de cualificados o a otros sujetos del sistema.
- E) La regulación distingue dos tipos de consumidores:
- Los **consumidores cualificados**, que pueden elegir libremente el suministrador, generalmente un comercializador, con el que pueden pactar el precio del suministro, o bien pueden decidir por mantenerse en el régimen de precios regulados (las tarifas eléctricas o suministro a tarifa). También puede optarse por comprar la energía directamente a un productor, o por acudir al mercado organizado en cuyo caso actuaría como un agente de mercado.
- Tendrán la consideración de consumidores cualificados de energía eléctrica todos los consumidores cuyos suministros se realicen a tensiones nominales superiores a 1.000 voltios. A partir del 1 de enero de 2003, todos los consumidores de energía eléctrica tendrán la consideración de cualificados.
- Los restantes consumidores, que serán suministrados por sus actuales distribuidores a precios regulados (suministro a tarifa), hasta que sean cualificados.
- F) La pieza básica en el nuevo esquema regulador es el **mercado de producción de energía eléctrica**, integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica. Se estructura en mercado diario, mercado intradiario y mercado de servicios complementarios.
- G) Se considera **agente del mercado** a toda persona física o jurídica que intervenga en las transacciones económicas que tengan lugar en el

mercado de producción de energía eléctrica, comprando o vendiendo electricidad. Para ejercer el derecho a comprar y vender energía en el mercado, los agentes deberán, además de cumplir otros requisitos, adherirse a las reglas de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica y otras normas de desarrollo, instrucciones y procedimientos de transporte y operación que les sean de aplicación. Tendrán la consideración de agentes del mercado los sujetos siguientes:

- Los productores de energía eléctrica.
- Los autoprodutores y productores de energía eléctrica en régimen especial.
- Los agentes externos, que entregan o toman energía de otros sistemas exteriores.
- Los distribuidores de energía eléctrica.
- Los comercializadores.
- Los consumidores cualificados, siempre que ejerzan su derecho de adquirir electricidad en el mercado.

H) Los sujetos del sistema que carecen de la naturaleza de agentes del mercado son las personas físicas o jurídicas que intervienen en el suministro de electricidad, pero no intervienen en el mercado de producción de energía eléctrica. Existen tres sujetos de esta naturaleza:

- Los transportistas, que son aquellas sociedades mercantiles, que tienen la función de transportar energía eléctrica, así como construir, mantener y maniobrar las instalaciones de transporte.
- Los consumidores a tarifa regulada.
- Los consumidores cualificados, en cuanto no ejerzan su derecho a adquirir electricidad en el mercado mayorista y por lo tanto consumen a tarifa regulada.

I) El **operador del mercado** y el **operador del sistema** son sociedades mercantiles que intervienen en las transacciones económicas del mercado, pero ni compran ni venden electricidad.

La Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A., como operador del mercado, es la sociedad a la que le corresponde realizar las funciones encomendadas al operador del mercado, que de forma general se engloban en todas aquellas funciones necesarias para realizar la gestión económica referida al eficaz desarrollo del mercado de producción de electricidad (ofertas de compra-venta de energía eléctrica, comunicación relativa a las operaciones casadas, información pública de

la evolución del mercado, etc.), ejerciendo las mismas y respetando los principios de transparencia, objetividad e independencia.

Red Eléctrica de España, S.A., como operador del sistema, es la responsable de la gestión técnica del mismo, es decir, de las actividades relacionadas con la administración de los flujos de energía, teniendo en cuenta los intercambios con otros sistemas interconectados, e incluyendo la determinación y asignación de las pérdidas de transporte y la gestión de los servicios complementarios.

Una vez hecho un pequeño estudio acerca de la legislación que rodea al sector eléctrico, vamos a estudiar a continuación cómo afecta todo esto a nuestra planta de cogeneración, a la vez que realizamos el estudio eléctrico (generación, compra y venta de energía eléctrica) de la misma.

6.3.2 Estudio Eléctrico de la Planta de Cogeneración

Después de todo lo analizado en los apartados anteriores y tras tener una idea bastante global de todo lo que rodea a nuestra planta de cogeneración, en este punto vamos a concretar y a hacer un estudio un poco más profundo de dicha planta desde un punto de vista eléctrico, prestando especial importancia a la legislación que abarca a este tipo de instalaciones y que ya ha sido estudiada anteriormente.

Lo primero que hay que indicar a la hora de realizar el estudio eléctrico de la planta es que habrá que diferenciar entre una energía eléctrica que todavía se sigue comprando a la compañía suministradora y otra que se venderá, siempre y cuando tengamos excedentes de energía eléctrica y además cumplamos los requisitos legales para podernos acoger a la situación de régimen especial; lógicamente todo esto es posible al haber en nuestra planta un motor alternativo que estará generando una cierta cantidad de energía eléctrica. Lo siguiente será ver de qué forma se comprarán y se venderán estas cantidades de energía eléctrica.

Energía Eléctrica Autogenerada por el Motor

El elemento fundamental de la planta de cogeneración es el grupo motogenerador o motor alternativo, que como ya sabemos será el encargado de suministrar parte de la energía térmica requerida por nuestro proceso productivo a través de sus circuitos de refrigeración y de gases de escape, a la vez que nos estará generando una energía eléctrica que autoconsumiremos en la planta o venderemos a terceros; todo ello sin más que dándole el aporte de combustible necesario para su funcionamiento.

Para calcular la cantidad de energía eléctrica autogenerada por el motor en cada momento debemos hacer lo siguiente:

$$E_{aAutgen}(\text{Período Horario}) = \dot{E}_{Mot} \cdot THP \cdot FHP \cdot \frac{DI(DV)}{MI(MV)}$$

donde:

$E_{aAutgen}$ = Energía eléctrica activa (kWh) autogenerada por el motor en el período horario correspondiente.

Período Horario = Período horario correspondiente, será: punta, llano o valle.

E_{Mot} = Potencia eléctrica del motor o motores de cogeneración, será un dato aportado por el fabricante.

THP = Número total de horas del período horario correspondiente a lo largo de un día.

FHP = Fracción de esas horas totales durante las cuales está funcionando el motor.

$DI(DV)$ = Número total de días que abarca la temporada de Invierno o de Verano (según el mes para el que estemos haciendo los cálculos) durante los cuales hay producción.

$MI(MV)$ = Número total de meses que abarca la temporada de Invierno (5 meses) o de Verano (7 meses).

Indicar que de esta forma estamos repartiendo proporcionalmente el total de los días que corresponden a la temporada de invierno o de verano entre el número de meses de cada temporada.

Sumando estas cantidades para cada período tendremos la cantidad total de energía activa autogenerada por el motor para el mes correspondiente, y sumando la de todos los meses obtendremos la cantidad total autogenerada a lo largo de un año.

Por otro lado, vamos a considerar que la cantidad de energía eléctrica reactiva que se genera en cada instante es cero, debido a que como ya se explicará en la memoria del proyecto de instalación eléctrica, el generador que se va a utilizar con el motor de cogeneración es un generador síncrono que en todo momento puede regular su excitación para conseguir que dicha reactiva sea cero; sino, en cualquier caso, se podría colocar una batería de condensadores que compensara la reactiva.

Por último, el maxímetro estará marcando en cada momento una potencia eléctrica que es la correspondiente al tipo de motor que hayamos elegido.

Energía Eléctrica Comprada

Para calcular la cantidad de energía eléctrica que tenemos que comprar en cada momento hay que tener en cuenta una serie de circunstancias que pasamos a analizar.

En primer lugar vamos a suponer que el consumo de energía eléctrica que hay en nuestra factoría después de implantar la planta de cogeneración sigue siendo el mismo que el que había anteriormente, o sea el que se indicaba en la *Tabla 3.2-1. Consumo Anual de Energía Eléctrica* como dato proporcionado por la empresa. Aunque esto no sería del todo exacto, pues tras implantar la central de cogeneración seguramente aumentaría el consumo de energía eléctrica, lo tomaremos como hipótesis para un primer estudio.

En segundo lugar habrá que prestar especial atención al horario de funcionamiento del motor, ya que durante las horas del día en que éste esté parado (ya veremos más adelante como no será conveniente tanto desde el punto de vista energético como desde el punto de vista de la vida del motor que el mismo esté en funcionamiento las 24 horas del día) no podremos autoconsumir energía eléctrica, y ésta habrá de ser comprada a nuestro suministrador.

Por último habrá que ver si durante las horas en que está funcionando el motor, éste autogenera energía eléctrica suficiente como para cubrir la demanda que presenta nuestra fábrica durante es período.

Una vez apuntadas estas circunstancias podemos ver como, en una primera aproximación y de forma proporcional al número de horas en que está funcionando el motor, la cantidad de energía eléctrica activa que hay que comprar para cada período viene dada por:

$$\text{Si } (E_{aCons} > E_{aAutgen}) \text{ entonces } E_{aCompr} = E_{aCons} - E_{aAutgen}$$

$$\text{sino } E_{aCompr} = E_{aCons} \cdot (1 - FHP)$$

es decir, si la energía activa consumida en la factoría para un período horario cualquiera (E_{aCons}) es mayor que la autogenerada por el motor para dicho período ($E_{aAutgen}$) entonces la energía que habrá que comprar (E_{aCompr}) será la diferencia de ambas. Mientras que en caso contrario, si es menor o igual, la energía que habrá que comprar viene dada por el producto de la consumida por el período de tiempo en que no está autogenerando el motor ($1-FHP$).

Obsérvese como $(1-FHP)$ será igual a 0 si el motor está funcionando durante todo el período horario ($FHP=1$), con lo que no habrá que comprar energía y toda será autoconsumida. Mientras que $(1-FHP)$ será igual a 1 si el motor no está funcionando durante dicho período horario ($FHP=0$), con lo que habrá que comprar toda la energía activa que se consumía en la factoría durante ese período.

Al igual que antes, si sumamos estas cantidades de energía para cada período tendremos la cantidad total de energía activa que hay que comprar para el mes

correspondiente, y sumando la de todos los meses obtendremos la cantidad total a comprar a lo largo de un año. Seguidamente veremos cómo y a quién compraremos esta energía.

Por otro lado, el criterio que seguiremos para calcular la energía reactiva a comprar, que va asociada con la activa que necesitamos comprar, no es otro que el de que será suministrada con el mismo $\cos j$ que tenía anteriormente, o sea, el que tenía la energía que se consumía. De esta forma se tendrá:

$$E_{rCompr} = E_{aCompr} \cdot \tan j_{Cons} = E_{aCompr} \cdot \frac{E_{rCons}}{E_{aCons}}$$

Por último, tomaremos la hipótesis de que el máximo estará marcando en cada momento una potencia eléctrica que será proporcional a la nueva cantidad de energía activa que habrá que comprar, es decir:

$$Maxímetro_{Compr} = Máximo_{Cons} \cdot \frac{E_{aCompr}}{E_{aCons}}$$

Probablemente, a la vista del valor que marcará el máximo, se podría contratar con la compañía suministradora una potencia menor que 700 kW, con lo que nos ahorraríamos una cierta cantidad de dinero en la factura eléctrica; pero no tendremos en cuenta esta posibilidad al tratarse esto de un primer estudio, y sobre todo, porque en los momentos en que no esté funcionando el motor sí se necesitaría este valor original de potencia máxima contratada.

Energía Eléctrica Vendida

Ya hemos visto que si nuestra planta cumple las condiciones para acogerse al régimen especial entonces podremos vender los excedentes de energía eléctrica a la red; pues bien, para calcular estos excedentes de energía basta con hacer lo siguiente:

$$E_{aVend} = E_{aAutgen} + E_{aCompr} - E_{aCons}$$

o sea, la energía activa que se venderá a la red (los excedentes) será igual a la suma de la que se haya autogenerado más la que se haya comprado, menos la que se haya consumido.

Por otro lado la energía reactiva que se vendería a la red vendría dada de forma proporcional por:

$$E_{rVend} = E_{rAutgen} \cdot \frac{E_{aVend}}{E_{aAutgen}}$$

pero en nuestro caso siempre será cero por lo ya comentado con anterioridad.

APLICACIÓN DEL REAL DECRETO 2818/1998 DE 23 DE DICIEMBRE DE 1998

Una vez estudiadas las cantidades de energía eléctrica que autoconsumiremos, compraremos y venderemos con nuestra nueva planta de cogeneración, vamos a pasar a estudiar las posibles formas de comprar y de vender dicha energía acogiéndonos a la vigente legislación sobre este tipo de centrales.

Factura Energía Eléctrica Comprada

En el apartado anterior estudiábamos de una forma breve cómo quedaba el nuevo marco del sector eléctrico tras la aplicación de las nuevas leyes, veíamos como se trataba de fomentar principios tales como objetividad, transparencia y libre competencia, para de esta forma conseguir un mercado energético mucho más dinámico y competitivo.

Pues bien, amparándonos en esta legislación podemos ver como nuestra empresa se puede acoger a la condición de **consumidor cualificado**, ya que nuestro suministro de energía se realiza a una tensión nominal superior a los 1.000 voltios. De esta forma, si nos acogiéramos a esta condición, podríamos elegir libremente nuestro suministrador de energía eléctrica, pactando con él los precios de dicho suministro, también se podría optar por comprar la energía directamente a un productor, o por acudir al mercado organizado en cuyo caso actuaríamos como un agente de mercado; sea como fuere, de cualquiera de estas maneras obtendríamos unos precios que con toda seguridad serían más bajos que los actuales regulados a tarifa.

Pero en cualquier caso nosotros no entraremos en este estudio, y bien por falta de más datos a la hora de buscar un comercializador con el que podamos pactar el precio de compra de la energía, o bien por ponernos en el caso más desfavorable, consideraremos que la energía que compramos la seguiremos adquiriendo mediante el **suministro a tarifa** a la Compañía Sevillana de Electricidad.

Es fácil comprobar como de nuevo, de entre los diversos tipos de tarifas eléctricas posibles, si nos acogemos a la misma que ya teníamos contratada con anterioridad estaremos comprando la energía eléctrica de la forma más económica. Esta tarifa, ya estudiada con profundidad en el *apartado 3.2.2*, poseía las siguientes características:

Tarifa	1.1 (General no superior a 36 kV)
Discriminación Horaria	Tipo 3. Zona 4
Potencia Contratada	700 kW (un único máximo: Modo 2)

Con estos datos, y con los de la cantidad de energía eléctrica que habrá que comprar en cada momento según el tipo de motor que elijamos para nuestra planta, obtendremos el precio de la factura de la energía eléctrica comprada para cada alternativa de motor, sin más que volviendo a realizar los mismos cálculos que fueron estudiados en el *apartado 3.2.2*.

Cuando estudiemos las diferentes alternativas de cogeneración, veremos en el anexo correspondiente estos resultados para cada tipo de motor elegido.

Factura Energía Eléctrica Vendida

A la vista de lo estudiado en el *RD 2818/1998*, nuestra planta tiene que cumplir dos requisitos para que pueda acogerse a la condición de régimen especial y de esta forma poder gozar de los derechos que tienen este tipo de instalaciones, entre ellos el de poder vender sus excedentes de energía eléctrica:

- El primero de ellos es el de cumplir con el **Rendimiento Eléctrico Equivalente Mínimo**, condición que ya fue analizada en el *apartado 6.2*, y que veremos caso por caso según la alternativa de motor que hayamos elegido.
- El segundo de ellos es el de tener la consideración de **autoproductores**, para lo cual, como ya se comentó también en el *apartado 6.2*, tenemos que generar electricidad fundamentalmente para nuestro propio uso, entendiéndose que esto es así si autoconsumimos en promedio anual, al menos, el 30% de la energía eléctrica producida si nuestra potencia es inferior a 25 MW. Para verificar si este requisito es cumplido o no por nuestra instalación basta con hacer la siguiente operación:

$$\text{Autoproductores} \equiv \frac{E_{a\text{Autoconsumida}}}{E_{a\text{Autogenerada}}} \% = \frac{E_{a\text{Consumida}} - E_{a\text{Comprada}}}{E_{a\text{Autogenerada}}} \% \geq 30\%$$

y ver si dicho porcentaje es mayor o igual que el 30%. En el siguiente apartado veremos, según el tipo de motor que escojamos, cuáles cumplen o no este segundo requisito.

En el caso de que nuestra instalación cumpla con ambos requisitos y por tanto pueda acogerse al régimen especial, podremos vender nuestros excedentes de energía eléctrica según lo recogido en los *artículos 23-27* de este RD, con lo que la factura de la energía eléctrica vendida se realizará, como ya vimos en el *apartado 6.3.1*, de la forma siguiente.

La retribución que los productores obtienen por la cesión de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción en régimen especial será:

$$R = P_m + P_r \pm ER$$

siendo:

R = retribución en *ptas/kWh*.

P_m = precios finales horarios medios del mercado en *ptas/kWh*, que según lo especificado en el *artículo 24* de este RD y lo publicado por el Operador del Mercado Eléctrico para el año 2.001, son los que quedan recogidos en la siguiente tabla.

Mes	P _{mvalle}	P _{mpunta}
Enero	2,911	5,679
Febrero	3,086	5,247
Marzo	3,128	4,702
Abril	3,869	4,599
Mayo	4,405	5,834
Junio	4,946	7,945
Julio	4,806	7,873
Agosto	4,654	6,778
Septiembre	5,293	8,051
Octubre	5,677	8,400
Noviembre	5,210	7,683
Diciembre	6,812	10,380

Hay que indicar que P_{mvalle} se multiplicará por la energía activa vendida para cada mes durante el período horario valle, mientras que P_{mpunta} se multiplicará por la vendida durante los períodos llano y punta.

P_r = prima, que según lo establecido en este RD y para las tarifas del año 2.001, es de **4,10 ptas/kWh**. Esta cantidad hay que multiplicarla por toda la energía activa vendida en cada uno de los meses.

ER = complemento por energía reactiva, que será aplicado a la suma de P_m y P_r . Será el considerado con carácter general en la normativa sobre tarifas (o sea, lo mismo que ya se estudió en el apartado 3.2.2), con la diferencia de que si el factor de potencia de la energía cedida a la empresa distribuidora fuere superior a 0,9 el complemento será un abono para el productor y, si fuere inferior, un descuento. En nuestro caso ya sabemos que el $\cos \phi$ es igual a 1, y por tanto el complemento por reactiva a aplicar será siempre igual a $Kr\% = +4\%$.

Por tanto el cálculo de la cantidad de dinero a percibir por la venta de energía eléctrica quedará de la siguiente manera:

$$R = P_{mvalle} \cdot E_{aVendvalle} + P_{mpunta} \cdot E_{aVendllano-punta} + P_r \cdot E_{aVend} + ER$$

Una vez más, los valores de estos cálculos dependerán del tipo de motor que hayamos elegido, y los analizaremos en el capítulo siguiente.

6.4 ESTUDIO ECONÓMICO

En este apartado vamos a realizar un breve estudio económico de nuestra futura planta de cogeneración desde el punto de vista de la inversión a realizar y de la rentabilidad o no de llevar a cabo este proyecto. Para ello haremos una estimación de la inversión, de los beneficios anuales que se obtienen con la implantación de la nueva instalación y del tipo de impuesto a aplicar, para de esta forma analizar la rentabilidad del proyecto bajo diferentes criterios.

Lógicamente los resultados que se obtengan van a depender de la alternativa de cogeneración elegida, es decir, de las características del motor de cogeneración que empleemos, de su horario de funcionamiento, del tratamiento o no de las aguas residuales, etc. Todas estas alternativas serán analizadas y estudiadas con la ayuda de la hoja de cálculo que se adjunta con el presente Estudio de Viabilidad, y serán relacionadas en el anexo de este documento. A la vista de los resultados de las mismas podremos decidir qué alternativa es la mejor, desde un punto de vista energético y económico, a la hora de elegir nuestra futura planta de cogeneración.

6.4.1 Inversión Económica Prevista

De una forma genérica, la inversión económica que se prevé realizar para llevar a cabo la implantación de nuestra planta de cogeneración se puede resumir en la relación de elementos que se muestra a continuación.

- Motor de cogeneración o grupo motogenerador. Aunque varía según el modelo elegido, se puede estimar su precio en unas 45.000 ptas por kW.
- Evaporador para el tratamiento de las aguas residuales junto con su instalación. Se estima en unos 25 millones de pesetas. Lógicamente, si no lleváramos a cabo este tratamiento, no habría que realizar dicha inversión.
- Caldera de recuperación. Se estima en unos 6 millones de pesetas.
- Precalentadores o intercambiadores de calor. Su precio lo estimaremos en 250.000 pesetas cada uno. Para la instalación total de la planta de cogeneración habría un total de tres precalentadores, pero si no se hiciera el tratamiento de los residuos, sólo habría que utilizar dos.
- Condensadores. Su precio lo estimaremos en 250.000 pesetas cada uno. Para la instalación total de la planta de cogeneración habría un total de dos condensadores, pero si no se hiciera el tratamiento de los residuos, sólo habría que utilizar uno.
- Instalación eléctrica. Normalmente se realiza una estimación de la inversión a realizar en la instalación eléctrica de una planta, en el 25% de la inversión a realizar en los equipos de la misma.
- Obra civil. De forma análoga, también se realiza una estimación de la inversión para la obra civil de una planta, que suele ser del 5% de la inversión a realizar en los equipos.
- Ingeniería y legalizaciones. Se suele tomar un 3% de toda la inversión anterior.

6.4.2 Período de Amortización y Tipo de Impuestos

Para la realización del presente estudio económico tomaremos datos típicos para el período de amortización de la inversión y para el tipo de impuesto que nos afecta considerando una fuente de financiación normal (préstamos bancarios). Los valores que tomaremos serán los siguientes:

- Período de amortización. 8 años.
- Tipo de impuestos. 30%.

6.4.3 Estudio de la Rentabilidad

Partiendo de los datos anteriores, y analizando los beneficios brutos y netos, así como los flujos de fondos de nuestra empresa, realizaremos el estudio de la rentabilidad de nuestro proyecto, atendiendo a los criterios típicos para este tipo de estudio. Todo esto será analizado y estudiado con la ayuda de la hoja de cálculo ya comentada anteriormente.

Beneficios, Amortizaciones y Flujo de Fondos

Se realiza un estudio de todos y cada uno de los conceptos por los que se puede obtener o no un beneficio a la hora de llevar a cabo nuestra nueva planta de cogeneración: combustible calderas, combustible motor, energía eléctrica comprada, energía eléctrica vendida y penalización aguas residuales; comparando la situación anterior con la que se obtiene tras implantar la nueva planta de cogeneración.

Con estos datos, se hace un cálculo de los resultados anuales en concepto de amortizaciones, de beneficios netos antes de impuestos y de beneficios netos después de impuestos.

Una vez calculados estos valores, se hace un estudio del flujo de fondos para un período de años igual al período fijado para la amortización (en nuestro caso de 8 años); así como un estudio del flujo de fondos actualizado a un valor del 10%.

Criterios de Rentabilidad

A partir de los cálculos anteriores, obtendremos los valores de los diferentes criterio de rentabilidad de nuestro proyecto.

- Ganancias o Flujo de Fondos Neto. Es la suma de todos los flujos de fondo anuales para el período de 8 años.
- Plazo de Recuperación de la Inversión (PRI). Es el número de años necesarios para que el flujo de fondos acumulados iguale a la inversión total económica prevista.

- Valor Actual Neto (VAN). Es la suma de todos los flujos de fondos actualizados con una tasa de interés del 10%.
- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR). Es la tasa de interés que, poniéndola en el flujo de fondos actualizados a dicha tasa, hace que el valor actual neto (el VAN) sea igual a cero.

Si dicho TIR es mayor que los intereses bancarios actuales, entonces el proyecto será rentable.

Finalmente, conviene señalar que aparte de los resultados económicos analizados en este estudio, habría que tener en cuenta la existencia de posibles subvenciones oficiales por parte de la administración para proyectos de este tipo. Probablemente estas ayudas aumentarían notablemente el interés económico del proyecto, pero dado que estas subvenciones pueden variar o incluso desaparecer no las incluiremos en el presente estudio.

7 ESTUDIO DE LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS DE MOTORES DE COGENERACIÓN

Una vez estudiada con profundidad y de un modo genérico nuestra planta de cogeneración, en este capítulo vamos a analizar las diferentes alternativas que se nos pueden presentar según las características del motor de cogeneración que hayamos elegido para implantarlo en nuestra instalación.

También veremos como dependiendo del tipo de motor que elijamos, de su horario de funcionamiento y de si hacemos o no el tratamiento de las aguas residuales, se obtendrán diferentes resultados, tanto energéticos como económicos, los cuales los compararemos entre sí estudiando sus diferentes ventajas e inconvenientes para de esta forma poder decidir acerca de cuál el la mejor alternativa para nuestra planta de cogeneración.

En primer lugar señalaremos, como ya se indicó en el *apartado 5.4*, que los motores basados en la tecnología diesel los desestimaremos por ser sus emisiones contaminantes mucho mayores. Y por otro lado, tampoco analizaremos los motores con combustible tipo fuel debido a que contamos con pocos datos e información acerca de este tipo de motores.

Por tanto nos limitaremos a analizar distintos tipos de motores, pero todos ellos basados en la tecnología de **gas natural**, que como también vimos presentan una combustión más limpia, además de haber en el mercado una amplísima gama de los mismos y contar con una tecnología muy desarrollada. En concreto estudiaremos motores pertenecientes a dos marcas de fabricantes distintos (JENBACHER Y GUASCOR) por ser los que nos parecían más adecuados para nuestra planta de cogeneración además de por haber sido los que más fácilmente nos han proporcionado todo tipo de información acerca de los mismos. No obstante, cualquier otra marca que fabrique motores con las características que nos interesan sería igualmente válida.

Además podemos adelantar que debido a que nuestra planta es de pequeña envergadura, o sea, tiene un tamaño medio-pequeño, no será necesario utilizar más de un motor para cubrir los requerimientos energéticos de la misma; y más aún, seguidamente se irá viendo como con la gama de motores que existe en el mercado bastará con uno sólo de tamaño medio para cubrir de forma óptima los requerimientos de la nueva planta de cogeneración. En definitiva, únicamente estudiaremos alternativas para nuestra planta de cogeneración con un único motor, ya que no será necesario utilizar dos o más motores en paralelo.

Requisitos Para Poder Acogernos a la Condición de Régimen Especial

Ya sabemos de sobra, que a la vista de lo legislado en el *RD 2818/1998*, nuestra planta tiene que cumplir dos requisitos para que pueda acogerse a la condición de régimen especial y de esta forma poder gozar de los derechos que

tienen este tipo de instalaciones, derechos que ya fueron estudiados en el *apartado 6.3.1*. Por tanto, una vez conocido el tipo de motor que vamos a poner en nuestra instalación, motor térmico con combustible gas natural, ambos requisitos quedan definidos de la siguiente forma:

- El primero de ellos es el de cumplir con el **Rendimiento Eléctrico Equivalente Mínimo**, condición que ya fue analizada en el *apartado 6.2*, y que para el caso de este tipo de motores ha de cumplir:

$$R_{Eq} \geq 55\%$$

- El segundo de ellos es el de tener la consideración de autoproductores, para lo cual, como ya se comentó en el *apartado 6.3.1*, tenemos que generar electricidad fundamentalmente para nuestro propio uso, entendiéndose que esto es así si **autoconsumimos** en promedio anual, **al menos, el 30% de la energía eléctrica producida** si nuestra potencia es inferior a 25 MW.

El cumplimiento de ambos requisitos es condición indispensable para que nuestra planta se pueda acoger a la condición de régimen especial.

Comentar por último, que para el estudio y la obtención de los resultados de las diferentes alternativas que se van a proponer a continuación se ha realizado una completa hoja de cálculo (se adjunta con la documentación del presente estudio de viabilidad), la cual nos facilitará los cálculos y resultados, así como la posterior comparación de los mismos para las distintas alternativas que planteemos. Además los resultados de cada una de las alternativas se mostrarán en el anexo que se adjunta al final del presente estudio.

7.1 ALTERNATIVA GN-A. MOTOR JMS 620 GS-N.L

La primera alternativa que vamos a estudiar consiste en un motor alternativo de la marca Jenbacher, lógicamente a gas natural como ya ha quedado claro con anterioridad, con una potencia eléctrica de 2.734 kW, y el resto de características técnicas que quedan reflejadas en las hojas correspondientes del anexo.

A continuación vamos a analizar si este tipo de motor será o no excesivo para los requerimientos energéticos de nuestra planta de cogeneración, si con él nuestra planta cumplirá o no con los dos requisitos para poder acogerse a la condición de régimen especial y si será o no rentable desde el punto de vista económico.

Analizando las diferentes posibilidades de horario de funcionamiento del motor y teniendo en cuenta las diferentes características técnicas y energéticas del mismo, se puede llegar a las siguientes conclusiones.

- a) Se observa como al ser este tipo de motor el más grande de todos los posibles de esta marca (es el mayor de la serie 6, que es la más grande), es el que tiene una mayor potencia eléctrica y potencia térmica aprovechables, pero también será el que consuma más combustible y el más caro de todos ellos; y por estas razones se puede seguir concluyendo lo siguiente.
- b) Al ser éste el motor que posee la mayor potencia térmica aprovechable (V_{Mot}), será con el que más energía térmica del proceso podremos cogenerar; o sea, como la potencia térmica aprovechable mediante los circuitos de agua de camisas y de gases de escape es la mayor de todas, entonces el calor recuperado (cogenerado) mediante los precalentadores y la caldera de recuperación será el máximo posible (el porcentaje de la potencia térmica cogenerada será igual a 49,66%, ver anexo).
- c) También, uniéndolo con el motivo anterior, y al tener este motor la mayor potencia eléctrica, se deduce que será la alternativa que nos dé un menor consumo específico total de energía primaria (térmica más eléctrica) expresado en *tep PCI/año* tras plantear la cogeneración, o sea, se producirá un ahorro anual de gasto de energía primaria importantísimo.
- d) Pero por otro lado, aunque el porcentaje de energía térmica cogenerada y la energía eléctrica generada sean mayores, debido al gran consumo de combustible que presenta este motor, será más difícil de conseguir alcanzar el requisito de rendimiento eléctrico equivalente mínimo para la instalación.
- e) Pero como característica más importante, y que hace imposible poder decidimos por este tipo de motor, es que debido a su elevada potencia eléctrica, la cantidad de energía eléctrica autogenerada por el motor es mucho mayor que la que necesita nuestra planta para funcionar, o sea, que la autoconsumida en la planta; por ello en ningún caso (bajo ningún horario de funcionamiento) se podrá cumplir el requisito de autoprodutores, ya que nunca alcanzaremos el 30% mínimo de autoconsumo de energía eléctrica que impone la legislación.
- f) Por último, con este motor el ahorro anual del gasto energético total en *ptas/año*, las ganancias, y el VAN son muy buenos (debido sobre todo a la mayor venta de energía eléctrica y también al ahorro de consumo de combustible en las calderas); pero debido a la alta inversión económica inicial, se verá que el plazo de recuperación de la inversión (PRI) y la tasa interna de rentabilidad (TIR), no son de los mejores posibles si los comparamos con otra gama de motores.

En definitiva se puede llegar a la conclusión de que este tipo de motor es muy bueno, pero debido a la altísima inversión económica inicial y sobre todo a que nunca podremos llegar a cumplir el requisito de autoconsumir al menos el 30% de la energía eléctrica autogenerada, con lo que no podremos disfrutar de bs

beneficios de ser considerados como autoprodutores, este tipo de motor no será viable para nuestra planta de cogeneración.

Finalmente, los diversos resultados tanto energéticos como económicos de la planta de cogeneración, utilizando esta alternativa de motor y para el horario más interesante de entre todos los analizados mediante la hoja de cálculo (horario con el que se obtienen los mejores valores de entre todos los posibles, y que por lo menos cumple el requisito de rendimiento eléctrico equivalente mínimo), quedan recogidos en las páginas correspondientes del anexo que se adjunta al final de este estudio de viabilidad.

7.2 ALTERNATIVA GN-B. MOTOR JMS 616 GS-N.L

La siguiente alternativa consiste en un motor alternativo también de la marca Jenbacher, a gas natural, con una potencia eléctrica de 1.952 kW, y el resto de características técnicas reflejadas en las hojas correspondientes del anexo.

Como en el caso anterior, vamos a analizar si este tipo de motor es o no adecuado para los requerimientos energéticos de nuestra planta, si con él se cumplen o no los dos requisitos para poder acogerse a la condición de régimen especial y si es o no rentable desde el punto de vista económico.

Analizando las diferentes posibilidades de horario de funcionamiento del motor y teniendo en cuenta las diferentes características técnicas y energéticas del mismo, se puede llegar a las siguientes conclusiones.

- a) Se observa como este tipo de motor no es el más grande de todos, pero sigue teniendo un tamaño considerable (sigue perteneciendo a la serie 6), con lo que tendrá una gran potencia eléctrica y térmica aprovechables, pero también consumirá bastante combustible y será bastante caro.
- b) Como la potencia térmica aprovechable de este motor es menor que la del anterior, entonces cogeneraremos un menor porcentaje de energía térmica del proceso, pero no obstante éste sigue siendo bastante bueno (40,03%).
- c) También, debido al motivo anterior, y a que este motor tiene menor potencia eléctrica que el anterior, entonces se observa como el consumo específico total de energía primaria (térmica más eléctrica) expresado en *tep PCI/año* tras plantear la cogeneración ha aumentado con respecto a la alternativa anterior, o sea, se producirá un menor ahorro anual de gasto de energía primaria; aunque no obstante este ahorro sigue siendo importante.
- d) Por otro lado, aunque el porcentaje de energía térmica cogenerada y la energía eléctrica generada sean menores que en el caso anterior, debido a que este motor presenta un menor consumo de combustible, será más fácil alcanzar el rendimiento eléctrico equivalente mínimo.

- e) En cualquier caso, y como ocurría con la alternativa anterior, la característica más importante, y que hace imposible poder decidimos también por este tipo de motor, es que debido a su elevada potencia eléctrica, la cantidad de energía eléctrica autogenerada sigue siendo mucho mayor que la que necesita nuestra planta para funcionar (la autoconsumida); por ello se vuelve a comprobar que bajo ningún horario de funcionamiento se puede cumplir el requisito de autoprodutores, ya que nunca alcanzaremos el 30% mínimo de autoconsumo de energía eléctrica que impone la legislación.
- f) Por último, con este motor el ahorro anual del gasto energético total en *ptas/año*, las ganancias, y el VAN también son muy buenos (aunque lógicamente menores que con el otro motor); y debido a que la inversión económica inicial se reduce bastante (es un motor mucho más barato que el anterior), se observa como el plazo de recuperación de la inversión (PRI) y la tasa interna de rentabilidad (TIR) han mejorado con respecto al caso anterior.

En definitiva, con este tipo de motor se puede llegar a conclusiones parecidas al anterior: es un motor muy bueno, pero debido a la alta inversión económica inicial y sobre todo a que nunca podremos llegar a cumplir el requisito de autoconsumir al menos el 30% de la energía eléctrica autogenerada, este tipo de motor tampoco será viable para nuestra planta de cogeneración.

Finalmente, los diversos resultados tanto energéticos como económicos de la planta de cogeneración, utilizando esta alternativa de motor y para el horario más interesante de entre todos los analizados mediante la hoja de cálculo (horario con el que se obtienen los mejores valores de entre todos los posibles, y que por lo menos cumple el requisito de rendimiento eléctrico equivalente mínimo), quedan recogidos en las páginas correspondientes del anexo que se adjunta al final de este estudio de viabilidad.

7.3 ALTERNATIVA GN-C. MOTOR JMS 612 GS-N.L

Esta alternativa consiste en otro motor alternativo de la marca Jenbacher, a gas natural, con una potencia eléctrica de 1.464 kW, y el resto de características técnicas reflejadas en las hojas correspondientes del anexo.

Como en los casos anteriores, vamos a analizar si este tipo de motor es o no adecuado para los requerimientos energéticos de nuestra planta, si con él se cumplen o no los dos requisitos para poder acogerse a la condición de régimen especial y si es o no rentable desde el punto de vista económico.

Analizando las diferentes posibilidades de horario de funcionamiento del motor y teniendo en cuenta las diferentes características técnicas y energéticas del mismo, se puede llegar a las siguientes conclusiones. Son conclusiones muy parecidas a las que hemos obtenido en el caso del motor anterior.

- a) Este motor sigue teniendo un tamaño considerable (sigue perteneciendo a la serie 6), con lo que tendrá una gran potencia eléctrica y térmica aprovechables, pero también consumirá bastante combustible y será bastante caro (aunque menos que los anteriores como es lógico).
- b) La potencia térmica aprovechable de este motor sigue bajando si la comparamos con los dos anteriores, entonces cogeneraremos un menor porcentaje de energía térmica del proceso.
- c) De nuevo, se observa como el consumo específico total de energía primaria vuelve a aumentar, o sea, se produce un menor ahorro anual de gasto de energía primaria.
- d) Por otro lado, aunque el porcentaje de energía térmica cogenerada y la energía eléctrica generada sean menores que en los casos anteriores, debido a que este motor presenta un menor consumo de combustible, será más fácil alcanzar el rendimiento eléctrico equivalente mínimo.
- e) En cualquier caso, y como ocurría con las dos alternativas anteriores, este motor sigue siendo de un tamaño demasiado elevado para los requerimientos energéticos de nuestra planta, debido a que la cantidad de energía eléctrica autogenerada sigue siendo mucho mayor que la autoconsumida. No obstante, se puede comprobar que para algún horario de funcionamiento se puede cumplir el requisito de autoprodutores (alcanzar el 30% mínimo de autoconsumo de energía eléctrica), pero es un horario tan pequeño que no tiene mucho sentido aplicárselo a un motor de una planta, pues se estaría infrautilizando.
- f) Por último, con este motor el ahorro anual del gasto energético total, las ganancias, y el VAN siguen siendo buenos, y debido a que la inversión económica inicial vuelve a reducir bastante, se observa como el plazo de recuperación de la inversión (PRI) y la tasa interna de rentabilidad (TIR) han mejorado con respecto al caso anterior.

En definitiva, con este tipo de motor se puede llegar a conclusiones parecidas al anterior: es un motor muy bueno, pero debido a que la inversión económica inicial sigue siendo elevada y sobre todo a que prácticamente casi nunca podemos llegar a cumplir el requisito del 30%, este tipo de motor tampoco será viable para nuestra planta de cogeneración.

Hemos podido comprobar como con estos tres tipos de motores (motores de la serie 6, de gran tamaño), el “cuello de botella” que hace que no podamos decidimos por cualquiera de ellos a la hora de implantarlos en nuestra planta es el requisito de autoprodutores.

De nuevo, los diversos resultados tanto energéticos como económicos de la planta de cogeneración, utilizando esta alternativa de motor y para el horario más interesante de entre todos los analizados mediante la hoja de cálculo,

quedan recogidos en las páginas correspondientes del anexo que se adjunta al final de este estudio de viabilidad.

7.4 ALTERNATIVA GN-D. MOTOR JMS 320 GS-N.L

Esta alternativa consiste en otro motor alternativo de la marca Jenbacher, a gas natural, con una potencia eléctrica de 1.048 kW, y el resto de características técnicas reflejadas en las hojas correspondientes del anexo.

Como en los casos anteriores, vamos a analizar si este tipo de motor es o no adecuado para los requerimientos energéticos de nuestra planta, si con él se cumplen o no los dos requisitos para poder acogerse a la condición de régimen especial y si es o no rentable desde el punto de vista económico.

Analizando las diferentes posibilidades de horario de funcionamiento del motor y teniendo en cuenta las diferentes características técnicas y energéticas del mismo, se puede llegar a las siguientes conclusiones.

- a) Este tipo de motor ya presenta un tamaño bien distinto a los anteriores (perteneciente a la serie 3, y dentro de esta serie es el mayor de ellos); es un motor de menor tamaño y envergadura, con lo que tendrá una menor potencia eléctrica y potencia térmica aprovechables, pero también consumirá menos combustible y será más barato que los anteriores.

Seguidamente vamos a ver como por este motivo (son motores de tamaño medio) y todo lo que ello conlleva, se podrá llegar a la conclusión de que este tipo de motor es muy adecuado para nuestra instalación.

- b) La potencia térmica aprovechable para este tipo de motores es menor si la comparamos con los anteriores, esto hará que siga disminuyendo el porcentaje de energía térmica del proceso que cogeneramos. Ahora dicho porcentaje es del 29,53%, y además en este caso no se puede precalentar el agua del proceso general hasta los 85 °C de antes, sino que sólo podemos llegar hasta 81 °C, debido a que ya no tenemos más energía térmica aprovechable en el circuito de agua de camisas del motor.
- c) Nuevamente, debido al menor porcentaje de cogeneración y a que la energía eléctrica generada es menor, el consumo específico total de energía primaria vuelve a aumentar, o sea, se produce un menor ahorro anual de gasto de energía primaria expresado en *tep PCI/año* (más aún, empieza a hacerse negativo).

En un primer análisis esto no tiene sentido para una planta de cogeneración, pero en el *apartado 7.9* daremos una explicación más profunda de por qué ocurre esto, no obstante adelantaremos que es debido a que en la nueva planta de cogeneración se ha introducido un

gasto energético que no había anteriormente y no es otro que el derivado del tratamiento de las aguas residuales.

- d) Por otro lado, aunque el porcentaje de energía térmica cogenerada y la energía eléctrica generada sean menores que en los casos anteriores, debido a que este motor presenta un menor consumo de combustible, será más fácil alcanzar el rendimiento eléctrico equivalente mínimo.
- e) Ahora bien, como característica más importante y que sí hará posible que nos podamos decidir por este tipo de motores, es que debido a su tamaño medio y fundamentalmente a que la cantidad de energía eléctrica autogenerada por el mismo disminuye considerablemente, veremos como esta alternativa de motor será la que mejor satisfaga los requerimientos energéticos de nuestra planta. Principalmente porque con ellos se puede comprobar como el requisito de autoprodutores (alcanzar el 30% mínimo de autoconsumo de energía eléctrica) se consigue sin ningún tipo de problemas para horarios de funcionamiento del motor coherentes.
- f) Por último, con este motor el ahorro anual del gasto energético total en *ptas/año*, las ganancias, y el VAN siguen siendo buenos (aunque lógicamente menores que con los otros motores), y debido a que la inversión económica inicial vuelve a reducir bastante, se observa como el plazo de recuperación de la inversión (PRI) y la tasa interna de rentabilidad (TIR) han mejorado con respecto a los casos anteriores.

En definitiva, con este tipo de motor se puede llegar a conclusiones muy importantes:

- Es un motor de características técnicas muy buenas y tiene un tamaño medio que lo hace muy adecuado para satisfacer los requerimientos energéticos de nuestra planta de cogeneración.
- Lo más importante, y que hace que sea la principal ventaja frente a los anteriores, es que ahora sí se puede cumplir el requisito del 30% con unos horarios de funcionamiento coherentes.
- Por tanto podemos acogernos a la condición de régimen especial, siempre que también se cumpla con la condición de rendimiento eléctrico equivalente mínimo, sin ningún tipo de problemas.
- La inversión económica inicial ya no es demasiado elevada, lo que hará que se consigan unos criterios de rentabilidad económica muy buenos.

Por todo lo analizado en este punto y lo que queda por ver en las alternativas posteriores, se puede adelantar (como quedará reflejado en el *apartado 7.8*) que éste va a ser el tipo de motor que instalaremos en nuestra planta de cogeneración.

De nuevo, los diversos resultados tanto energéticos como económicos de la planta de cogeneración, utilizando esta alternativa de motor y para el horario más interesante de entre todos los analizados mediante la hoja de cálculo, quedan recogidos en las páginas correspondientes del anexo que se adjunta al final de este estudio de viabilidad.

7.5 ALTERNATIVA GN-E. MOTOR SFGLD 560

Esta alternativa consiste en un motor alternativo de la marca Guascor, también a gas natural, con una potencia eléctrica de 946 kW, y el resto de características técnicas reflejadas en las hojas correspondientes del anexo.

Como en los casos anteriores, vamos a analizar si este tipo de motor es o no adecuado para los requerimientos energéticos de nuestra planta, si con él se cumplen o no los dos requisitos para poder acogerse a la condición de régimen especial y si es o no rentable desde el punto de vista económico.

Analizando las diferentes posibilidades de horario de funcionamiento del motor y teniendo en cuenta las diferentes características técnicas y energéticas del mismo, se puede llegar a las siguientes conclusiones.

- a) Este tipo de motor es muy parecido al anterior, también es de un tamaño medio, presenta una potencia eléctrica y potencia térmica aprovechables medias, y también consume menos combustible y es más barato que los tres primeros. Pero ahora es de un fabricante distinto, y esto hará que sus características técnicas difieran un poco de los motores fabricados por Jenbacher.

Seguidamente vamos a ver como comparándolo con el anterior, que se puede decir que es el equivalente a este de la marca Guascor, presenta unos valores energéticos, económicos y de rendimientos que lo hacen menos adecuado.

- b) La característica más importante es que la relación entre la potencia térmica aprovechable y la potencia eléctrica para los motores de esta marca, es menor si la comparamos con los motores anteriores de la marca Jenbacher; esto hará que siga disminuyendo el porcentaje de energía térmica del proceso cogenerada, fundamentalmente porque ha disminuido bastante la energía térmica aprovechable del circuito de los gases de escape. Ahora dicho porcentaje es del 24,18%, y además sólo podemos llegar a precalentar el agua del proceso general hasta 84 °C.
- c) Nuevamente, debido al motivo anterior y a que la energía eléctrica generada es menor, el consumo específico total de energía primaria vuelve a aumentar, o sea, se produce un menor ahorro anual de gasto de energía primaria (se hace todavía más negativo).

- d) Por otro lado, por las características de esta marca de motores (poseen peores rendimientos eléctricos y térmicos), nuestra planta presentará un rendimiento eléctrico equivalente peor que con las otras alternativas.
- e) Con este motor, debido a que posee menor potencia eléctrica que el anterior, no hay ningún problema para satisfacer el requisito de autoproducción para horarios de funcionamiento normales.
- f) Por último, con este motor el ahorro anual del gasto energético total, las ganancias, y el VAN son menores que con el anterior, y debido a que la inversión económica apenas varía, se observa como el plazo de recuperación de la inversión (PRI) y la tasa interna de rentabilidad (TIR) han empeorado un poco con respecto al caso anterior.

En definitiva, con este tipo de motor se llega a la conclusión de que esta marca es de una peor calidad que la anterior, con lo que los valores energéticos y económicos de la planta empeorarán.

De nuevo, los diversos resultados tanto energéticos como económicos de la planta de cogeneración, utilizando esta alternativa de motor y para el horario más interesante de entre todos los analizados mediante la hoja de cálculo, quedan recogidos en las páginas correspondientes del anexo que se adjunta al final de este estudio de viabilidad.

7.6 ALTERNATIVA GN-F. MOTOR JMS 316 GS-N.L

Esta alternativa consiste en otro motor alternativo de la marca Jenbacher, a gas natural, con una potencia eléctrica de 836 kW, y el resto de características técnicas reflejadas en las hojas correspondientes del anexo.

Como en los casos anteriores, vamos a analizar si este tipo de motor es o no adecuado para los requerimientos energéticos de nuestra planta, si con él se cumplen o no los dos requisitos para poder acogerse a la condición de régimen especial y si es o no rentable desde el punto de vista económico.

Analizando las diferentes posibilidades de horario de funcionamiento del motor y teniendo en cuenta las diferentes características técnicas y energéticas del mismo, se puede llegar a las siguientes conclusiones.

- a) Este tipo de motor vuelve a presentar el tamaño medio que tenían los de las dos alternativas (pertenece a la serie 3); es un motor de menor tamaño y envergadura que los anteriores, con lo que tendrá una menor potencia eléctrica y potencia térmica aprovechables, pero también consumirá menos combustible y será más barato.

Seguidamente también vamos a ver como por este motivo (siguen siendo motores de tamaño medio) y todo lo que ello conlleva, se puede llegar a la conclusión de que este tipo de motor también podría ser muy

adecuado para nuestra instalación. De hecho a la hora de decidirse entre esta alternativa o la del JMS 320 no está tan claro, pues ambos tipos de motores son muy parecidos; pero en cualquier caso, por las razones que se verán a continuación, se tomará la decisión de coger el JMS 320.

- b) La potencia térmica aprovechable para este tipo de motores es menor si la comparamos con los anteriores, esto hará que siga disminuyendo el porcentaje de energía térmica del proceso que cogeneramos. Ahora dicho porcentaje es del 23,59%, y además en este caso tampoco se puede precalentar el agua del proceso general hasta los 85 °C, sino que sólo podemos llegar hasta 62 °C, debido a que ya no tenemos más energía térmica aprovechable en el circuito de agua de camisas del motor.
- c) Nuevamente, debido al menor porcentaje de cogeneración y a que la energía eléctrica generada es menor, el consumo específico total de energía primaria vuelve a aumentar, o sea, se produce un menor ahorro anual de gasto de energía primaria expresado en *tep PCI/año* (se hace todavía bastante más negativo).
- d) Por otro lado, aunque el porcentaje de energía térmica cogenerada y la energía eléctrica generada sean menores que en los casos anteriores, debido a que este motor presenta un menor consumo de combustible, será más fácil alcanzar el rendimiento eléctrico equivalente mínimo. Pero aún así, ya no se consigue con mucha más facilidad, sino que cuesta un poco.
- e) Nuevamente, como en los dos casos anteriores, con este tipo de motor no hay ningún problema para satisfacer el requisito de autoprodutor (alcanzar el 30% de energía eléctrica autoconsumida) para horarios de funcionamiento normales.
- f) Por último, con este motor el ahorro anual del gasto energético total, las ganancias, y el VAN son menores que con los anteriores, y debido a que la inversión económica se reduce muy poco, se observa como el plazo de recuperación de la inversión (PRI) y la tasa interna de rentabilidad (TIR) han mejorado muy poco con respecto a los casos anteriores.

En definitiva, con este tipo de motor se puede llegar a conclusiones parecidas al JMS 320: es un buen motor y con un tamaño muy adecuado para nuestra instalación, cumple fácilmente con el requisito de autoprodutor, pero debido a que con este motor se cogenera menos, a que el ahorro en energía primaria es menor y a que la inversión económica inicial apenas se reduce mientras que las ganancias sí bajan bastante con lo que los criterios de rentabilidad económica son muy parecidos a los del JMS 320 (incluso un poco peores); se elegirá el JMS 320 en lugar del JMS 316.

De nuevo, los diversos resultados tanto energéticos como económicos de la planta de cogeneración, utilizando esta alternativa de motor y para el horario más interesante de entre todos los analizados mediante la hoja de cálculo,

quedan recogidos en las páginas correspondientes del anexo que se adjunta al final de este estudio de viabilidad.

7.7 ALTERNATIVA GN-G. MOTOR JMS 212 GS-N.L

Esta alternativa consiste en otro motor alternativo de la marca Jenbacher, a gas natural, con una potencia eléctrica de 526 kW, y el resto de características técnicas reflejadas en las hojas correspondientes del anexo.

Como en los casos anteriores, vamos a analizar si este tipo de motor es o no adecuado para los requerimientos energéticos de nuestra planta, si con él se cumplen o no los dos requisitos para poder acogerse a la condición de régimen especial y si es o no rentable desde el punto de vista económico.

Analizando las diferentes posibilidades de horario de funcionamiento del motor y teniendo en cuenta las diferentes características técnicas y energéticas del mismo, se puede llegar a las siguientes conclusiones.

- a) Este tipo de motor presenta un tamaño bien distinto a todos los anteriores (pertenece a la serie 2); es un motor de tamaño y envergadura muy pequeños, con lo que tendrá una potencia eléctrica y térmica aprovechables pequeñas, por otro lado el consumo de combustible será pequeño y será más barato que los anteriores.

Seguidamente vamos a ver como por este motivo (son motores de tamaño muy pequeño) y todo lo que ello conlleva, se podrá llegar a la conclusión de que este tipo de motor no es adecuado para nuestra instalación, ya que con él apenas se podrá llegar a satisfacer los requerimientos energéticos mínimos que demanda nuestra planta de cogeneración.

- b) La potencia térmica aprovechable para este tipo de motores es muy pequeña si la comparamos con los anteriores, esto hará que disminuya mucho el porcentaje de energía térmica del proceso que se cogenera. Ahora dicho porcentaje es del 14,91% (valor demasiado pequeño), y además en este caso no sólo no se puede precalentar el agua del proceso general hasta los 85 °C, sino que sólo podemos llegar hasta 35 °C, lo cual significa que este precalentamiento no existe.
- c) Nuevamente, debido al menor porcentaje de cogeneración y a que la energía eléctrica generada es menor, el consumo específico total de energía primaria vuelve a aumentar, o sea, se produce un menor ahorro anual de gasto de energía primaria expresado en *tep PCI/año* (haciéndose todavía mucho más negativo).
- d) Por otro lado, debido a que ahora el porcentaje de energía térmica cogenerada es muy pequeño y además la energía eléctrica que se genera con este motor también es ínfima, aunque el consumo de combustible

sea pequeño, será muy difícil alcanzar el requisito de rendimiento eléctrico equivalente mínimo con unos horarios de funcionamiento relativamente aceptables.

- e) En este caso, debido a la pequeñísima potencia eléctrica de este motor, no sólo no hay ningún problema para satisfacer el requisito de autoproducción (alcanzar el 30%), sino que este requisito se satisface en mayor grado de lo necesario.
- f) Por último, con este motor el ahorro anual del gasto energético total, las ganancias, y el VAN son muy pequeños en comparación con los anteriores, y debido a que la inversión económica se reduce poco, se observa como el plazo de recuperación de la inversión (PRI) y la tasa interna de rentabilidad (TIR) no sólo no han mejorado sino que incluso empeoran.

En definitiva, con este tipo de motor se puede llegar a las siguientes conclusiones: es un buen motor, pero posee un tamaño y unas características técnicas que lo hacen demasiado pequeño para poder cubrir de una forma más o menos óptima los requerimientos energéticos y económicos de nuestra planta.

De nuevo, los diversos resultados tanto energéticos como económicos de la planta de cogeneración, utilizando esta alternativa de motor y para el horario más interesante de entre todos los analizados mediante la hoja de cálculo, quedan recogidos en las páginas correspondientes del anexo que se adjunta al final de este estudio de viabilidad.

7.8 ELECCIÓN DEL TIPO DE MOTOR MÁS ADECUADO

Una vez analizadas con profundidad las diferentes alternativas de motores alternativos para nuestra planta de cogeneración, se llega a la conclusión de que el tipo de motor más adecuado para satisfacer de una forma óptima los requerimientos energéticos y económicos de dicha planta es: **un único motor JMS 320 GS-N.L, a gas natural, con potencia eléctrica de 1.048 kW, de la marca Jenbacher.**

El resto de sus características técnicas aparecen reflejadas tanto en el anexo correspondiente como en la memoria descriptiva del proyecto de instalación eléctrica.

7.9 ALTERNATIVA SIN TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES

En este apartado vamos a analizar qué es lo que ocurriría si no realizamos en nuestra planta de cogeneración el tratamiento de las aguas residuales. Para ello vamos a comparar las diferencias que habría entre la planta funcionando con el motor ya elegido (el JMS 320), con su horario de funcionamiento óptimo y

realizando el tratamiento de los residuos, con la planta bajo las mismas condiciones pero sin realizar dicho tratamiento.

Comparando ambos resultados utilizando las hojas correspondientes del anexo, hojas obtenidas una vez más a partir de la hoja de cálculo, se llega a las siguientes conclusiones al no realizar el tratamiento de las aguas residuales.

- a) Todos los parámetros que tengan que ver con conceptos eléctricos se mantienen en los mismos valores, ya que no estamos cambiando ni el tipo de motor, ni su horario de funcionamiento. Por tanto el porcentaje de energía eléctrica autoconsumida sigue siendo del 31,08%.
- b) Por los motivos anteriores, se puede observar que tampoco varía la cantidad de combustible consumida por el motor.
- c) Al no necesitar potencia térmica para el evaporador ($V_{\text{EvapTot}} = 0$ al no realizarse el tratamiento de los vertidos), disminuye la potencia térmica necesaria para el proceso total V_{ProdTot} (ya sólo necesito aportar potencia térmica para cubrir el proceso inicial de producción de la aceituna V_{Prod}). Debido principalmente a este motivo, y a los dos anteriores, se explica que ocurra lo siguiente:
 - El rendimiento eléctrico equivalente disminuye; hasta el punto de que para el mismo horario de funcionamiento no cumple con el mínimo exigido por la legislación, con lo cual habría que modificar dicho horario o emplear un motor de menor envergadura.
 - Aumenta el porcentaje de energía térmica cogenerada. En realidad este aumento no se produce porque se esté realizando la cogeneración de una manera más eficiente (la eficiencia es la misma, ya que estamos usando el mismo motor, y con el mismo horario), sino porque como ya se ha indicado anteriormente la V_{EvapTot} es igual a cero.
 - Disminuye el consumo específico total de energía primaria, o sea, se produce un gran ahorro anual de gasto de energía primaria expresado en *tep PCI/año*. Esto era de esperar al no realizarse el tratamiento de los vertidos, ya que en una planta de cogeneración toda la energía (tanto la térmica como la eléctrica) se genera y se aprovecha de una forma más eficiente. Con cualquier motor que se pusiera, si no se hace el tratamiento de las aguas residuales, siempre saldrá positivo el *tep*, pues con la cogeneración siempre se mejora la eficiencia energética de todos los procesos de la planta.
- d) Aunque la inversión económica inicial disminuye al no tener que comprar ni el evaporador ni uno de los precalentadores, como seguimos teniendo la penalización económica por culpa de los vertidos de residuos, entonces los criterios económicos de la planta (Ganancias, VAN, PRI, TIR) empeoran sobremanera.

- e) Al no tratarse los vertidos, la mejora de la situación medioambiental de la zona no se producirá, o sea, no se reducirá el impacto ambiental generado por la empresa.

7.10 ALTERNATIVA SIN MOTOR Y CON TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES

La posibilidad de realizar únicamente un tratamiento de aguas residuales utilizando nada más que el evaporador a vacío y sin instalar ningún tipo de motor de cogeneración, no sólo es posible y simple, sino que además se podría ver fácilmente que también presenta unas grandes ventajas económicas.

Haciendo un análisis superficial de esta alternativa, y observando las hojas correspondientes del anexo, se puede llegar a las siguientes conclusiones.

- a) Al no haber motor alternativo, ya no podremos hablar ni de cogeneración, ni de rendimiento eléctrico equivalente, ni de autoprodutores, ni de régimen especial, etc; ya que todos estos conceptos no tienen cabida en esta nueva situación.
- b) Ahora la mayoría de los parámetros analizados en las otras alternativas ya no tienen ningún interés de estudio, salvo dos de ellos: el consumo de combustible en las calderas y los criterios económicos.
- c) El consumo de combustible en las calderas aumenta, lógicamente ésta es la única forma de cubrir el aporte energético que necesita el evaporador. Este es el motivo por el que aumenta el consumo específico total de energía primaria, o sea, se produce un déficit anual de gasto de energía primaria expresado en *tep PCI/año* (se hace muy negativo).
- d) Los criterios económicos de la planta (Ganancias, VAN, PRI, TIR) mejoran bastante, ya que aunque el consumo de combustible en las calderas ha aumentado, por otro lado la inversión económica inicial disminuye muchísimo (al no tener que comprar ni el motor, ni los precalentadores, ni la caldera de recuperación) y además se ha reducido el pago monetario en concepto de penalización económica por vertido de residuos.
- e) Además, por último, la situación medioambiental de la zona mejorará.

Pero en cualquier caso, al ser ésta una alternativa sin mucho interés y muy básica a la hora de realizar un proyecto académico, la obviaremos en nuestro estudio; aunque esto no quita que pueda tener un enorme interés en la práctica y además pudiera llevarse a cabo con buenas garantías en la realidad.

8 CONCLUSIONES GENERALES

Una vez hecho un profundísimo estudio de cómo será nuestra futura planta de cogeneración, así como de las diferentes alternativas posibles a la hora de plantear dicha cogeneración, vamos a realizar en este apartado una recopilación de las conclusiones más importantes a las que hemos llegado a través de este estudio de viabilidad.

- La alternativa de cogeneración más viable para nuestra planta es instalar un único motor alternativo de tamaño medio basado en la tecnología de gas natural, en concreto el JMS 320. El análisis de los diversos motivos para decidirse por este tipo de motor frente a otros están recogidos en los diferentes apartados del capítulo anterior.
- El tratamiento de las aguas residuales generadas en nuestro proceso productivo es aconsejable tanto desde el punto de vista energético y ambiental, como desde el punto de vista económico. Las conclusiones que se obtienen al no realizar dicho tratamiento se pueden ver con más detalle en el *apartado 7.9*; y las que se obtienen al realizar únicamente este tratamiento, en el *apartado 7.10*.
- A la hora de analizar cuál es la mejor alternativa de cogeneración, así como qué valores deben tomar los diversos parámetros para obtener los resultados más óptimos para nuestra planta, hay que tener en cuenta que existen una gran variedad de factores cruzados que afectan al resultado final. De una forma genérica se puede concluir lo que reseñamos a continuación.
- El rendimiento eléctrico equivalente de la planta aumentará cuando ocurra, conjuntamente o por separado, lo siguiente:
 - Aumente la energía eléctrica generada por el motor (aumente E_{Mot}).
 - Disminuya el consumo de combustible, ya sea el de las calderas o el del motor (disminuya Q_{fMot} o Q_{fCald}).
 - Aumente la cantidad de calor útil demandado por la planta (aumente $V_{ProdTot}$).
- El porcentaje de energía eléctrica autoconsumida en la planta aumentará cuando: disminuya la cantidad de energía eléctrica autogenerada por el motor o cuando aumente la cantidad de energía eléctrica autoconsumida en la planta, esta última posibilidad no la hemos contemplado en nuestro estudio.
- A medida que elegimos un motor de menor tamaño, entonces en líneas generales se puede concluir lo siguiente:

- Disminuirá el porcentaje de energía térmica cogenerada, debido a que a motores más pequeños la cantidad de energía térmica aprovechable en los circuitos de agua de camisas y de gases de escape será menor.
 - Disminuirá el ahorro anual en concepto de gasto de energía primaria, debido a la menor potencia eléctrica del motor y a la menor cantidad de energía térmica recuperable.
 - Será más fácil de alcanzar el rendimiento eléctrico equivalente mínimo, porque aunque el porcentaje de energía térmica cogenerada y la energía eléctrica generada sean menores, el motor presenta un menor consumo de combustible.
 - Será más fácil de satisfacer el requisito de autoproducción (alcanzar el 30% de energía eléctrica autoconsumida) para horarios de funcionamiento normales, debido a que disminuye la potencia eléctrica del motor.
 - Aunque las ganancias económicas disminuyan, principalmente por vender menos cantidad de energía eléctrica, debido a que por otro lado se reduce la inversión económica inicial, entonces el PRI y el TIR mejorarán.
- El horario de funcionamiento del motor también es importante, jugando con él puedo mejorar o empeorar los parámetros eléctricos, térmicos y económicos que me interesen. A medida que se reduce dicho horario, se puede deducir que en líneas generales ocurre lo siguiente:
 - Mejora el rendimiento eléctrico equivalente de la planta, debido fundamentalmente a que se está disminuyendo el consumo de combustible del motor.
 - Nos acercaremos más al requisito del 30% de autoproducción, debido a que se estará generando menor cantidad de energía eléctrica.
 - Se reducirá el ahorro anual en concepto de gasto de energía primaria, debido a que se está generando menos energía eléctrica.
 - Empeorarán todos los criterios económicos, debido a la menor venta de energía eléctrica.
 - Indicar, por último, que no es aconsejable que el motor funcione bajo un horario ininterrumpido durante las 24 horas del día por los motivos siguientes: serán más difíciles de cumplir los requisitos mínimos para poder acogernos al régimen especial, no es aconsejable pues se acorta la duración de la vida útil del motor y

además no tiene mucho sentido desde el punto de vista del horario del proceso de producción.

- Si se disminuyera el precalentamiento de cualquiera de las tres corrientes (salmuera, aguas residuales o agua del proceso), se estaría cogenerando menos energía térmica con lo que la eficiencia energética de la planta disminuiría y por tanto empeoraría el rendimiento eléctrico equivalente de la misma.
- Por otro lado, también se puede señalar que en líneas generales, con el empleo de los sistemas de cogeneración, no se reduce el uso de energía total en los centros de consumo, sino que, al contrario, se aumenta. La reducción de consumos viene dado a nivel global, pues sí se produce una reducción en el consumo de energía primaria al aumentar con la cogeneración el rendimiento global de producción conjunta de energía eléctrica y térmica. Este ahorro en el consumo de energía primaria, supondrá también una importante reducción de los niveles de emisiones contaminantes. En definitiva, con la cogeneración siempre se mejora la eficiencia energética de todos los procesos de la planta.

En definitiva, con la nueva planta de cogeneración, se produce una importante mejora energética, tecnológica y económica de una empresa dedicada al procesado de la aceituna de mesa sevillana, así como una notable mejoría de la situación medioambiental de la zona.

9 BIBLIOGRAFÍA

Para la realización del presente Estudio de Viabilidad se han consultado las fuentes bibliográficas reseñadas a continuación y se ha tenido presente la siguiente normativa.

9.1 FUENTES BIBLIOGRÁFICAS CONSULTADAS

- Operaciones Básicas de Ingeniería Química
Warren L. McCabe / Julian C. Smith
Editorial Reverté S.A.
- Auditoría Energética realizada por la Empresa SODEAN (Sociedad para el Desarrollo Energético de Andalucía). 1.996.
- Artículos diversos de Internet.
- Catálogos diversos de motores alternativos.

9.2 NORMATIVA APLICABLE

Leyes Sobre la Conservación de la Energía y la Autogeneración

- Ley 82/1980, de 30 de diciembre, BOE nº 23 de 27/1/81. Conservación de la Energía.
- Real Decreto 2566/1994, de 9 de diciembre de 1994, BOE nº 313 de 31/12/94. Producción de Energía Eléctrica por Instalaciones Hidráulicas, de Cogeneración y Otras Abastecidas por Recursos o Fuentes de Energía Renovables. (Queda derogado por el Real Decreto 2818/1998).
- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre de 1998, BOE nº 312 de 30/12/98. Producción de Energía Eléctrica por Instalaciones Abastecidas por Recursos o Fuentes de Energía Renovables, Residuos o Cogeneración.

Tarifas Eléctricas

- Orden del MIE, de 7 de enero de 1991, BOE nº 7 de 8/1/91. Electricidad. Tarifas.
- Ley número 66/1997, de 30 de diciembre de 1997, BOE nº 313 de 31/12/97. Jefatura del Estado. Política Económica. Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.

- Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre de 2000, BOE nº 313 de 30/12/00. Tarifa Eléctrica para el Año 2001.

Leyes del Sector Eléctrico

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre. Del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre. Organización y Regulación del Procedimiento de Liquidación de los Costes de Transporte, Distribución y Comercialización a Tarifa, de los Costes Permanentes del Sistema y de los Costes de Diversificación y Seguridad de Abastecimiento.
- Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre. Organización y Regulación de Mercado De Producción de Energía Eléctrica.
- Real Decreto-Ley 6/1999, de 16 de abril. Medidas Urgentes de Liberalización e Incremento de la Competencia.
- Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio. Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.

Precios de Combustibles

- Resolución de 25 de septiembre de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se Hacen Públicos los Nuevos Precios Máximos de Venta de Gas Natural para Usos Industriales.