



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES

Máster en Ingeniería Industrial

# **MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES**

**UNIVERSIDAD DE VALLADOLID**

**TRABAJO FIN DE MÁSTER**

## **CICLO DE TRIGENERACIÓN PARA USO HOSPITALARIO**

Autor: D. David Rubio Guerra

Tutor: Dña. Susana Lucas Yagüe

Valladolid, 06, 2019



**Universidad de Valladolid**



**ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES**



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES

Máster en Ingeniería Industrial

# **MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES**

**UNIVERSIDAD DE VALLADOLID**

**TRABAJO FIN DE MÁSTER**

## **CICLO DE TRIGENERACIÓN PARA USO HOSPITALARIO**

Autor: D. David Rubio Guerra

Tutor: Dña. Susana Lucas Yagüe

Valladolid, 06, 2019



**Universidad de Valladolid**



**ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES**



## Resumen:

El trabajo aborda el diseño de una instalación de trigeneración basada en una turbina de gas para su aplicación a nivel hospitalario. Se ha seleccionado como base de cálculo un hospital de tamaño grande (2000 camas) con una demanda eléctrica anual 37,5 MW y energética de calefacción de 29,7 MW, de refrigeración de 10,6 MW y de ACS de 5,7 MW.

La parte central del trabajo se basa en el diseño del sistema de trigeneración con la realización de los pertinentes balances de materia y energía. Se han seleccionado los equipos comerciales adecuados para cubrir la demanda eléctrica y térmica del hospital. Los equipos principales son una turbina de gas Mercury 50, una caldera de vapor de recuperación SINICAL RP, un acumulador de vapor SAM 20, un acumulador de ACS Lapesa MVV 6000 RB y una máquina de absorción TRANE modelo SD 50B CX. El estudio se completa con una evaluación técnica y económica de la instalación propuesta.

La instalación presenta un Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE) del 61% por lo que se considera como una instalación de alta eficiencia. El estudio económico revela que la inversión inicial de la instalación asciende a 6,2 M€ con un VAN de 3,1 M€ y un TIR de 17,9% para un período de 10 años, recuperándose la inversión a partir del quinto año. En base a los datos técnicos y económicos obtenidos, la viabilidad del proyecto está garantizada.

## Abstract:

The main goal of the present research Project is the design of a Trigeneration installation based on the use of a gas turbine for its application at hospital. A large-size hospital (2000 beds) has been selected and used as the basis for all the calculations. The following data have been considered: annual electricity demand 37,5 MW, annual heating demand 29,7 MW, annual cooling demand 10,6 MW and annual demand of sanitary hot water 5,7 MW.

The core of the present Project is the design of the Trigeneration installation as per the corresponding mass and energy balances. Multiple equipment which fulfill the annual electricity and heating demand of the hospital have been considered. The main equipment are the following ones: Solar Turbines' Mercury 50 gas turbine, SINICAL RP recovery steam boiler, SAM 20 steam accumulator, Lapesa MVV 6000 RB sanitary hot water accumulator and TRANE SD 50B CX double effect absorption chiller.

The study is finalized with a technical and economic evaluation of the proposed installation / Project. The present installation has a 61%-Equivalent Electrical Performance (REE as per Spanish). Because of that, it is a considered a high efficiency installation.

The initial investment of the installation is 6,2 M€. The outcomes of the study of the economic and financial viability of this investment are the following ones: 3,1 M€ - VAN, 17,9%-TIR for a 10-year return period and 5.21 years pay-back period. Therefore, the cost of the investment is recovered after the 5th year. Based on the above mentioned financial data, the economic and financial viability of the Project is guaranteed.



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES

Ciclo de trigeneración para uso hospitalario



## Índice

<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	1
1.1. El consumo energético en España .....	1
1.2. Estado actual de la cogeneración .....	1
1.2.1. La cogeneración a nivel mundial .....	1
1.2.2. La cogeneración en Europa .....	2
1.2.3. La cogeneración en España .....	3
1.3. Impacto ambiental.....	5
1.4. Objetivos.....	6
1.4.1. Objetivo principal .....	6
1.4.2. Objetivos secundarios .....	6
<b>2. COGENERACIÓN</b> .....	7
2.1. ¿Qué es la cogeneración?.....	7
2.1.1. Fundamento teórico.....	7
2.1.2. Elementos de un sistema de cogeneración .....	8
2.2. Parámetros de la cogeneración.....	9
2.2.1. Parámetros de cálculo.....	9
2.2.2. Parámetros de caracterización.....	9
2.3. Ventajas e inconvenientes de la cogeneración .....	10
2.3.1. Ventajas.....	10
2.3.2. Inconvenientes .....	10
2.4. Aplicaciones.....	11
2.5. Futuro de la cogeneración.....	12



<b>3. SISTEMAS DE COGENERACIÓN</b> .....	13
3.1. Motor térmico empleado .....	13
3.1.1. Turbina de vapor .....	13
3.1.2. Turbina de gas .....	14
3.1.3. Ciclo combinado TG-TV .....	15
3.1.4. Motor de combustión interna alternativo (MCIA) .....	17
3.1.5. Tabla comparativa .....	18
3.2. Potencia eléctrica .....	19
3.3. Tipo de sistema .....	19
3.3.1. Sistema aislado .....	20
3.3.2. Sistema integrado .....	20
3.4. Combustible empleado .....	20
3.5. Caldera de recuperación .....	21
<b>4. TRIGENERACIÓN</b> .....	23
4.1. ¿Qué es la trigeneración? .....	23
4.2. Máquina de absorción de LiBr/H <sub>2</sub> O [25] [26] .....	23
4.2.1. Introducción .....	23
4.2.2. Máquina de absorción de simple efecto .....	23
4.2.3. Máquina de absorción de doble efecto. ....	25
<b>5. CICLO DE TRIGENERACIÓN DISEÑADO</b> .....	27
5.1. Introducción .....	27
5.2. Datos del hospital .....	27
5.2.1. Ubicación e infraestructura .....	27
5.2.2. Demanda energética .....	27





5.2.3.	Demanda de vapor saturado para esterilización .....	29
5.2.4.	Flujo másico de calefacción.....	29
5.3.	Descripción del ciclo de trigeneración .....	30
5.3.1.	Diseño del ciclo.....	30
5.3.2.	Elementos del ciclo de trigeneración .....	32
<b>6.</b>	<b>VIABILIDAD DEL PROYECTO.....</b>	<b>37</b>
6.1.	Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE).....	37
6.2.	Estudio económico definición de parámetros .....	38
6.2.1.	Valor Actual Neto (VAN).....	39
6.2.2.	Tasa Interna de Rentabilidad (TIR).....	40
6.2.3.	Cálculo del plazo de recuperación (PAY-BACK).....	40
6.3.	Cálculos de los parámetros de análisis económico .....	40
6.3.1.	Demanda antes de trigeneración vs después de trigeneración.....	40
6.3.2.	Flujos de caja .....	43
6.3.3.	Cálculo del plazo de recuperación (PAY-BACK).....	43
6.3.4.	Tasa Interna de Rentabilidad (TIR).....	44
6.3.5.	Relación entre el TIR y el VAN .....	44
<b>7.</b>	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>47</b>
<b>8.</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>49</b>
<b>9.</b>	<b>ANEXOS .....</b>	<b>53</b>
9.1.	Interpolación lineal para obtener la demanda energética del hospital.....	53
9.2.	Interpolación para obtener la demanda del hospital antes de instalar trigeneración .....	59
9.3.	Documentación de los elementos del ciclo de trigeneración .....	61



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES

Ciclo de trigeneración para uso hospitalario

## 1. INTRODUCCIÓN

Antes de abordar el estudio de la cogeneración, es importante conocer cuál es el estado del consumo energético en España, para así poder ser conscientes de la importancia de la cogeneración. Una vez definido esto, hay que realizar un estudio de la evolución de la cogeneración en España, para ver el incremento de su influencia. Para concluir, una vez definidos estos dos apartados para poder ubicarse en el espacio físico y temporal, ya se podrán definir los objetivos de este trabajo.

### 1.1. El consumo energético en España

En la Figura 1 (página 160 de [1]) se muestra la evolución del consumo de energía primaria en España desglosado en las diversas fuentes de energía.

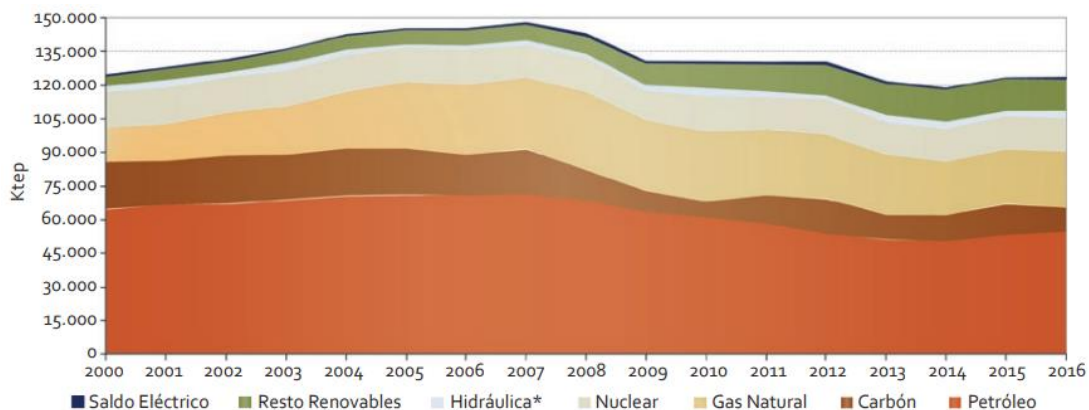


Figura 1. Evolución del consumo de energía primaria en España.

Como se puede observar, en 2007 se produjo un descenso del consumo de energía primaria en España, debido a la caída de la demanda de los productos petrolíferos y el carbón. En 2015 se produce un incremento del consumo de carbón debido a la mala climatología, y en 2016 se estabiliza el consumo de energía primaria. En el 2016 todas las fuentes de energía sufrieron un incremento de su demanda (el consumo de gas natural se incrementó un 2%) a excepción del carbón, cuyo consumo se redujo en el 2016 en un 23.7%. Este dato es muy positivo, dado que como se analizará en un apartado posterior, el estado español tiene como objetivo reducir al máximo las emisiones de CO<sub>2</sub>, y en esto toma un papel muy importante la cogeneración.

### 1.2. Estado actual de la cogeneración

#### 1.2.1. La cogeneración a nivel mundial

A nivel mundial, la cogeneración es utilizada en un 8% de la generación total de electricidad [2], proporcionando un total de 325000 MW.

En la Figura 2 [3] se puede ver el porcentaje de la electricidad generada en cada país mediante cogeneración. Como se puede observar, Rusia es el país que más aporte de energía tiene mediante cogeneración con un 31% del total de la electricidad generada en el país.

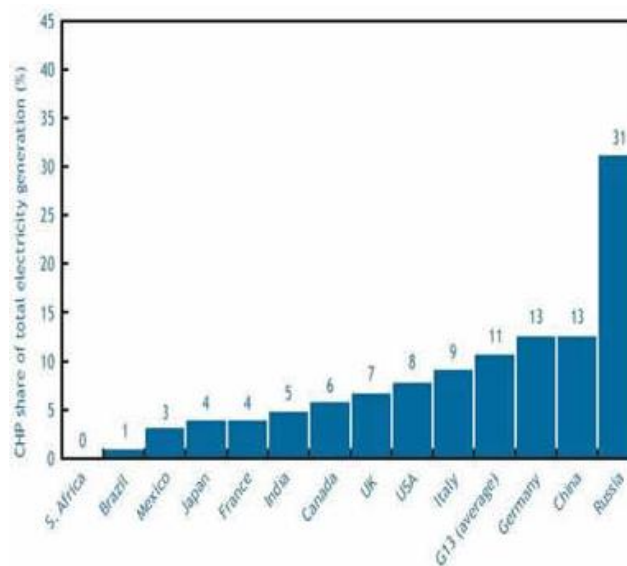


Figura 2. Generación de electricidad mediante cogeneración.

### 1.2.2. La cogeneración en Europa

Una vez analizado el estado de la cogeneración a nivel mundial, es importante conocer su estado a nivel europeo para ver la situación de España.

En la Figura 3 (página 2 de [4]) se puede ver el estado de la cogeneración en Europa en el año 2017:

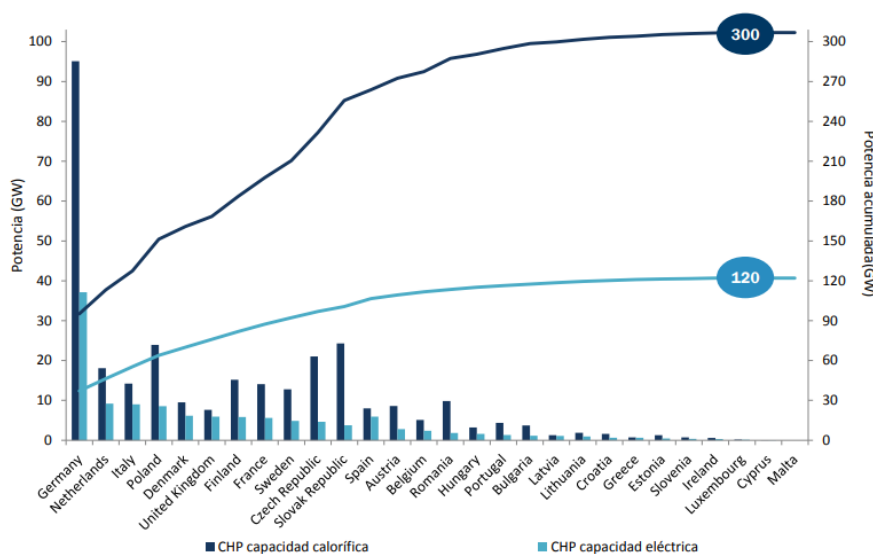


Figura 3. Estado de la cogeneración en Europa.

Como se puede ver en el gráfico, Alemania es el país con mayor potencia instalada de cogeneración (37,1 GW de potencia eléctrica y 95 GW de potencia calorífica). España está en torno a los 10 GW de potencia eléctrica y calorífica, un valor muy alejado de Alemania.

A partir de estos datos, se puede deducir que es importante potenciar esta fuente de energía en España, dado que está muy lejos de los países referentes a nivel europeo, y es un parámetro clave para alcanzar el objetivo europeo de la eficiencia energética.

### 1.2.3. La cogeneración en España

#### 1.2.3.1. Importancia de la cogeneración

Algunos datos relevantes a la hora de ver la importancia de la cogeneración son los siguientes [5] (datos referidos al 2016):

- Una potencia instalada de 5997 MWe.
- La cogeneración aporta el 11% de la electricidad de España y utiliza el 25% del gas natural que consume España.
- Factura en torno a 2000 millones de € anuales en la venta de su producción de electricidad.
- Ahorró un 1.5% del consumo de energía primaria en España.
- Reduce entre 3 y 7 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> anuales.

Un dato muy relevante es el que aportó el periódico de la energía [6] en el que el secretario del estado alemán, Rainer Baake, afirmó que la cogeneración era un pilar energético clave, y en 2020 quería incrementar la producción de electricidad de plantas de cogeneración hasta los 110 TWh. Este dato certifica la importancia de la cogeneración y que es una apuesta de futuro para una obtención de la energía más eficiente y limpia.

#### 1.2.3.2. Evolución temporal

En la Figura 4 (página 19 de [7]) se muestra una distribución geográfica de las instalaciones de cogeneración en España en el 2016, en la que se puede ver la potencia instalada en cada región:

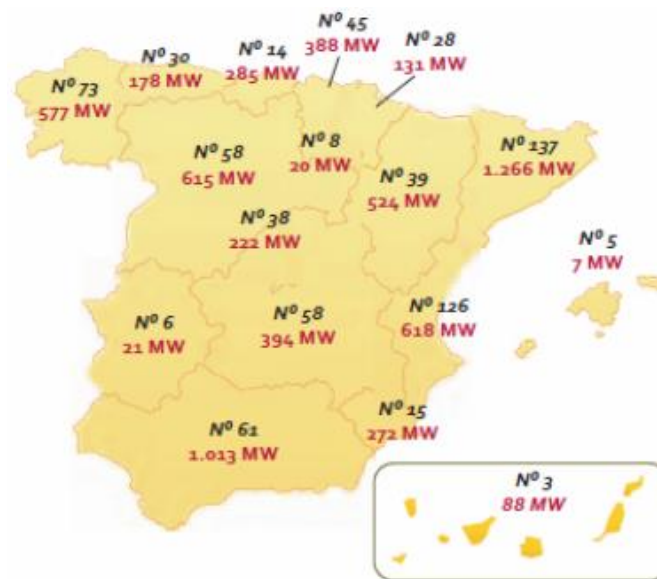


Figura 4. Distribución de la cogeneración en España.

Como se puede observar, Cataluña es la comunidad autónoma con la mayor potencia de cogeneración instalada (1266 MW), seguida de Andalucía y Comunidad Valenciana.

En la Figura 5 [8] se puede ver como entre los años 1990 y 2012 hubo un gran desarrollo de la cogeneración en España, pero a partir del 2012 se frenó dicho desarrollo sin incrementar la potencia instalada. Esto fue debido a la reforma energética de 2013-2014 (RD-ley 9/2013, Ley

24/2013, RD 413/2014, Orden IET 1045/2014), la cual tuvo un fuerte impacto en el sector de la cogeneración por la disminución de las subvenciones.

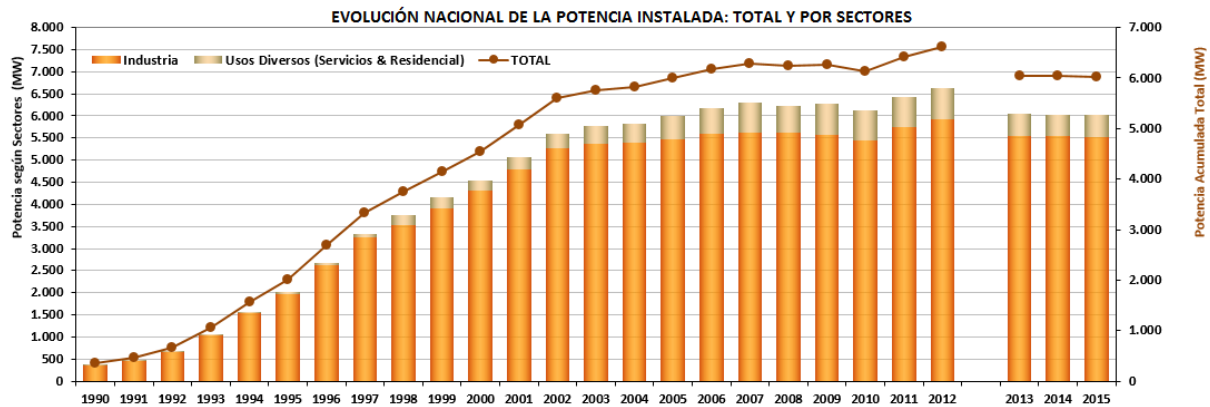


Figura 5. Evolución de la potencia instalada en España.

En la Figura 6 [8] se puede ver el rango de potencias de cogeneración instaladas en España en el 2015, donde el rango de potencia instalada que mayor contribución tiene en España es el comprendido entre 10-25 MW.

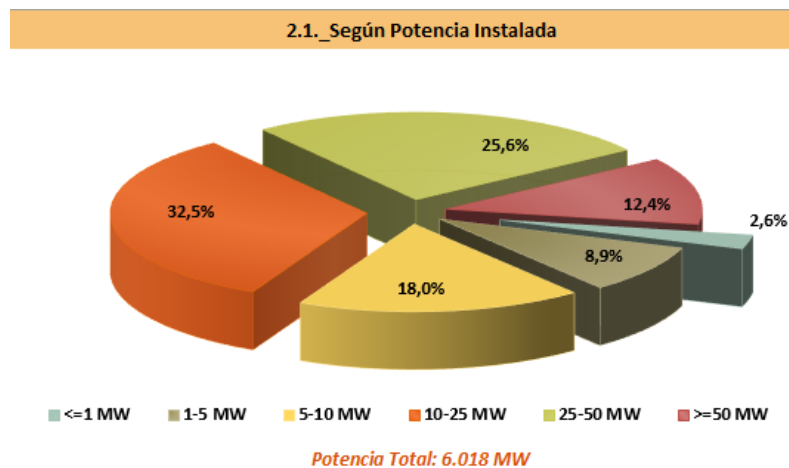


Figura 6. Rango de potencias instaladas.

En la Tabla 1 [9] se puede ver la evolución de la potencia instalada en la península para las diferentes fuentes de obtención de energía. En ella se puede ver que el ciclo combinado de cogeneración tiene la mayor potencia instalada, y que el resto de los sistemas de cogeneración ocuparían el quinto puesto.

	2014	2015	2016	2017	2018
Hidráulica	17	17	17	17	17
Turbinación bombeo	2.5	3.3	3.3	3.3	3.3
Nuclear	7.6	7.6	7.6	7.1	7.1
Carbón	10.5	10.5	9.5	9.5	9.6
Fuel + Gas	0.5	0	0	0	0
Ciclo combinado	24.9	24.9	24.9	24.9	24.6
Eólica	22.9	22.9	22.9	22.9	23.1
Solar fotovoltaica	4.4	4.4	4.4	4.4	4.5
Solar térmica	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
Otras renovables	1	0.9	0.9	0.9	0.9
Cogeneración	7	6.2	6	5.8	5.7
Residuos no renovables	0	0.5	0.5	0.5	0.5
Residuos renovables	0	0.1	0.1	0.1	0.1

Tabla 1. Evolución de la potencia instalada.

En la Tabla 1 también se puede ver que tanto el ciclo combinado como la cogeneración no han incrementado su potencia instalada desde el 2014. Esto es debido a la disminución de las subvenciones a este sector (como se comentó anteriormente).

### 1.3. Impacto ambiental

En el 2016, España redujo las emisiones de efecto invernadero en un 3.1%. Esto se debió a que tras una mejora climatológica (más cantidad de lluvia y viento) se pudo obtener mayor energía de las fuentes renovables y se redujo el consumo de carbón, que es la fuente que más dióxido de carbono emite a la atmósfera.

En la Figura 7 [10] se puede ver que se finalizó el 2017 alcanzando nuevamente las emisiones de CO<sub>2</sub> del 2016 (expresado en millones de toneladas de CO<sub>2</sub>). Hay que disminuir estas emisiones de CO<sub>2</sub> para preservar el medioambiente y cumplir con el Protocolo de Kioto, y en este punto es donde cobran gran importancia los sistemas de obtención de energía mediante la cogeneración.

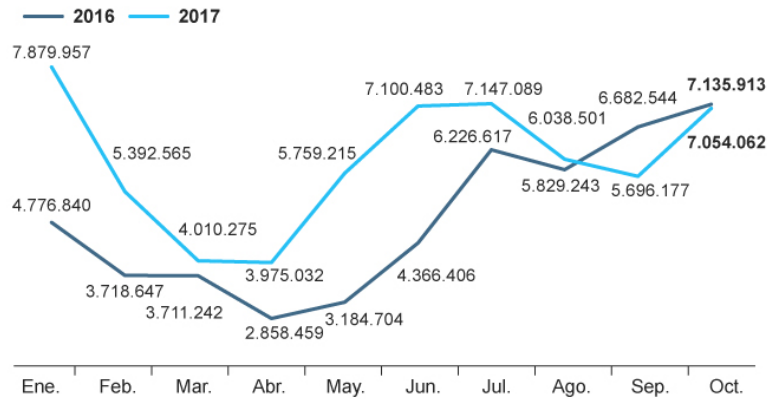


Figura 7. Emisiones de CO<sub>2</sub> para generar electricidad.

En la Figura 8 [11] se muestran los límites de contaminación (por m<sup>3</sup> de nitrógeno) que van a tener que cumplir todos los sistemas de cogeneración a partir del 2020. En esta tabla:

- TOC → Total de carbono orgánico.
- Flyash → Cenizas volátiles.

	Fuel feeding system	Nominal fuel input [kW]	CO [mg.m <sup>-3</sup> .N] <sup>a</sup>	TOC [mg.m <sup>-3</sup> .N] <sup>a</sup>	Flyash [mg.m <sup>-3</sup> .N] <sup>a,b</sup>
Limits till 2018	manual	<= 65	5000	150	150/125
		65–187	2500	100	150/125
		187–300	1200	100	150/125
	automatic	<= 65	3000	100	150/125
		65–187	2500	80	150/125
		187–300	1200	80	150/125
Limits after 2018	manual	<300	1200	50	75
	automatic	<300	1200	30	60
Limits after 2020	manual	–	700	60	40
	automatic	–	500	40	40

<sup>a</sup> For oxygen excess 10%.

<sup>b</sup> First value for biomass, second for fossil fuel.

Figura 8. Límite de emisiones para cogeneración.

Como se puede observar en la Figura 8, a partir del 2020 las emisiones de monóxido de carbono tendrán que reducirse a 1/7 de las emisiones límites hasta 2018. Esta normativa es muy restrictiva, y para cumplir unos requisitos tan exigentes habrá que optimizar mucho la generación de energía a partir de la energía primaria → COGENERACIÓN.

## 1.4. Objetivos

### 1.4.1. Objetivo principal

- Realizar una propuesta viable de un sistema de trigeneración adecuado para su uso a nivel hospitalario.

### 1.4.2. Objetivos secundarios

- Determinar la demanda energética de un hospital en función de su tamaño y el número de camas.
- Seleccionar el motor térmico del sistema de trigeneración más adecuado en función de la demanda energética de la aplicación.
- Determinar un ciclo de trigeneración viable, capaz de satisfacer por completo las demandas eléctricas y térmicas del hospital, exportando si es posible el excedente de electricidad a la red pública.
- Realizar un estudio de viabilidad económica del sistema de trigeneración dimensionado.



## 2. COGENERACIÓN

Una vez analizada la importancia de la cogeneración y determinados los objetivos del trabajo, es el momento de definir qué es la cogeneración, comprendiendo los parámetros y elementos que la caracterizan, y ver las tendencias futuras que va a seguir el desarrollo de este sistema de obtención de energía.

### 2.1. ¿Qué es la cogeneración?

#### 2.1.1. Fundamento teórico

La cogeneración o CHP (combined heat and power) es una técnica de gran eficacia que permite producir simultáneamente energía mecánica (electricidad) y energía térmica útil a partir de energía primaria.

El tamaño de una planta de cogeneración está determinado por la demanda de calor del proceso. Esto es debido a que la planta de cogeneración debe utilizar todo el calor disponible en el proceso, dado que este calor no se puede transportar a distancia a diferencia de la electricidad, y por tanto disminuye la eficiencia del proceso.

La Figura 9 (página 4 de [12]) muestra una comparación entre la producción de calor y electricidad mediante cogeneración y la forma tradicional. Como se puede observar, en el esquema tradicional la energía térmica se produce en la propia empresa, mientras que la energía eléctrica hay que obtenerla de la red pública. En una instalación de cogeneración, la energía térmica y eléctrica se producen en la propia industria, teniendo la posibilidad de obtener energía eléctrica de la red pública si hiciera falta, o de venderla si hubiera un excedente.

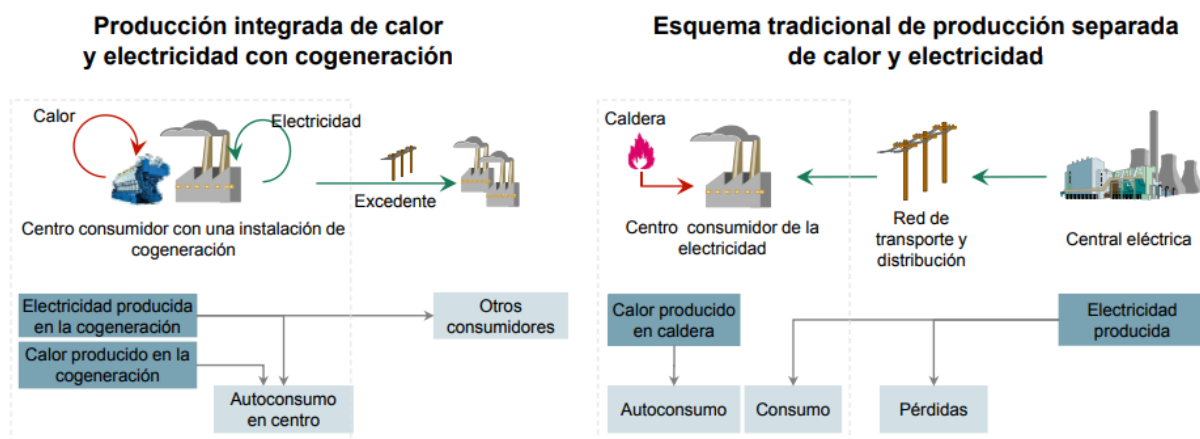


Figura 9. Esquema de obtención de electricidad y calor.

En [13] se puede ver un vídeo en el que se explica el funcionamiento de un sistema de cogeneración.

En la Figura 10 (página 5 de [7]) se muestra una comparativa de las pérdidas de una instalación de cogeneración frente a una convencional para obtener la misma cantidad de energía útil:

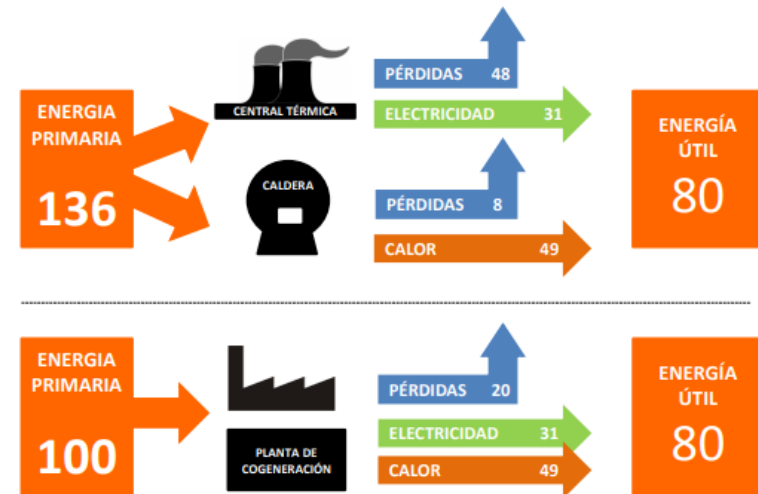


Figura 10. Cogeneración frente a instalación convencional.

Con este sistema, el usuario sigue abasteciéndose de la misma cantidad de energía eléctrica y térmica que demandaba con el sistema tradicional, pero consigue una mayor eficiencia, lo que implica un gran ahorro económico y energético.

La energía eléctrica sobrante de la producción que no necesita la planta puede ser vendida a la red pública. Lo mismo ocurre en el caso del vapor, dado que podría ser aprovechada por un sistema de District Heating (calefacción urbana).

El esquema del sistema de cogeneración dependerá del tipo de motor térmico que se emplee. Este esquema se definirá más adelante en el apartado 3 de este trabajo.

El objetivo principal de una planta de cogeneración es aprovechar el calor que se desprende en el motor térmico o en la turbina de gas, para así suplir demandas térmicas en las inmediaciones de la instalación. Debido a esto, la recuperación de calor es una parte esencial de un proyecto de cogeneración, ya sea mediante una caldera, un intercambiador de calor...

### 2.1.2. Elementos de un sistema de cogeneración

Los elementos comunes a toda instalación de cogeneración son:

- Fuente de energía primaria → Depende del motor térmico empleado. Suele ser gas natural o gasoil.
- Motor térmico → Transforma la energía térmica en mecánica. Puede ser turbina de vapor (TV), turbina de gas (TG), motor de combustión interna alternativo (MCIA)...
- Aprovechamiento de la energía mecánica → Suele estar formado por un alternador y un transformador, pero pueden ser también bombas o compresores que aprovechen la energía mecánica directamente.
- Aprovechamiento del calor → Mediante calderas de recuperación o intercambiadores de calor.
- Sistemas de refrigeración → Para evacuar la energía térmica producida que no es aprovechada.
- Control automatizado de la instalación.

## 2.2. Parámetros de la cogeneración

### 2.2.1. Parámetros de cálculo

En todo sistema de cogeneración hay que determinar una serie de parámetros que le definen (Figura 11) [14]:

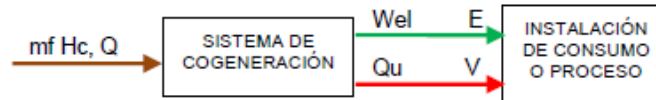


Figura 11. Parámetros de un sistema de cogeneración.

Estos parámetros son:

- $m_f \cdot H_c \rightarrow$  Es el consumo de energía primaria en relación con el PCI del combustible empleado (W).
- $W_{el} \rightarrow$  Es la energía eléctrica generada por el sistema de cogeneración (W).
- $Q_u \rightarrow$  Es la demanda térmica anual de la instalación (W).

### 2.2.2. Parámetros de caracterización

Los parámetros que caracterizan un sistema de cogeneración, y que sirven para comparar entre las distintas opciones a la hora de elegir un sistema de cogeneración son:

- Rendimiento de la instalación ( $\eta_{inst}$ )

$$\eta_{inst} = \frac{W_{el} + Q_u}{m_f \cdot H_c}$$

- Rendimiento eléctrico del sistema de cogeneración ( $\eta_{el,cog}$ )  
Cuanto mayor es el tamaño de la máquina (ya sea un motor o una turbina) mayor será su rendimiento eléctrico.  
 $W_{mec} \rightarrow$  Energía mecánica generada por el sistema de cogeneración (W).

$$\eta_{el,cog} = \eta_{motor} \cdot \eta_{alternador} = \frac{W_{el}}{m_f \cdot H_c} = \frac{W_{mec}}{m_f \cdot H_c} \eta_{alternador}$$

- Rendimiento térmico del sistema de cogeneración ( $\eta_{ter,cog}$ )

$$\eta_{ter,cog} = \frac{Q_u}{m_f \cdot H_c}$$

- Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE)

El REE permite comparar el rendimiento eléctrico del sistema de cogeneración con el de una planta que sólo genere energía eléctrica, descontando el combustible consumido que sería necesario para producir por sistemas convencionales el calor.

$$REE = \frac{W_{el}}{Q - \frac{V}{\eta_{ter,conv}}}$$

$W_{el}$  → Energía eléctrica generada medida en bornes de alternador y expresada como energía térmica, con un equivalente de  $1 \text{ kWh} = 860 \text{ kcal}$  (kWh).

$Q$  → Consumo de la energía primaria medida sobre el PCI de los combustibles utilizados (kWh).

$V$  → Demanda térmica de la instalación a cubrir (kWh).

$\eta_{ter,conv}$  → Rendimiento térmico convencional. Tomar  $\eta_{ter,conv} = 0.9$  (página 15 de [14]).

Por normativa, el REE tiene que ser superior a un determinado valor mínimo en función del sistema de cogeneración empleado y del tipo de combustible:

- 49% → Combustibles líquidos en calderas.
- 56% → Combustibles líquidos en motores térmicos.
- 49% → Combustibles sólidos.
- 55% → Gas natural y GLP en motores térmicos.
- 59% → Gas natural y GLP en turbinas de gas y otras tecnologías.

### 2.3. Ventajas e inconvenientes de la cogeneración

#### 2.3.1. Ventajas

- Reduce en un 2% las importaciones energéticas en España y el 3.2% de las emisiones de los gases de efecto invernadero.
- Reduce la dependencia energética, debido a que se produce la energía eléctrica y térmica en las proximidades a la instalación (mayor garantía de suministro). Además, se evitan las pérdidas por transporte y distribución de la energía.
- Tiene rendimientos que alcanzan el 90%, frente al 56% de un sistema convencional.
- Reduce los costes de producción.
- Reduce el impacto ambiental por sus bajas emisiones de gases de efecto invernadero y evita la utilización de petróleo.
- Reduce las dependencias energéticas con el exterior al generar toda o gran parte de su energía.
- Otorga la posibilidad de industrializar zonas que estén alejadas de las redes de distribución eléctrica.

#### 2.3.2. Inconvenientes

- Gran inversión inicial (variará en función del sistema de cogeneración empleado).
- Plan de mantenimiento de los equipos muy específico, lo que implica un coste añadido.
- La amortización de la inversión está entre 6 y 10 años.
- El nivel de ruido generado es elevado, necesitará implementar medidas acústicas en función de su ubicación.
- Regulación de la red.
- Requiere reducir al mínimo la variabilidad de las condiciones de operación para aumentar la eficiencia del sistema.

## 2.4. Aplicaciones

En la Figura 12 (página 9 de [16]) se muestra el sistema de cogeneración a emplear en función del ámbito de aplicación y la potencia demandada:

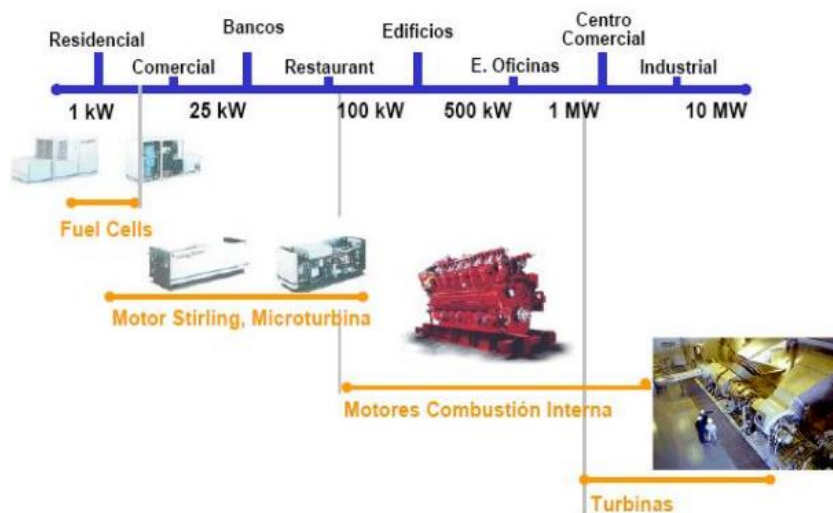


Figura 12. Rangos de aplicación de la cogeneración.

Como se puede apreciar en la Figura 12, la cogeneración se puede aplicar a cualquier sector, ya que abarca desde uso residencial hasta industrial. Un dato a tener en cuenta es que la cogeneración sale más rentable cuanto mayor es la demanda térmica del edificio y cuanto más tiempo está funcionando el sistema de cogeneración, por tanto, donde sale más rentable es en la industria.

En un estudio realizado en varias ciudades de Italia, se demostró la influencia de la variabilidad de las condiciones de operación y del tiempo de funcionamiento del sistema de cogeneración en su rentabilidad económica [17]. Como se puede observar en la Figura 13, el ahorro de energía primaria (PES) va disminuyendo a medida que disminuye la cantidad de calor utilizado, llegando a ser negativo en el caso de Palermo. Esto es debido a que, como se ha mencionado anteriormente, los ciclos de cogeneración son rentables en aquellas aplicaciones donde se requiere una demanda térmica elevada.

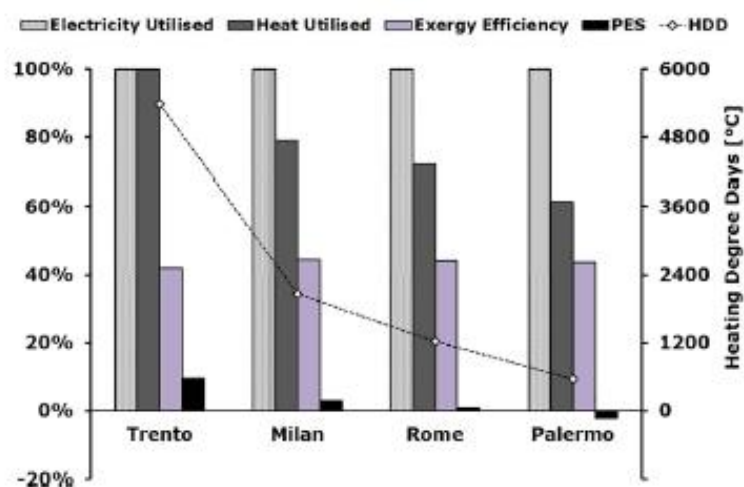


Figura 13. Evolución del sistema en función de la demanda térmica.

## 2.5. Futuro de la cogeneración

El desarrollo de las plantas de cogeneración está encaminado a potenciar los siguientes factores:

- Aumentar el rendimiento eléctrico de los equipos:
  - En las turbinas de gas hay que aumentar la temperatura de combustión y refrigerar el aire de entrada.
  
- Disminuir las emisiones:
  - En los motores de gas de fuelóleo se puede inyectar agua para disminuir la generación de emisiones.
  - Para disminuir los gases de efecto invernadero, se está potenciando el uso de biogás en vez de gas natural. En la Figura 14 [18] se puede observar una comparativa del estudio de una instalación empleando como combustible biogás y gas natural (GN). En este artículo, se puede observar que la eficiencia de la generación de potencia disminuye a medida que se aumenta la cantidad de biogás en la mezcla, pero con la ventaja de reducir los gases de efecto invernadero.

	mr = 0% (Pure biogas)	mr = 25%	mr = 50%	mr = 75%	mr = 100% (Pure NG)
Power generation efficiency (%)	28.86	30.23	31.7	33.29	35.02
First law efficiency (%)	41.82	44.2	46.77	49.56	52.57
Second law efficiency (%)	46.94	47.69	48.55	49.52	50.64
Fuel rate of biogas (kg/s)	4.21	3.15	2.1	1.04	0
Fuel rate of NG (kg/s)	0	0.426	0.851	1.275	1.69
HRSR heat recovery (MW)	35.58	36.95	38.33	39.70	41.07
Hot steam generated (kg/s)	13.21	13.72	14.22	14.73	15.24
Heat supply for digester (MW)	4.5	3.37	2.25	1.123	0
Fuel pretreatment power (MW)	1.23	0.984	0.741	0.5	0.256
Total cost rate of system (\$/h)	4385	4235	4028	3725	3066
Total specific cost of system (\$/MWh)	98.71	94.5	89.12	81.72	66.7

Figura 14. Comparación entre el gas natural y el biogás.

- Empleo de la microcogeneración (W < 500 kW) en el sector residencial, para así reducir las emisiones de efecto invernadero respecto de las formas tradicionales de obtención de energía. En la Figura 15 [19] se puede ver el resultado de un estudio en el sector residencial en el que se muestra que mediante un sistema de microcogeneración (MCHP) se puede satisfacer casi toda la demanda de calefacción y ACS, reduciendo al mínimo la necesidad de obtener energía mediante el sistema convencional.

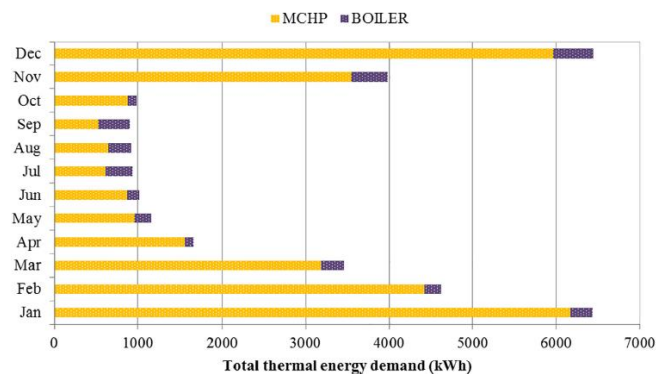


Figura 15. Demanda cubierta con MCHP y caldera tradicional.

### 3. SISTEMAS DE COGENERACIÓN

Una vez establecidos los parámetros que caracterizan un sistema de cogeneración y sus elementos, hay que estudiar el abanico de posibilidades que existe a la hora de diseñar la instalación de cogeneración.

Las diferentes instalaciones de cogeneración se pueden clasificar atendiendo a diferentes criterios:

- Motor térmico empleado
- Potencia eléctrica
- Tipo de sistema
- Tipo de combustible

#### 3.1. Motor térmico empleado

A la hora de diseñar un sistema de cogeneración, el primer paso debe ser decidir qué tipo de motor térmico es el más adecuado para la demanda que se desea cubrir. Los diferentes motores térmicos que se pueden emplear son:

- Turbina de vapor (TV).
- Turbina de gas (TG).
- Ciclo combinado TG-TV.
- Motor de combustión interna alternativo.

##### 3.1.1. Turbina de vapor

Es un motor térmico cíclico rotativo de combustión externa, que produce energía mecánica a partir del movimiento producido por vapor a alta presión y temperatura (sobrecalentado). El eje de la turbina está acoplado a un generador que transforma la energía mecánica en energía eléctrica.

La turbina de vapor está formada por los siguientes elementos:

- Caldera
- Turbina
- Generador eléctrico
- Condensador
- Bomba

En la Figura 16 [14] se muestra el esquema de la turbina de vapor, mostrando la disposición de los diferentes elementos y la obtención de la energía térmica y eléctrica:

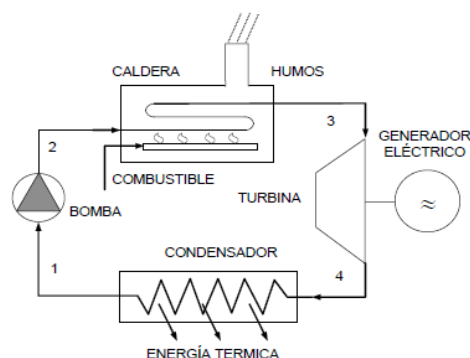


Figura 16. Esquema de la turbina de vapor.

En la Figura 17 [14] se muestra el diagrama T-S de la turbina de vapor que opera según el ciclo de Rankine ideal:

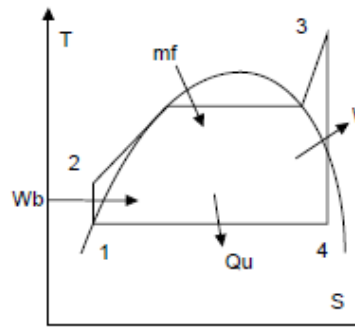


Figura 17. Diagrama T-S de la turbina de vapor.

Parámetros característicos de la turbina de vapor:

- $P_3$  y  $T_3$  → Es la presión y la temperatura del vapor sobrecalentado a la entrada de la turbina.
- $P_4$  y  $T_4$  → Es la presión y la temperatura a la entrada del condensador.

### 3.1.2. Turbina de gas

Es un motor térmico rotativo de combustión interna en el que se obtiene energía mecánica a partir de la energía aportada por un combustible, generando también energía térmica en forma de gases calientes. El eje de la turbina está acoplado a un generador que transforma la energía mecánica en energía eléctrica. Hay que tener en cuenta que el rendimiento eléctrico de la turbina de gas es menor que el de un motor de la misma potencia, pero cuenta con la ventaja de que las altas temperaturas con las que trabaja le permiten poder trabajar en combinación con la turbina de vapor.

El ciclo descrito sería un ciclo abierto, dado que continuamente se está renovando el fluido que le atraviesa mediante la entrada de aire.

El desarrollo de este tipo de motor térmico depende de la evolución en los materiales de construcción, dado que limitan la temperatura más elevada que puede alcanzar el ciclo y su rendimiento. Para que estas instalaciones sean rentables, tienen que funcionar casi siempre a plena carga, dado que su rendimiento varía mucho con la carga. En la Figura 18 (pag 107 de [20]) se puede ver la evolución del rendimiento de la turbina de gas con la carga:

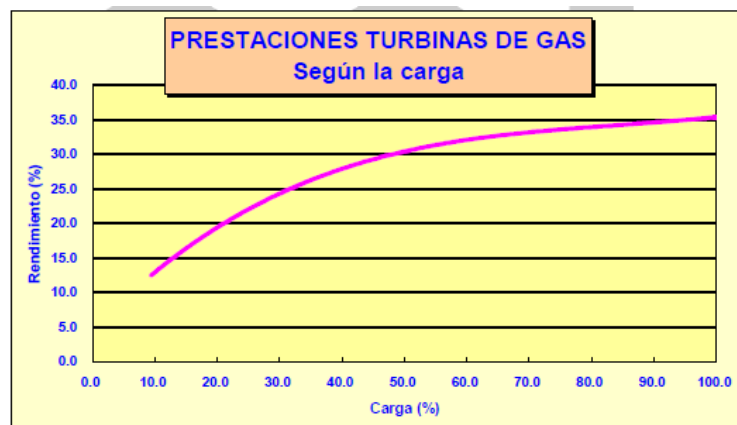


Figura 18. Evolución del rendimiento de la turbina de gas con la carga.



La turbina de gas está formada por los siguientes elementos:

- Compresor
- Cámara de combustión
- Turbina
- Generador eléctrico

En la Figura 19 [14] se muestra la distribución de los diferentes elementos de la turbina de gas:

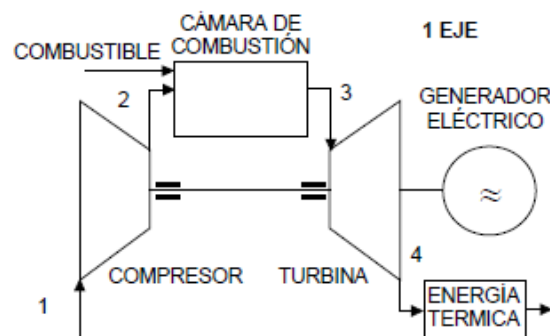


Figura 19. Esquema de la turbina de gas.

En la Figura 20 [14] se muestra el diagrama T-S de la turbina de gas basada en el ciclo de Brayton. Los puntos 2s y 4s corresponden a los procesos de compresión y expansión isoentrópica:

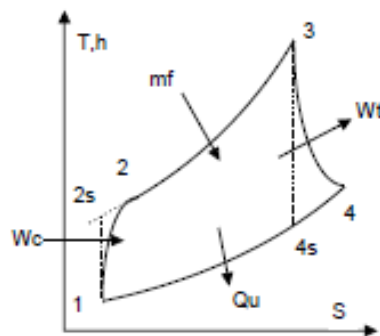


Figura 20. Diagrama T-S de la turbina de gas.

Los parámetros que caracterizan la turbina de gas son:

- $P_2 / P_1 \rightarrow$  Relación de compresión
- $P_3 / P_4 \rightarrow$  Relación de expansión

### 3.1.3. Ciclo combinado TG-TV

Un ciclo combinado consiste en utilizar conjuntamente una turbina de gas y una turbina de vapor mediante una caldera de recuperación. La ventaja de este ciclo es que no se pierde la energía térmica presente en el gas de la salida de la turbina de gas, sino que se utiliza como aporte de energía para la caldera de recuperación y así se consigue reducir el gasto de combustible.

En este vídeo [21] se puede ver el funcionamiento de un ciclo combinado de cogeneración.

En la Figura 21 (página 31 de [22]) se muestra el diagrama TS del ciclo combinado TG-TV, y la comparativa con los diagramas TS de estos motores térmicos utilizados de forma individual:

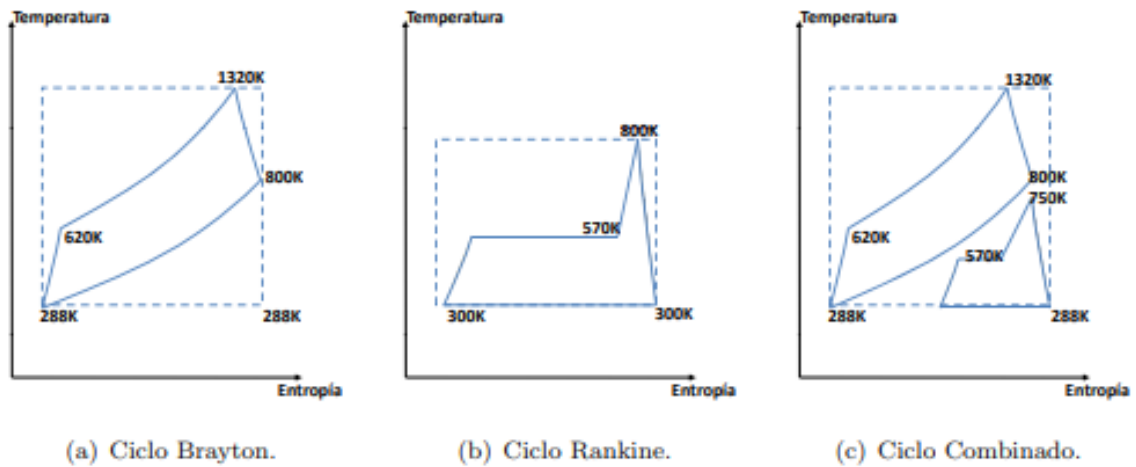


Figura 21. Diagrama TS de los motores térmicos TG, TV y TG-TV.

En la Figura 22 [14] se muestra el esquema del ciclo combinado TG-TV. Gracias a la reducción del consumo de combustible, se consigue un mayor rendimiento global que con la aplicación de los ciclos por separado.

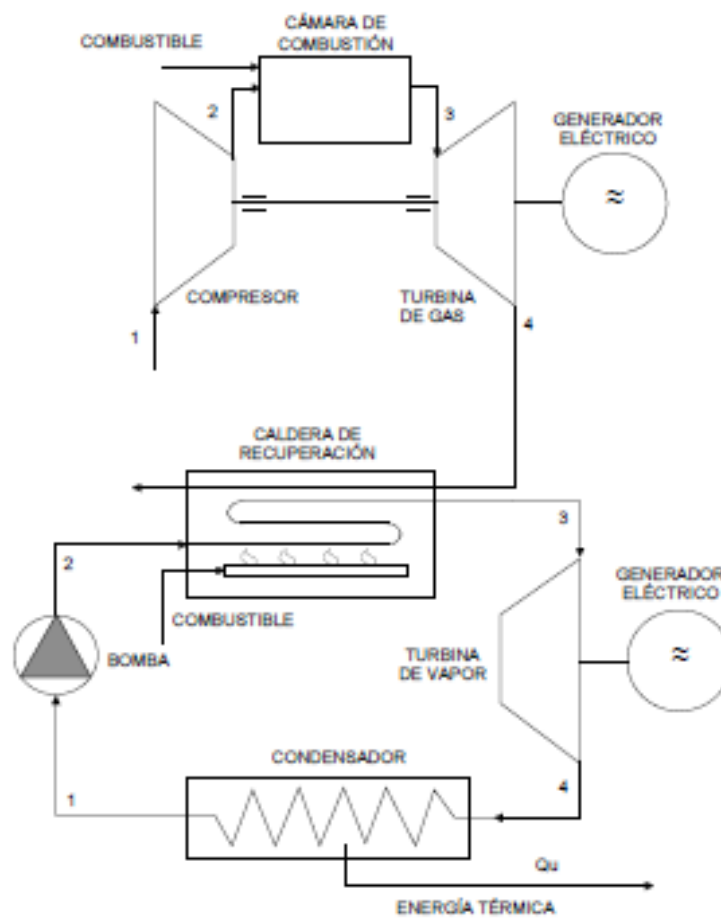


Figura 22. Esquema del ciclo combinado TG-TV.

### 3.1.4. Motor de combustión interna alternativo (MCIA)

Es la tecnología más antigua. Se define como un motor térmico cíclico de combustión interna, que permite transformar la energía química contenida en un combustible en energía mecánica de rotación de un eje. Los motores son las máquinas térmicas que tienen el mayor rendimiento eléctrico.

Se trata de un ciclo abierto, dado que el fluido se renueva en cada ciclo. Los ciclos termodinámicos que se emplean son el ciclo Otto y el ciclo Diesel, cuya diferencia principal es el momento en que se produce la mezcla aire-combustible (para ver más información ir a la página 64 de [20]).

Se denomina alternativo porque el fluido desarrolla el trabajo sobre una superficie móvil que se desplaza realizando movimientos rectilíneos, como puede ser un sistema biela-manivela (Figura 23 de [23]):

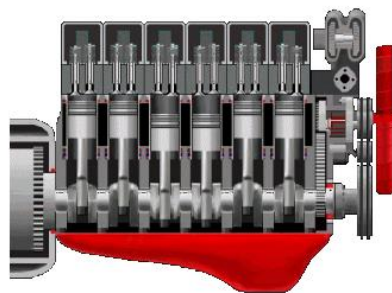


Figura 23. MCIA de biela-manivela.

En la Figura 24 (pag 18 de [20]) se muestra el esquema de funcionamiento de un ciclo de cogeneración mediante un MCIA:

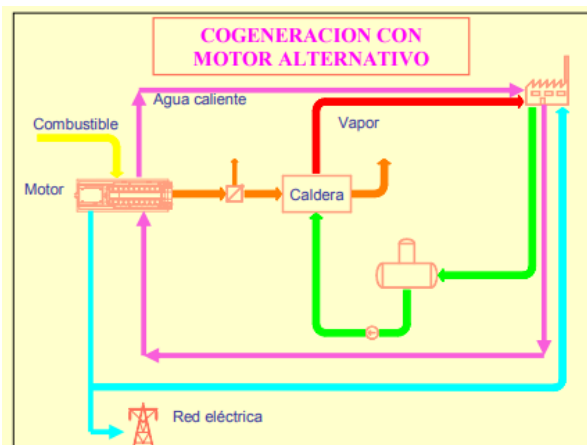


Figura 24. Esquema de un ciclo de cogeneración mediante MCIA.

En la Figura 25 (pag 66 de [20]) se muestra la clasificación de los diferentes MCIA, en la que se pueden ver los parámetros de funcionamiento de cada motor en función del combustible utilizado:

CICLO	COMBUSTIBLE	VELOCIDAD (RPM)	POTENCIA (MW)	RENDIMIENTO (%)	TIEMPOS
Otto	Gas	1500	<2	35	4
Otto	Gas	1000	2<P<4	42	4
Otto	Gas	750	4<P<8	44	4
Diesel	Gasóleo	1500	<1	37	4
Diesel	Gasóleo	1000	<3	42	4
Diesel	Fuelóleo	750	3<P<6	44	4
Diesel	Fuelóleo	500	6<P<15	46	4
Diesel	Fuelóleo	300	20	48	2
Diesel	Fuelóleo	100	50	49	2

Figura 25. Clasificación de los MCI A.

Una ventaja de los MCI A frente a las turbinas es que pueden funcionar en un amplio rango de carga, debido a que su rendimiento varía poco en dicho rango como se puede observar en la Figura 26 (página 107 de [20]):

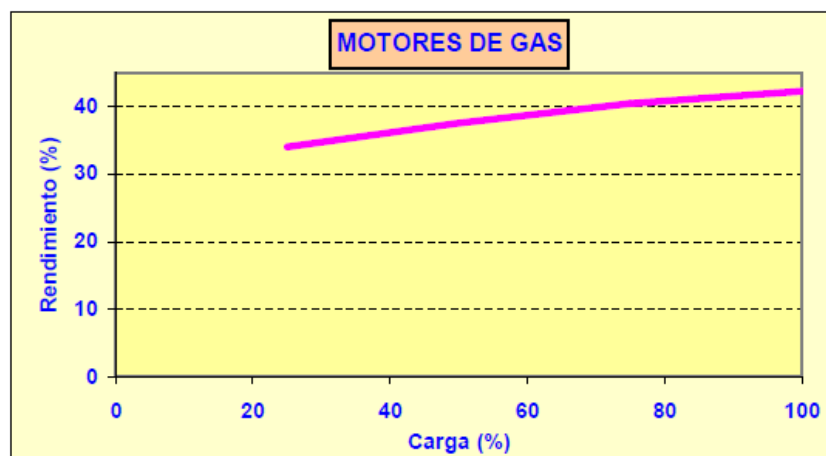


Figura 26. Evolución del rendimiento de un motor de gas con la carga.

### 3.1.5. Tabla comparativa

En la Tabla 2 se muestra una comparativa de las características de los diferentes motores térmicos definidos en los apartados anteriores:

Parámetro	TV	TG	MCIA	Ciclo Combinado TV-TG
Rango de potencia	< 1300 MW	< 150 MW	< 35 MW	7-60 MW
Vida útil	25-30 años	15-25 años	10-20 años	-
Rendimiento eléctrico	5-14 %	30-40 %	35-45 %	35-50 %
Rendimiento global	75%	75-80 %	75%	≥80 %
Personal necesario	Mucho	Muy poco	Poco	
Revisiones	Anual	Bianual	Anual	
Potencia eléctrica demandada	Alta 0,1-500 MW	Media-alta 0,5-150 MW	Baja 0,015-3 MW	
Carga parcial	No	No	Si	
Aplicaciones	*Vapor alta presión *Vapor baja presión	* Secado directo *Vapor media presión	*Secado directo *Agua caliente *Aguas sobrecalentada *Vapor baja presión	

Tabla 2. Comparativa entre motores térmicos.

Como se puede observar, la cogeneración mediante ciclo combinado TG-TV es la que aporta el mayor rendimiento eléctrico y global, pero su rango de potencias está más limitado que la TG y la TV.

### 3.2. Potencia eléctrica

Según su potencia eléctrica:

- Microcogeneración → Hasta 50 kW.
- Cogeneración a pequeña escala →  $50 \text{ kW} < W_e \leq 1 \text{ MW}$ .
- Cogeneración →  $W_e > 1 \text{ MW}$ .
- 

### 3.3. Tipo de sistema

Existen dos tipos de sistemas de cogeneración en función de su posibilidad de acceso a la red eléctrica [14]:

- Sistemas aislados.
- Sistemas integrados.

### 3.3.1. Sistema aislado

En la Figura 27 se muestra el esquema de un sistema de cogeneración aislado:

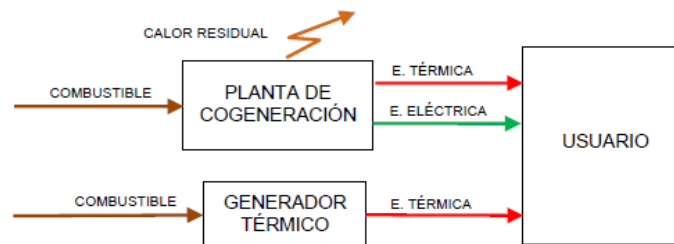


Figura 27. Sistema de cogeneración aislado.

Este tipo de sistema de cogeneración tiene las siguientes características:

- No tiene conexión a la red eléctrica pública, por lo que el sistema de cogeneración tendrá que proporcionar toda la energía eléctrica.
- Dado que no hay conexión a la red eléctrica, se dará prioridad a satisfacer la demanda eléctrica frente a la térmica.
- El exceso de energía térmica se pierde, reduciendo la rentabilidad del sistema.
- Como se da prioridad a satisfacer la demanda de energía eléctrica, se podrá generar energía térmica mediante un sistema convencional (si fuera necesario).

### 3.3.2. Sistema integrado

En la Figura 28 se muestra el esquema de funcionamiento de un sistema de cogeneración integrado:

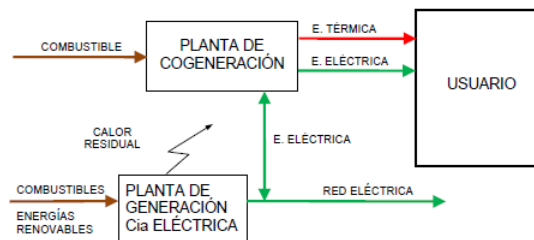


Figura 28. Sistema de cogeneración integrado.

Este tipo de sistema de cogeneración presenta las siguientes características:

- Existe conexión a la red eléctrica pública, por lo que el sistema de cogeneración se diseñará para satisfacer la demanda de energía térmica.
- Como existe conexión a la red eléctrica pública, se podrá comprar la energía eléctrica que no se pueda satisfacer mediante el sistema de cogeneración, existiendo también la posibilidad de vender energía eléctrica a la red si se generase en exceso.

### 3.4. Combustible empleado

El combustible empleado no tiene una gran influencia sobre el rendimiento, pero sí tiene una gran influencia en el precio y el efecto sobre el medio ambiente. Los motores térmicos pueden funcionar con los siguientes combustibles:

- Turbina de vapor → Puede funcionar con gas natural, fuelóleo o carbón.

- Turbina de gas → Está desarrollada para funcionar con combustibles ligeros (normalmente gas natural). Puede funcionar con combustibles más pesados si son destilados (normalmente gasóleo).
- MCI → Puede funcionar con cualquier tipo de combustible líquido o gas (normalmente fuelóleo pesado).
- Ciclo combinado TG-TV → Puede funcionar con gas natural, diésel o biogás.

En la Figura 29 (página 11 de [24]) se muestra una comparativa de las emisiones de CO<sub>2</sub> entre diferentes combustibles. En ella se puede ver que el gas natural es el combustible que menos emisiones de CO<sub>2</sub> produce en su combustión.

Combustible	Estado	Factor de Emisión (Kg C/GJ)
Carbón	Sólido	26.8
Crudo de Petróleo	Líquidos	20.0
Diésel		22.2
Fuel Oil		21.1
Gasolina		18.9
Kerosene		19.5
Gas propano - GLP	Gas	17.2
Gas Natural		15.3

Fuente: IPCC (1996).

Figura 29. Comparativa de las emisiones de CO<sub>2</sub> para diferentes combustibles.

### 3.5. Caldera de recuperación

La caldera de recuperación (HRSG) es un elemento clave en la instalación de cogeneración. Es un aparato a presión que emplea la energía procedente de un combustible o de otra fuente de energía (como pueden ser los gases de escape de una turbina de gas) para calentar el agua y convertirla en vapor para utilizarle en aplicaciones industriales, hospitalarias...

El uso de los gases calientes de desecho como combustible permite ahorrar una cantidad importante de energía lo cual tiene un impacto positivo en el medio ambiente.

En función de su funcionamiento, podremos tener dos tipos de calderas de recuperación o de vapor: piro-tubulares o acu-tubulares.

- Calderas piro-tubulares conforme a la normativa Europea EN12952:
  - El agua circula por el exterior de los tubos y los humos de combustión por el interior de estos.
  - Presiones ≤ 30 bares.
  - Temperaturas ≤ 300°C (vapor sobrecalentado).
  - Producción ≤ 55t/h de vapor.



- Calderas acuotubulares conforme a la normativa Europea EN12952:
  - El agua circula por el interior de los tubos y los humos de combustión por el exterior de estos.
  - Presiones > 30 bares (se han conseguido desarrollar calderas con presiones hasta 350 bares).
  - Temperaturas > 300°C (se han conseguido desarrollar calderas con temperaturas hasta 600°C).
  - Producción > 55t/h de vapor (se han conseguido desarrollar calderas con producciones hasta 2000t/h).



## 4. TRIGENERACIÓN

En este apartado se definirá qué es la trigeneración, y el elemento que permite realizarla: la máquina de absorción.

### 4.1. ¿Qué es la trigeneración?

La trigeneración se define como la obtención conjunta de energía eléctrica, energía térmica en forma de calor y energía térmica en forma de frío. Se basa en un ciclo de cogeneración al que se le añade una máquina de absorción que aprovecha la energía térmica en forma de calor para producir frío. La máquina de absorción se definirá en un apartado posterior.

La trigeneración tiene una importancia elevada en el sector terciario (hoteles, hospitales...), donde existen demandas de calor y frío de forma estacional (demanda de frío en verano y de calor en invierno). En estos casos, la trigeneración permite la operación normal de la planta de cogeneración, dado que en verano se empleará para producir refrigeración y en invierno se empleará para producir calefacción.

### 4.2. Máquina de absorción de LiBr/H<sub>2</sub>O [25] [26]

#### 4.2.1. Introducción

Los sistemas de refrigeración por absorción se basan fundamentalmente en la capacidad que tienen ciertas sustancias para absorber calor al pasar de un estado a otro (de líquido a gaseoso). El resultado de dicha absorción será la producción de frío.

Un ejemplo de ello es el bromuro de litio (LiBr) el cual en su fase líquida absorbe vapores de otras sustancias tales como el agua y amoníaco.

Debido a su alta capacidad para absorber agua y deshidratarse mediante calor, así como a su alta eficiencia, el ciclo LiBr/ H<sub>2</sub>O (bromuro de litio – agua) es el más empleado en la actualidad.

También se pueden clasificar dependiendo de si obtienen la energía térmica de una corriente de aire o de agua. Las máquinas de absorción que utilizan agua normalmente requieren de una torre de refrigeración que hacer circular agua enfriada a otro intercambiador situado dentro de la cámara del absorbedor y sobre el que se rocía el absorbente para así facilitar el proceso de absorción.

En el mercado, las máquinas de absorción se clasifican en función de diversos parámetros siendo uno de ellos el número de generadores.

En base a ello se establece la siguiente clasificación:

- Máquina de simple efecto: máquina de absorción con un generador.
- Máquina de doble efecto: máquina de absorción con dos generadores.
- Máquina de triple efecto: máquina de absorción con tres generadores.

#### 4.2.2. Máquina de absorción de simple efecto

En un ciclo de LiBr/H<sub>2</sub>O, el LiBr es el absorbente y el H<sub>2</sub>O es el refrigerante siendo ambos componentes inocuos para el medio ambiente. En la Figura 30 [25] se puede ver el ciclo de una máquina de absorción de simple efecto LiBr/H<sub>2</sub>O con los diferentes elementos que la componen.

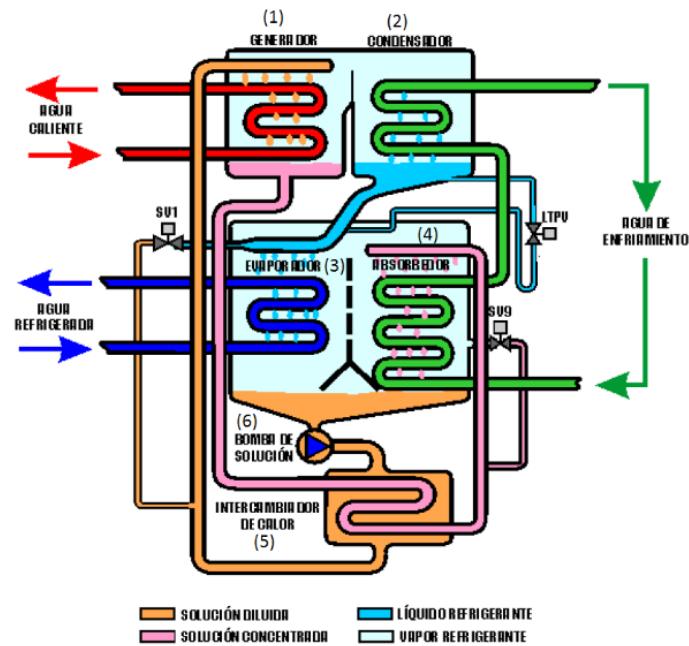


Figura 30. Máquina de absorción LiBr/H<sub>2</sub>O de simple efecto.

El ciclo LiBr/ H<sub>2</sub>O estará formado por los siguientes componentes mecánicos:

- Generador (componente 1)
- Condensador (componente 2)
- Evaporador (componente 3)
- Absorbedor (componente 4)
- Intercambiador de calor (componente 5)
- Bomba de solución (componente 6)

#### 4.2.2.1. Generador - componente 1

En el generador hay una solución diluida (o acuosa) la cual contiene un 52% de LiBr.

El agua caliente circulará por el interior de su circuito primario aportando así la energía necesaria para hacer funcionar el sistema.

Las condiciones de entrada y salida del agua serán las siguientes:

- T entrada agua = 88°C.
- T salida agua = 83°C.

En el circuito secundario del generador (circuito de refrigeración), la presión absoluta será de 13 kPa.

Debido al calor aportado por el agua que circula por el circuito primario, el agua de la solución diluida de LiBr (al 52%) entrará en ebullición, generándose así vapor.

De dicha reacción se obtendrán dos componentes:

- Vapor: se dirigirá al condensador.

- LiBr: tras la ebullición del agua de la disolución, la concentración de esta aumentará hasta un 56%. Dicha solución (ahora llamada solución concentrada) se dirigirá hacia un intercambiador de calor.

#### 4.2.2.2. Condensador – componente 2

En el condensador, el vapor de agua generado en el paso anterior será enfriado por un circuito de agua fría procedente de otra instalación. Tras alcanzar una temperatura de 36°C, el vapor de agua se condensará produciéndose un cambio de fase gaseosa a fase líquida.

- T salida líquido refrigerante = 12°C

Dicho líquido refrigerante pasará al siguiente componente del ciclo: el evaporador.

#### 4.2.2.3. Evaporador – componente 3

En el evaporador se mantendrá una presión absoluta de 0,9 kPa, lo cual permite la evaporación del agua a una temperatura de 3°C.

Para llevar a cabo dicha evaporación, será necesario disminuir la temperatura del líquido refrigerante de 12°C a 7°C.

#### 4.2.2.4. Absorbedor – componente 4

Tras el incremento de la concentración del LiBr (de 52% a 56%) en el generador, dicha solución concentrada ha pasado por un intercambiador de calor (componente 5) y posteriormente, al absorbedor (componente 4).

El absorbedor está comunicado con el evaporador, por lo que estará a la misma presión (0,9 kPa) y el vapor de agua contenido en el segundo será absorbido por el LiBr contenido en el primero.

Consecuentemente, el LiBr experimentará una reducción de su concentración del 56% al 52% a la vez que el vapor será eliminado.

Durante la absorción del vapor de agua por parte del LiBr, se producirá calor el cual será eliminado por el mismo circuito de enfriamiento antes de ser redirigido al condensador (componente 2).

A continuación, el LiBr (52%) pasará a la bomba de solución SP (componente 6) y después al intercambiador de calor (componente 5) donde se precalentará la solución LiBr/H<sub>2</sub>O antes de pasar el generador (componente 1) donde se reiniciará todo el ciclo.

#### 4.2.3. Máquina de absorción de doble efecto.

La máquina de absorción de doble efecto tiene dos generadores de vapor: uno de alta temperatura y otro de baja temperatura, por lo que se consigue un aumento del coeficiente de rendimiento o de realización (COP) del ciclo en comparación con la máquina de absorción simple. En la Figura 31 [27] se muestra una máquina de absorción de doble efecto con sus elementos:

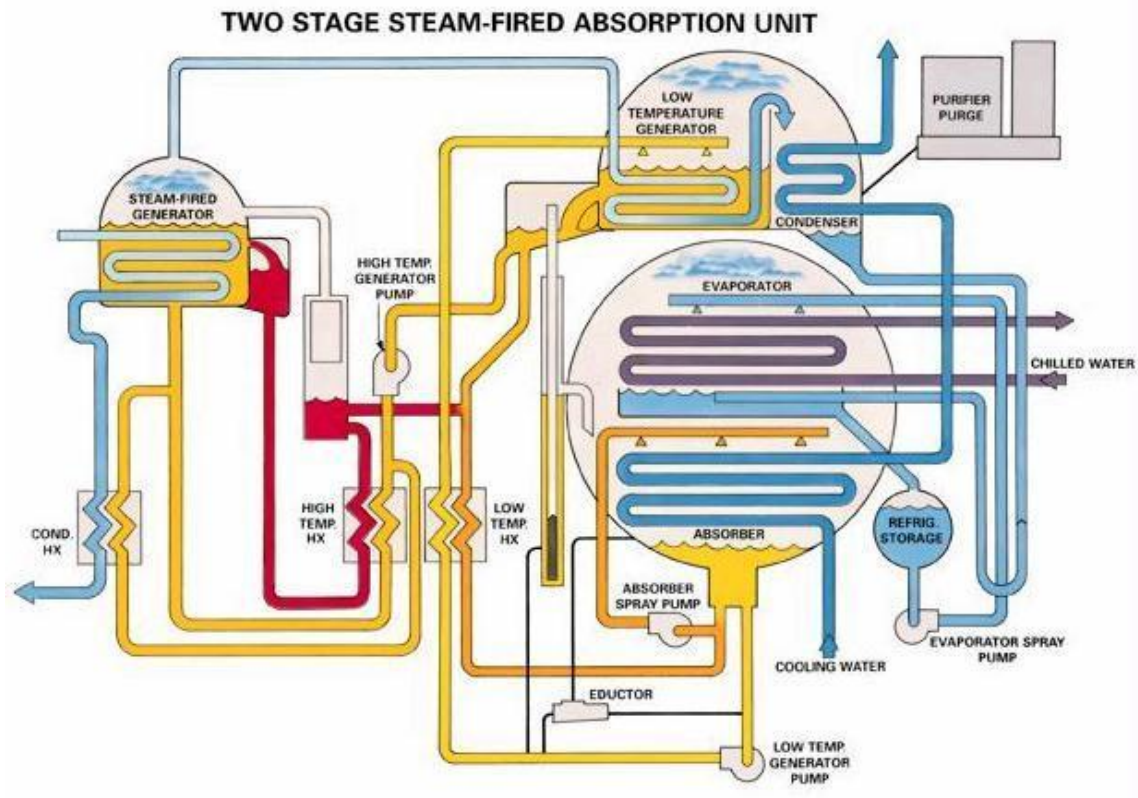


Figura 31. Máquina de absorción de doble efecto.

## 5. CICLO DE TRIGENERACIÓN DISEÑADO

En este apartado se describe todo lo relativo a la parte de diseño del ciclo de trigeneración para uso hospitalario.

### 5.1. Introducción

El objetivo es diseñar un ciclo de trigeneración para un hospital que tendrá las siguientes propiedades:

- Permitirá cubrir por completo la demanda eléctrica del hospital, teniendo la posibilidad de vender el excedente eléctrico a la red para así aumentar la rentabilidad del ciclo.
- Permitirá cubrir la demanda térmica (calor y refrigeración) del hospital.

### 5.2. Datos del hospital

#### 5.2.1. Ubicación e infraestructura

Debido a que no había datos reales del hospital, este proyecto diseñará un ciclo de trigeneración para un hospital ubicado en la ciudad de Madrid, y todos los datos relativos a demandas energéticas y superficie del hospital se obtendrán a partir de los datos reales obtenidos en otros trabajos en los que aparecen las demandas reales de diversos hospitales ubicados en la comunidad de Madrid.

Este hospital dispondrá de 2000 camas.

En base a los datos reales del hospital de Fuenlabrada [28] y de Guadalajara [29], se ha considerado que para 2000 camas el hospital objeto de este trabajo tendrá una superficie de 126330 m<sup>2</sup>.

#### 5.2.2. Demanda energética

Los datos de la demanda energética del hospital objeto de estudio se han obtenido a partir de los datos de demanda del hospital de Fuenlabrada [28] y Guadalajara [29] (Tabla 3).

	Demandas del hospital (kWh)							
	Ubicación	Fuenlabrada			Ubicación	Guadalajara		
	Camas	Superficie (m <sup>2</sup> )		60874	Camas	Superficie (m <sup>2</sup> )		75000
	Eléctrica	Calefacción	Refrigeración	ACS	Eléctrica	Calefacción	Refrigeración	ACS
Enero	1,037,484.00	1,036,982.00	21,173.00	137,749.00	1,312,302.30	1,935,821.00	33,223.38	193,713.00
Febrero	930,567.00	772,566.00	38,774.00	118,276.00	1,164,558.00	1,522,866.00	60,841.80	174,968.00
Marzo	1,043,077.00	710,807.00	66,579.00	115,577.00	1,239,851.00	1,197,614.00	104,471.71	204,475.00
Abril	1,002,020.00	317,825.00	111,336.00	101,990.00	1,169,771.00	1,023,165.00	174,701.66	197,881.00
Mayo	1,012,143.00	102,600.00	192,789.00	95,241.00	1,165,247.50	160,997.31	388,848.31	258,285.00
Junio	1,020,616.00	60,317.00	239,404.00	91,317.00	1,142,021.30	94,647.90	482,869.05	204,798.00
Julio	1,037,028.00	0.00	327,483.00	87,325.00	1,145,558.00	0.00	660,521.15	159,815.00
Agosto	1,040,921.00	0.00	328,712.00	92,901.00	1,169,946.80	0.00	663,000.00	163,161.00
Septiembre	1,033,013.00	31,731.00	211,581.00	103,681.00	1,133,760.40	49,791.48	332,000.00	251,739.00
Octubre	1,028,939.00	185,290.00	127,172.00	117,354.00	1,101,568.50	320,168.00	199,550.55	221,694.00
Noviembre	1,005,480.00	501,243.00	52,920.00	125,911.00	1,134,827.00	728,796.00	83,038.84	218,710.00
Diciembre	1,050,585.00	921,784.00	21,441.00	143,122.00	1,242,217.00	1,446,440.00	33,643.91	193,713.00
<b>TOTAL</b>	<b>12,241,873.00</b>	<b>4,641,145.00</b>	<b>1,739,364.00</b>	<b>1,330,444.00</b>	<b>14,121,628.80</b>	<b>8,480,306.69</b>	<b>3,216,710.35</b>	<b>2,442,952.00</b>

Tabla 3. Demandas energéticas de los hospitales de Fuenlabrada y Guadalajara.

Se han realizado interpolaciones lineales para los consumos de electricidad, calefacción, ACS y refrigeración para cada mes en función del número de camas (ver Anexo 9.1), y posteriormente se ajustaron aquellos datos que no eran coherentes, debido a que no es un proceso exacto, pero si orientativo de que orden tiene que ser la demanda del hospital.

El resultado final obtenido para la demanda del hospital estudiado se muestra en la Tabla 4 y Tabla 5.

Demandas del hospital (kWh)				
	Ubicación	Madrid		
	Camas	2000		
	Eléctrica	Calefacción	Refrigeración	ACS
Enero	2,310,914.00	5,201,943.00	77,010.70	440,796.80
Febrero	2,047,247.40	4,249,238.00	141,031.00	378,483.20
Marzo	2,294,769.40	2,966,462.00	242,157.00	381,404.10
Abril	2,204,444.00	2,535,437.61	404,950.00	305,970.00
Mayo	2,226,714.60	373,198.00	1,101,273.00	285,723.00
Junio	2,245,355.20	219,397.00	1,367,559.00	273,951.00
Julio	2,281,461.60	0.00	1,400,000.00	261,975.00
Agosto	2,290,026.20	0.00	1,400,000.00	278,703.00
Septiembre	2,272,628.60	115,417.00	769,579.00	311,043.00
Octubre	2,263,665.80	810,283.00	462,548.00	352,062.00
Noviembre	2,212,056.00	1,555,658.00	192,483.00	402,915.20
Diciembre	2,311,287.00	3,352,968.00	77,986.70	457,990.40
<b>TOTAL</b>	<b>26,960,569.80</b>	<b>21,380,001.61</b>	<b>7,636,577.40</b>	<b>4,131,016.70</b>

Tabla 4. Demanda energética en kWh.

Demanda del hospital (kW)				
	Ubicación	Madrid		
	Camas	2000		
	Eléctrica	Calefacción	Refrigeración	ACS
Enero	3,209.60	7,224.92	106.96	612.22
Febrero	2,843.40	5,901.72	195.88	525.67
Marzo	3,187.18	4,120.09	336.33	529.73
Abril	3,061.73	3,521.44	562.43	424.96
Mayo	3,092.66	518.33	1,529.55	396.84
Junio	3,118.55	304.72	1,899.39	380.49
Julio	3,168.70	0.00	1,944.44	363.85
Agosto	3,180.59	0.00	1,944.44	387.09
Septiembre	3,156.43	160.30	1,068.86	432.00
Octubre	3,143.98	1,125.39	642.43	488.98
Noviembre	3,072.30	2,160.64	267.34	559.60
Diciembre	3,210.12	4,656.90	108.31	636.10
<b>TOTAL</b>	<b>37,445.24</b>	<b>29,694.45</b>	<b>10,606.36</b>	<b>5,737.52</b>

Tabla 5. Demanda energética en kW.

En el Gráfico 1 se muestra la demanda energética obtenida. Analizando esta demanda se puede apreciar:

- La demanda eléctrica permanece casi constante todo el año. Esto es debido a que no hay consumo eléctrico para refrigeración puesto que la generará la máquina de absorción.
- La demanda de calefacción es máxima en los meses de invierno, pasando a ser nula en los meses de Julio y Agosto.
- La demanda de ACS permanece prácticamente constante todo el año, aunque disminuye un poco en los meses de verano y aumenta en los meses de invierno.
- La demanda de refrigeración es máxima en los meses de verano, siendo casi nula el resto del año. Siempre hay un mínimo de demanda de refrigeración empleada para evitar los excesos de temperatura.

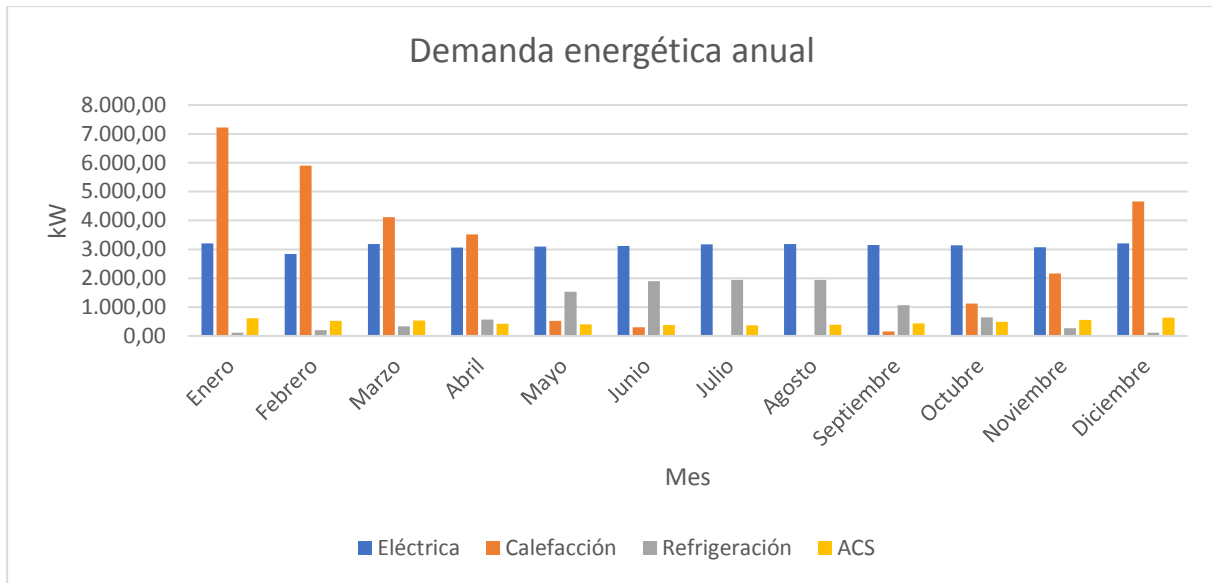


Gráfico 1. Demanda energética anual.

### 5.2.3. Demanda de vapor saturado para esterilización

Se considerará que la demanda de vapor saturado para esterilización será de 0.5 kg de vapor por cama y día [32]. Este vapor se suministrará a 4 bar, para absorber la posible pérdida de carga en el recorrido, dado que las autoclaves y equipos de esterilización demandan una presión aproximada de 3 bar.

El flujo de vapor del hospital será:

$$\dot{m} = \frac{kg \text{ vapor}}{cama \cdot día} \cdot n^{\circ}camas = 0.5 \cdot 2000 = 1000 \frac{kg \text{ vapor}}{día} = 0.012 \frac{kg \text{ vapor}}{s}$$

### 5.2.4. Flujo másico de calefacción

La calefacción del hospital será por aire mediante difusores ubicados en las estancias.

Para calcular el flujo másico de demanda de calefacción, se han tomado como referencia los datos mostrados en la Tabla 6 [31]:

m (kg/s)	8.74
Δh (kJ/kg)	46.07
Q (kW)	402.74
Camas	264.00
Superficie (m <sup>2</sup> )	55,042.90
kW/m <sup>2</sup>	0.01

Tabla 6. Datos del flujo de calefacción.

Con el incremento de entalpía y el flujo másico que se empleó en ese trabajo, se calculó cuál era el kW/m<sup>2</sup> que había que suministrar para satisfacer las necesidades de calefacción.

En el hospital de este TFM, se ha considerado que el aire retornará a una temperatura de 18°C al intercambiador de placas, en el que se aumentará su temperatura hasta 30°C, temperatura a la cual se cederá a las estancias (Tabla 7):

	En mi instalación		
	T(°C)	h (kJ/kg)	Δh (kJ/kg)
Aire de entrada al intercambiador	18	292.17	12.11
Aire de salida al intercambiador	30	304.28	

Tabla 7. Condiciones de climatización.

A continuación, se obtiene la potencia térmica que habría que aportar en el hospital objeto del TFM en base a los datos obtenidos anteriormente:

$$Q = \frac{kW}{m^2} \cdot S = 0.01 \cdot 126330 = 924.35 \text{ kW}$$

El flujo másico que habría que aportar por el sistema de calefacción sería:

$$\dot{m} = \frac{Q}{\Delta h} = \frac{924.35}{12.10} = 76.34 \text{ kg/s}$$

Debido a que estos cálculos son aproximados, se tomará para la resolución del ejercicio un flujo másico  $\dot{m} = 60 \text{ kg/s}$ .

### 5.3. Descripción del ciclo de trigeneración

#### 5.3.1. Diseño del ciclo

El ciclo de trigeneración definido estará formado por los siguientes elementos:

- Motor térmico → Turbina de gas.
- Caldera de recuperación.
- Acumulador de vapor.
- Intercambiador de placas para ACS.
- Depósito acumulador de ACS.
- Intercambiador de placas para calefacción.
- Máquina de absorción.
- Electroválvulas.
- Válvula mezcladora de 3 vías.

El ciclo de trigeneración diseñado se muestra en la Figura 32. En él se pueden ver los diferentes elementos que le componen. En la Tabla 8 se muestran las propiedades de las corrientes principales del ciclo.



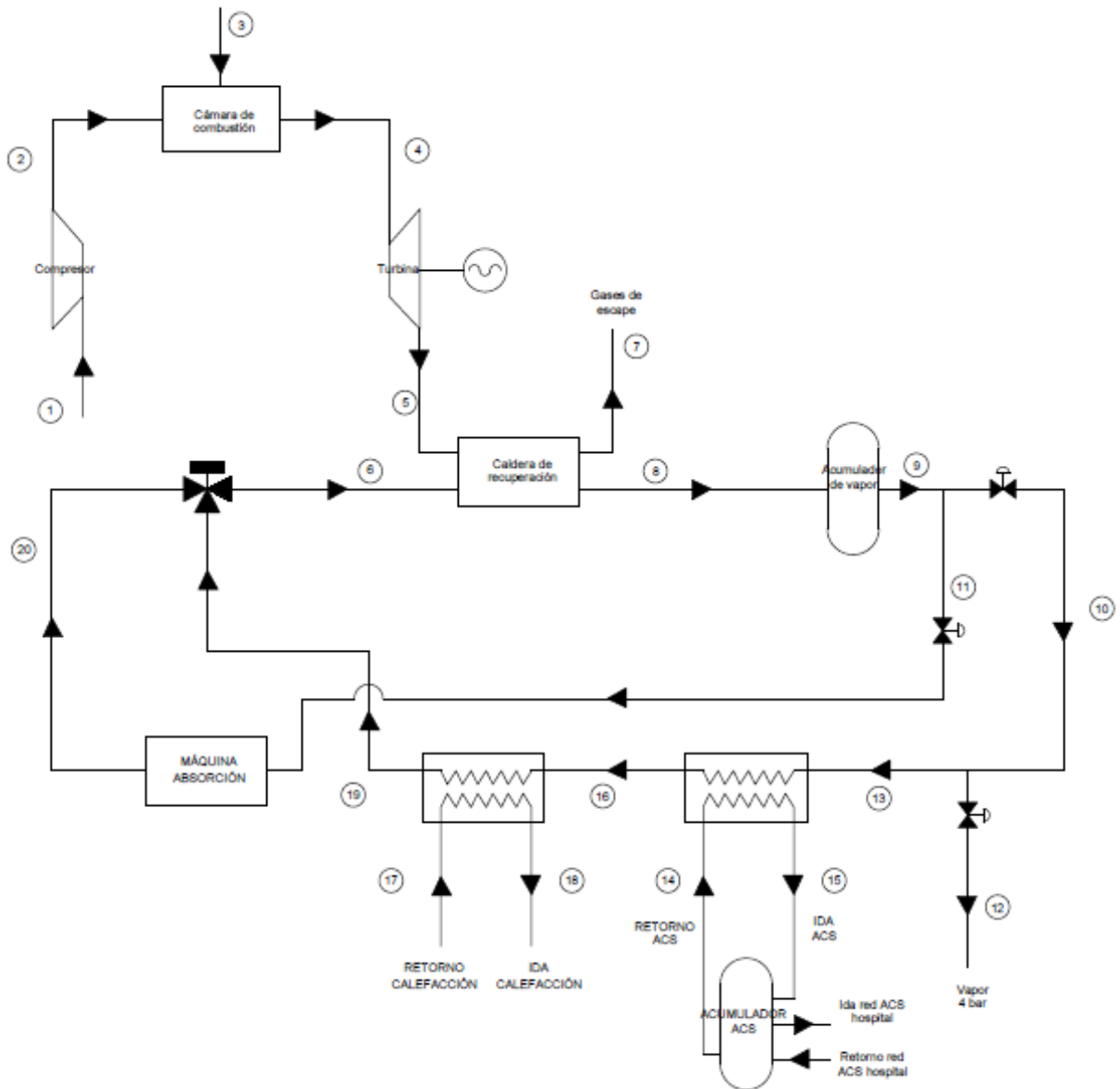


Figura 32. Ciclo de trigeneración.

Rama	Estado	P (bar)	T (°C)	h (kJ/kg)	Título (x)
1	Aire	1	15	289.14	-
5	Aire	1	365	649.31	-
6	Líquido	4	90	377.20	-
8	Vapor saturado	4	143.63	2737.60	1
9	Vapor saturado	4	143.63	2737.60	1
10	Vapor saturado	4	143.63	2737.60	1
11	Vapor saturado	4	143.63	2737.60	1
12	Vapor saturado	4	143.63	2737.60	1
13	Vapor saturado	4	143.63	2737.60	1
14	Líquido	1.5	55	230.29	-
15	Líquido	1.5	75	314.04	-
16	Vapor húmedo	4	143.63	1436.78	0.39
17	Aire	1.5	18	292.17	-
18	Aire	1.5	30	304.28	-
19	Líquido	4	35.07	147.20	-
20	Líquido saturado	4	143.63	604.70	0

Tabla 8. Propiedades de los diferentes puntos del ciclo.

### 5.3.2. Elementos del ciclo de trigeneración

#### 5.3.2.1. Turbina de gas

La turbina de gas empleada será el modelo **Mercury 50** del fabricante **Solar Turbines** (ver Anexo 9.3).

Las principales características son:

- Flujo de aire de entrada: 17.9 kg/s
- Relación de compresión: 9.9:1
- Potencia de salida con un grado de carga del 100%: 4.6 MWe
- Flujo de escape con un grado de carga del 100%: 63700 kg/h
- Temperatura de escape con un grado de carga del 100%: 365°C

- Combustible: gas natural
- $T_{amb}=15^{\circ}C$ .

El fabricante no proporciona el dato del flujo másico de combustible que consume la turbina con un grado de carga del 100%. Se ha resuelto el ciclo de la turbina de gas suponiendo un rendimiento isoentrópico del compresor y de la turbina de 0.8, y una eficiencia de la cámara de combustión de 1. Con estos valores se ha obtenido un flujo másico de gas natural de 0.16 kg/s. Como estos valores son aproximados (dado que no se conocen los parámetros exactos de diseño de la turbina) y parecen un poco bajos, se ha supuesto que el flujo másico que consume la turbina con un grado de carga del 100% es 0.28 kg/s.

#### 5.3.2.2. Caldera de recuperación

La caldera de vapor de recuperación será el **modelo RPV/RPA del fabricante SINICAL**. Este fabricante diseña las calderas en función de las necesidades. Estas características serán:

- Flujo máximo de gases de entrada (salida de la TG): 63700 kg/h
- Temperatura máxima gases de entrada (salida TG): 365°C
- Presión del vapor saturado generado: 4 bar
- Flujo del vapor saturado generado: 1.2 kg/s

#### 5.3.2.3. Acumulador de vapor

Se empleará un acumulador de vapor para así tener un suministro estable de vapor en la instalación. Este acumulador será el **modelo SAM 20 de la marca BOSCH**, con una capacidad de 20000 litros.

#### 5.3.2.4. Intercambiador de placas de ACS

Este intercambiador de placas realizará el intercambio de energía entra la corriente principal 13-16 y la corriente de agua 14-15 que proviene de un acumulador de ACS en las condiciones marcadas en la Tabla 9.

Corriente	P (bar)	T (°C)	h (kJ/kg)
13	4	143.63	2737.60
14	1.5	55.00	230.29
15	1.5	75.00	314.04
16	4	143.63	1436.79

Tabla 9. Corrientes de entrada y salida al intercambiador.

- Dimensionamiento del intercambiador

El intercambiador seleccionado será de flujo en contracorriente. Para calcular el flujo de ACS que circula por él, se pondrán las siguientes condiciones de funcionamiento:

- Cubre la  $P_{max,ACS}=636.1$  kW en invierno.
- Coeficiente de seguridad del 15.2%, que absorberá que el rendimiento isoentrópico con el que se resolvió todo el ciclo ( $\eta=0.95$ ) no sea exactamente ése en la realidad, dado que este dato no lo proporciona el fabricante.

Con estas condiciones, la potencia intercambiada serán 732.81 kW.

El flujo másico de ACS será:

$$\dot{m} = \frac{Q}{C_{p,agua} \cdot \Delta h} = \frac{732.81}{4.18 \cdot (75 - 55)} = 8.75 \text{ kg/s}$$

$Q_{14-15} = 732.81 \text{ kW}$

$$Q_{13-16} = \frac{Q_{14-15}}{\eta_{int}} = 771.38 \text{ kW}$$

$$\Delta T_m = \frac{\Delta T_1 - \Delta T_2}{\ln \frac{\Delta T_1}{\Delta T_2}} = 78.44^\circ\text{C}$$

$\Delta T_1 = 69.07^\circ\text{C}$

$\Delta T_2 = 88.63^\circ\text{C}$

$$A = \frac{Q}{V \cdot \Delta T_m} = 3.07 \text{ m}^2$$

Para un flujo másico de 8.75 kg/s, se ha seleccionado el intercambiador de placas Alfa Laval T5, cuyas condiciones de diseño son:

- $T_{lim} = 160^\circ\text{C}$
- $P_{max} = 16 \text{ bar}$
- Flujo másico máximo = 14 kg/s

El área de una placa de este intercambiador tendrá un valor de:

$$A_{1 \text{ placa}} = 0.742 \cdot 0.245 = 0.18 \text{ m}^2$$

$$N_{placas} = \frac{3.07}{0.18} \approx 17 \text{ placas}$$

Intercambiador seleccionado: **Intercambiador de placas Alfa Laval T5 -17 placas**

#### 5.3.2.5. Acumulador de ACS

El acumulador de ACS permitirá un suministro más estable de ACS, además de permitir un suministro de ACS durante un tiempo determinado en caso de avería, y para absorber posibles picos de demanda futuros.

Se considera que la temperatura del agua de la red pública es de  $10^\circ\text{C}$ .

Se dimensionará para cubrir la demanda media de ACS anual: 478.13 kW

$$Q_m = \dot{m} \cdot C_{p,agua} \cdot \Delta T = 478.13 \text{ kW}$$

$$478.13 = \dot{m} \cdot 4.18 \cdot (60 - 10)$$

$$k = 2.29 \text{ kg/s} = 137.26 \text{ l/min}$$

Se va a instalar un depósito de acero vitrificado de la marca **Lapesa modelo MVV 6000 RB**:

$$\frac{6000}{137.26} = 44 \text{ min de consumo de ACS}$$

Con este depósito se podrá hacer frente a 44 min sin producir ACS (en base al consumo promedio)

### 5.3.2.6. Intercambiador de placas de calefacción

Este intercambiador de placas realizará el intercambio de energía entra la corriente principal 16-19 y la corriente de aire 17-18 en las condiciones marcadas en la Tabla 10:

Corriente	P (bar)	T (°C)	h (kJ/kg)
16	4	143.63	1436.79
17	1.5	18.00	292.17
18	1.5	30.00	304.28
19	4	35.07	147.20

Tabla 10. Corrientes de entrada y salida al intercambiador.

- Dimensionamiento del intercambiador

El intercambiador dimensionado será de flujo en contracorriente.

El flujo másico de la corriente de aire de calefacción se calculó en el apartado 5.2.4, este valor es de  $\dot{m} = 60 \frac{kg}{s}$ .

En este caso no se considera un coeficiente de seguridad, debido a que el cálculo del flujo másico de aire de calefacción requerido era una estimación y ya es elevado.

Con estas condiciones, la potencia intercambiada  $Q_{17-18} = 726.49kW$ .

$$Q_{16-19} = \frac{Q_{17-18}}{\eta_{int}} = 764.72kW$$

$$\Delta T_m = \frac{\Delta T_1 - \Delta T_2}{\ln \frac{\Delta T_1}{\Delta T_2}} = 119.53^\circ C$$

$$\Delta T_1 = 113.63^\circ C$$

$$\Delta T_2 = 125.63^\circ C$$

$$A = \frac{Q}{V \cdot \Delta T_m} = 24.31m^2$$

Para un flujo másico de 60 kg/s, se ha seleccionado el intercambiador de placas Alfa Laval M15 FM, cuyas condiciones de diseño son:

- $T_{lim} = 180^\circ C$
- $P_{max} = 10 \text{ bar}$
- Flujo másico máximo = 120 kg/s

El área de una placa de este intercambiador tendrá un valor de:

$$A_{1placa} = 0.610 \cdot 1.9 = 1.159 m^2$$

$$N_{placas} = \frac{24.31}{1.159} \approx 21 \text{ placas}$$

Intercambiador seleccionado: **Intercambiador de placas Alfa Laval M15 FM-21 placas.**



### 5.3.2.7. Máquina de absorción

La máquina de absorción seleccionada tendrá que cubrir la demanda máxima de refrigeración, que se produce en Julio con un valor de 1944.44 kW.

El modelo seleccionado es del fabricante **TRANE** cuya referencia es **SD 50B CX** que proporciona una potencia frigorífica de 1970 kW (ver Anexo 9.3).

Esta es una máquina de absorción acuotubular de doble efecto de LiBr/H<sub>2</sub>O.

## 6. VIABILIDAD DEL PROYECTO

### 6.1. Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE)

El rendimiento eléctrico equivalente (REE) se definió en el apartado 2.2.2 de este trabajo.

Para calcular el REE se han establecido las siguientes condiciones:

- Se han supuesto 4 días de mantenimiento al año.
- Horas de funcionamiento anual =  $(365-4) \cdot 24 = 8664$  h/año.
- La potencia eléctrica que produciría la turbina de gas funcionando a un grado de carga del 100% sería 4.6 MWe.
- El flujo másico de gas que consume la turbina con un grado de carga del 100% es de 0.28 kg/s.
- El PCI del gas natural es 45 MJ/kg.
- Se supondrá que la turbina de gas va a funcionar de manera constante todo el año a un grado de carga del 85%.
- Como el fabricante no aporta datos de cómo evoluciona el consumo de gas natural ni de la producción de energía eléctrica en función del grado de carga de la máquina, se calcularán estos parámetros de la siguiente forma:

$$W_{elec,85\%} = 0.85 \cdot 4.6 \cdot 8664 = 33876.24 \text{ MWh}$$

$$Q_{gas\ natural} = \dot{m}_{gas\ natural} \cdot PCI_{gas\ natural} \cdot \text{Horas funcionamiento} \cdot \text{Grado de carga}$$

$$Q_{gas\ natural} = 0.28 \cdot 45 \cdot 8664 \cdot 0.85 = 92791.44 \text{ MWh}$$

La demanda energética del hospital se muestra en la Tabla 11:

	Demanda en kWh				
	Eléctrica	Calefacción	Refrigeración	ACS	Térmica total
Enero	2,310,914.00	5,201,943.00	77,010.70	440,796.80	5,719,750.50
Febrero	2,047,247.40	4,249,238.00	141,031.00	378,483.20	4,768,752.20
Marzo	2,294,769.40	2,966,462.00	242,157.00	381,404.10	3,590,023.10
Abril	2,204,444.00	2,535,437.61	404,950.00	305,970.00	3,246,357.61
Mayo	2,226,714.60	373,198.00	1,101,273.00	285,723.00	1,760,194.00
Junio	2,245,355.20	219,397.00	1,367,559.00	273,951.00	1,860,907.00
Julio	2,281,461.60	0.00	1,400,000.00	261,975.00	1,661,975.00
Agosto	2,290,026.20	0.00	1,400,000.00	278,703.00	1,678,703.00
Septiembre	2,272,628.60	115,417.00	769,579.00	311,043.00	1,196,039.00
Octubre	2,263,665.80	810,283.00	462,548.00	352,062.00	1,624,893.00
Noviembre	2,212,056.00	1,555,658.00	192,483.00	402,915.20	2,151,056.20
Diciembre	2,311,287.00	3,352,968.00	77,986.70	457,990.40	3,888,945.10
<b>TOTAL</b>	<b>26,960,569.80</b>	<b>21,380,001.61</b>	<b>7,636,577.40</b>	<b>4,131,016.70</b>	<b>33,147,595.71</b>

Tabla 11. Demanda energética del hospital.

Al emplear una máquina de absorción de doble efecto, se considerará para los cálculos que el COP=1. Por tanto, consumirá tanta energía térmica como la que tenga que producir de refrigeración.

$$V = Demanda_{ACS} + Demanda_{Calefacción} + Demanda_{Refrigeración}$$

$$REE = \frac{33876.24}{92791.44 - \frac{33147.60}{0.9}} = 0.6053 = 60.53\% > 59\%$$

Como el REE > 59%, tal y como indica el Real Decreto 661/2007, esta instalación será clasificada como una **instalación de alta eficiencia** [30].

## 6.2. Estudio económico definición de parámetros

El análisis de la viabilidad financiera, así como de la rentabilidad del presente trabajo se llevará a cabo mediante el cálculo de diversas variables tales como el pay-back, el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Tanto el VAN como el TIR se relacionan con el flujo de caja del trabajo. Asimismo, permitirán llevar a cabo el cálculo del tiempo en que la empresa ejecutora del proyecto recuperará la inversión inicial. Tras realizar dicho estudio será posible concluir la rentabilidad/viabilidad o no de dicho proyecto.

En este caso, el valor de la inversión inicial ha sido estimado teniendo en cuenta los siguientes conceptos (Tabla 12):

Elemento	Coste [€]
Turbina de gas Mercury 50 (850€/kWe)	3,910,000.00
Intercambiador de placas Alfa Laval T5 -17 placas	2,000.00
Intercambiador de placas Alfa Laval M15 -21 placas	9,000.00
Caldera de vapor de recuperación SINCAL RPV/RPA	200,059.00
Acumulador de vapor SAM 20 de BOSCH	50,751.00
Acumulador de ACS Lapesa MVV 6000 RB	10,302.00
Máquina de absorción TRANE ref SD 50B CX (380€/kW instalado)	748,600.00
Obra Civil	253,000.00
Dirección de obra	299,000.00
Sistemas eléctricos y equipos hidráulicos	736,000.00
<b>TOTAL Inversión (activo) (€)</b>	<b>6,218,712.00</b>

Tabla 12. Inversión inicial.

En la Tabla 13 se muestran otros costes tenidos en cuenta:

Coste del personal planta de trigeneración	
Número de personas encargada de supervisar el funcionamiento y reparar las averías	7.00
Salario bruto promedio de cada persona del equipo anual	24,000.00
Coste total del personal de la planta de trigeneración (€)	168,000.00
Costes indirectos	200,000.00
Mantenimiento	121,773.20
Seguro (1 % inversión total)	62,187.12

Tabla 13. Otros gastos adicionales.

Hipótesis de cálculo:

- Se han considerado 200.000 euros/anuales de costes indirectos



- Conforme al RD 661/2007 [30], a los 10 años de vida del proyecto, tarifas y complementos retributivos han de ser revisados. Por tanto, los flujos de caja han sido calculados para un período de vida útil de 10 años.
- Tanto para la electricidad como para el gas natural se considera un IPC anual constante de un 1% durante los próximos 10 años.
- Para otros gastos (por ejemplo, gastos de oficinas), se ha considerado un IPC del 2%.

Plan de amortización	
Tiempo de amortización (años)	25
Incremento IPC gas natural (%)	1
Incremento IPC de la electricidad (%)	1
IPC anual constante durante 10 años (%)	2
Tasa de descuento k (%)	8.00%

Tabla 14. Parámetros de la amortización.

### 6.2.1. Valor Actual Neto (VAN)

El VAN permitirá determinar el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros proyectados, originados por una inversión. Para ello, los valores de caja futuros deberán ser actualizados al día de hoy a través de una tasa de descuento (k) o tipo de interés. La tasa de descuento es la rentabilidad mínima que se espera obtener de la inversión.

$$\text{VAN} = \text{Beneficio neto actualizado (BNA)} - \text{Inversión inicial}$$

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Donde:

- $I_0 \rightarrow$  valor inversión inicial
- $V_t \rightarrow$  caja de flujo anual en un periodo t
- $K \rightarrow$  tipo de interés o tasa de descuento (%) = 8% [1007] (para este caso en particular)

Análisis de resultado:

- Si el **VAN < 0**, entonces el proyecto no es rentable puesto que la inversión es mayor que el BAN (Beneficio Neto Actualizado).
- Si el **VAN = 0**, entonces el proyecto es rentable puesto que la inversión se iguala al BAN (Beneficio Neto Actualizado). Esto significa que se ha alcanzado la rentabilidad mínima esperada de dicha inversión (el k).
- Si el **VAN > 0**, entonces el proyecto es rentable puesto que la inversión es menor que el BAN (Beneficio Neto Actualizado). Esto significa que se ha cumplido con la rentabilidad mínima esperada (k) y que el proyecto ha generado beneficios o ganancias adicionales

### 6.2.2. Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)

La Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) se define como el tipo de interés (k) para el cual el VAN se hace cero o la tasa de interés para la cual los ingresos totales actualizados es igual a los costos totales actualizados.

Por tanto, para dicha tasa de descuento, la inversión inicial es igual al Beneficio Neto Actualizado (BNA).

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 = 0$$

Análisis de resultado:

- Si el **TIR > k**, entonces el proyecto/inversión será aceptado porque el proyecto da una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida (k = 8%).
- Si el **TIR = k**, entonces el proyecto/inversión será aceptado. La rentabilidad de este coincidirá con la rentabilidad mínima esperada (k = 8%).
- Si el **TIR < k**, entonces el proyecto/inversión será rechazado porque el proyecto da una rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida (k = 8%).

### 6.2.3. Cálculo del plazo de recuperación (PAY-BACK)

El cálculo del Plazo de Recuperación o pay-back es el período de tiempo aproximado necesario para que un individuo recupere la inversión inicial realizada teniendo en cuenta los distintos flujos de caja.

## 6.3. Cálculos de los parámetros de análisis económico

### 6.3.1. Demanda antes de trigeneración vs después de trigeneración

Para determinar los flujos de caja futuros se ha determinado el coste de la demanda eléctrica y térmica antes y después de la trigeneración.

- Antes de trigeneración

Para determinar la demanda energética del hospital de 2000 camas antes de trigeneración, se ha realizado una interpolación lineal a partir de los valores de los hospitales de Fuenlabrada [28] y Guadalajara [29] (ver anexo) (Tabla 15):

	Número de Camas - Hospital					
	406 Eléctricos (kWh)	750 Eléctricos (kWh)	406 Térmicos (kWh)	750 Térmicos (kWh)	2000 Eléctricos (kWh)	2000 Térmicos (kWh)
Enero	1,058,657.00	1,312,302.00	1,670,735.00	3,209,337.00	2,233,977.00	8,800,227.00
Febrero	969,342.00	1,164,489.00	1,312,054.00	2,633,341.00	1,873,603.00	7,434,628.00
Marzo	1,109,656.00	1,199,819.00	1,323,632.00	2,392,696.00	1,524,200.00	7,434,628.00
Abril	1,113,355.00	1,169,714.00	695,112.00	2,155,738.00	1,327,660.00	7,492,000.00
Mayo	1,204,932.00	1,296,247.00	590,033.00	1,440,398.00	1,530,900.00	4,530,405.00
Junio	1,260,020.00	1,429,021.00	459,187.00	1,166,662.00	1,982,560.00	3,737,402.00
Julio	1,364,511.00	1,642,558.00	348,308.00	1,135,132.00	2,616,560.00	3,994,273.00
Agosto	1,369,633.00	1,832,946.00	317,971.00	1,139,068.00	3,516,416.00	4,122,686.00
Septiembre	1,244,594.00	1,465,760.00	370,604.00	1,221,882.00	2,269,407.00	4,315,098.00
Octubre	1,156,111.00	1,202,568.00	616,555.00	1,443,324.00	1,270,100.00	4,447,575.00
Noviembre	1,058,400.00	1,134,761.00	1,086,849.00	1,909,667.00	1,412,236.00	4,899,532.00
Diciembre	1,072,025.00	1,242,144.00	1,599,314.00	2,633,630.00	1,860,305.00	6,391,981.00
TOTAL	13,981,236.00	16,092,329.00	10,390,354.00	22,480,875.00	23,417,924.00	67,600,435.00

Tabla 15. Demanda del hospital antes de trigeneración.

En la Tabla 16 se muestra el coste económico de la demanda que tendría un hospital que tomase la electricidad de la red pública al precio actual del mercado [33]:

	Demanda eléctrica a red		
	Eléctricos (kWh)	€/kWh (2019)	€
Enero	2,233,977.00	0.12	268,077.24
Febrero	1,873,603.00	0.12	224,832.36
Marzo	1,524,200.00	0.12	182,904.00
Abril	1,327,660.00	0.12	159,319.20
Mayo	1,530,900.00	0.12	183,708.00
Junio	1,982,560.00	0.12	237,907.20
Julio	2,616,560.00	0.12	313,987.20
Agosto	3,516,416.00	0.12	421,969.92
Septiembre	2,269,407.00	0.12	272,328.84
Octubre	1,270,100.00	0.12	152,412.00
Noviembre	1,412,236.00	0.12	169,468.32
Diciembre	1,860,305.00	0.12	223,236.60
<b>TOTAL</b>	<b>23,417,924.00</b>		<b>2,810,150.88</b>

Tabla 16. Coste económico de demanda eléctrica antes de trigeneración.

En la Tabla 17 se muestra el coste económico que tendría un hospital que consumiera sólo el gas natural necesario para satisfacer la demanda térmica al precio actual del mercado [34]. Se ha considerado un descuento del 15% debido al gran volumen de compra.

	Demanda gas natural a red		
	Térmicos (kWh)	€/kWh (2019)	€
Enero	8,800,227.00	0.05	440,011.35
Febrero	7,434,628.00	0.05	371,731.40
Marzo	7,434,628.00	0.05	371,731.40
Abril	7,492,000.00	0.05	374,600.00
Mayo	4,530,405.00	0.05	226,520.25
Junio	3,737,402.00	0.05	186,870.10
Julio	3,994,273.00	0.05	199,713.65
Agosto	4,122,686.00	0.05	206,134.30
Septiembre	4,315,098.00	0.05	215,754.90
Octubre	4,447,575.00	0.05	222,378.75
Noviembre	4,899,532.00	0.05	244,976.60
Diciembre	6,391,981.00	0.05	319,599.05
<b>TOTAL</b>	<b>67,600,435.00</b>		<b>3,380,021.75</b>
	<b>Descuento del 15% por elevado volumen de compra</b>		<b>2,873,018.49</b>

Tabla 17. Coste económico de demanda térmica antes de trigeneración.

- Después de la trigeneración

En la Tabla 18 se puede ver que no existe coste de compra de electricidad a la red pública puesto que la instalación de trigeneración cubre la demanda eléctrica en su totalidad.

	Demanda eléctrica a red		
	Eléctricos (kWh)	€/kWh (2019)	€
Anual	0.00	0.12	0.00

Tabla 18. Coste económico de demanda eléctrica después de trigeneración.

En la Tabla 19 se muestra el coste económico que tendría el consumo de gas natural en las condiciones de funcionamiento establecidas en el apartado 6.1 de este trabajo. Se ha considerado un descuento del 15% debido al gran volumen de compra.

	Demanda gas natural a red		
	Térmicos (kWh)	€/kWh (2019)	€
Anual	92,791,440.00	0.05	4,444,709.98
	<b>Descuento del 15% por elevado volumen de compra</b>		<b>3,778,003.48</b>

Tabla 19. Coste económico de demanda térmica después de trigeneración.

Por tanto, el ahorro económico relativo a la demanda energética tras haber desarrollado el proyecto de trigeneración se muestra en la Tabla 20:

	€
Coste eléctrico más térmico antes de la trigeneración	5,683,169.37
Coste eléctrico más térmico después de la trigeneración	3,778,003.48
<b>Ahorro económico con la trigeneración</b>	<b>1,905,165.89</b>

Tabla 20. Ahorro económico con el sistema de trigeneración.

El consumo de energía eléctrica de los diferentes elementos de la instalación de cogeneración se muestra en la Tabla 21:

Elemento	Potencia (kW)	kWh
Turbina de gas Mercury 50	18.20	157,684.80
Caldera de vapor de recuperación SINCAL RPV/RPA	10.80	93,571.20
Acumulador de vapor SAM 20 de BOSCH	0.46	3,942.12
Acumulador de ACS Lapesa MVV 6000 RB	0.46	3,942.12
Máquina de absorción TRANE ref SD 50B CX (380€/kW instalado)	9.10	78,842.40
<b>TOTAL Consumo de electricidad</b>	<b>39.01</b>	<b>337,982.64</b>

Tabla 21. Consumo eléctrico de los diferentes elementos de la cogeneración.

Nota: se ha supuesto que la turbina de gas consumirá dos veces el consumo eléctrico de la máquina de absorción, y los acumuladores de vapor y ACS un 5% del consumo de la máquina de absorción.

En la Tabla 22 se muestra el balance de energía eléctrica y el excedente disponible para vender a la red:

	kWh
Demanda energía eléctrica del hospital	26,960,569.80
Consumo eléctrico elementos sistema cogeneración	337,982.64
Producción eléctrica del sistema de cogeneración	33,876,240.00
Excedente de electricidad	6,577,687.56

Tabla 22. Balance de energía eléctrica.

Conforme al Real Decreto 661/2007 [30], la instalación de cogeneración es del tipo a.1.1, con lo que se ha establecido un precio medio de la venta de electricidad de 0.07 €/kWh. En la Tabla 23 se muestran los ingresos obtenidos con la venta del excedente de electricidad.

Precio medio venta electricidad (€/kWh)	0.07
Ingresos por la venta del excedente eléctrico (€)	<b>460,438.13</b>

Tabla 23. Ingresos por la venta del excedente de electricidad.

### 6.3.2. Flujos de caja

En la Tabla 24 se muestra el flujo de caja para un periodo de 10 años como se explicó en apartados anteriores.

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Inversión inicial</b>	6,218,712.00										
<b>Sin cogeneración</b>											
Coste eléctrico		2,810,150.88	2,838,252.39	2,866,634.91	2,895,301.26	2,924,254.27	2,953,496.82	2,983,031.79	3,012,862.10	3,042,990.72	3,073,420.63
Coste térmico - gas natural		2,873,018.49	2,901,748.67	2,930,766.16	2,960,073.82	2,989,674.56	3,019,571.30	3,049,767.02	3,080,264.69	3,111,067.33	3,142,178.01
<b>Costes totales</b>		<b>5,683,169.37</b>	<b>5,740,001.06</b>	<b>5,797,401.07</b>	<b>5,855,375.08</b>	<b>5,913,928.83</b>	<b>5,973,068.12</b>	<b>6,032,798.80</b>	<b>6,093,126.79</b>	<b>6,154,058.06</b>	<b>6,215,598.64</b>
<b>Con cogeneración</b>											
Coste eléctrico		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Coste térmico - gas natural		3,778,003.48	3,815,783.51	3,853,941.35	3,892,480.76	3,931,405.57	3,970,719.63	4,010,426.82	4,050,531.09	4,091,036.40	4,131,946.77
Coste total del personal de la planta de trigeneración (€)		168,000.00	171,360.00	174,787.20	178,282.94	181,848.60	185,485.57	189,195.29	192,979.19	196,838.78	200,775.55
Costes indirectos (€)		200,000.00	204,000.00	208,080.00	212,241.60	216,486.43	220,816.16	225,232.48	229,737.13	234,331.88	239,018.51
Mantenimiento		121,773.20	124,208.67	126,692.84	129,226.70	131,811.23	134,447.46	137,136.41	139,879.14	142,676.72	145,530.25
Seguro		62,187.12	63,430.86	64,699.48	65,993.47	67,313.34	68,659.61	70,032.80	71,433.45	72,862.12	74,319.36
<b>Costes totales</b>		<b>4,329,963.80</b>	<b>4,378,783.05</b>	<b>4,428,200.87</b>	<b>4,478,225.48</b>	<b>4,528,865.18</b>	<b>4,580,128.43</b>	<b>4,632,023.80</b>	<b>4,684,560.01</b>	<b>4,737,745.89</b>	<b>4,791,590.45</b>
<b>Flujo de cajas</b>	<b>-6,218,712.00</b>	<b>1,353,205.56</b>	<b>1,361,218.02</b>	<b>1,369,200.20</b>	<b>1,377,149.61</b>	<b>1,385,063.66</b>	<b>1,392,939.70</b>	<b>1,400,775.01</b>	<b>1,408,566.79</b>	<b>1,416,312.16</b>	<b>1,424,008.19</b>

Tabla 24. Flujos de caja para 10 años.

Para este caso en particular se ha considerado una tasa de descuento del 8%. Para la  $k=8\%$ , el VAN para un período de 10 años tendrá un valor de **3,067,325.42 €**

### 6.3.3. Cálculo del plazo de recuperación (PAY-BACK)

En la Tabla 25 se muestra el flujo de caja para 10 años que se va a utilizar para el cálculo del PAY-BACK:

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Flujo de cajas	-6,218,712.00	1,353,205.56	1,361,218.02	1,369,200.20	1,377,149.61	1,385,063.66	1,392,939.70	1,400,775.01	1,408,566.79	1,416,312.16	1,424,008.19

Tabla 25. Flujos de caja para 10 años.

En la Tabla 26 se muestra el cálculo del PAY-BACK. En ella se puede ver que la inversión se recuperará a los 5.21 años.

Desembolso inicial	-6,218,712.00 €
Año 1	-4,865,506.44 €
Año 2	-3,504,288.42 €
Año 3	-2,135,088.22 €
Año 4	-757,938.61 €
Año 5	627,125.04 €
Último año en negativo	4
Valor absoluto (VA) último en negativo	757,938.61 €
Flujo de caja (FC) siguiente	627,125.04 €
Último año en negativo	4
VA último/FC siguiente	1.21
<b>Pay-back año</b>	<b>5.21</b>

Tabla 26. Cálculo del PAY-BACK

#### 6.3.4. Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)

A partir de los flujos de caja calculados anteriormente, se obtiene el valor del TIR o tasa de descuento  $k$  para la cual el VAN = 0. Este valor corresponde a un TIR = 17.90%

Por tanto, el proyecto es **rentable puesto que  $k=8% < 17.90%$** .

La rentabilidad obtenida a partir de dicha inversión es mayor que la mínima esperada.

#### 6.3.5. Relación entre el TIR y el VAN

En la Tabla 27 se muestran los distintos valores del VAN en función de la tasa de descuento  $k$  considerada.

TIR= $k$	VAN
5	4,481,200.78 €
8	3,067,325.42 €
15	707,417.23 €
17.9	0.00 €
25	-1,307,770.58 €
30	-1,972,552.00 €

Tabla 27. Valores del VAN en función de la tasa de descuento  $k$ .

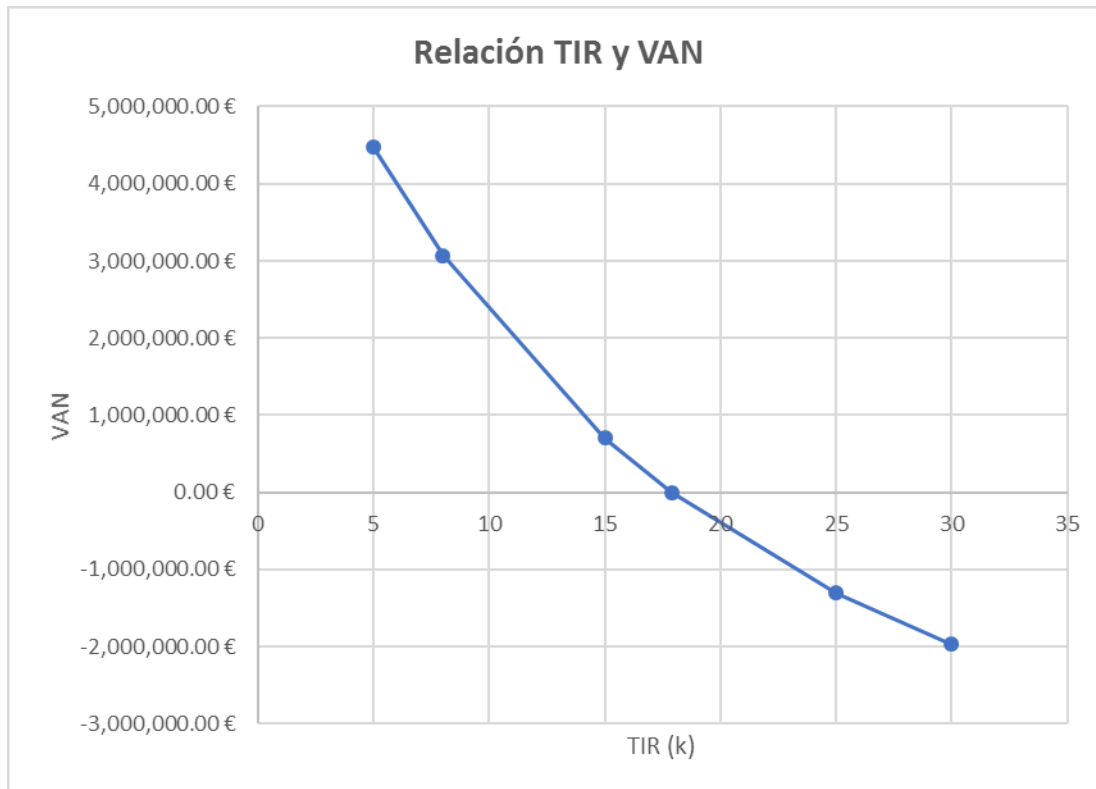


Figura 33. Relación entre el TIR y el VAN en función de la tasa de descuento  $k$ .

A la rentabilidad mínima del  $k=8\%$  le correspondería un VAN de 3,067,325.42 € y un TIR=17.90%.





## 7. CONCLUSIONES

En este trabajo se ha realizado una propuesta de un sistema de trigeneración para su uso a nivel hospitalario que sea viable desde el punto de vista técnico y económico.

La instalación diseñada permite cubrir la demanda eléctrica y energética de un hospital de tamaño grande adecuado para dar servicio a unas 2000 camas. La demanda eléctrica anual estimada para el hospital es de 37,5 MW y la demanda energética anual 46 MW (29,7 MW de calefacción, 10,6 MW de refrigeración y 5,7 MW de ACS).

El ciclo de trigeneración diseñado consta de los siguientes equipos comerciales: una turbina de gas modelo Mercury 50, una caldera de recuperación del fabricante SINICAL, un acumulador de vapor modelo SAM 20 del fabricante BOSCH, un intercambiador de placas para ACS marca ALFA LAVAL modelo T5 de 17 placas, un acumulador de ACS del fabricante Lapesa modelo MVV 6000 RB, un intercambiador de placas para calefacción del fabricante ALFA LAVAL modelo M15 FM de 21 placas y una máquina de absorción del fabricante TRANE modelo SD 50B CX.

El sistema de trigeneración diseñado presenta un Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE) del 60,5%. Esto significa, de acuerdo al RD 661/2007 [30] por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, que la instalación propuesta se clasifica como de alta eficiencia.

El estudio económico revela que la inversión inicial de la instalación asciende a 6,2 M€ con un VAN de 3,1 M€ y un TIR de 17,9% para un período de 10 años, recuperándose la inversión a partir del quinto año. En base a los datos técnicos y económicos obtenidos, **la viabilidad y la rentabilidad del proyecto está garantizada.**





## 8. BIBLIOGRAFÍA

[1] La energía en España en el 2016. Disponible online:

<http://www.minetad.gob.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/energia-espana-2016.pdf>.

Último acceso el 08/04/2018

[2] La cogeneración a nivel mundial. Disponible online:

<http://www.worldwatch.org/node/5924>

Último acceso el 22/09/2018.

[3] Datos mundiales de la cogeneración

Disponible online:

<http://www.iea.org/chp/data/globalchpdhcddata-currentbaseline/>

Último acceso el 22/09/2018.

[4] La cogeneración en Europa.

Disponible online:

<http://www.cogenspain.org/wp-content/uploads/2017/10/Presentacio%CC%81n-de-Blanca-Perea-Sesio%CC%81n-4.pdf>

Último acceso el 22/09/2018.

[5] Acogen.

Disponible online:

<http://www.acogen.org/cogeneracion-espana.php>

Último acceso el 08/04/2018.

[6] Comparación de la cogeneración entre España y Alemania.

Disponible online:

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-cogeneracion-en-espana-a-anos-luz-del-modelo-aleman/>

Último acceso el 08/04/2018.

[7] Cubero, O. La cogeneración: eficiencia y reducción de emisiones. Board Member COGEN Europe (2016).

[8] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

[9] Red Eléctrica de España.

[10] Las emisiones de CO<sub>2</sub>

Disponible online:

<http://www.elmundo.es/economia/2017/11/16/5a0c8cc2ca47412d298b468b.html>

Último acceso el 08/04/2018

[11] Mascuch, J. Novotny, V. Vodicka, V. Spale, J. Zeleny, Z. Experimental development of a kilowatt-scale biomass fired micro e CHP unit based on ORC with rotary vane expander. Elsevier, Renewable Energy xxx (2018) 1-14.



[12] Beneficios del desarrollo de la cogeneración en España.

Disponible online:

[https://www.cronicaeconomica.com/imagenes/fotosdeldia/12459\\_valoracion\\_de\\_los\\_beneficios\\_a\\_sociados\\_al\\_desarrollo\\_de\\_la\\_cogeneracion\\_enespana.pdf](https://www.cronicaeconomica.com/imagenes/fotosdeldia/12459_valoracion_de_los_beneficios_a_sociados_al_desarrollo_de_la_cogeneracion_enespana.pdf)

Último acceso el 08/04/2018

[13] La cogeneración.

Disponible online:

<https://www.youtube.com/watch?v=YR8MBpzW7hg>

Último acceso el 21/07/2018.

[14] Apuntes de la asignatura Tecnología energética, Máster en Ingeniería Industrial de la UVA (2017/2018).

[15] Ventajas de la cogeneración.

Disponible online:

<https://www.caloryfrio.com/ahorro-energia/cogeneracion/que-es-la-cogeneracion-beneficios-y-ventajas-medio-ambientales.html>

Último acceso el 08/04/2018.

[16] La cogeneración

Disponible online:

<http://www.industriaelsalvador.com/wp-content/uploads/2010/10/Daniel-Mina-COGENERACION.pdf>

Último acceso el 15/04/2018.

[17] Carragher, M. De Rosa, M. Kathirgamanathan, A. Finn, D. Investment analysis of gas-turbine combined heat and power systems for commercial buildings under different climatic and market scenarios. Elsevier, Energy conversion and Management 183 (2019) 35-49.

[18] Darabadi Zareh, A. Khoshbakhti nSaray, R. Mirmasoumi, S. Bahlouli, K. Extensive thermodynamic and economic analysis of the cogeneration of heat and power system fueled by the blend of natural gas and biogas. Elsevier, Energy conversion and Management 164 (2018) 329-343.

[19] Marrasso, E. Roselli, C. Sasso, M. Picallo-Perez, A. Sala Lizarraga, J.M. Dynamic simulation of a microcogeneration system in a Spanish cold climate. Elsevier, Energy conversion and Management 165 (2018) 206-218.

[20] MCIA en cogeneración

Disponible online:

<https://www.eoi.es/es/file/18617/download?token=YvjYjrZI>

Último acceso el 18/08/2018.

[21] Ciclo combinado de cogeneración.

Disponible online:

<https://www.youtube.com/watch?v=9q--NQ-3IDw>

Último acceso el 23/09/2018.



[22] Ciclos combinados de cogeneración.

Disponible online:

[http://repositorio.uchile.cl/tesis/uchile/2011/cf-sepulveda\\_rs/pdfAmont/cf-sepulveda\\_rs.pdf](http://repositorio.uchile.cl/tesis/uchile/2011/cf-sepulveda_rs/pdfAmont/cf-sepulveda_rs.pdf)

Último acceso el 23/09/2018.

[23] MCIA

Disponible online:

<https://ingenieromarinero.com/motores-de-combustion-interna-alternativos-mcia-1oparte/>

Último acceso el 18/08/2018.

[24] Comparativa de combustibles.

Disponible online:

<http://www.scielo.org.co/pdf/cenes/v35n61/v35n61a09.pdf>

Último acceso el 23/09/2018.

[25] Máquinas de absorción de simple efecto.

Disponible online:

<https://www.absorsistem.com/tecnologia/absorcion/funcionamiento-del-ciclo-de-absorcion-de-simple-efecto-con-bromuro-de-litio-y-agua>

Último acceso el 15/06/2019.

[26] Marcos del Cano, J. Tesis doctoral, Prototipo de máquina frigorífica de absorción LiBr/H<sub>2</sub>O de doble efecto condensada por aire (2008).

[27] Frío sola mediante máquinas de absorción.

Disponible online:

<https://gramaconsultores.wordpress.com/2011/11/28/frio-solar-mediante-maquinas-de-absorcion/>

Último acceso el 23/09/2018.

[28] Torrente Giménez, R. Estudio de viabilidad económica de una planta de cogeneración en un hospital de Madrid (2014).

[29] Criado Cámara, E. Instalación de trigeneración para un hospital con producción de electricidad, calor y frío.

[30] Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

[31] Navarro Garrido, J. Análisis de una planta de cogeneración en un hospital del sur de España (2017).

[32] Cuadra Valdelvira, V. Estudio de viabilidad de un sistema de trigeneración para un hospital.

[33] Precio actual de la electricidad.

Disponible online en:

<https://comparadorluz.com/tarifas/precio-kwh#precio-kwh-gas-esp%C3%B1a>

Último acceso el 24/06/2019.



[34] Precio actual del gas natural.

Disponible online en:

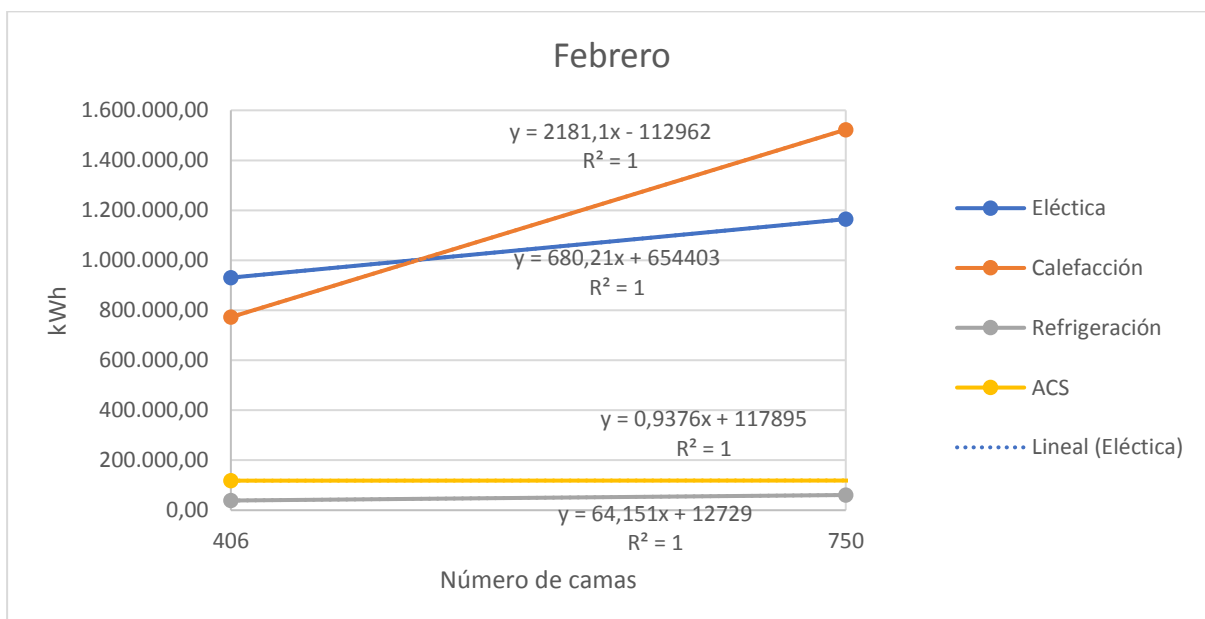
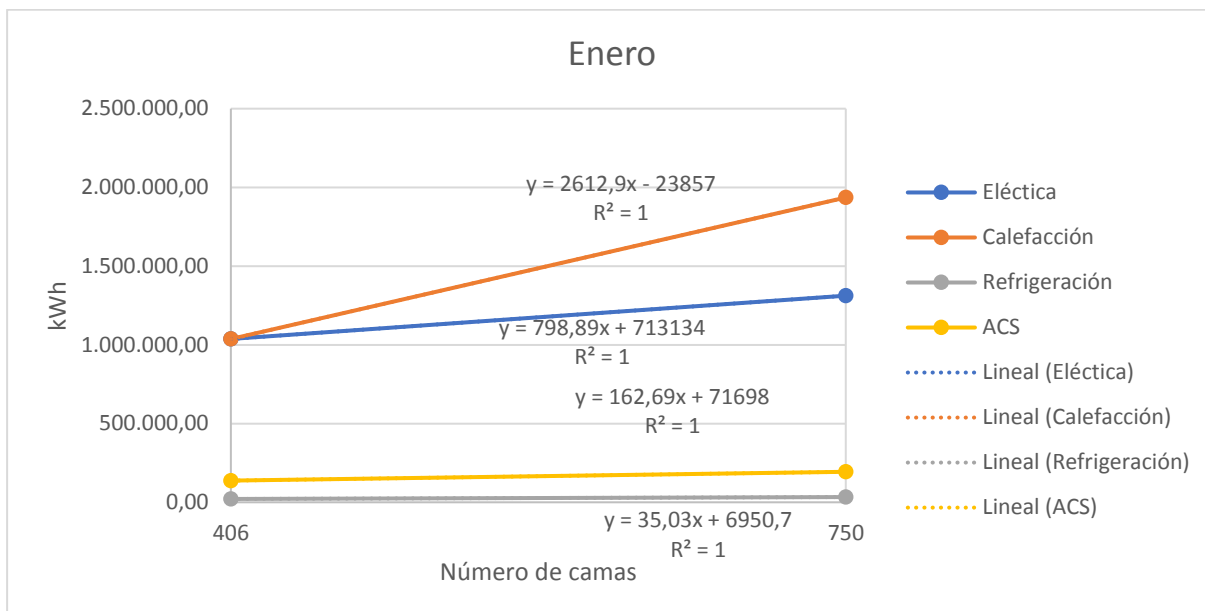
<https://comparadorluz.com/tarifas/precio-kwh-gas>

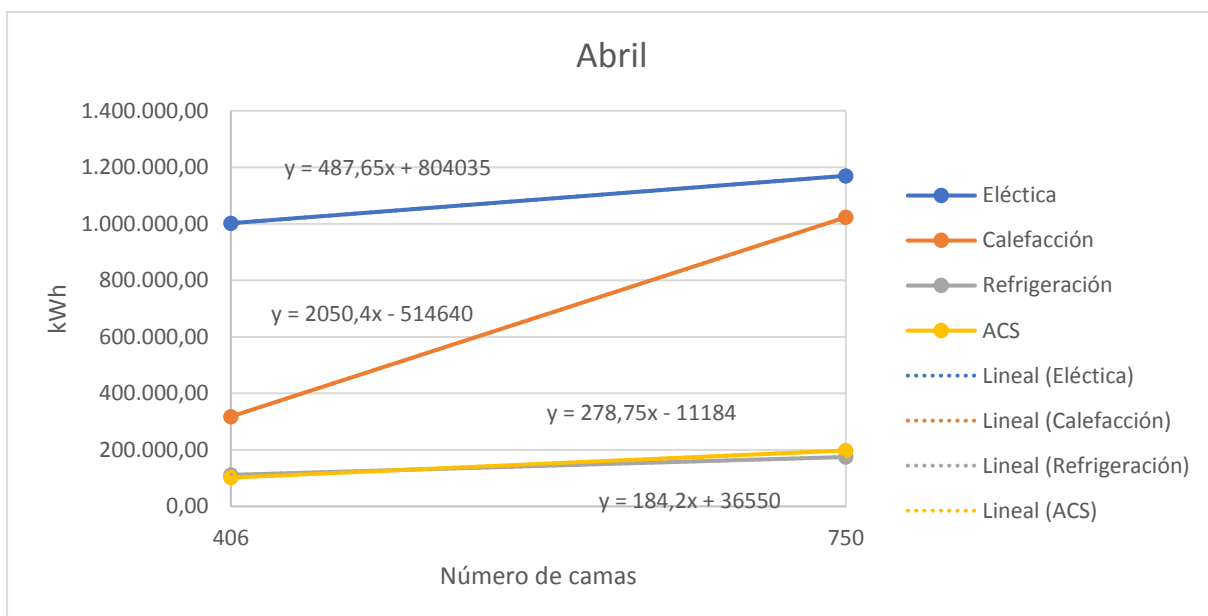
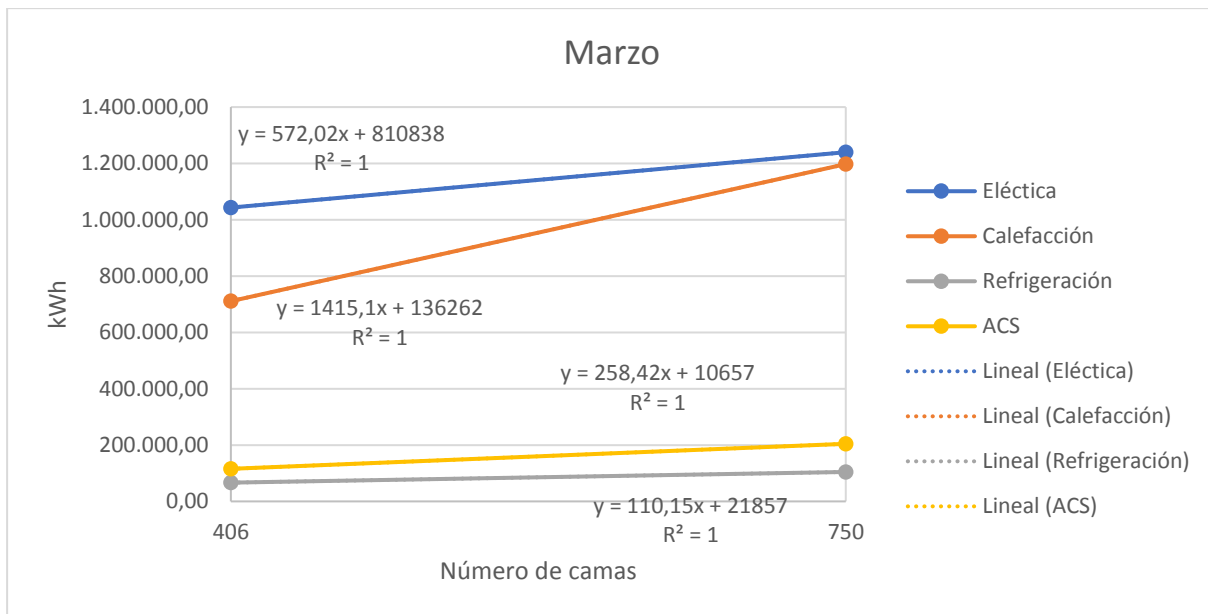
Último acceso el 24/06/2019.

## 9. ANEXOS

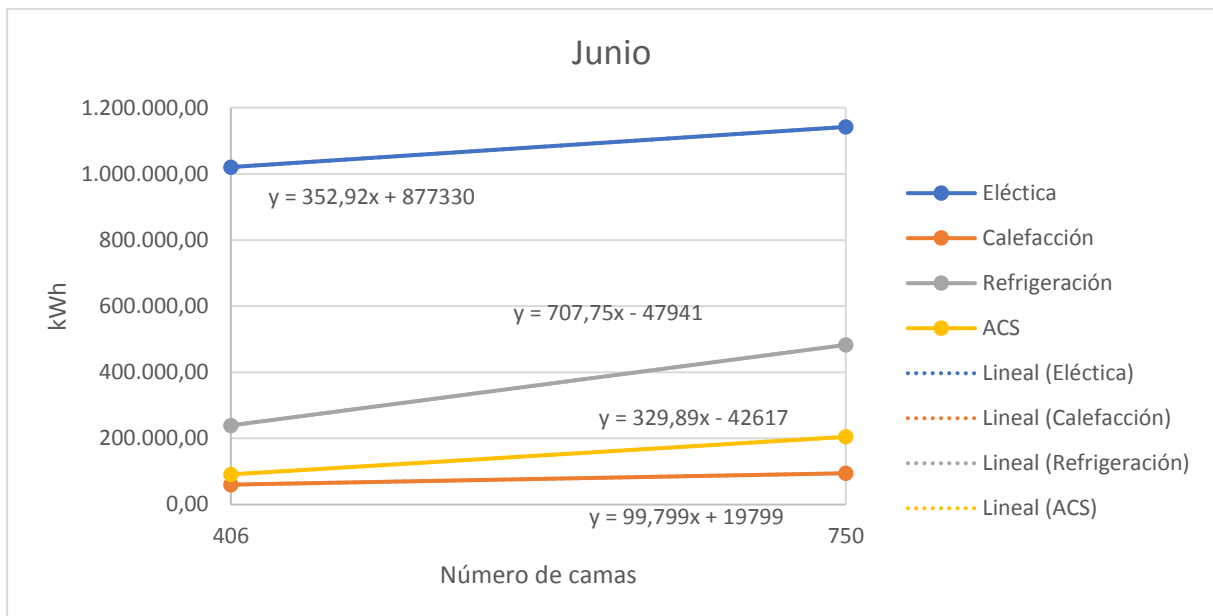
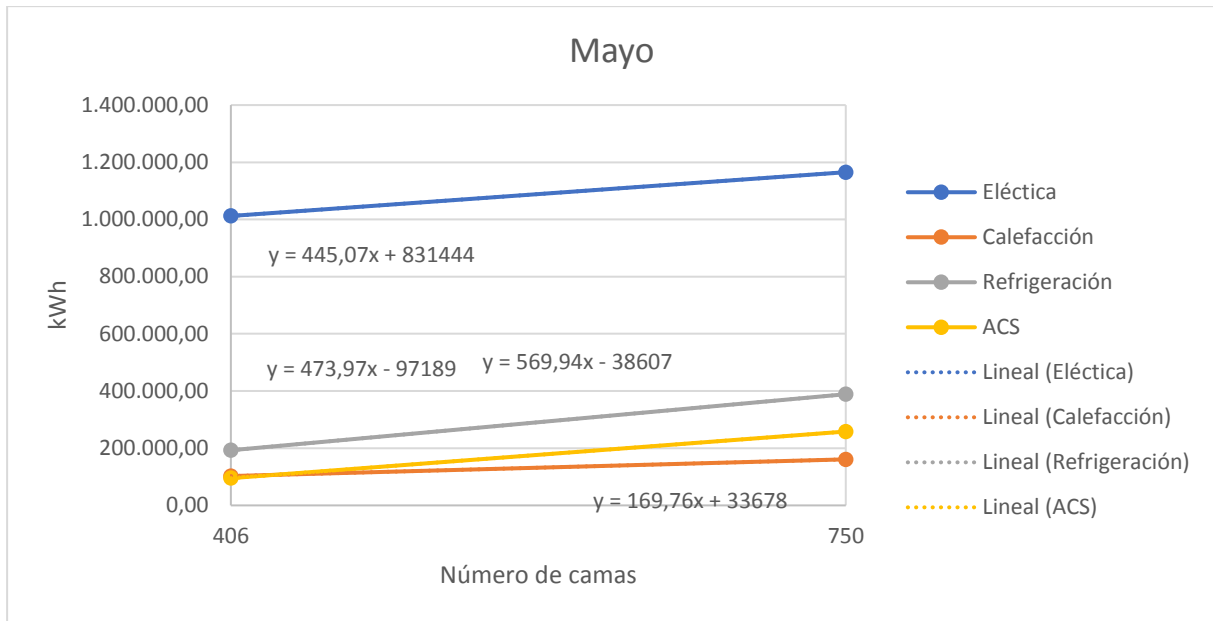
### 9.1. Interpolación lineal para obtener la demanda energética del hospital

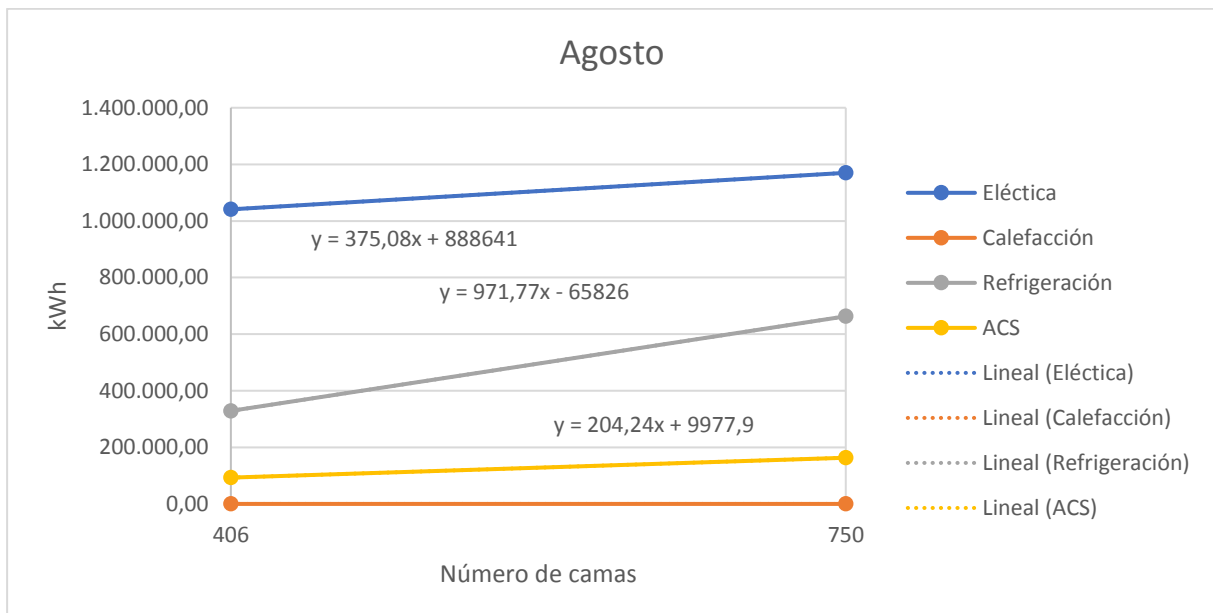
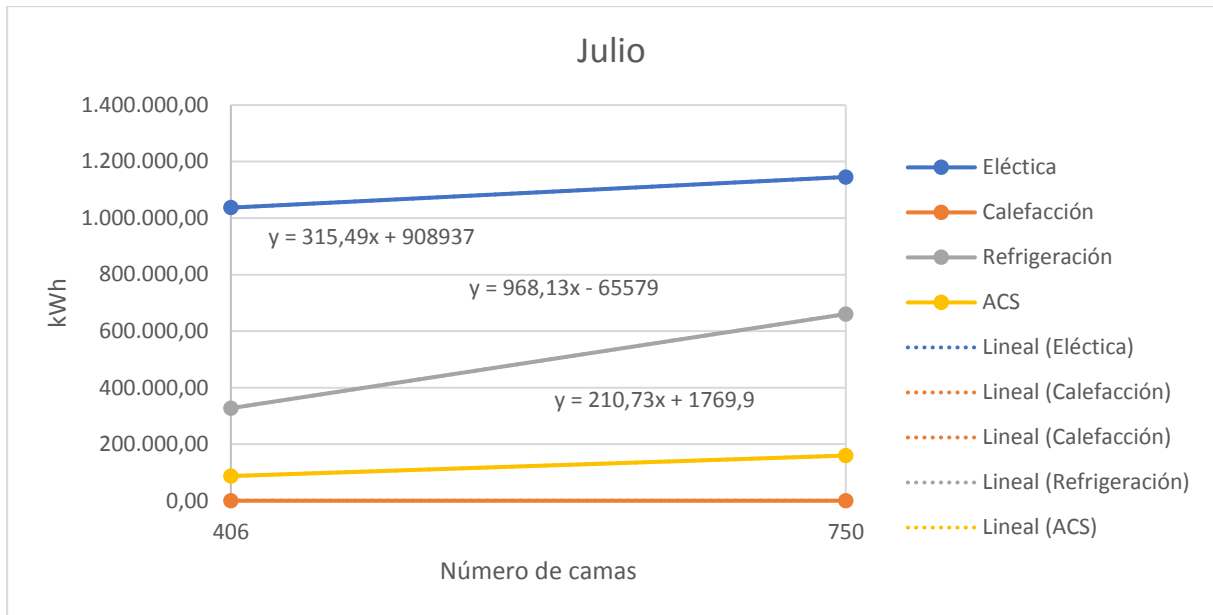
A continuación, se muestran las tablas de la interpolación lineal mensual para las demandas de ACS, calefacción, electricidad y refrigeración.

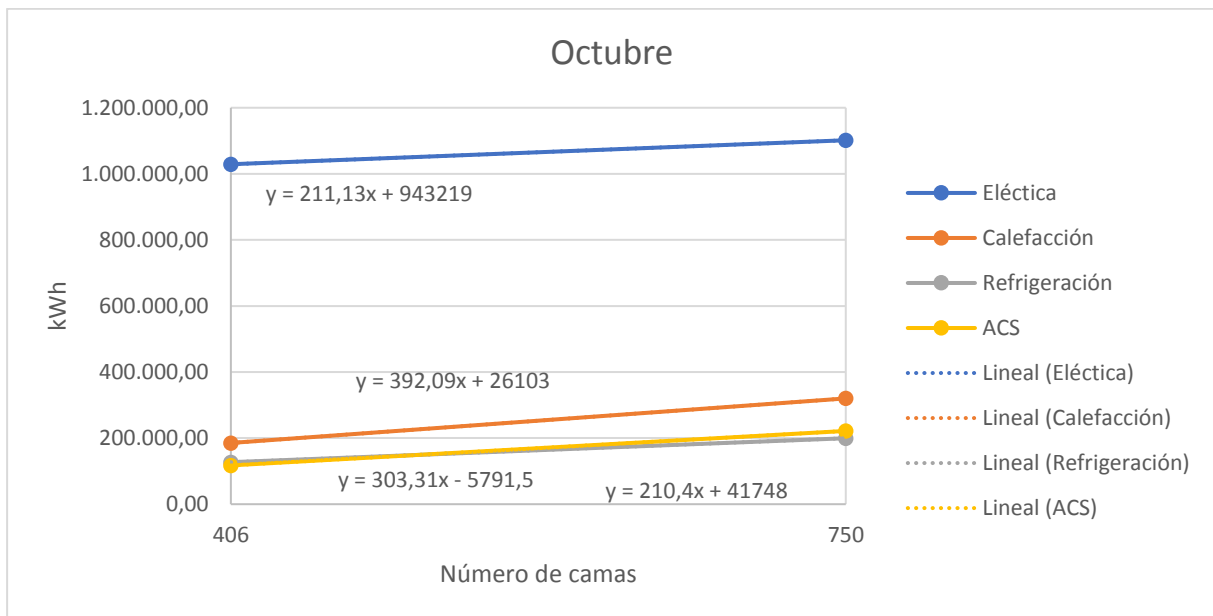
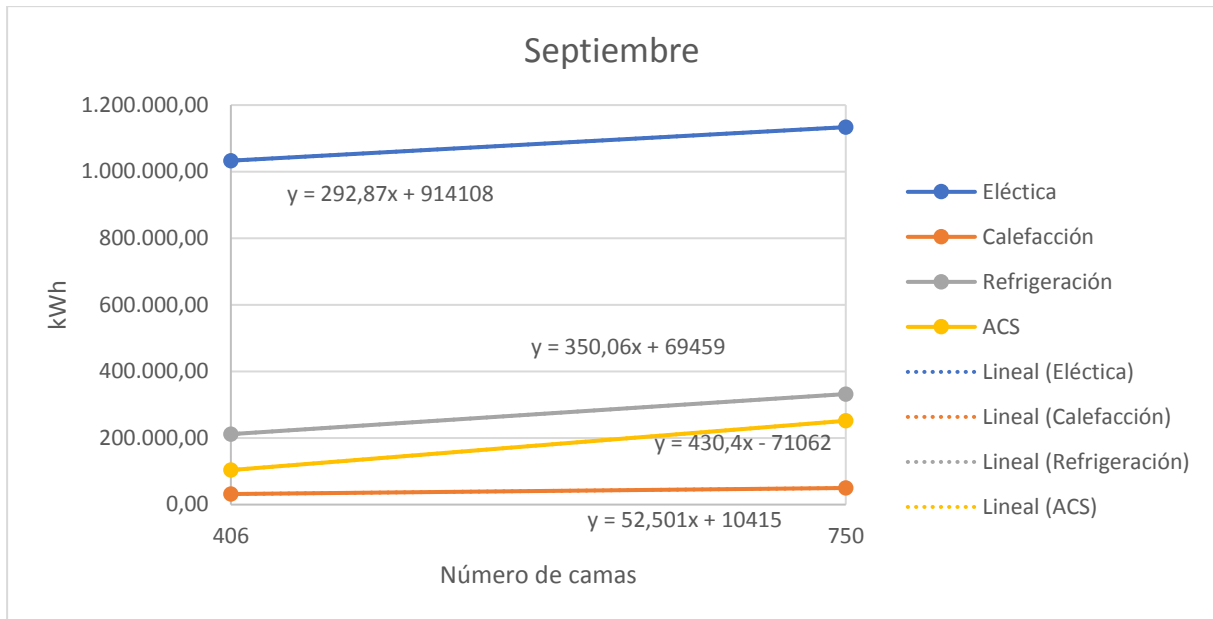


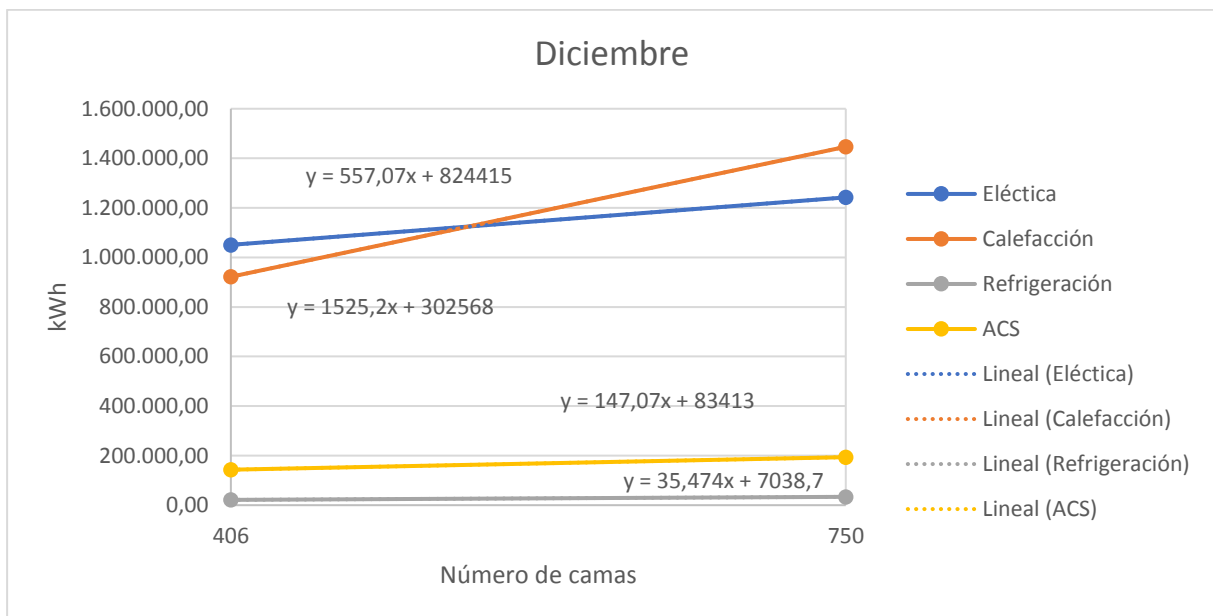
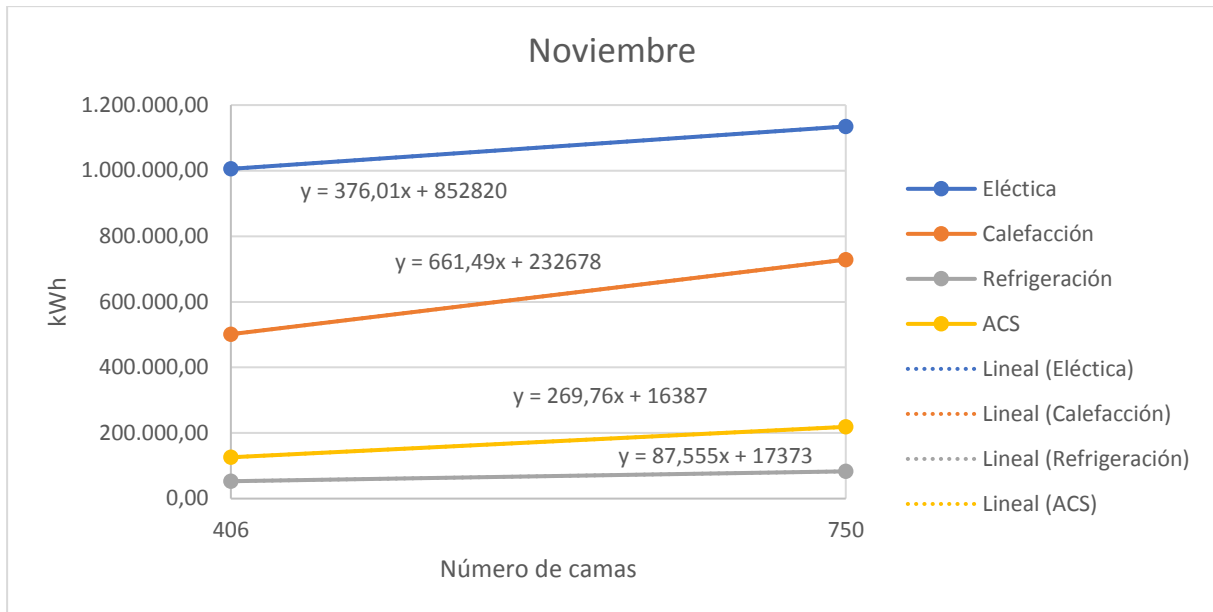






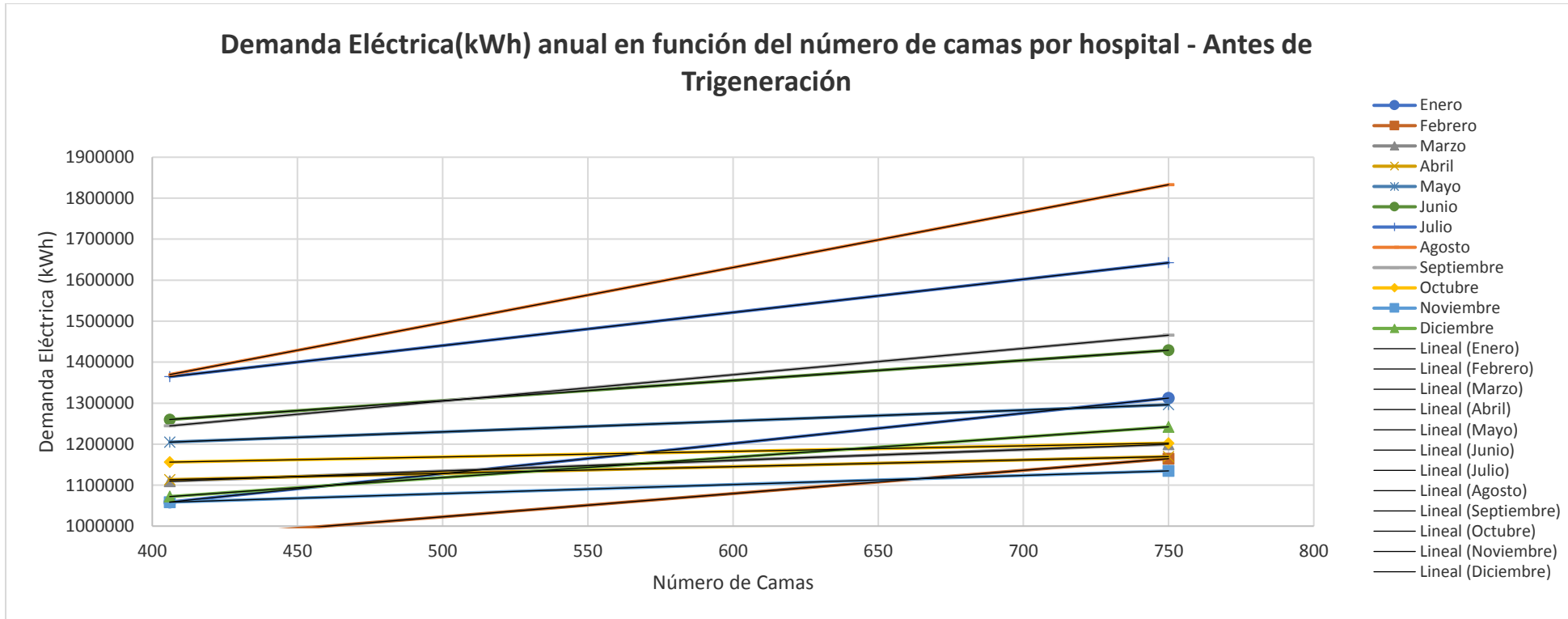


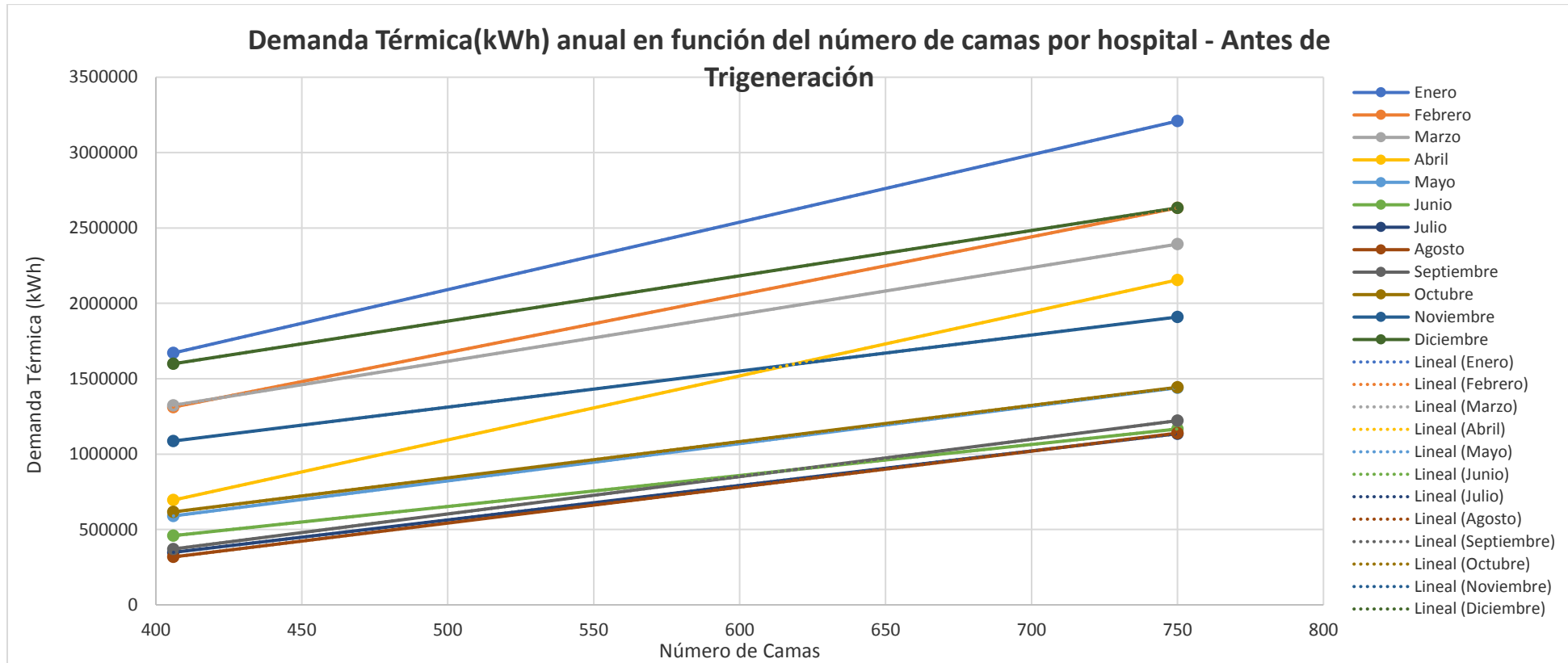




## 9.2. Interpolación para obtener la demanda del hospital antes de instalar trigeneración

En este apartado se muestran las gráficas empleadas para aplicar la interpolación lineal y poder obtener las demandas eléctricas y térmicas del hospital antes de la trigeneración.







### 9.3. Documentación de los elementos del ciclo de trigeneración