



**Proyecto Fin de Carrera
Departamento de Ingeniería Eléctrica**

**Estudio de Viabilidad Económico-Financiera
de una Planta de Trigeneración en un hotel**

**Autor: Benjamín Fernández de la Horra
Tutor: Armando Fombella Cuesta**

Leganés, 18 de julio de 2012.

ÍNDICE

1	<u>INTRODUCCIÓN</u>	10
1.1	Introducción	10
1.2	Motivación	11
1.3	Objetivo.....	11
1.4	Estructura del documento.....	12
1.5	Modelo de negocio.....	14
2	<u>MEMORIA DESCRIPTIVA</u>	15
2.1	Estudio del entorno.....	15
2.1.1	<i>Entorno económico</i>	15
2.1.2	<i>Entorno político</i>	16
2.1.3	<i>Entorno legal</i>	17
2.1.4	<i>Entorno social</i>	17
2.1.5	<i>Entorno medioambiental</i>	18
2.1.6	<i>Entorno técnico</i>	19
2.2	Aspectos generales	19
2.2.1	<i>Cogeneración</i>	19
2.2.2	<i>Ventajas de la cogeneración</i>	22
2.2.3	<i>Barreras al desarrollo de la cogeneración</i>	22
2.2.3.1	<i>Barreras legislativas</i>	22
2.2.3.2	<i>Barreras económicas</i>	23
2.2.3.3	<i>Barreras administrativas</i>	24
2.2.3.4	<i>Barreras técnicas</i>	24
2.2.3.5	<i>Barreras financieras</i>	24
2.2.4	<i>Paso de la cogeneración a la trigeneración</i>	24
2.2.5	<i>Tecnologías de trigeneración</i>	25
2.2.5.1	<i>Esquema de trigeneración</i>	26
2.2.5.2	<i>Descripción de una máquina de absorción</i>	26
2.2.5.3	<i>Descripción de una instalación de refrigeración por absorción</i>	28
2.2.6	<i>Cogeneración en España</i>	29
2.3	Normativa	32
2.3.1	<i>Antecedentes legislativos y normativa actual</i>	33
2.4	Objeto de estudio: hotel.....	37
2.4.1	<i>Datos generales del hotel</i>	38
2.4.2	<i>Datos de partida del proyecto</i>	40

2.4.2.1 Consumo energético real del hotel	40
2.4.2.2 Consumo actual de energía eléctrica	40
2.4.2.3 Consumo actual de energía térmica	51
2.5 Descripción de la instalación.....	54
2.5.1 Elección de la tecnología.....	55
2.5.1.1 Turbina de gas	55
2.5.1.2 Motores de combustión interna alternativos.....	57
2.5.1.3 Decisión final	58
2.5.2 Esquema de funcionamiento.....	59
2.5.2.1 Proceso eléctrico	60
2.5.2.2 Proceso termodinámico.....	62
2.5.2.3 Sistema de control	64
2.5.2.4 Prevención y seguridad	65
2.5.2.5 Mantenimiento.....	65
2.5.3 Elementos de la instalación.....	66
2.5.3.1 Módulo de cogeneración	67
2.5.3.2 Caldera de recuperación de los gases de escape	68
2.5.3.3 Máquina de absorción	69
2.5.3.4 Intercambiadores de calor.....	69
2.5.3.5 Acumuladores de ACS	70
2.5.3.6 Torre de refrigeración	70
2.5.3.7 Instalación eléctrica	70
2.5.3.8 Grupo de bombas.....	72
2.5.3.9 Aeroenfriadores	73
2.5.4 Obra civil.....	74
3 CÁLCULOS	75
3.1 Elección del motor.....	75
3.1.1 Elección de la potencia para la instalación	75
3.1.1.1. Necesidad térmica	76
3.1.1.2. Demanda eléctrica.....	78
3.1.2 Horas de funcionamiento de los motores	81
3.1.2.1. Rendimiento Eléctrico Equivalente y de la instalación.....	82
3.2 Recuperación térmica del motor	85
3.2.1 Caudal del circuito de camisas.....	85
3.2.2 Calor aprovechable de los gases de escape.....	86
3.2.3 Circuito de refrigeración	88
3.3 Máquina de absorción	89
3.3.1. Cálculo de la potencia frigorífica.....	89
3.3.2. Carga del generador	90
3.3.3. Carga del condensador	90
3.3.4. Carga del evaporador.....	91

3.3.5. <i>Características de la máquina de absorción</i>	91
3.4 Sistema de calefacción	92
3.4.1 <i>Potencia de calefacción</i>	92
3.4.2 <i>Circuito secundario de calefacción</i>	93
3.5 Acumuladores de Agua Caliente Sanitaria (ACS)	93
3.5.1 <i>Circuito primario de los acumuladores</i>	93
3.5.2 <i>Circuito secundario de los acumuladores</i>	94
3.6 Equipos auxiliares	94
3.6.1 <i>Potencia del aerofriador</i>	94
3.6.2 <i>Grupo de bombas a utilizar</i>	95
3.7 Tablas de carga horaria	95
4 ESTUDIO ECONÓMICO	96
4.1 Introducción	96
4.2 Estudio económico del hotel	96
4.2.1 <i>Antes de la instalación de la planta</i>	96
4.2.1.1 <i>Coste de energía eléctrica</i>	97
4.2.1.2 <i>Coste de energía térmica</i>	99
4.2.1.3 <i>Coste total de energía</i>	99
4.2.2 <i>Después de la instalación de la planta</i>	100
4.2.2.1 <i>Coste de energía eléctrica</i>	100
4.2.2.2 <i>Coste de energía térmica</i>	101
4.2.2.3 <i>Coste total de energía</i>	101
4.2.3 <i>Ahorro energético del hotel</i>	101
4.3 Estudio de viabilidad de la planta de trigeneración	102
4.3.1. <i>Indicadores económicos utilizados</i>	102
4.3.1.1 <i>Valor Actual Neto (VAN)</i>	103
4.3.1.2 <i>Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)</i>	103
4.3.1.3 <i>Margen de explotación</i>	103
4.3.1.4 <i>Rentabilidad económica</i>	104
4.3.1.5 <i>Rentabilidad financiera</i>	104
4.3.1.6 <i>Tasa de inflación</i>	104
4.3.2. <i>Plan de inversiones y de financiación inicial</i>	105
4.3.2.1 <i>Necesidades iniciales y capital necesario</i>	105
4.3.2.2 <i>Proceso de financiación</i>	107
4.3.3. <i>Cuenta de resultados</i>	108
4.3.3.1 <i>Ingresos operativos</i>	108
4.3.3.2 <i>Gastos operativos</i>	111

4.3.3.3 EBITDA	113
4.3.3.4 Amortización	113
4.3.3.5 EBIT	114
4.3.3.6 Intereses	114
4.3.3.7 Impuestos.....	115
4.3.3.8 Beneficios después de intereses e impuestos.....	115
4.3.3.9 Desembolso inicial	115
4.3.3.10 Cuenta de resultados	115
4.3.4. Plan de tesorería	117
4.3.4.1. Accionistas	117
4.3.4.2. Plan de tesorería	118
4.3.5. Balance de cuentas	120
4.3.5.1 Activo	120
4.3.5.2 Pasivo	121
4.3.5.3 Balance	121
4.4 Ratios y presupuesto final económico	123
4.4.1 Ratios.....	123
4.4.2 Presupuesto final.....	123
4.5 Contingencias	124
4.5.1 Situación una: Precio del gas aumente más que el precio de la electricidad	124
4.5.2 Situación dos: Averías graves de la maquinaria	125
4.5.3 Situación tres: No cumplir el R.E.E	125
5 <u>ACONTECIMIENTOS TRAS EL R.D. 1/2012</u>	127
5.1 Real Decreto-ley 1/2012	127
5.2 Consecuencias de la entrada en vigor del Real Decreto-ley 1/2012.....	128
6 <u>CONCLUSIONES</u>.....	130
7 <u>BIBLIOGRAFÍA</u>.....	131
8 <u>ANEXOS</u>	135

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.	Emisiones atmosféricas.....	18
Tabla 2.	Periodo Tarifario	37
Tabla 3.	Tª media anual. Madrid.....	28
Tabla 4.	Ocupación del hotel 2010.....	39
Tabla 5.	Ocupación del hotel 2011.....	39
Tabla 6.	Consumo diario eléctrico. Enero	42
Tabla 7.	Consumo diario eléctrico. Febrero.....	42
Tabla 8.	Consumo diario eléctrico. Marzo	42
Tabla 9.	Consumo diario eléctrico. Abril.....	44
Tabla 10.	Consumo diario eléctrico. Mayo.....	44
Tabla 11.	Consumo diario eléctrico. Junio	44
Tabla 12.	Consumo diario eléctrico. Julio	46
Tabla 13.	Consumo diario eléctrico. Agosto.....	46
Tabla 14.	Consumo diario eléctrico. Septiembre	46
Tabla 15.	Consumo diario eléctrico. Octubre	47
Tabla 16.	Consumo diario eléctrico. Noviembre.....	47
Tabla 17.	Consumo diario eléctrico. Diciembre.....	47
Tabla 18.	Consumo eléctrico anual. 2011	50
Tabla 19.	Consumo térmico anual. 2011.....	53
Tabla 20.	Características del motor	67
Tabla 21.	Características del alternador	68
Tabla 22.	Características de la máquina de absorción	69
Tabla 23.	Demanda eléctrica punta.....	75
Tabla 24.	Necesidad de calor de los compresores	76
Tabla 25.	Rendimiento y potencia térmica generada por el motor.....	77
Tabla 26.	Consumo eléctrico anual del hotel.....	79
Tabla 27.	Rendimiento y potencia eléctrica generada por el motor.....	80
Tabla 28.	Horas de funcionamiento del motor	82
Tabla 29.	%mínimo del Rendimiento Eléctrico Equivalente.....	83
Tabla 30.	Rendimiento Eléctrico Equivalente.....	84
Tabla 31.	Necesidad de calor en los meses más cálidos	89
Tabla 32.	Características de la máquina de absorción.....	92
Tabla 33.	Características del aerofriador	95
Tabla 34.	Términos de potencia: €kW y año.....	97
Tabla 35.	Términos de energía: €kWh.....	98
Tabla 36.	Términos de potencia y energía del hotel	98
Tabla 37.	Coste eléctrico anual. 2011	98
Tabla 38.	Coste térmico anual. 2011	99
Tabla 39.	Coste energético anual.....	100
Tabla 40.	Coste eléctrico previo a la instalación y después de la instalación	101
Tabla 41.	Costes térmico previo a la instalación y después de la instalación	101
Tabla 42.	Coste de energía con la planta de trigeneración instalada.....	101

Tabla 43. Ahorro de energía del hotel.....	102
Tabla 44. IPC anual en España	106
Tabla 45. Coste de la máquina de absorción	106
Tabla 46. Desembolso inicial.....	107
Tabla 47. Características de la financiación.....	107
Tabla 48. Financiación.....	108
Tabla 49. Tarifas y primas	110
Tabla 50. Tarifa y prima asociada al hotel	110
Tabla 51. Coste eléctrico de los compresores	111
Tabla 52. Capital amortizado	114
Tabla 53. Intereses anuales del préstamo	115
Tabla 54. Cuenta de resultados.....	116
Tabla 55. Beneficios de los accionistas	117
Tabla 56. Plan de Tesorería	119
Tabla 57. Balance	122
Tabla 58. Ratios económicos	123
Tabla 59. Presupuesto final.....	124

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Funcionamiento de una central térmica convencional.....	20
Figura 2.	Esquema de trigeneración con motor alternativo vapor-frío.....	26
Figura 3.	Ciclo frigorífico por absorción	27
Figura 4.	Conexiones máquina de absorción.....	28
Figura 5.	Potencia instalada de cogeneración anualmente en España.....	30
Figura 6.	Potencia instalada y número de instalaciones de cogeneración por Comunidades Autónomas	31
Figura 7.	Instalación anual neta de cogeneración en España	31
Figura 8.	Comparativa de la potencia instalada entre España y Europa..	32
Figura 9.	Factura eléctrica del hotel. Marzo 2011	41
Figura 10.	Consumo eléctrico. Enero	43
Figura 11.	Consumo eléctrico. Febrero.....	43
Figura 12.	Consumo eléctrico. Marzo	43
Figura 13.	Consumo eléctrico. Abril	45
Figura 14.	Consumo eléctrico. Mayo.....	45
Figura 15.	Consumo eléctrico. Junio	45
Figura 16.	Consumo eléctrico. Julio	46
Figura 17.	Consumo eléctrico. Agosto.....	46
Figura 18.	Consumo eléctrico. Septiembre	46
Figura 19.	Consumo eléctrico. Octubre	49
Figura 20.	Consumo eléctrico. Noviembre.....	49
Figura 21.	Consumo eléctrico. Diciembre.....	49
Figura 22.	Consumo eléctrico anual. 2011	50
Figura 23.	Consumo eléctrico de A/A y Servicios Auxiliares.....	51
Figura 24.	Esquema de ACS del hotel.....	52
Figura 25.	Consumo térmico anual. 2011	53
Figura 26.	Consumo de ACS y calefacción	54
Figura 27.	Cogeneración con turbina de gas	56
Figura 28.	Esquema de turbina de gas.....	56
Figura 29.	Cogeneración con motor de combustión alternativo.....	57
Figura 30.	Esquema de la instalación del motor	60
Figura 31.	Esquema unifilar.....	62
Figura 32.	Necesidades de calor	76
Figura 33.	Calor generado por el motor	78
Figura 34.	Consumo eléctrico anual. 2011	79
Figura 35.	Consumo eléctrico de Servicios Auxiliares y A/A del hotel	80
Figura 36.	Electricidad generada por el motor	81
Figura 37.	Inflación 2002-2011. España.....	105
Figura 38.	Costes iniciales de cogeneración.....	105
Figura 39.	Costes de mantenimiento de la planta	112

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Introducción

Se está produciendo permanentemente en nuestros días una crisis energética que hace innegable la necesidad de apostar por las energías alternativas, así como por la generación eficiente de electricidad. Son, incluso, las propias sociedades las que cada vez más se involucran en ello y demandan su utilización para conseguir un desarrollo sostenible, desde el punto de vista económico, social y medioambiental.

Sin embargo la utilización de energías limpias no es tan novedosa. A lo largo de la historia, el ser humano se ha valido de éstas para desplazarse, calentarse o protegerse. Sin ir más lejos, ha utilizado la energía eólica en la navegación a vela y los molinos de viento; la energía hidráulica para los molinos de agua; y la energía solar en la disposición constructiva de los edificios.

El punto y aparte en la utilización de energías alternativas se produjo con la invención de la máquina de vapor, por James Watt (en 1784 patenta la máquina de vapor). Este hecho provocó el abandono paulatino de las hoy en día llamadas energías renovables para dar paso a la utilización mayoritaria de los motores térmicos y eléctricos. En aquel momento el ser humano no era consciente de que fuentes energéticas como el petróleo se pudieran llegar a agotar en un plazo de tiempo relativamente corto y que podrían acarrear graves problemas ambientales, si no se empezaban a dosificar.

No fue, sin embargo, hasta la década de los 70 del siglo XX, cuando el ser humano se dio cuenta de que las energías renovables que habían quedado en un segundo plano, podrían volver a ser útiles. Fue entonces cuando se empezaron a considerar una energía alternativa a las energías tradicionales.

La grave crisis de los hidrocarburos había tenido efectos catastróficos en las economías de los países desarrollados, debido al incremento desmesurado del precio del petróleo. A partir de ese momento las prioridades energéticas cambiaron y las políticas energéticas empezaron a caminar hacia un Desarrollo Sostenible y un mejor aprovechamiento de las fuentes de energía.

Menos popular pero igual de importante dentro del uso de energías alternativas es la COGENERACIÓN DE ALTA EFICIENCIA. Ésta se remonta varios siglos atrás, aunque el término Cogeneración no se inventó hasta finales de la década de 1970¹.

Esta energía se ha convertido en una prioridad para la Unión Europea y sus Estados Miembros. Esto es debido a los beneficios potenciales que produce la cogeneración, tales como el ahorro de energía primaria, la eliminación de pérdidas en la red y/o la reducción de las emisiones.

Centrándonos en este último beneficio, la cogeneración contribuye al cumplimiento de los objetivos del Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático.

¹ Fuente: www.Conuee.gob

La cogeneración tiene un gran potencial, pues se encuentra dentro del tipo de sistemas que implican un aprovechamiento de energía, que a pesar de utilizar combustibles fósiles convencionales, permite obtener una mayor eficiencia energética global. Entendiendo por eficiencia energética, la energía útil que obtenemos sobre la energía entregada por el combustible utilizado.

La cogeneración está muy extendida en el sector secundario, más concretamente en el sector industrial. Sin embargo, no se ha implantado tanto en el sector terciario. Por esta razón, este proyecto se centra en el estudio de viabilidad económico-financiera de una instalación de poligeneración en un hotel, que sea capaz de suministrar electricidad, calefacción, refrigeración y Agua Caliente Sanitaria (ACS) mediante un único combustible.

1.2 Motivación

El proyecto de fin de carrera permite al futuro ingeniero plasmar todos los conocimientos adquiridos durante los años de estudio utilizando además su creatividad como futuro experto en la materia.

Durante estos años de estudio, uno de los temas más apasionantes y que más me han atraído, han sido los relacionados con las energías alternativas y cómo utilizar de forma eficiente la electricidad. La razón es que su enorme potencial puede facilitar y mejorar la vida de las personas en muchos y variados ámbitos.

Esa motivación es el vértice de este proyecto, aunque aplicado a un sector económico concreto: el terciario; y a un caso específico: un hotel. De todas las energías alternativas de las que se disponen, la más adecuada para este proyecto es la cogeneración. Como se decía en la introducción, la cogeneración se utiliza habitualmente en el sector industrial, pero no es habitual encontrarla en el sector terciario cuando hay un campo de aplicación con gran potencial.

Uno de los retos que planteaba este proyecto era decantarse por un establecimiento en el que se pudiera aplicar la cogeneración. En un primer momento se barajaron tres: un hospital, un centro comercial y un hotel. Finalmente el hotel fue el establecimiento elegido, puesto que se tenía a disposición los datos energéticos del mismo y cumplía perfectamente los requisitos para la aplicación de la cogeneración.

1.3 Objetivo

El objetivo principal del proyecto es analizar la viabilidad, desde el punto de vista Económico-Financiero, de la instalación de una planta de trigeneración en un hotel.

Los objetivos secundarios ayudarán a la consecución del objetivo principal y son los siguientes:

- Satisfacer las necesidades energéticas de electricidad, calor y refrigeración del hotel.

- Reducir el coste de las facturas, debido fundamentalmente a la alta eficiencia alcanzada en el proceso y a una regulación de la normativa.
- Disminuir el impacto ambiental.
- Incrementar la fiabilidad del suministro de energía.
- Disminuir pérdidas en la generación de energía.

1.4 Estructura del documento

El presente documento se encuentra estructurado en cinco grandes bloques:

- Introducción.
- Memoria descriptiva.
- Cálculos.
- Estudio económico.
- Acontecimientos tras el Real Decreto-Ley 1/2012.
- Conclusiones.
- Bibliografía.
- Anexos.

El primer bloque: “**Introducción**”, contiene cinco apartados: Introducción, Motivación, Objetivo, Estructura del documento y Modelo de negocio. Este bloque, como su propio nombre indica, es una introducción que permite contextualizar el proyecto, analizar el entorno en el que se engloba y justificar el motivo de su realización.

El segundo bloque: “**Memoria descriptiva**”, contiene cinco grandes apartados. El primero de ellos es un estudio del entorno que engloba aspectos económicos, políticos, legales, sociales, ambientales y técnicos, relacionados con la cogeneración.

El segundo apartado prosigue con aspectos generales que responden a preguntas como ¿Qué es la cogeneración?; ¿Qué ventajas aporta y que barreras tiene dicha tecnología?; ¿Qué es la trigeneración?; Además se explica la situación actual de la cogeneración en España.

El tercer apartado dentro de este bloque recoge las normativas vigentes actualmente y que afectan a la cogeneración.

El cuarto apartado se divide en dos epígrafes. El primero recoge los datos generales del hotel y el segundo los datos de partida del proyecto, es decir, las facturas energéticas recabadas.

En el quinto y último apartado dentro de la memoria descriptiva se expone la descripción de la instalación de la planta de trigeneración, que se divide a su vez en cuatro subapartados. El primero de ellos recoge la tecnología aplicada a la planta, el motor de combustión interna, tecnología que ha sido seleccionada de entre varias por ser la más apropiada. El segundo punto es el esquema de funcionamiento, donde se describen detalladamente los distintos procesos que se llevan a cabo dentro de la planta de trigeneración. El tercer punto contiene los elementos de la instalación, como son los módulos de cogeneración, la caldera de recuperación de los gases de escape y la

máquina de absorción, entre otros. El cuarto subapartado es la obra civil, donde se describen los espacios necesarios para la ejecución de la planta.

El tercer gran bloque es llamado “**Cálculos**”. Este bloque permite llevar a la práctica la teoría diseñada, mediante cálculos matemáticos. Encierra siete apartados. El objetivo de este bloque es diseñar la planta de cogeneración mediante los cálculos que se han llevado a cabo. El primer apartado es el más importante porque en él se ha elegido el motor de cogeneración, a través de las necesidades térmicas del hotel y otros parámetros. El segundo apartado contiene el caudal y el calor aprovechable de la caldera de recuperación. El tercer apartado recoge los cálculos necesarios para la elección de la máquina de absorción. En el cuarto, quinto y sexto apartado “Sistema de calefacción”, “Acumuladores de Agua Caliente Sanitaria (ACS)” y “Equipos Auxiliares” respectivamente, se muestran las potencias y circuitos de los mismos.

El cuarto bloque incluye el “**Estudio Económico**” del proyecto, que está dividido en cinco apartados. Tras una breve introducción, el segundo apartado es el del estudio económico del hotel que se divide a su vez en tres epígrafes: el estudio previo a la instalación de la planta de cogeneración, el estudio posterior y el ahorro energético que genera dicha instalación en el hotel. El estudio previo incluye el cálculo del coste de la energía eléctrica y térmica y el coste total de ambas. El segundo epígrafe recoge estos mismos cálculos después de instalar la planta de la cogeneración y el tercer epígrafe una conclusión final donde se esclarece el ahorro generado tras la instalación para el hotel.

El tercer apartado dentro del estudio económico lleva por nombre “Estudio de viabilidad de la planta de trigeneración”. Incluye varios subapartados en los que vamos a encontrar indicadores económicos como son el margen de explotación, la rentabilidad económica, la rentabilidad financiera, el valor actual neto y la tasa interna de rentabilidad, entre otros. También se ha diseñado un plan de inversiones y de financiación inicial real para garantizar la viabilidad del proyecto. El estudio de viabilidad incluye de igual modo una cuenta de resultados, un plan de tesorería y un balance de cuentas.

El cuarto apartado dentro del estudio económico tendrá el cálculo de los ratios económicos y además incluye el presupuesto final para llevar a cabo la instalación.

El quinto y último apartado es el de contingencias, apartado que recoge tres situaciones concretas que de producirse pondrían en peligro la viabilidad demostrada de este proyecto.

El quinto bloque no estaba previsto al inicio del estudio de este proyecto (1/10/2011), pero ha sido necesario incluirlo tras la promulgación del Real Decreto-Ley 01/2012, ya que afecta negativamente a la viabilidad económica del proyecto y supone un cambio coyuntural muy importante. En él se explica cómo afecta de forma precisa.

Los tres últimos bloques versan sobre **Conclusiones, Bibliografía y Anexos**, por este orden.

1.5 Modelo de negocio.

El modelo de negocio que se presenta tiene dos posible vertientes:

1. El hotel se haría responsable de toda la instalación y de sus potenciales averías y mantenimiento, consiguiendo una mayor eficiencia energética, pero asumiendo un riesgo económico dentro de un negocio que no es el suyo.
2. Una empresa externa especializada en cogeneración se haría cargo de la instalación de la planta, de las averías y todo su mantenimiento, durante un periodo establecido. El hotel, por su parte, les prestaría una zona habilitada donde instalar la planta de trigeneración. Con esta opción el hotel evitaría riesgos económicos y se beneficiaría de una mayor eficiencia energética ahorrándose costes en los consumos energéticos.

En este proyecto se ha optado por la segunda vertiente de modelo de negocio.

Por tanto, la empresa cogeneradora le propone al hotel un proyecto en el que éste, a cambio de prestar su establecimiento para la instalación de la planta, se beneficiará de un ahorro energético de entre el 15% y el 30% de su consumo actual. Además, no tendrá que preocuparse del mantenimiento de sus calderas y/o compresores, que seguirán en funcionamiento para obtener mayor fiabilidad energética, puesto que será la empresa cogeneradora la que se hará cargo. Para ello, tanto el hotel como la empresa cogeneradora firmarán un contrato de mínimo 12,5 años, en el que la empresa de cogeneración se comprometerá a hacerse cargo de toda la instalación y suministrará ininterrumpidamente energía al hotel, a cambio, de que éste preste una zona habilitada donde instalar la planta de trigeneración.

Por otro lado, la implantación de un sistema de trigeneración puede llegar a reducir las facturas de gas y electricidad en más de un 30%, sin alterar su demanda energética.

En el contrato se detallará mejor este punto donde el hotel durante los 12,5 años tendrá como mínimo una reducción del 15% de sus costes energéticos y como máximo un 32%, siempre dependiendo de los beneficios de la empresa cogeneradora. Cuando la empresa cogeneradora recupere todo lo invertido, aproximadamente al cabo de 5 años, el coste de gas del hotel comenzará a reducirse.

2 MEMORIA DESCRIPTIVA

2.1 Estudio del entorno

2.1.1 Entorno económico

La economía mundial se encuentra actualmente sumergida en un proceso de crisis económica global que estalló en 2008. La fecha de comienzo se puede fijar oficialmente en agosto de 2007², cuando los bancos centrales tuvieron que intervenir para proporcionar liquidez al sistema bancario. Cabe destacar como factores principales desencadenantes de esta crisis los siguientes:

- Altos precios de las materias primas
- Elevada inflación
- Crisis crediticia, hipotecaria y de confianza en los mercados.

La crisis económica también está afectando a España. El factor desencadenante de la misma en nuestro país ha sido la llamada “burbuja inmobiliaria”³, que como consecuencia ha generado, entre otros, tasas de paro muy elevadas.

Uno de los instrumentos necesarios para reactivar la economía y empezar a crecer de nuevo, es la inversión en investigación, desarrollo e innovación (I+D+i). El Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER)⁴ aprobado el 30 de junio de 2010 y con vigencia entre 2011 y 2020, permitirá realizar una inversión acumulada de más de 10.000 millones de Euros en 2020. Y en consecuencia, se prevé la generación de 25.000 empleos en el sector, distribuidos por las distintas geografías.

Por otro lado, en España, uno de los sectores económicos más importantes es el turismo. Dicho sector supuso en 2010 el 10,2 %⁵ del Producto Interior Bruto (PIB) en España y es uno de los pocos sectores que fomenta el crecimiento de la economía española en estos momentos, gracias a la creciente llegada de turistas y al aumento del gasto por turista. De ahí la importancia que tiene aplicar el presente proyecto a los hoteles.

Los hoteles, son establecimientos turísticos de primer orden y una de las opciones de alojamiento más elegidas, tanto por turistas nacionales como internacionales.

Dado que el turismo es uno de los motores de la economía española, los hoteles están dentro de ese contexto y aportan millones de Euros a la economía nacional. Es importante por ello que la oferta hotelera sea lo más competitiva posible y es precisamente el ahorro energético uno de los puntos fuertes por los que se puede apostar

² Fuente: www.eleconomista.es

³ Burbuja inmobiliaria.- Hace referencia a la existencia de una burbuja especulativa en el mercado de bienes inmuebles en España hasta finales de 2007 y principios de 2008, aproximadamente.

⁴ PANER. Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITyC). Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

⁵ Fuente: Nota de prensa. Instituto Nacional de Estadística (INE). 29/12/2011. www.ine.es

para reducir costes. En los centros hoteleros, el consumo de energía supone el segundo coste más elevado después de las nóminas de los empleados. Es ahí donde entra en juego la trigeneración, ya que el consumo de energía en estos grandes establecimientos es muy elevado. Por tanto, el ahorro del coste energético les puede dar una gran ventaja competitiva.

2.1.2 Entorno político⁶

La implantación de sistemas de trigeneración, como se adelantaba en la introducción, se ha convertido en una prioridad para la Unión Europea (UE) y sus Estados Miembros. La cogeneración se ha incluido en las políticas de la UE contribuyendo así a la consecución de los objetivos marcados dentro de los tres pilares fundamentales, hacia los que se encaminan las políticas comunitarias, el cambio climático, el suministro y la competitividad.

- El cambio climático

La cogeneración ahorra energía primaria, estimada en 20.000 GWh/año. Esto supone menor importación de combustible (está ligado a un incremento del autoabastecimiento, situado en 21.6% en el 2008) y consecuentemente una disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero, estimadas en torno a 5 Millones $tCO_2/año$, que se traducen en 167 millones de Euros.

- Seguridad de suministro

A diferencia de las tecnologías renovables, la cogeneración no sólo aporta producción de energía, sino también seguridad de suministro, ofreciendo garantía de potencia gestionable, de ser requerido por el operador del sistema. Así, la aportación de garantía de potencia por parte de la cogeneración, permite evitar la construcción de plantas en régimen ordinario necesarias para cubrir la potencia de plantas renovables en los momentos que no pueden funcionar.

- Competitividad

La cogeneración es un sistema competitivo con el sistema ordinario e incrementa la competitividad de la industria. Mientras el régimen especial en su conjunto tiene un coste medio de la electricidad en bornes de usuario (baja tensión) de unos 124 €/MWh, superior a los 95 €/MWh de coste del régimen ordinario, la electricidad de cogeneración tiene un coste medio inferior de 87 €/MWh. Por ello la cogeneración ahorra al sistema entorno a 180 MM€/año. La cogeneración ha hecho más competitiva la industria nacional (a la que ha rebajado su coste energético en más de un 10%), evitando la indeseable deslocalización de muchas industrias.

Esa competitividad que produce la cogeneración en la industria es la que se quiere llegar a conseguir en el sector terciario con proyectos como el aquí descrito. Para ello el marco normativo ha ido y va evolucionando progresivamente con el fin de facilitar la

⁶ Los datos numéricos se han extraído de la "Guía de la Cogeneración" 2010. Coordinación: Regina Nicolás Millán. www.madrid.org

rentabilidad económica de este tipo de plantas y promover de esta forma la construcción de nuevas plantas. Además de garantizar la rentabilidad ofrecen un marco estable a largo plazo, ajeno a los vaivenes de la política y de las oscilaciones del precio de los productores energéticos en el mercado internacional.

2.1.3 Entorno legal

El entorno legal que afecta a los sistemas de cogeneración se puede ver con más detalle en el punto 2.3 del presente proyecto.

Tal y como se ha mencionado en el apartado anterior, la cogeneración es una tecnología prioritaria para la Unión Europea y sus estados miembros. En la Unión Europea, la vigente *Directiva 2004/8/CE* del Parlamento Europeo y del Consejo fomenta la cogeneración. En España desde 1997 con la *Ley 54/1997 del Sector Eléctrico (LSE)* y los derogados *Real Decreto 2818/1998* y *Real Decreto 436/2004*, sustituido a su vez por el vigente *Real Decreto 661/2007* por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, se ha dado un entorno favorable para el desarrollo de la cogeneración.

Adicionalmente, el Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4), contempla ayudas a fondo perdido para una ejecución de plantas de cogeneración, en el sector de la construcción. Las ayudas se articulan a través de las Comunidades Autónomas y los porcentajes de las mismas están comprendidos entre un 10% y un 30% dependiendo de la potencia de la instalación.

2.1.4 Entorno social

La cogeneración es un término casi desconocido para la población y es por ello que hay que incrementar el conocimiento de la misma, para hacerles comprender y creer en las ventajas de esta tecnología energética.

Mediante proyectos como el que se describe en este documento, se puede acercar esta tecnología a la población. Los entornos rurales están concienciados con la necesidad de usar energía solar y/o eólica. Por su parte, en las grandes ciudades, una de las maneras de contribuir a la mejora y conservación del medioambiente, sería mediante la instalación de sistemas de cogeneración en hoteles, edificios de oficinas, centros comerciales, polideportivos, urbanizaciones, etc.

Por otro lado, la mejora del medioambiente junto al ahorro económico puede suscitar el interés de las empresas para apostar por esta tecnología.

La imagen corporativa de la empresa juega en nuestros días un papel fundamental y el hecho de que una compañía, en este caso un hotel, aplique o utilice energías alternativas para hacer funcionar sus sistemas energéticos, puede derivar en una mejora de su imagen corporativa; y como consecuencia en un aumento de la demanda hotelera por parte de sectores de la población más concienciados con la conservación del medioambiente y que a la hora de elegir un hotel para hospedarse, no se fijan únicamente en el precio o en las características del mismo.

Otras de las ventajas sociales que lleva aparejada la trigeneración es la creación potencial de un número importante de puestos de trabajo. Se necesita mano de obra para llevar a cabo el estudio de viabilidad previo a la instalación, la propia instalación y su posterior mantenimiento.

2.1.5 Entorno medioambiental

Basándonos en qué es *Medioambiente* según la RAE: *Conjunto de circunstancias o condiciones exteriores a un ser vivo que influyen en su desarrollo y en sus actividades*. Nos centramos en la cogeneración y en cuáles son esas condiciones exteriores que influyen en el desarrollo y las actividades de la misma y viceversa.

La tecnología de cogeneración ha experimentado una extraordinaria evolución en las últimas décadas. Las mejoras más importantes se han producido tanto en el rendimiento como en las emisiones. En este sentido la tecnología de cogeneración es un ejemplo de compatibilidad entre aumento de la rentabilidad y de la protección medioambiental.

La evolución es en efecto impresionante, porque se ha conseguido duplicar el rendimiento eléctrico y dividir por cinco o por diez las emisiones de NO_x.

El hecho de que se esté produciendo esta rápida evolución aconseja estar pendiente y analizar si merece la pena hacer cambios en una instalación existente para optimizar sus prestaciones.

Una de las razones del éxito de las plantas de cogeneración es que son más respetuosas con el medioambiente que otras formas de generación de energía, que utilizan combustibles fósiles.

En efecto sus emisiones atmosféricas son menores y menos contaminantes. Emiten CO₂ en menor cantidad por kWh producido que otras centrales térmicas, puesto que tienen mejor rendimiento global. Las emisiones de NO_x y CO están dentro de lo permitido, y existen tecnologías para disminuirlos aun más. Las emisiones de SO₂ y de partículas sólidas son prácticamente inapreciables cuando se utiliza gas natural como combustible. La Tabla 1, muestra las emisiones netas por unidad de energía eléctrica producida, es decir, descontando la parte de las emisiones necesarias para producir el calor útil y suponiendo que éste se hace con un 90 % de rendimiento.

Contaminante	Turbina de gas	Cogeneración en ciclo combinado	Motor de gas	Motor Fuelóleo	Central Eléctrica de Ciclo Combinado	Central eléctrica de Carbón
NO ₂	0,20	0,20	1,2	7,2	0,24	3,4
SO ₂	-	-	-	3	-	15
CO ₂	245	210	284	530	350	1.000
CO	0,1	0,1	1,6	1,7	0,1	1,0

Tabla 1. Emisiones atmosféricas.
Fuente: Guía de la Cogeneración

La cogeneración, como se acaba de mencionar, es una tecnología que reduce las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y es por ello, que es una herramienta muy útil para alcanzar los objetivos establecidos en el Protocolo de Kyoto⁷.

2.1.6 Entorno técnico

La cogeneración es un sistema de producción de calor y electricidad de alta eficiencia. La eficiencia de la cogeneración reside en el aprovechamiento del calor residual de un proceso de generación de electricidad para producir energía térmica útil⁸ (vapor, agua caliente, aceite térmico, agua fría para refrigeración, etc.).

Los nuevos desarrollos, tanto en turbinas de gas como en motores, van encaminados en parte, a aumentar el rendimiento eléctrico de los equipos. Esto se consigue en las turbinas de gas aumentando la temperatura de combustión (mejores materiales y mejor refrigeración de álabes), y refrigerando al aire de entrada, incluso entre secciones del compresor. En motores de gas se aumenta la relación de compresión con mezclas pobres y un buen control de detonación, para acercarse tanto como sea posible, pero sin llegar a ella.

El entorno técnico de la cogeneración es un entorno favorable, puesto que es una tecnología desarrollada y consolidada y que además se puede adquirir con facilidad, debido a la multitud de empresas que la comercializan hoy en día.

2.2 Aspectos generales

2.2.1 Cogeneración

La cogeneración es una tecnología que se encuentra en constante evolución y se define como: **la producción simultánea de dos o más tipos de energía, a partir de la misma fuente de energía primaria**. Las energías generadas suelen ser energía eléctrica y térmica, aunque puede ser también energía mecánica y energía térmica útil en forma de calor o frío. La producción simultánea implica proximidad de la planta generadora a los consumos, en contraposición al sistema convencional de producción de electricidad en centrales independientes, donde también se desprende calor, que no se aprovecha sino que por el contrario, se emite al ambiente.

Las características más relevantes de la cogeneración están basadas en las leyes termodinámicas, por tanto, para entender bien el concepto de cogeneración es necesario recordar las *Leyes de la Termodinámica*, así como, describir el funcionamiento de las

⁷ El Protocolo de Kyoto sobre el cambio climático de la *Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*, es un acuerdo firmado por las principales economías mundiales (163 países), con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero que afectan al calentamiento del planeta.

⁸ Se entiende por energía térmica útil la producida en un proceso de cogeneración para satisfacer, sin superarla, una demanda económicamente justificable de calor y/o refrigeración y, por tanto, que sería satisfecha en condiciones de mercado mediante otros procesos, de no recurrirse a la cogeneración.

Fuente: Directiva 2004/8/ CE del Parlamento Europeo y del Consejo.11/2004

centrales termoeléctricas tradicionales y de ciclo combinado. Cabe destacar que estas características representan ventajas inmutables que justifican la continuidad de esta tecnología, sin que sean vinculantes para ello las condiciones coyunturales, de índole política o las simples tendencias.

En la 1ª Ley de la Termodinámica se establece que en un sistema cerrado adiabático (que no hay intercambio de calor con otros sistemas o su entorno, como si estuviera aislado) que evoluciona de un estado inicial “A” a otro estado final “B”, el trabajo realizado no depende ni del tipo de trabajo ni del proceso seguido. Expresado matemáticamente quiere decir:

La 2ª Ley de la Termodinámica afirma que se puede transformar todo el trabajo en calor, pero nunca todo el calor en trabajo. La consecuencia de esta Ley es que no es posible crear un motor térmico que tenga rendimiento del 100%. El rendimiento máximo viene dado por la siguiente expresión:

Por tanto, esta Ley obliga a la evacuación de una cierta cantidad de calor en todo proceso térmico de generación de electricidad. Es en el máximo aprovechamiento posible de este calor residual, para producir energía térmica útil (vapor, agua caliente, agua fría para refrigeración, etc.) donde reside la eficiencia de la cogeneración.

Por otro lado, el funcionamiento de una central termoeléctrica tradicional viene dado en el siguiente esquema:



Figura 1. Funcionamiento de una central térmica convencional.
Elaboración propia.

En las plantas más eficientes de este tipo, el rendimiento en la producción de electricidad no supera el 45%; el resto se emite a la atmósfera en forma de gases de escape, a través de chimeneas y en los sistemas de condensación y enfriamiento del ciclo termodinámico. Este desperdicio de energía provoca un despilfarro innecesario de combustible, mayores emisiones contaminantes y baja rentabilidad económica de la planta.

Un paso definitivo fue la introducción de las centrales de ciclo combinado con gas natural, que consiste en el aprovechamiento del calor en dos niveles con dos ciclos, uno de gas (turbina de gas) y otro de vapor (con turbina de vapor). En estas centrales el

rendimiento eléctrico conjunto llega al 60 %, aumentando en un 15% más el rendimiento que ofrece una central termoeléctrica tradicional.

Sin embargo, las plantas de cogeneración, al aprovechar ese calor que en las otras centrales se desaprovecha y simultanearlo con la producción de electricidad, llegan a un rendimiento global que puede oscilar entre el 75% y el 90% de la energía química contenida en el combustible. Como consecuencia, el coste de electricidad es menor, y ésta es la justificación de la bondad de esta energía.

En los dos gráficos siguientes se puede observar cómo generar la misma energía útil por medios térmicos convencionales requiere un 26 % más de combustible que utilizando la cogeneración.

DIAGRAMA DE SANKEY DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN EN CICLO COMBINADO

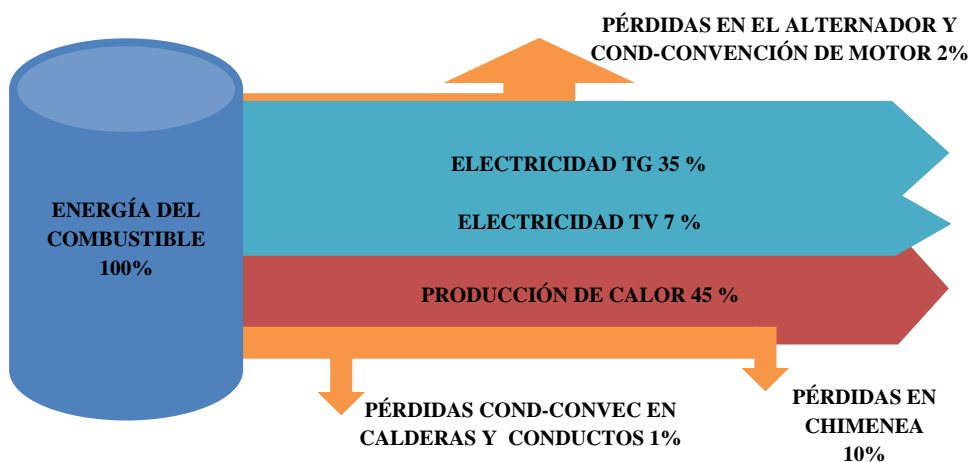
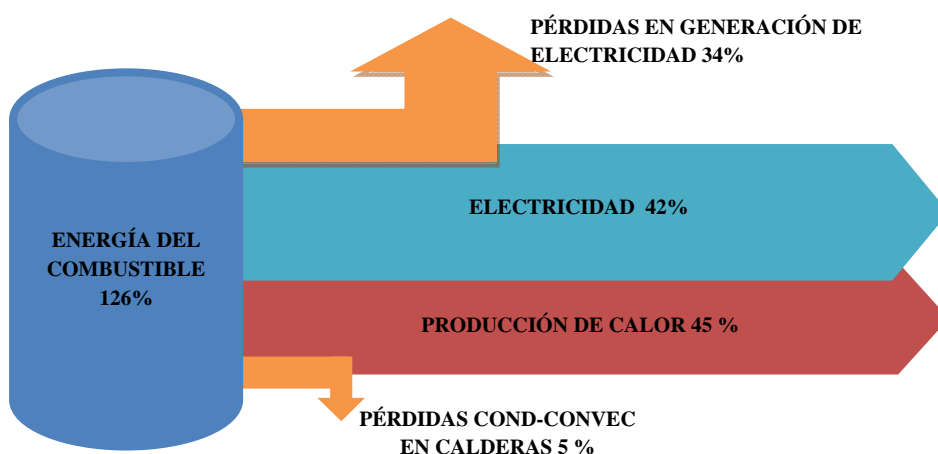


DIAGRAMA DE SANKEY DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EN UNA PLANTA CONVENCIONAL



2.2.2 Ventajas de la cogeneración

En primer lugar, la cogeneración tiene un potencial de rendimiento mayor que una central convencional. Gracias a ese mayor rendimiento, la cogeneración presenta tres grandes ventajas que se detallan a continuación.

1. La cogeneración es fundamental para la seguridad de suministro y por tanto, para reducir la dependencia energética.
2. Coste de producción menor con respecto a las centrales convencionales.
3. Menor impacto ambiental. La cogeneración es un instrumento clave para la eficiencia energética y la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), con ahorros económicos significativos.

En segundo lugar, la energía se produce donde se consume, lo que implica:

1. Menores pérdidas de transporte. Si existe una gran distancia entre el punto de suministro y el de generación, las pérdidas por transporte son mayores que si la generación se produce cerca del punto de consumo.
2. Aumento de la autonomía de las fábricas y en consecuencia mayor competitividad.

En tercer y último lugar, la cogeneración actúa como motor de inversión, innovación, desarrollo económico y creación de empleo. Adicionalmente, la cogeneración tiene un impacto económico directo muy positivo en las economías nacionales, reportando beneficios basados en las ventajas energéticas que generan miles de millones de euros anualmente.

2.2.3 Barreras al desarrollo de la cogeneración.

El desarrollo de la cogeneración en España se ha estancado desde 2002 debido a barreras legislativas, económicas, administrativas y técnicas que se presentan a continuación:

2.2.3.1. Barreras legislativas

Uno de los principales aspectos debido al cual la cogeneración no ha tenido un progreso significativo en los últimos años, es la transitoriedad de los regímenes económicos y legales publicados a partir del *Real Decreto (RD) 2818/1998*, posteriormente sustituido por el *RD 436/2004*, sustituido a su vez por el vigente *RD 661/2007*.

Es indudable la necesidad de un marco legal estable que garantice una rentabilidad razonable a largo plazo para los promotores de plantas de cogeneración.

Por otra parte, otro aspecto que constituye una barrera es la complejidad de la legislación aplicable, la cual puede crear confusión y doble interpretación, como se ha podido constatar en sus diferentes lecturas.

Finalmente, existe una barrera normativa entre cogeneración hasta y a partir de 50 MW, valor que distingue el régimen especial y el ordinario. De este modo, la inexistencia de incentivos para la cogeneración de más de 50 MW impide la realización de un potencial significativo con un impacto positivo para la mejora de la eficiencia energética.

2.2.3.2. Barreras económicas

La principal barrera económica consiste en la falta de reflejo de la variación de costes de combustible en la tarifa, no logrando en muchos casos una rentabilidad mínima razonable en los proyectos.

Por otra parte, la actual discriminación en función de la potencia instalada mediante saltos discretos, ocasiona en ciertas situaciones la elección de una solución técnica hacia economías no siempre óptimas, en cuanto a ahorro de energía primaria. Esto se pone de manifiesto especialmente en el salto de menos a más de 10 MW.

En cuanto al establecimiento de los soportes económicos, la Ley, indica que se conceden en base al ahorro de energía primaria, de emisiones a la atmósfera y teniendo en cuenta la tensión de interconexión. Sin embargo, la cuantificación de estos efectos no es transparente y, por tanto, es difícil distinguir la parte de soporte que persigue promocionar la cogeneración, de la parte que internaliza los costes externos de la producción distribuida y del ahorro de energía primaria. Distinguir los costes externos daría seguridad a los inversores, pues supondría reconocer una parte retributiva y no de soporte transitorio o arbitrario.

La cogeneración tiene un nivel de riesgo elevado y específico, que se refleja tanto en los requisitos de tasas de retorno como en las exigencias de *pay-back*⁹, que no se reflejan en la retribución.

- La cogeneración añade el riesgo de la empresa cliente a otros riesgos comunes a otras tecnologías de generación (riesgos de mercado, operación, regulatorio, etc.).
- Plazos típicos de *pay-back* de proyecto de 6-9 años son excesivos para sectores con riesgo superior.
- Parece necesario un ajuste de las tasas de retorno y/o la velocidad de recuperación de la inversión, que permita el desarrollo de la nueva cogeneración y reemplazo de la ya existente.

Gran parte de la nueva cogeneración (la cogeneración marginal) tiene un atractivo para el inversor (retorno vs. riesgo) peor que el implícito en las primas de la ley.

- Empeoramiento de la rentabilidad vinculada a escalas no eficientes, menores niveles de funcionamiento, riesgos específicos, etc.

⁹ Plazo de recuperación. Se trata de uno de los métodos de selección estáticos que utilizan las empresas para hacerse una idea aproximada del tiempo que tardarán en recuperar el desembolso inicial en una inversión.

- Las nuevas cogeneraciones con potencias entre 1-25 MW parecen estar afectadas en mayor medida por esta rentabilidad limitada.

2.2.3.3. Barreras administrativas

Las compañías eléctricas que gestionan la red suelen ser las mismas que compiten como suministradores de energía eléctrica con proyectos de cogeneración, lo que conlleva falta de competencia. Es necesaria la articulación de mecanismos administrativos de control para el cumplimiento del derecho de acceso a la red.

Adicionalmente existen importantes dificultades administrativas al desarrollo de la cogeneración como son:

- El registro de pre-asignación de potencia añade dificultad burocrática y no se justifica como control especulativo, dado que el potencial de cogeneración es acotado por requerir la existencia de una demanda de calor útil.
- Existe ambigüedad, y aplicación desigual por Comunidades Autónomas, en los criterios de aplicación del incentivo a la renovación.
- El acceso al punto de red tiene una dificultad específica para el cogenerador, que se une a las trabas de algunas distribuidoras a aceptar soluciones que permitan la operación en isla.
- La gestión de la cogeneración tiene una complejidad creciente, lo que hace necesario facilitar el desarrollo de las ESCOs¹⁰ para su crecimiento.

2.2.3.4. Barreras técnicas

La falta de suministro de gas natural sigue siendo una barrera importante, especialmente para el caso de sistemas de cogeneración de pequeña potencia.

2.2.3.5. Barreras financieras

El contexto actual de crisis económica ha propiciado dificultades de acceso y encarecimiento de la financiación, tanto para compañías industriales como para los promotores, que reducen adicionalmente la rentabilidad de los nuevos proyectos.

2.2.4 Paso de la cogeneración a la trigeneración

Cuando en la industria existe una necesidad significativa de refrigeración, o bien en el sector terciario existe climatización de edificios en temporada estival, el calor útil de la planta de cogeneración puede emplearse en la producción frigorífica, mediante ciclos de refrigeración por absorción o adsorción, que tienen un ciclo térmico sencillo, pero bastante ingenioso. De este modo, se consigue la aplicación del calor tanto en los meses cálidos como en los meses fríos, ampliando el concepto de cogeneración a lo que se ha denominado trigeneración, que es, por tanto, la producción simultánea, de energía eléctrica o mecánica y de energía térmica útil, calor y frío, a partir de la misma fuente de energía primaria.

¹⁰ Acrónimo de la expresión anglosajona ‘Energy Service Company’.

La trigeneración permite a la cogeneración, que inicialmente, no era económicamente viable en centros que no consumieran calor, acceder a centros que precisen frío producido con electricidad. Facilita a la industria del sector alimentario ser cogeneradores potenciales. Asimismo, permite la utilización de la cogeneración en el sector terciario (hoteles, hospitales, centros educativos, etc.) donde además de calor se requiere frío para climatización, y que debido a la estacionalidad de estos consumos (calor en invierno, frío en verano) impedía la normal operación de una planta de cogeneración clásica. Al aprovecharse el calor también para la producción de frío, permite una mayor estabilidad en el aprovechamiento del calor.

En este proceso se emplea un motor térmico que, en la mayoría de los casos, produce electricidad mediante su acoplamiento a un alternador. El calor a utilizar se obtiene a partir del agua de refrigeración del lubricante, de las camisas y de los gases de escape. Una parte de este calor se aprovecha en la máquina de refrigeración en ciclo de absorción, o adsorción, para generar frío, también denominadas de 'refrigeración no eléctrica' (en inglés: '*non electric chiller*').

En definitiva, la trigeneración es un sistema de cogeneración al que se ha incorporado una máquina de absorción/adsorción para lograr la refrigeración en el momento oportuno. Por tanto, una planta de trigeneración se compone fundamentalmente de dos conjuntos tecnológicos: un módulo de cogeneración y una máquina de refrigeración térmica.

2.2.5 Tecnologías de trigeneración

Como se acaba de reflejar en el punto anterior una planta de trigeneración se compone esencialmente de un sistema CHP¹¹ junto a una máquina de absorción. Aunque el motor del CHP sigue siendo el componente que caracteriza a la planta, ya que es el que produce la electricidad y el calor, es necesario instalar una máquina de absorción para producir frío.

La absorción consiste en un aprovechamiento del calor de cogeneración. Este tipo de máquinas tiene una fiabilidad excelente, que implica una reducción considerable de los costes de mantenimiento y un desgaste mínimo. Además, no requiere explotación por parte de personal altamente cualificado, no se precisan refrigerantes fluorocarbonados de probado efecto nocivo sobre el nivel de ozono en la atmósfera. El control es totalmente automatizable y mínimo consumo eléctrico.

El rango de aplicación de la máquina de absorción es de temperaturas de evaporación entre -60°C y 10 °C. Hay que destacar que existen dos grupos de máquinas de absorción: aquellas en que la temperatura mínima es 4,5 °C, cuyo par es H₂O+B_rLi y otras con limitación menor de temperatura mínima, que utilizan H₂O+NH₃.

Hay una gran variedad de suministradores de máquinas de absorción que utilizan bromuro de litio. Se trata de equipos de precio razonable, pudiéndose encontrar equipos de serie en el mercado, con potencias de refrigeración comprendidas entre 350 y 6.000kJ/s. Estas máquinas son adecuadas para su uso en instalaciones de climatización.

¹¹ CHP: *Combined Heat and Power*. Término referido a la cogeneración.

Los equipos que utilizan amoníaco, son en cambio muy caros (coste de inversión varias veces superior, para una misma potencia frigorífica), y su construcción se realiza a medida para cada caso concreto, aunque comienzan a hacerse diseños estándar, en algunos tamaños.

El rendimiento de estas máquinas se denomina COP (*coefficient of performance*), y es la relación entre el frío producido y el calor aportado a la misma por el foco caliente. Esta cantidad puede ser mayor que la unidad, sin contradecir las leyes de la termodinámica, ya que el frío producido o calor absorbido del foco frío, es mayor que el calor absorbido del foco caliente. El COP de las máquinas de bromuro de litio está en torno al 65%, en el caso de máquinas de simple efecto, y del 110% en las de doble efecto.

2.2.5.1. Esquema de trigeneración.

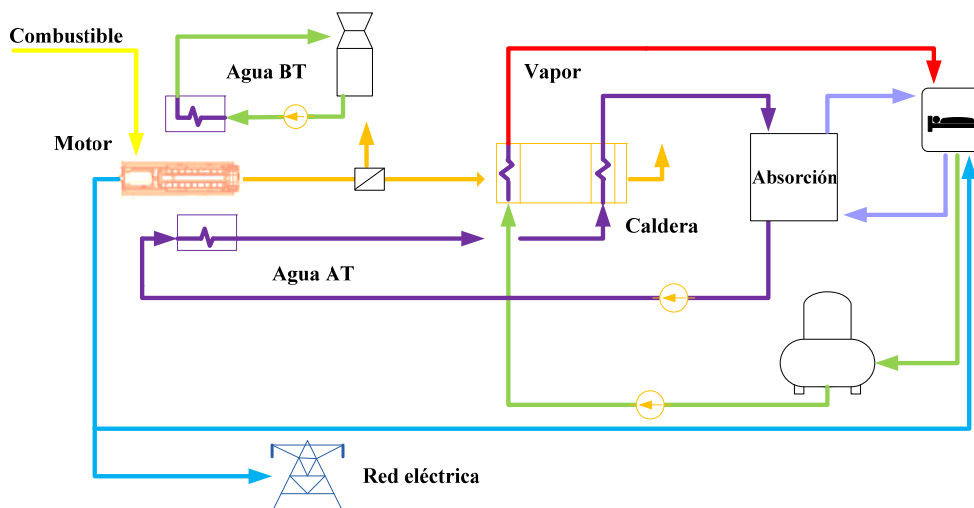


Figura 2. Esquema de trigeneración con motor alternativo vapor frío.
Elaboración propia.

2.2.5.2. Descripción de una máquina de absorción

La máquina de absorción sigue un ciclo frigorífico, cuyo principio de funcionamiento se basa en que la presión de vapor de una solución depende de su concentración. En una máquina de absorción existen dos sustancias: el refrigerante, la sustancia que realiza el ciclo frigorífico completo; y el absorbente, que modifica la presión de vapor del refrigerante, haciendo que se produzca la evaporación y condensación en las condiciones deseadas.

En realidad es un ciclo similar al de una máquina de compresión, en el que se sustituye el compresor mecánico por uno químico, consistente en procesos de absorción y desabsorción comunicados con una bomba de la solución.

En la Figura 3, se observa al evaporador que es el foco frío y en él, se produce la adición isotérmica del calor del refrigerante. Este evaporador constituye la cámara o recinto frigorífico.

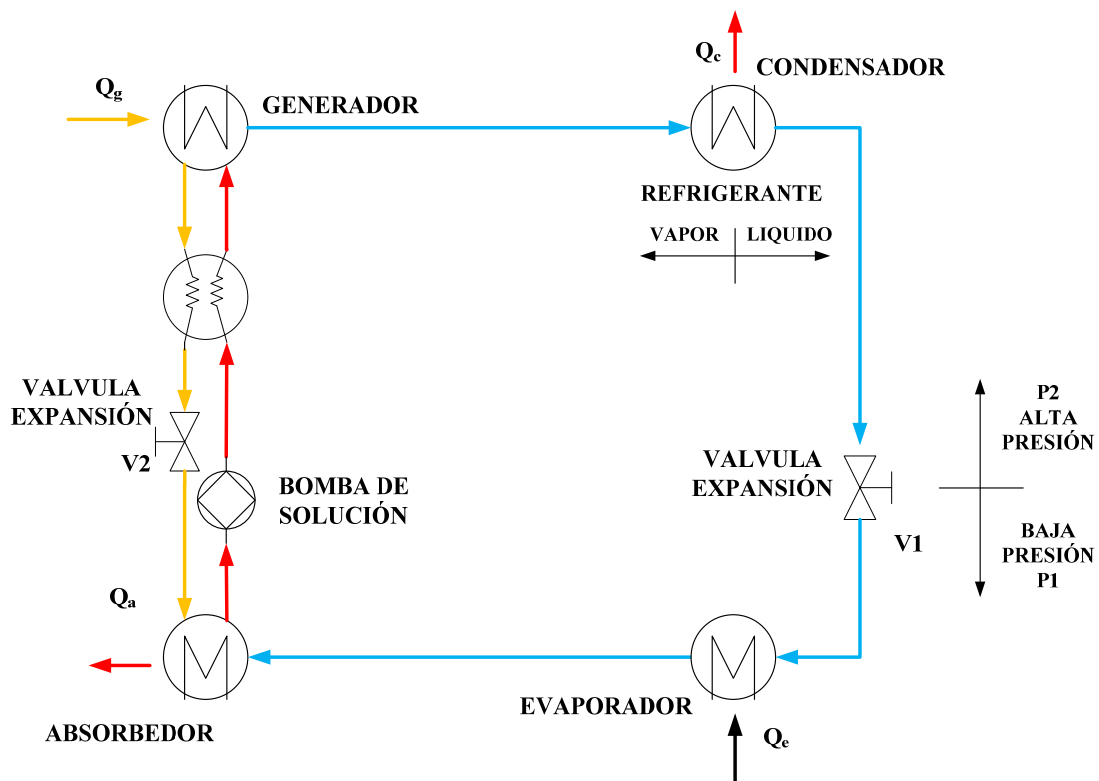


Figura 3. Ciclo frigorífico por absorción.
Elaboración propia.

El fluido refrigerante (agua), se expande en la válvula V_1 y se evapora en el evaporador instalado en el recinto frigorífico; la válvula de expansión separa las zonas de alta presión P_2 y de baja presión P_1 de la instalación.

El vapor de agua procedente del evaporador pasa al absorbedor donde es absorbido por el absorbente (bromuro de litio), mezclándose y transformándose en solución rica. El proceso de solución en el absorbedor se realiza con refrigeración exterior, pues de lo contrario la temperatura aumentaría en el proceso de solución y la solubilidad disminuiría, interesando precisamente lo contrario.

La solución rica es bombeada a través de un intercambiador de calor, donde se calienta, reduciendo el calor aportado al fluido desde el exterior en el mismo, a expensas de un enfriamiento de la solución pobre, que se dirige en dirección contraria; del generador al absorbedor. Del intercambiador de calor, la solución rica pasa al generador.

En el generador, gracias al calor suministrado en forma de vapor, agua caliente, o gases calientes se realiza el proceso contrario al que se produce en el absorbedor. El refrigerante se evapora y se desprende en la parte superior de donde pasa al condensador, mientras que la mezcla pobre fluye al absorbedor, donde se repite el proceso de mezcla.

En el condensador, el vapor de agua producido en el generador es condensado por el agua de refrigeración.

La válvula de regulación de V_2 , sirve para mantener separadas la presión del circuito P_1 en el absorbedor y la presión alta en el generador.

2.2.5.3. Descripción de una instalación de refrigeración por absorción.

El esquema simplificado de la instalación se representa en la Figura 4. El elemento central es la máquina de absorción conectada con una torre de refrigeración que elimina el calor extraído.

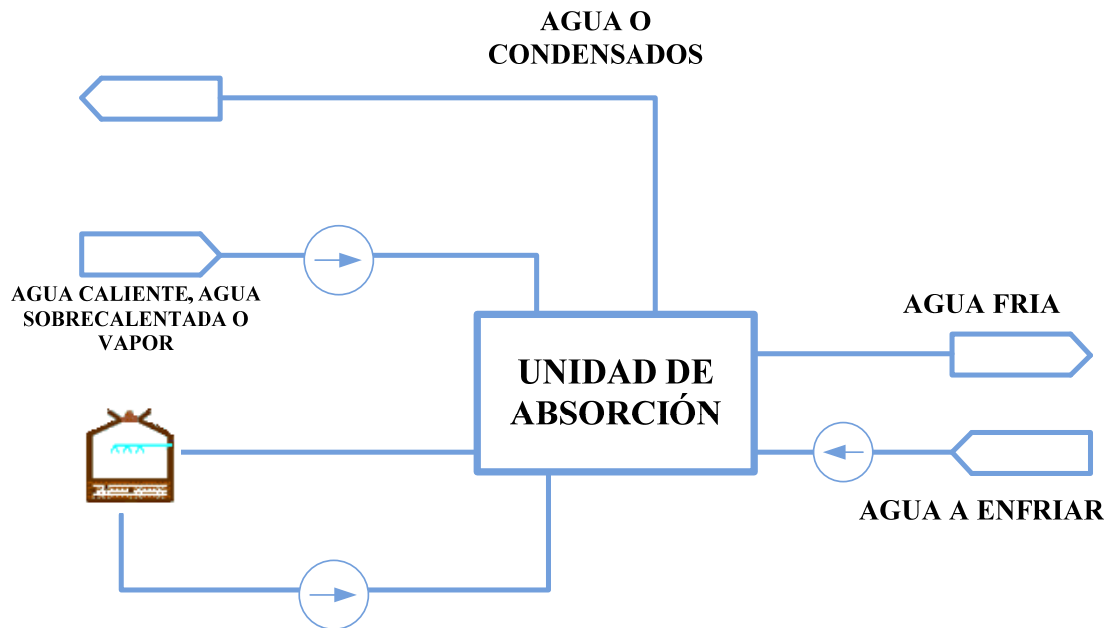


Figura 4. Conexiones máquina de absorción.
Elaboración propia.

El agua que se pretende enfriar es bombeada hacia la máquina de absorción de dónde sale a la temperatura deseada. La bomba instalada a tal efecto debe regular el caudal de agua que se envía a refrigerar y de esta forma tener controladas las necesidades de diferentes caudales de agua a enfriar.

Otro método que se puede emplear es realizar un by-pass y proceder a la mezcla una vez realizado el enfriamiento, siendo esta mezcla la necesaria para que la temperatura media final sea la requerida por el proceso.

La fuente de energía en el caso analizado, es vapor de baja presión (entre 1 y 5 bares). Su entrada a la máquina de absorción está regulada por una válvula de control que actúa en función de la diferencia entre la temperatura real del agua enfriada y la consigna establecida. La mezcla binaria vapor/agua a su salida ha cedido al proceso gran parte de su energía y pasa por un purgador que impide el paso de vapor, saliendo de él sólo condensado que pasa a un depósito intermedio, siendo bombeado posteriormente hacia un depósito general de condensado.

Otra parte fundamental de la instalación es la torre de refrigeración. En ella se disipa al ambiente el calor extraído del proceso. Hay que destacar que en el proceso de absorción se evacúa aproximadamente el doble de calor que con equipos de compresión, por tanto

se incrementan las necesidades de agua de refrigeración y las pérdidas de la misma por evaporación. Esta característica aumenta el tamaño y coste de la instalación.

Otra variable a tener en cuenta es la temperatura del agua de refrigeración. El COP de la máquina de absorción aumenta cuando disminuye la temperatura de refrigeración, por lo que los rendimientos son más favorables en los meses fríos del año. Existe una temperatura mínima de refrigeración que depende del fabricante y que limita este máximo rendimiento posible.

La fuente energética utilizada influye en gran medida en el rendimiento económico de la instalación.

La capacidad de refrigeración disminuye (para una máquina de igual tamaño) en el caso de utilizar agua caliente. Si se desea mantener la capacidad de refrigeración se deberá utilizar una máquina de absorción de mayor potencia nominal o aumentar la temperatura del agua caliente.

A continuación se detallan las ventajas generales del uso de agua de vapor.

Ventajas del uso de agua:

1. No precisa depósito de condensados.
2. La instalación es más simple.
3. No hay que elevar la máquina.
4. Se puede recuperar calor de menor calidad.
5. No hay peligro de corrosión en el sistema de condensados.

Ventajas del uso de vapor de agua:

6. No necesita un circuito especial de agua sobrecalentada (vapor suele haber en la fábrica con redes por toda ella).
7. Menor coste en caldera.
8. Menor coste de bombeo.
9. Mayor capacidad de frío de la máquina.

2.2.6 Cogeneración en España

En España existen 6.265 MW¹² de cogeneración que contribuyen significativamente a la provisión de energías al país. Como ejemplo significativo, en 2009, la cogeneración supuso un ahorro para España de 1,5 millones de toneladas equivalentes de petróleo. Lo que en términos porcentuales supone un 2%¹³ de las importaciones energéticas.

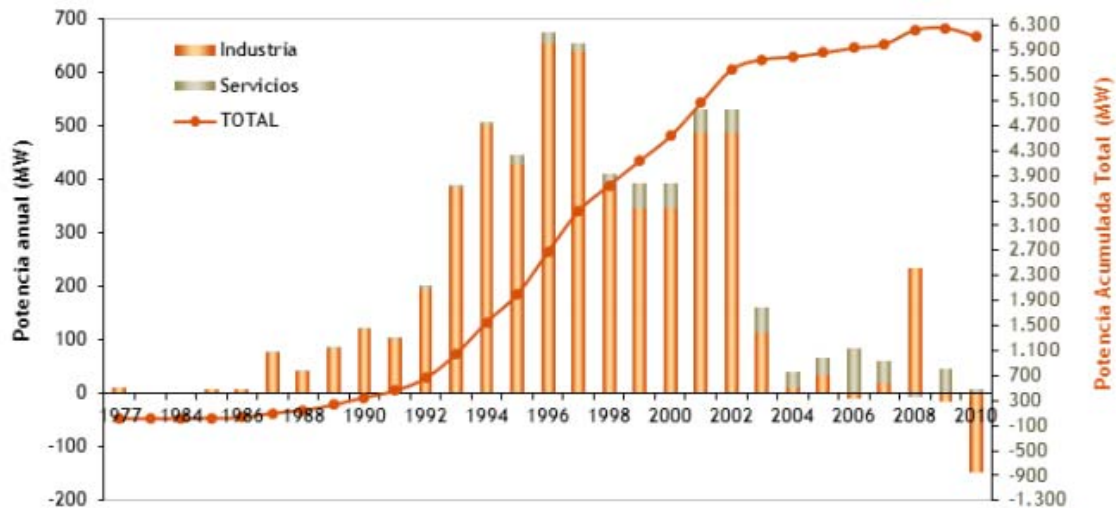
¹² Datos relativos a Potencia Acumulada (MW) por CCAA (2009).

Fuente: IDAE/MITyC

Nota: Esta cifra incluye la cogeneración asociada a Instalaciones de tratamiento y reducción de residuos (Grupo d del RD 436/2004) ya Instalaciones basadas en biomasa y biogás como combustible principal (Grupo a.1.3 del RD 661/2007), lo que explica ciertas diferencias respecto al valor publicado por la CNE, donde no se considera este tipo de instalaciones.

¹³ Fuente: Foro de debate sobre Energías renovables, Innovación y Eficiencia Energética. José Javier Rodríguez. www.acogen.es

La evolución histórica se representa gráficamente en la Figura 5, en la cual se aprecia cómo la Potencia Instalada (MW) anualmente en España ha ido creciendo a partir de 1987 con un máximo de Potencia Instalada en 1996. Posteriormente esta tendencia ha ido a la baja, no existiendo una actividad significativa de Potencia Instalada en los años más recientes.



Fuente: IDAE/MITyC

Nota: Los datos correspondientes a los años 1999 y 2001 son estimaciones al no haberse elaborado la estadística anual dichos años.

Figura 5. Potencia Instalada de cogeneración anualmente en España.

Fuente: IDAE.

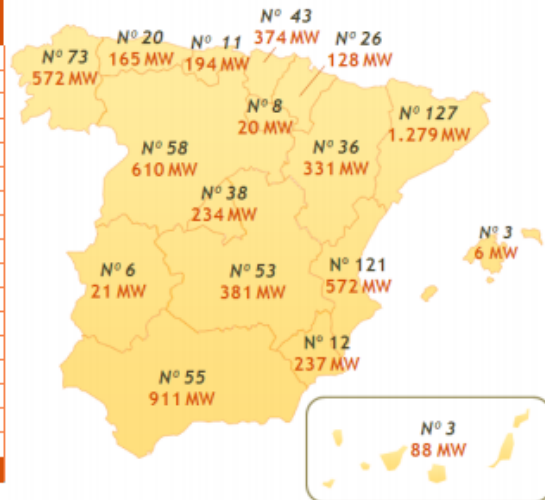
La cogeneración tiene un elevado peso en el mapa energético español. La producción eléctrica neta con cogeneración (2009) es de 32,4 TWh, lo que supone un 11 % de la electricidad en España¹⁴. Y el suministro de energía final con cogeneración (2009) es de 7,1 Mtep, es decir, el 7 % del consumo de energía final en España.

España cuenta con 693¹⁵ instalaciones de cogeneración repartidas en sus Comunidades Autónomas:

¹⁴ Generación eléctrica neta (incluyendo autoconsumos de la cogeneración)

¹⁵ Fuente: IDAE. Datos cerrados a 30 de septiembre de 2011.

Comunidad Autónoma	Potencia Eléctrica Total (MW) ⁽¹⁾	Reparto	Δ10/09
Andalucía	911	14,9%	-1,6%
Aragón	331	5,4%	-36,1%
Asturias	165	2,7%	4,9%
Baleares	6	0,1%	-58,7%
Canarias	88	1,4%	0,8%
Cantabria	194	3,2%	0,0%
Castilla y León	610	10,0%	4,1%
Castilla-La Mancha	381	6,2%	4,5%
Cataluña	1.279	20,9%	2,6%
Comunidad de Madrid	234	3,8%	24,4%
Extremadura	21	0,3%	58,3%
Galicia	572	9,3%	-1,8%
La Rioja	20	0,3%	27,9%
Murcia	237	3,9%	-9,2%
Navarra	128	2,1%	16,9%
País vasco	374	6,1%	-12,1%
Valencia	572	9,3%	-0,2%
TOTAL	6.125	100%	-2,2%



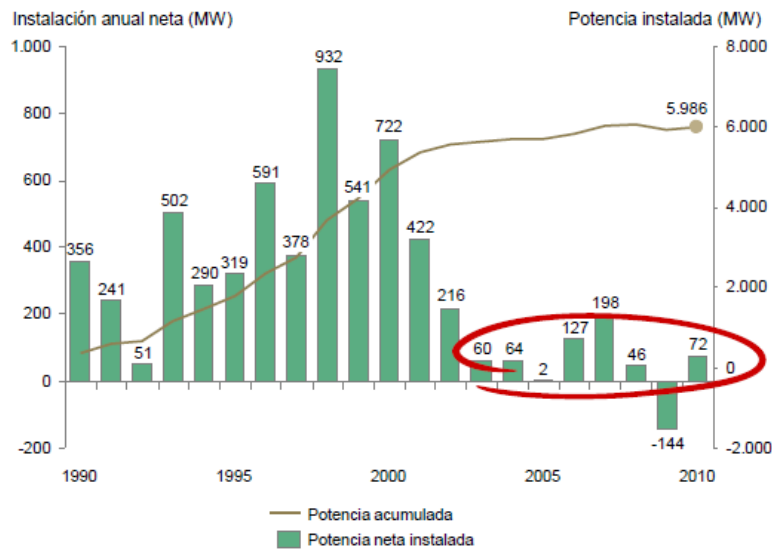
Fuente: IDAE/MITyC

⁽¹⁾ Datos relativos a potencia acumulada.

Figura 6. Potencia Instalada y número de instalaciones de cogeneración por Comunidades Autónomas.

Fuente: IDAE.

España tiene un potencial de cerca de 25.000 MW de cogeneración reconocido por las Administraciones públicas y la instalación actual es de sólo 6.125¹⁶ MW debido a que en los últimos años no se está consiguiendo un desarrollo de la cogeneración como se puede ver en la Figura 7:



1. Dato de 2010 para España corresponde a abril de 2010

Nota: Para UE-15 asume en 2008 el mismo factor de utilización media que en 2002

Fuente: BOE; IDAE (Perspectivas de la cogeneración en España: influencia del marco legal); Eurostat; CNE

275122-00-ACOGEN-Resumen vFinal-Dic10.ppt

THE BOSTON CONSULTING GROUP

Figura 7. Instalación anual neta de cogeneración en España.

Fuente: BOE; IDAE (Perspectiva de la cogeneración en España: Influencia del marco legal); Eurostat; CNE.

¹⁶ Esta cifra incluye la cogeneración asociada a las instalaciones de tratamiento y reducción de residuos (Grupo d del RD 436/2004) y a las instalaciones basadas en biomasa y biogás como combustible principal (Grupo a.1.3 del RD 661/2007), lo que explica ciertas diferencias respecto al valor publicado por la CNE, dónde no se considera este tipo de instalaciones. Fuente: IDAE. " Boletín de estadísticas energéticas de cogeneración". 3ª Edición. Noviembre, 2011.

Desde 2002 España ha aumentado la potencia instalada de cogeneración en un 9% un 12% menos que la media Europea.

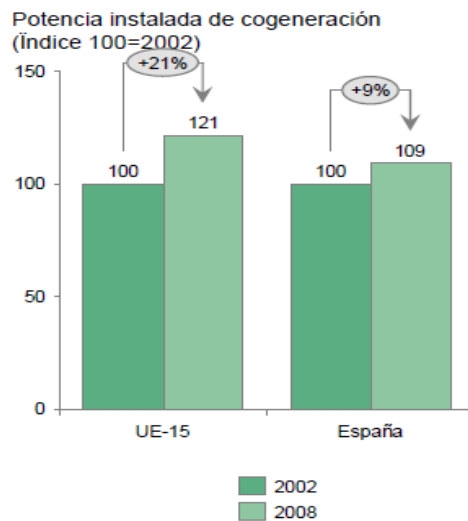


Figura 8. Comparativa de la potencia instalada entre España y Europa.
Fuente: The Boston Consulting Group.

Finalmente señalar que España cuenta con un alto grado de penetración de la cogeneración en el sector industrial, pero se encuentra poco desarrollada todavía en el sector terciario, donde cabe esperar un alto desarrollo de cogeneración de pequeña escala y microcogeneración. La madurez del desarrollo de las redes de combustible, de electricidad y de comunicaciones, permite que hoy se pueda autogenerar electricidad en cualquier punto. Si además existe demanda de calor, es posible cogenerar con alta eficiencia. Se dispone de los medios para generar electricidad en todas partes y por parte de toda la población. Es necesaria la decisión política de apoyar regulatoria y legalmente a este nicho de mercado sin atender.

2.3 Normativa

El presente proyecto cumple con el marco legislativo español vigente, presente en las siguientes normativas:

- Real Decreto (R.D.)1164/2001¹⁷, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Directiva 2004/8/CE¹⁸ del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero, sobre el fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía.
- Real Decreto 661/2007¹⁹, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

¹⁷ Fuente: Boletín Oficial del Estado (BOE) núm.268. 8/11/2001.

¹⁸ Fuente: Diario Oficial de la Unión Europea. 21/02/2004.

¹⁹ Fuente: BOE núm.126. 26/05/2007.

- Real Decreto 616/2007²⁰, 11 de mayo, sobre el fomento de la cogeneración.
- Plan de Acción: Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2008-2012²¹, aprobado en Consejo de Ministros del 20 de julio de 2007, por el que se programan ayudas como medida para potenciar la cogeneración.
- Plan de Acción Nacional de Energías Renovables en España (PANER) 2011-2020²².
- Plan de acción, Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020²³.

2.3.1 Antecedentes legislativos y normativa actual

La primera regulación normativa de las plantas de cogeneración se produjo en 1980 con la aprobación de la *Ley 82/80 sobre Conservación de la Energía*. Hasta entonces no existía regulación sobre la conexión de cogeneración a la red pública para verter sus excedentes de energía eléctrica. Con esta Ley se obliga a las compañías eléctricas a adquirir la energía vertida a la red por las plantas de cogeneración. A partir del año 1986 se comienza a verificar un desarrollo significativo de este tipo de plantas, en gran medida por la incipiente expansión de la red de gaseoductos, el desarrollo tecnológico, y el fomento por parte de la Administración Pública.

Posteriormente, el *Plan Energético Nacional del 1990*, y más concretamente su *Anexo 1, Plan de Ahorro y Eficiencia Energética (PAEE)* fija objetivos de nuevas plantas de cogeneración para el periodo 1991 – 2000. En el marco de este Plan se publica la *Ley de Ordenación del Sector Eléctrico (LOSEN)* y el *Real Decreto 2366/1994* sobre producción eléctrica en régimen especial, siendo ya catalogadas la cogeneración en un grupo diferenciado.

La situación actual de la cogeneración desde el punto de vista normativo se caracteriza por el marco fijado por la *Ley 54/1997 del Sector Eléctrico (LSE)*, la cual ha sido modificada posteriormente en varias ocasiones. La LSE incluye a las plantas de cogeneración en el denominado régimen especial siempre que su potencia no supere 50 MWe, regulando los siguientes aspectos:

- Necesidad de autorización administrativa previa de carácter reglado.
- Derecho de los productores de incorporar su producción al sistema eléctrico.
- Régimen retributivo de la energía eléctrica vertida a la red, regulado y con la percepción de una prima.

La LSE ha sido desarrollada en lo que se refiere al régimen especial por los ya derogados *Real Decreto 2818/1998* y *Real Decreto 436/2004*, sustituido por el vigente *Real Decreto 661/2007* por el que se regula la actividad de producción de energía

²⁰ Fuente: BOE núm. 114. 12/05/2007.

²¹ Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITyC); Instituto para la diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). 17/07/2007.

²² Fuente: MITyC; IDAE. 30/06/2010.

²³ Fuente: MITyC; IDAE. 15/06/2011.

eléctrica en régimen especial y se establece el régimen jurídico y económico de las instalaciones generadoras de energía eléctrica de cogeneración y aquellas que utilicen como materia prima energías renovables y residuos, con el objetivo fundamental de establecer un sistema estable y predecible que garantice una adecuada rentabilidad a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Esta norma cataloga los sistemas de cogeneración en los siguientes grupos y subgrupos:

- ❖ Grupo a. 1. Instalaciones que incluyan una central de cogeneración.
 - Subgrupo a.1.1. Cogeneraciones que utilizan como combustible gas natural.
 - Subgrupo a.1.2. Cogeneraciones que utilizan como combustible gasóleo, fuel oil o gases licuados de petróleo (GLP).
 - Subgrupo a.1.3. Cogeneraciones que utilizan como combustible biomasa y/o biogás.
 - Subgrupo a.1.4. Resto de cogeneraciones que incluyen como posibles comestibles a emplear gases residuales de refinería, combustible de proceso, carbón y otros no contemplados en los subgrupos anteriores.

- ❖ Grupo a. 2. Instalaciones que incluyan una central que utilice energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial, cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica y/o mecánica.

El *Real Decreto 661/2007* define un marco retributivo para la venta de excedentes de la energía eléctrica vertida a la red de las cogeneraciones, basado en dos posibilidades de libre elección por el propietario:

- ❖ Cesión de la energía eléctrica a través de la red de transporte o distribución percibiendo una tarifa regulada única para todos los periodos de programación.

- ❖ Venta de la energía eléctrica libremente en el mercado, percibiendo el propietario de la cogeneración el precio que resulte del mercado organizado o el libremente negociado, complementado, en su caso, por una prima.

También recientemente se ha publicado el *Real Decreto Ley 7/2006* que modifica parcialmente el marco normativo de la LSE para cogeneraciones favoreciendo su libre operación en el mercado. Para ello incorpora las siguientes medidas:

- ❖ Se permite vender libremente la energía eléctrica producida.
- ❖ Eliminación del concepto de autoproducción²⁴.
- ❖ Eliminación de los 'costes de transición a la competencia' (CTCs).
- ❖ Eliminación de obligación de autoconsumo térmico y eléctrico.

²⁴ Según la Ley 54/1997 los autoprodutores de energía eléctrica son aquellas personas físicas o jurídicas que generan electricidad fundamentalmente para su propio uso. Se entenderá que un autoproducción genera electricidad, fundamentalmente para su propio uso, cuando autoconsume, al menos, el 30 por 100 de la energía eléctrica producida por él mismo, si su potencia instalada es inferior a 25MW y, al menos, el 50 por 100 si su potencia instalada es igual o superior a 25MW.

El *Real Decreto Ley 7/2006* al eliminar el concepto de autoprodutor y la necesidad de autoconsumo deja expedita la vía administrativa para el desarrollo de las empresas de suministro de servicios de energía (comúnmente denominadas ESCOs), lo cual, al suponer una aplicación novedosa en nuestro país, puede ocasionar un aumento de las cifras de potencia instalada de forma significativa. Esta normativa supone la transposición, al menos en parte, de la *Directiva 2004/8/CE* relativa al fomento de la cogeneración.

Por otro lado el *Plan de Acción: Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2008-2012 conocido también como E-4*, tiene como principales objetivos estratégicos los siguientes puntos:

1. Reconocer en el ahorro y la eficiencia energética un instrumento del crecimiento económico y del bienestar social.
2. Conformar las condiciones adecuadas para que se extienda y se desarrolle, en la Sociedad, el conocimiento sobre el ahorro y la eficiencia energética.
3. Impregnar el ahorro y la eficiencia energética en todas las Estrategias nacionales y especialmente en la Estrategia española de Cambio Climático.
4. Fomentar la competencia en el mercado bajo el principio rector del ahorro y la eficiencia energética.
5. Consolidar la posición de España a la vanguardia del ahorro y la eficiencia energética.

El presente *Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011-2020* se fundamenta en los siguientes objetivos generales para las fuentes de energía renovables, que emanan de la *Directiva 2009/28/CE* del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes de energías renovables:

1. Primer objetivo global: 20% de energías renovables sobre el consumo final bruto de energía en 2020.
2. Segundo objetivo global: La cuota de energía procedente de fuentes renovables en todos los tipos de transporte sea como mínimo equivalente al 10 % de su consumo final de energía en el transporte.
3. El reparto por áreas tecnológicas y periodos debe cubrir los objetivos intermedios que establece la Directiva.
4. Establece medidas de acción positiva y de supresión de barreras técnicas, administrativas y de mercado para el desarrollo de las energías renovables.
5. Propugna la mejora y adaptación del marco para el desarrollo de instalaciones de generación de electricidad a partir de fuentes renovables.

6. Pretende representar un impulso a la I+D+i.
7. Considera la información y documentación disponible sobre los aspectos básicos de desarrollo de cada área renovable: prospectivas de inversión y costes, análisis de costes y beneficios, de ocupación del territorio y competencia entre distintas tecnologías y con otras actividades, mapas de recursos, barreras tecnológicas y tendencias de la I+D+i, integración de la electricidad renovable en la red eléctrica, potencial de bombeo hidroeléctrico disponible en España, evaluación de potenciales para el uso de distintos tipos de biomasa, sostenibilidad ambiental, etc.

El *Real Decreto 1164/2001* en su artículo 8 expone los períodos tarifarios para cada una de las modalidades de tarifa establecida. A continuación se explica la modalidad de seis periodos que corresponde a la modalidad contratada por el hotel, exactamente la modalidad 6.1 (1kV a 36 kV).

La modalidad de seis períodos se aplica a las tarifas generales de alta tensión. Para esta modalidad los tipos de días, períodos tarifarios y horarios concretos a aplicar son los que se definen a continuación:

1. Tipos de días.

Para la aplicación de estas tarifas, se divide el año eléctrico en los tipos de días siguientes:

Tipo A: de lunes a viernes no festivos de temporada alta.

Tipo B: de lunes a viernes no festivos de temporada media.

Tipo C: de lunes a viernes no festivos de temporada baja, excepto agosto en el Sistema Peninsular y el mes correspondiente de mínima demanda en cada uno de los sistemas aislados extrapeninsulares e insulares. Dicho mes se fijará por la Dirección General de Política Energética y Minas.

Tipo D: sábados, domingos y festivos y agosto en el Sistema Peninsular y el mes de menor demanda para los sistemas aislados insulares y extrapeninsulares (que se fijará por la Dirección General de Política Energética y Minas).

Las temporadas altas, medias y baja serán las siguientes:

- a) Para península:

- 1.ª Temporada alta: noviembre, diciembre, enero y febrero.

- 2.ª Temporada media: marzo, abril, julio y octubre.

- 3.ª Temporada baja: mayo, junio, agosto y septiembre.

Se considerarán, a estos efectos, como días festivos los de ámbito nacional definidos como tales en el calendario oficial del año correspondiente, con inclusión de aquellos que puedan ser sustituidos a iniciativa de cada Comunidad Autónoma.

2. Períodos tarifarios.

La composición de los seis períodos tarifarios es la siguiente:

Período 1: comprende seis horas diarias de los días tipo A.

Período 2: comprende diez horas diarias de los días tipo A.

Período 3: comprende seis horas diarias de los días tipo B.

Período 4: comprende diez horas diarias de los días tipo B.

Período 5: comprende dieciséis horas diarias de los días tipo C.

Período 6: resto de horas no incluidas en los anteriores y que comprende las siguientes:

- 1.^a Ocho horas de los días tipo A.
- 2.^a Ocho horas de los días tipo B.
- 3.^a Ocho horas de los días tipo C.
- 4.^a Veinticuatro horas de los días tipo D.

Las horas de este período, a efectos de acometida serán las correspondientes a horas valle.

3. Horarios a aplicar en cada período tarifario. Los horarios a aplicar en cada uno de los períodos tarifarios serán los siguientes:

Período tarifario	Tipo de día			
	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
1	De 16 a 22	-	-	-
2	De 8 a 16	-	-	-
	De 22 a 24	-	-	-
3	-	De 9 a 15	-	-
4	-	De 8 a 9	-	-
	-	De 15 a 24	-	-
5	-	-	De 8 a 24	-
6	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 24

Tabla 2. Periodo Tarifario.

Fuente: R.D. 1164/2001. Elaboración propia.

2.4 Objeto de estudio: el hotel

Al inicio del proyecto se barajaron tres posibilidades en las que podía basarse el estudio de viabilidad.

La primera opción fue un centro comercial. Pero se descartó al no tener un consumo energético constante a lo largo del año.

La segunda opción fue un hospital. El hospital si cumplía todas las necesidades, sin embargo, la falta de colaboración por parte del mismo hizo que se descartara esta opción.

La tercera y última opción fue la de un hotel. El hotel además de cumplir los requisitos necesarios para poner en marcha el estudio, estaba dispuesto a facilitar los datos necesarios para la elaboración del proyecto. Por estas dos razones, la opción elegida y abordada fue esta última.

2.4.1 Datos generales del hotel

Localización del edificio

El edificio objeto de estudio se encuentra en el distrito Centro de Madrid. La ubicación exacta no puede ser facilitada a petición expresa del hotel.

La ciudad de Madrid está localizada en la zona central de la Península Ibérica y sus coordenadas son 40° 26'N 3°41'O, con una altitud media sobre el nivel del mar de 667 metros. Madrid, es la capital de España y de la Comunidad de Madrid alcanzando oficialmente, y según el padrón de habitantes, a 1 de enero de 2010, los 3.273.049²⁵ habitantes en su municipio. El clima de Madrid es un clima mediterráneo continental y está muy influido por las condiciones urbanas. La temperatura promedio es de 14,6°C según la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET).

Mes	Tª media mensual (°C)
Enero	6.1
Febrero	7.9
Marzo	10.7
Abril	12.3
Mayo	16.1
Junio	21.0
Julio	24.8
Agosto	24.4
Septiembre	20.5
Octubre	14.6
Noviembre	9.7
Diciembre	7.0
Año	14.6

Tabla 3. Tª media a lo largo del año. Madrid.
Fuente: AEMET.

Descripción del edificio

El hotel consta de un único edificio principal de 9 plantas. Cada planta se divide del siguiente modo:

²⁵ Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INE).

Planta menos dos: garaje, sala de compresores, y depósitos de A.C.S

Planta menos uno: Salones, gimnasio, comedor, y oficina.

Planta cero: recepción, restaurante, bar, desayunador.

Planta uno: 36 habitaciones con baño de 30 m².

Planta dos: 36 habitaciones con baño de 30 m².

Planta tres: 36 habitaciones con baño de 30 m².

Planta cuatro: 36 habitaciones con baño de 30 m².

Planta cinco: 36 habitaciones con baño de 30 m².

Planta seis: 6 habitaciones *Suites* con salón, baño y terraza de 90 m²; 11 habitaciones *Urban* con salón y baño de 60 m²; 1 habitación *Gran Suite* de 150 m².

Planta siete: Terraza, bar y salas de calderas.

Ocupación de hotel

La ocupación del hotel es un factor muy importante. Gracias a dicha ocupación se ha podido realizar una estimación de los consumos energéticos de A.C.S y de los servicios auxiliares de forma más exhaustiva.

A continuación se muestra la ocupación del hotel durante los dos últimos años:

2010	
ENERO	55,70 %
FEBRERO	77,57 %
MARZO	82,83 %
ABRIL	84,57 %
MAYO	88,17 %
JUNIO	81,08 %
JULIO	67,97 %
AGOSTO	34,95 %
SEPTIEMBRE	81,48 %
OCTUBRE	87,30 %
NOVIEMBRE	75,39 %
DICIEMBRE	59,63 %

Tabla 4. Ocupación del hotel 2010.
Elaboración propia.

2011	
ENERO	53,09 %
FEBRERO	74,29 %
MARZO	80,07 %
ABRIL	81,63 %
MAYO	85,92 %
JUNIO	78,59 %
JULIO	68,33 %
AGOSTO	53,39 %
SEPTIEMBRE	83,96 %
OCTUBRE	83,00 %
NOVIEMBRE	74,19 %
DICIEMBRE	62,27 %

Tabla 5. Ocupación del hotel 2011.
Elaboración propia.

2.4.2 Datos de partida del proyecto

2.4.2.1 Consumo energético real del hotel

Antes de realizar el diseño de la planta de trigeneración es necesario ver qué consumos energéticos tiene el hotel, tanto de electricidad como de gas, para luego poder compararlos y obtener conclusiones.

La demanda eléctrica y térmica no cesan durante las veinticuatro horas del día, debido a la actividad continua que se produce en el hotel.

Por un lado la demanda eléctrica corresponde al consumo de alumbrado, de fuerza y de los compresores, que en los meses de verano climatizan el edificio.

Y por otro lado la demanda térmica proviene de la calefacción y del agua destinada a Agua Caliente Sanitaria (ACS).

Hasta el momento, el hotel cubre la demanda eléctrica importando electricidad de la red; y la demanda térmica es cubierta con el gasoil quemado en tres calderas de alta eficiencia.

Para realizar este estudio se han utilizado las facturas reales de gas y electricidad correspondientes a un año completo (2011).

A continuación se analizarán los consumos eléctricos y térmicos del hotel.

2.4.2.2 Consumo actual de energía eléctrica

El hotel tiene un contrato con la compañía eléctrica Endesa en la modalidad de la tarifa de acceso 6.1. Esta modalidad está basada en una serie de periodos (P1 a P6), según el artículo 8 del *R.D. 1164/2001*, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes eléctricas.

La modalidad de seis periodos se aplica a las tarifas generales de alta tensión (1kV a 36kV).²⁶ Se analizará un mes para explicar dicha modalidad.

El mes elegido es marzo de 2011 y corresponde a la Temporada Media para la Península Ibérica. Por tanto, la temporada media hace referencia al tipo de día B (de lunes a viernes no festivos de temporada media); y a los de tipo D (sábados, domingos y festivos y agosto en el Sistema Peninsular).

Los periodos tarifarios que afectan al mes de marzo son:

Periodo 3: se corresponde con 6 horas diarias de los días tipo B

Periodo 4: se corresponde con 10 horas diarias de los días tipo B

Periodo 6: resto de horas no incluidas en los anteriores periodos y que comprende en este caso 8 horas de los días tipo B.

Por último, los horarios a aplicar en cada periodo tarifario son los vistos en la Tabla 2.

²⁶ Ver apartado 2.3.1.

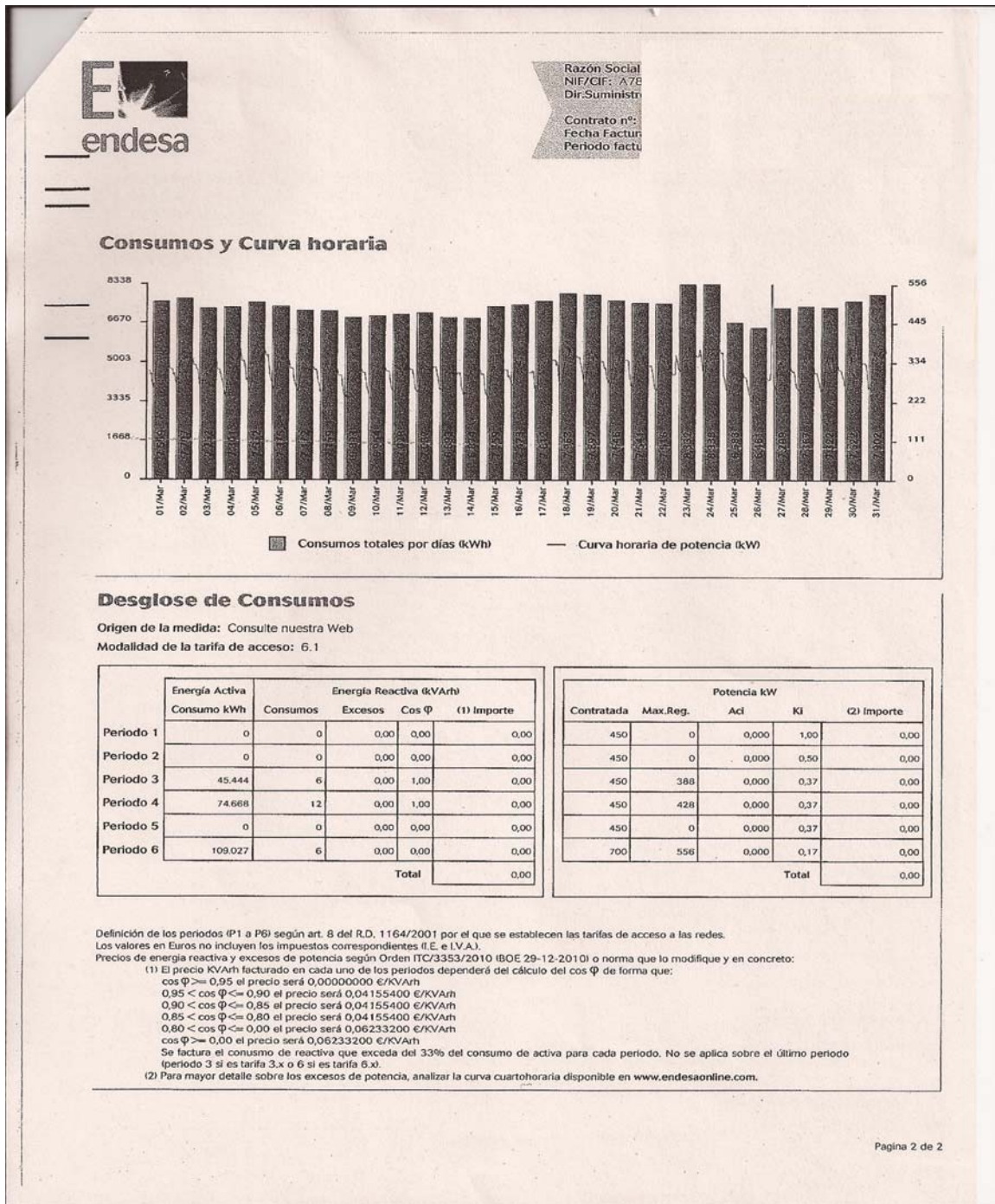


Figura 9. Factura eléctrica del hotel. Marzo 2011.
 Facilitada por el hotel.

Se puede observar en la Figura 9, que el hotel tiene una potencia contratada de 450 kW para los periodos 1, 2, 3, 4 y 5 y una potencia contratada mayor de 700 kW para el periodo 6. El tener en un periodo una potencia contratada mayor que 450 kW hace que tenga una modalidad 6.1 en lugar de la modalidad 3.1.

Una vez analizadas las tarifas de acceso a la red que utiliza el hotel, se van a exponer los consumos eléctricos del hotel durante el año 2011.

ENERO	
Días	Consumo eléctrico (kWh)
01-ene	6.392
02-ene	6.127
03-ene	6.548
04-ene	6.707
05-ene	6.804
06-ene	5.974
07-ene	6.226
08-ene	6.577
09-ene	6.460
10-ene	6.749
11-ene	6.891
12-ene	6.954
13-ene	7.075
14-ene	6.924
15-ene	6.690
16-ene	6.537
17-ene	6.898
18-ene	7.127
19-ene	7.191
20-ene	7.041
21-ene	7.009
22-ene	6.639
23-ene	6.391
24-ene	6.726
25-ene	6.685
26-ene	6.921
27-ene	6.902
28-ene	6.553
29-ene	6.068
30-ene	5.859
31-ene	6.356
Total	206.001

Tabla 6. Consumo diario eléctrico. Enero. Elaboración propia.

FEBRERO	
Días	Consumo eléctrico (kWh)
01-feb	7.851
02-feb	8.236
03-feb	8.509
04-feb	8.414
05-feb	8.095
06-feb	7.684
07-feb	8.125
08-feb	8.223
09-feb	8.261
10-feb	8.427
11-feb	8.310
12-feb	7.948
13-feb	7.854
14-feb	8.107
15-feb	8.681
16-feb	8.584
17-feb	8.947
18-feb	8.785
19-feb	8.406
20-feb	8.161
21-feb	8.732
22-feb	8.494
23-feb	8.566
24-feb	8.776
25-feb	8.445
26-feb	8.008
27-feb	8.263
28-feb	8.443
Total	233.335

Tabla 7. Consumo diario eléctrico. Febrero. Elaboración propia.

MARZO	
Días	Consumo eléctrico (kWh)
01-mar	7.559
02-mar	7.707
03-mar	7.252
04-mar	7.301
05-mar	7.552
06-mar	7.375
07-mar	7.172
08-mar	7.169
09-mar	6.893
10-mar	6.954
11-mar	7.028
12-mar	7.037
13-mar	6.693
14-mar	6.874
15-mar	7.359
16-mar	7.473
17-mar	7.612
18-mar	7.963
19-mar	7.897
20-mar	7.646
21-mar	7.541
22-mar	7.516
23-mar	8.332
24-mar	8.338
25-mar	6.688
26-mar	6.461
27-mar	7.299
28-mar	7.367
29-mar	7.322
30-mar	7.522
31-mar	7.902
Total	228.804

Tabla 8. Consumo diario eléctrico. Marzo. Elaboración propia.

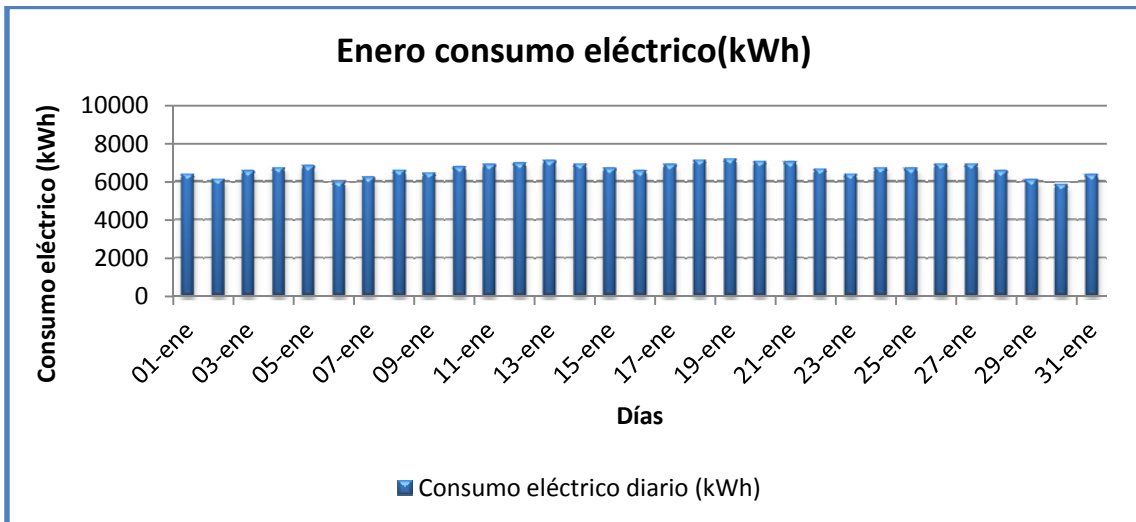


Figura 10. Consumo eléctrico. Enero. Elaboración propia.

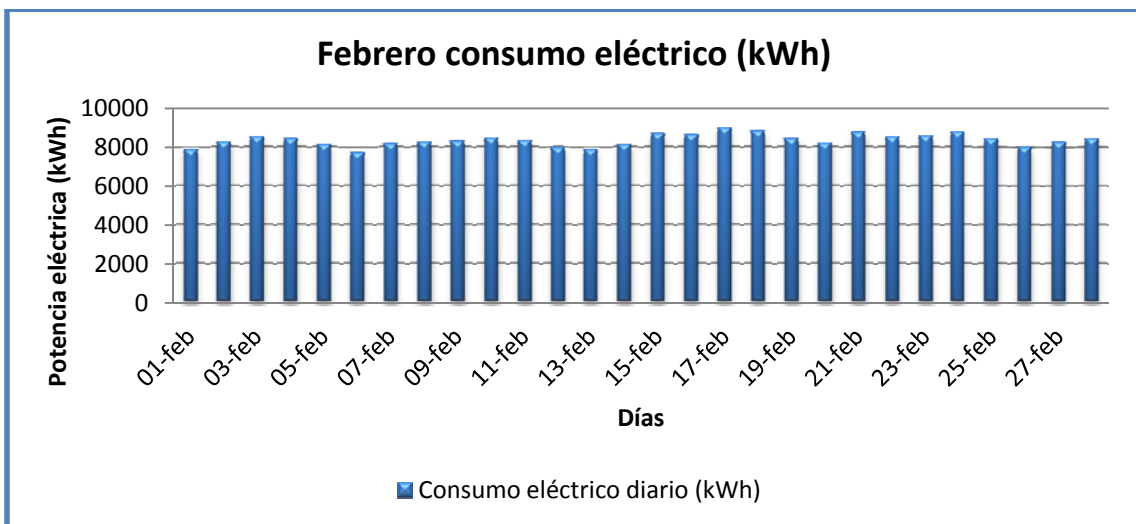


Figura 11. Consumo eléctrico. Febrero. Elaboración propia.

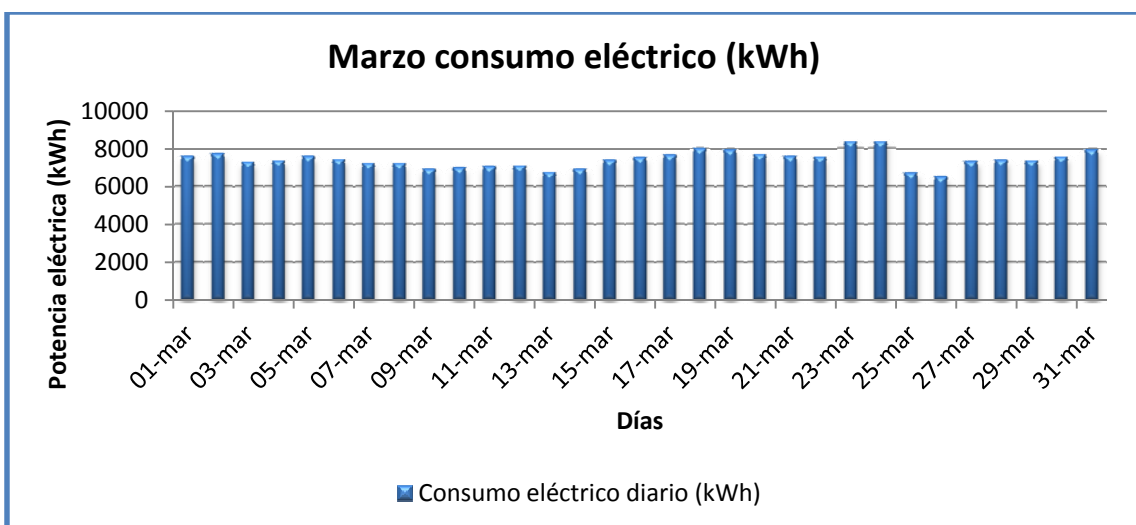


Figura 12. Consumo eléctrico. Marzo. Elaboración propia.

2 Memoria descriptiva

ABRIL	
Días	Consumo eléctrico (kWh)
01-abr	7.967
02-abr	7.939
03-abr	8.019
04-abr	8.447
05-abr	8.582
06-abr	8.672
07-abr	8.508
08-abr	8.469
09-abr	8.395
10-abr	8.210
11-abr	8.462
12-abr	8.693
13-abr	8.840
14-abr	8.881
15-abr	8.709
16-abr	8.251
17-abr	8.161
18-abr	8.429
19-abr	8.571
20-abr	8.408
21-abr	8.522
22-abr	8.435
23-abr	8.362
24-abr	8.454
25-abr	8.510
26-abr	8.875
27-abr	8.756
28-abr	8.838
29-abr	8.598
30-abr	8.639
Total	254.602

Tabla 9. Consumo diario eléctrico. Abril. Elaboración propia.

MAYO	
Días	Consumo eléctrico (kWh)
01-may	6.857
02-may	7.068
03-may	7.284
04-may	7.311
05-may	7.289
06-may	7.306
07-may	7.021
08-may	6.882
09-may	7.101
10-may	7.158
11-may	7.284
12-may	7.246
13-may	7.235
14-may	7.143
15-may	7.067
16-may	6.896
17-may	7.148
18-may	7.139
19-may	7.190
20-may	7.314
21-may	6.971
22-may	6.802
23-may	7.177
24-may	7.186
25-may	7.251
26-may	7.291
27-may	7.134
28-may	7.032
29-may	6.962
30-may	7.284
31-may	7.413
Total	221.442

Tabla 10. Consumo diario eléctrico. Mayo. Elaboración propia.

JUNIO	
Días	Consumo eléctrico (kWh)
01-jun	9.870
02-jun	9.654
03-jun	9.702
04-jun	9.124
05-jun	9.074
06-jun	9.625
07-jun	9.787
08-jun	10.023
09-jun	9.887
10-jun	9.721
11-jun	9.330
12-jun	9.257
13-jun	9.701
14-jun	9.635
15-jun	9.666
16-jun	9.745
17-jun	9.727
18-jun	9.272
19-jun	9.050
20-jun	9.567
21-jun	10.084
22-jun	9.828
23-jun	9.902
24-jun	9.692
25-jun	9.487
26-jun	9.599
27-jun	9.611
28-jun	9.708
29-jun	9.636
30-jun	9.753
Total	288.717

Tabla 11. Consumo diario eléctrico. Junio. Elaboración propia.

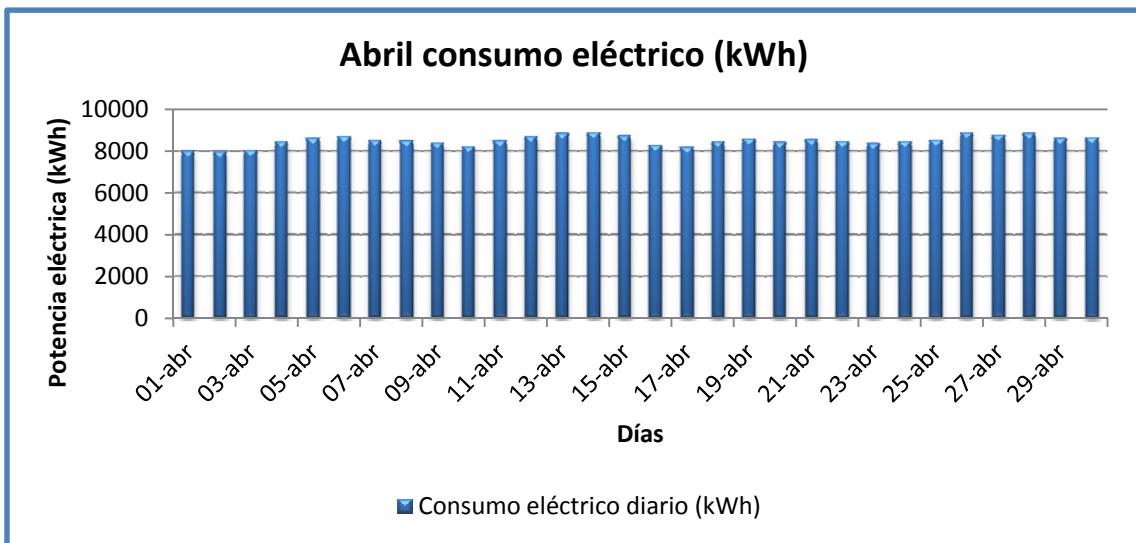


Figura 13. Consumo eléctrico. Abril. Elaboración propia.

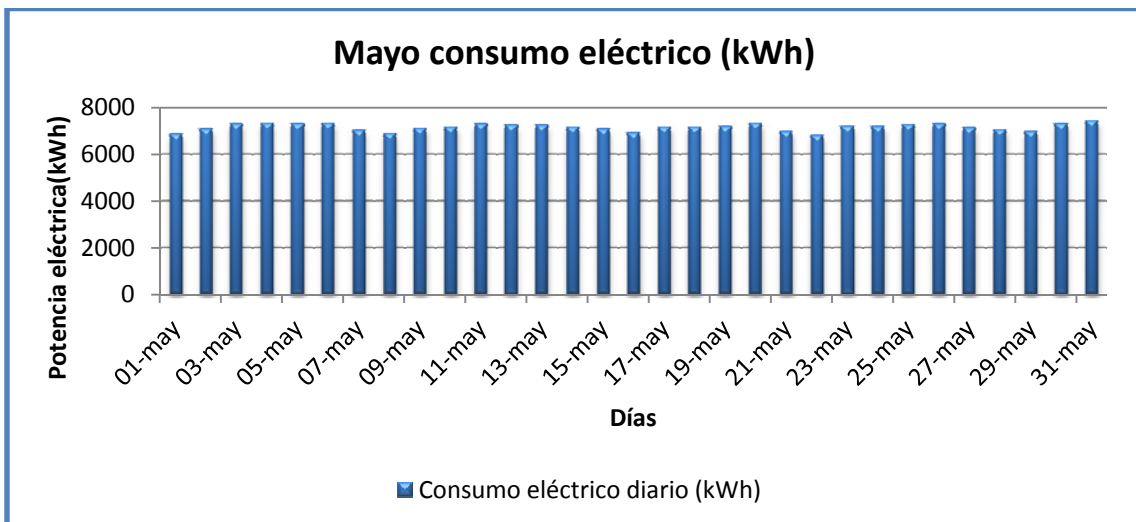


Figura 14. Consumo eléctrico. Mayo. Elaboración propia.

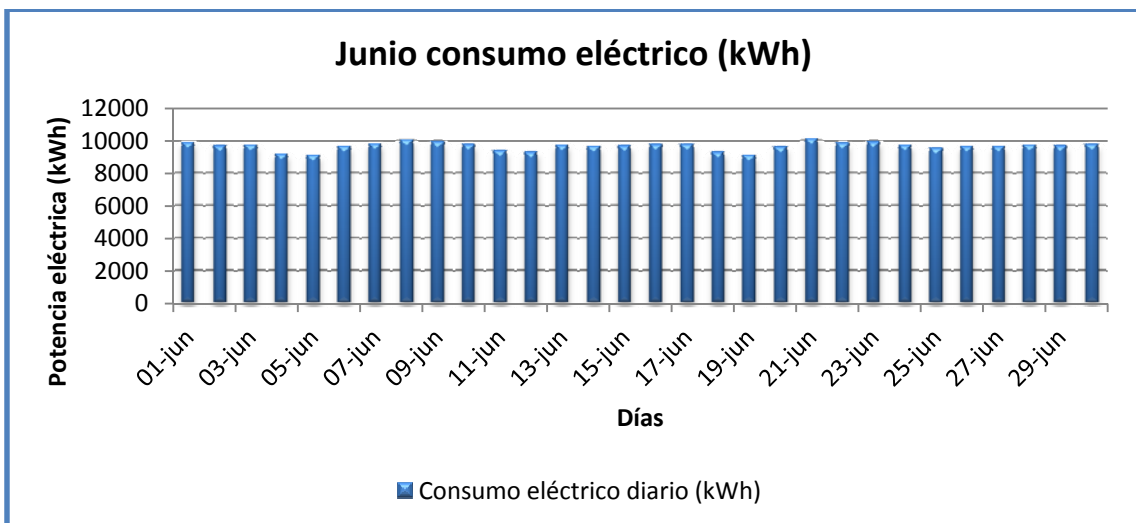


Figura 15. Consumo eléctrico. Junio. Elaboración propia.

JULIO	
Días	Consumo eléctrico (kWh)
01-jul	9.620
02-jul	9.366
03-jul	9.284
04-jul	9.654
05-jul	9.709
06-jul	9.871
07-jul	10.095
08-jul	9.892
09-jul	9.551
10-jul	9.380
11-jul	9.758
12-jul	9.726
13-jul	9.747
14-jul	9.801
15-jul	9.783
16-jul	9.632
17-jul	9.518
18-jul	9.714
19-jul	9.696
20-jul	9.773
21-jul	9.827
22-jul	9.761
23-jul	9.321
24-jul	9.284
25-jul	9.673
26-jul	9.694
27-jul	9.755
28-jul	9.846
29-jul	9.716
30-jul	9.430
31-jul	9.369
Total	299.246

Tabla 12. Consumo diario eléctrico. Julio. Elaboración propia.

AGOSTO	
Días	Consumo eléctrico (kWh)
01-ago	8.876
02-ago	8.623
03-ago	8.248
04-ago	8.321
05-ago	8.147
06-ago	7.883
07-ago	7.801
08-ago	8.037
09-ago	8.229
10-ago	8.246
11-ago	8.281
12-ago	8.195
13-ago	7.788
14-ago	7.765
15-ago	7.942
16-ago	8.003
17-ago	8.211
18-ago	8.178
19-ago	8.169
20-ago	7.996
21-ago	7.984
22-ago	8.098
23-ago	8.058
24-ago	8.241
25-ago	8.139
26-ago	8.292
27-ago	8.107
28-ago	7.944
29-ago	8.179
30-ago	8.228
31-ago	8.036
Total	252.245

Tabla 13. Consumo diario eléctrico. Agosto. Elaboración propia.

SEPTIEMBRE	
Días	Consumo eléctrico (kWh)
01-sep	8.351
02-sep	8.448
03-sep	8.479
04-sep	8.471
05-sep	8.928
06-sep	9.241
07-sep	9.238
08-sep	9.304
09-sep	9.267
10-sep	8.840
11-sep	8.792
12-sep	9.274
13-sep	9.268
14-sep	9.387
15-sep	9.409
16-sep	9.336
17-sep	9.082
18-sep	8.943
19-sep	9.121
20-sep	9.197
21-sep	9.207
22-sep	9.285
23-sep	9.295
24-sep	8.911
25-sep	8.909
26-sep	9.155
27-sep	9.284
28-sep	9.361
29-sep	9.124
30-sep	8.957
Total	271.864

Tabla 14. Consumo diario eléctrico. Septiembre. Elaboración propia.

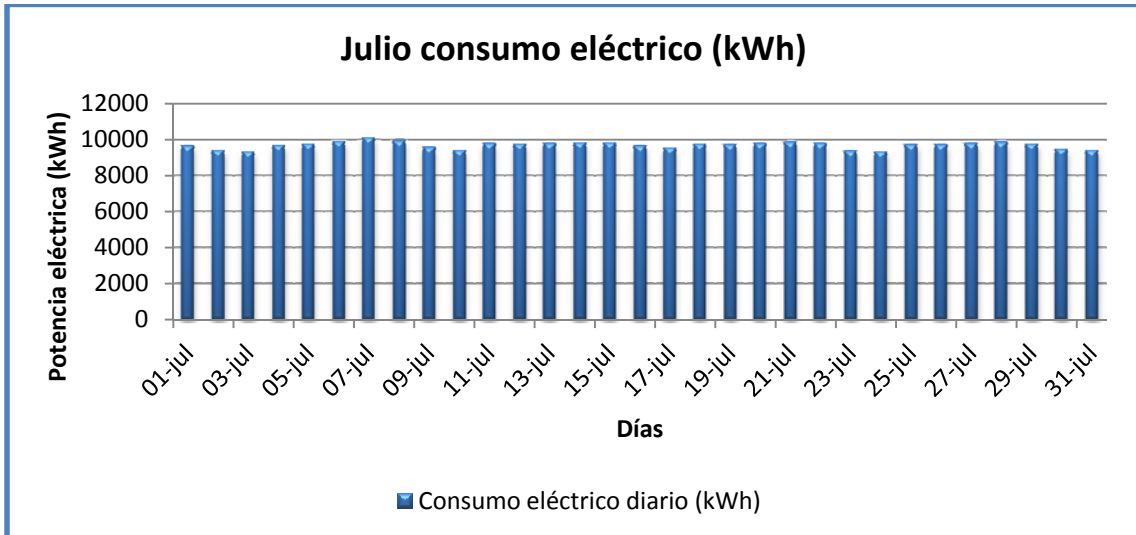


Figura 16. Consumo eléctrico. Julio. Elaboración propia.

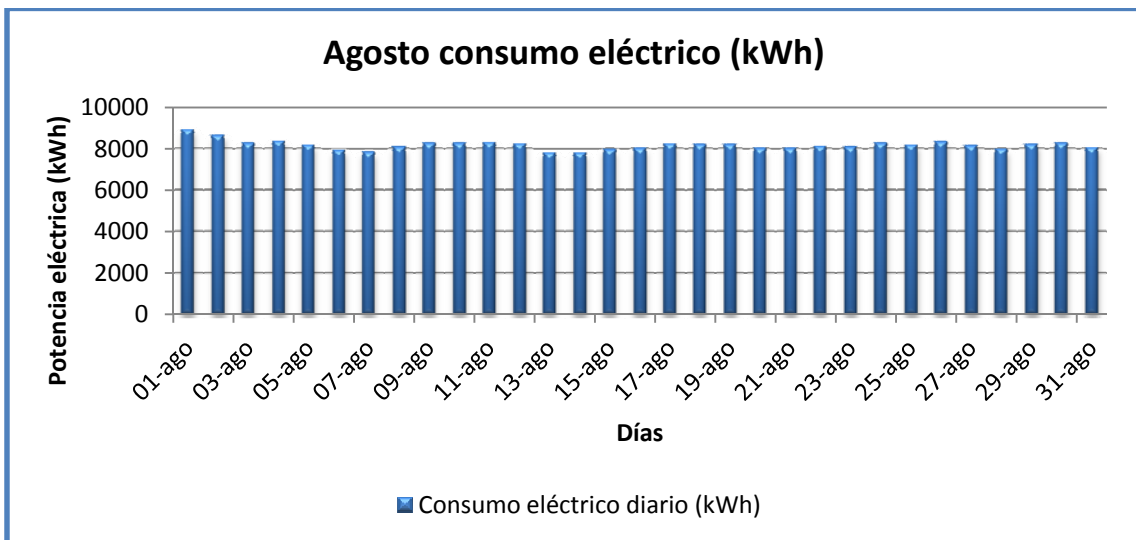


Figura 17. Consumo eléctrico. Agosto. Elaboración propia.

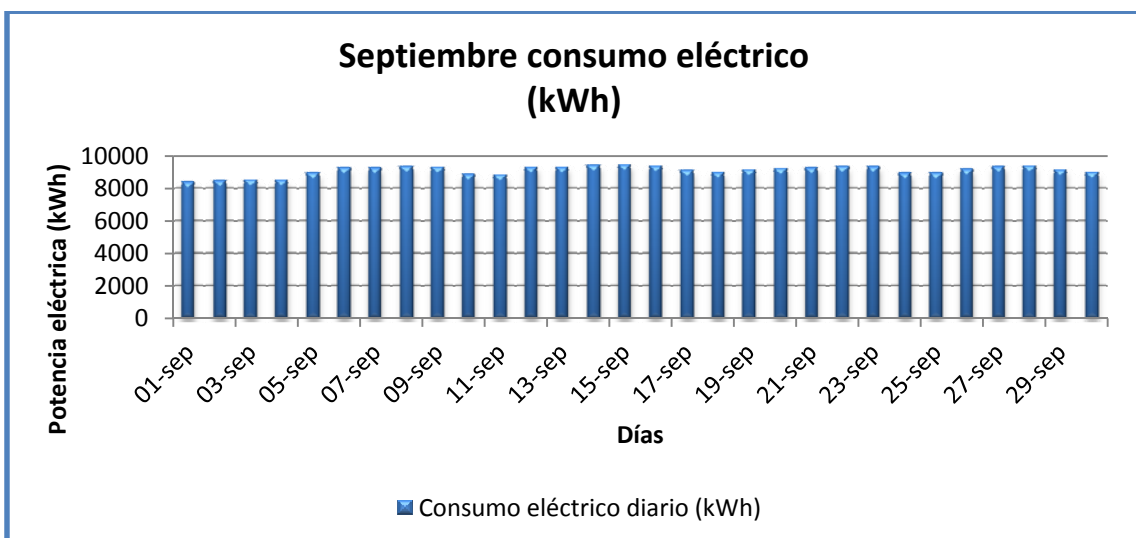


Figura 18. Consumo eléctrico. Septiembre. Elaboración propia.

OCTUBRE	
Días	Consumo eléctrico (kWh)
01-oct	8.732
02-oct	8.519
03-oct	8.448
04-oct	8.876
05-oct	8.501
06-oct	8.574
07-oct	8.400
08-oct	8.136
09-oct	8.098
10-oct	8.291
11-oct	8.472
12-oct	8.499
13-oct	8.574
14-oct	8.474
15-oct	8.041
16-oct	8.037
17-oct	8.195
18-oct	8.256
19-oct	8.464
20-oct	8.431
21-oct	8.455
22-oct	8.289
23-oct	8.237
24-oct	8.353
25-oct	8.311
26-oct	8.493
27-oct	8.396
28-oct	8.575
29-oct	9.360
30-oct	8.297
31-oct	8.574
Total	261.358

Tabla 15. Consumo diario eléctrico. Octubre. Elaboración propia.

NOVIEMBRE	
Días	Consumo eléctrico (kWh)
01-nov	7.764
02-nov	7.822
03-nov	7.907
04-nov	7.873
05-nov	7.662
06-nov	7.517
07-nov	7.730
08-nov	7.784
09-nov	7.771
10-nov	7.698
11-nov	7.728
12-nov	7.481
13-nov	7.361
14-nov	7.679
15-nov	7.733
16-nov	7.780
17-nov	7.881
18-nov	7.902
19-nov	7.484
20-nov	7.421
21-nov	7.810
22-nov	7.967
23-nov	7.728
24-nov	7.504
25-nov	7.516
26-nov	7.412
27-nov	7.259
28-nov	7.591
29-nov	7.537
30-nov	7.514
Total	229.816

Tabla 16. Consumo diario eléctrico. Noviembre. Elaboración propia.

DICIEMBRE	
Días	Consumo eléctrico (kWh)
01-dic	7.894
02-dic	8.071
03-dic	7.573
04-dic	7.626
05-dic	7.856
06-dic	7.700
07-dic	7.497
08-dic	7.494
09-dic	7.218
10-dic	7.279
11-dic	7.353
12-dic	7.362
13-dic	7.039
14-dic	7.984
15-dic	7.984
16-dic	7.798
17-dic	7.937
18-dic	8.288
19-dic	8.222
20-dic	7.971
21-dic	7.875
22-dic	7.841
23-dic	8.657
24-dic	7.524
25-dic	7.013
26-dic	6.786
27-dic	7.624
28-dic	7.693
29-dic	7.665
30-dic	7.847
31-dic	8.227
Total	238.898

Tabla 17. Consumo diario eléctrico. Diciembre. Elaboración propia.

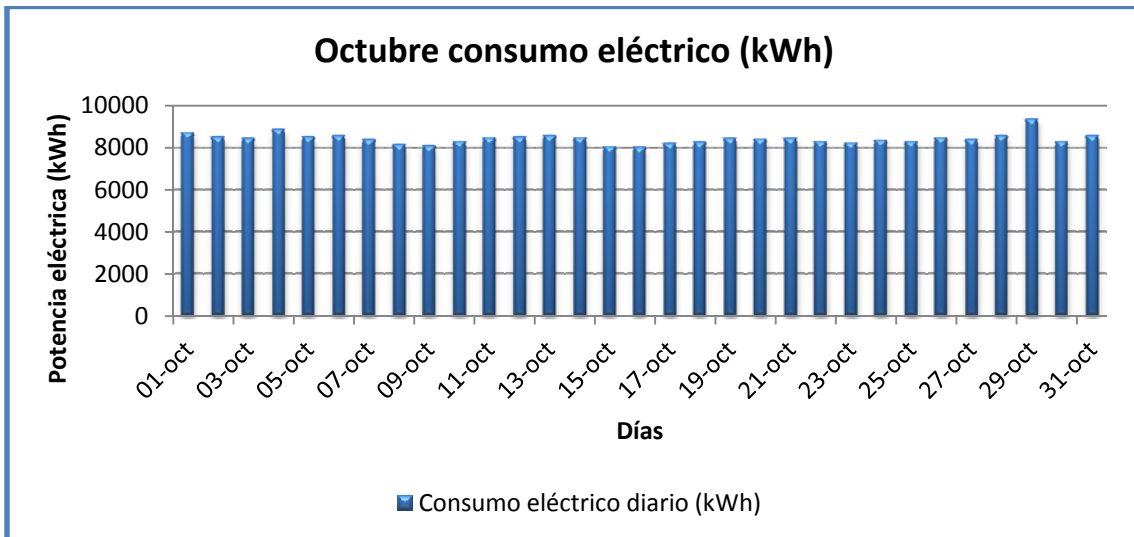


Figura 19. Consumo eléctrico. Octubre. Elaboración propia.

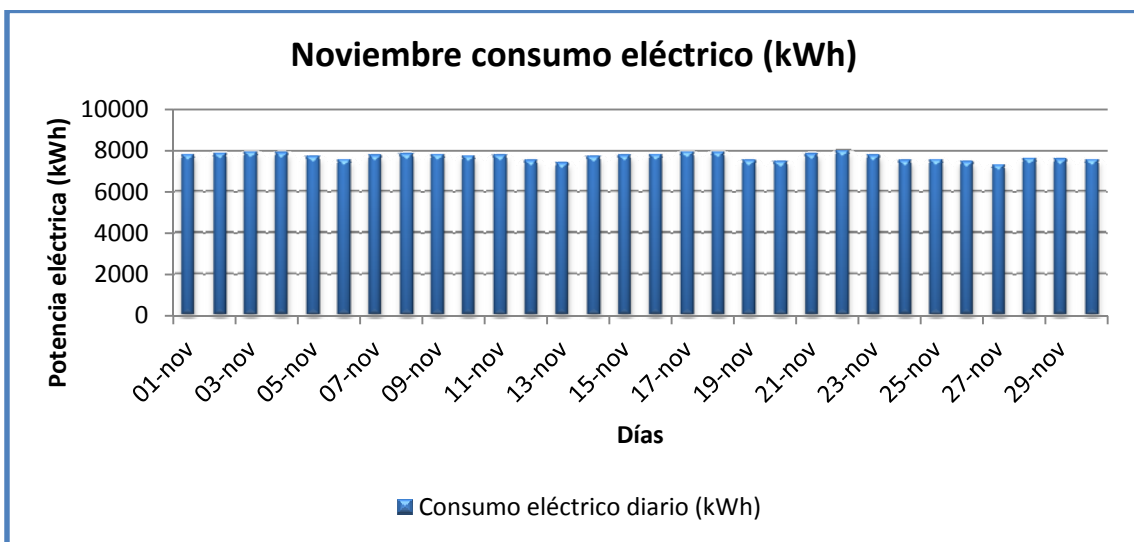


Figura 20. Consumo eléctrico. Noviembre. Elaboración propia.

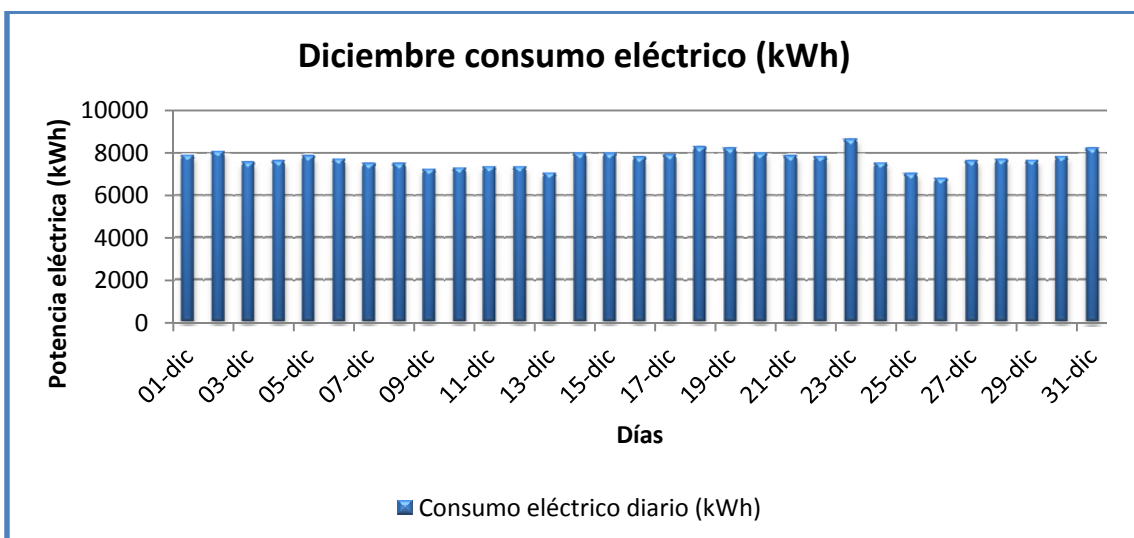


Figura 21. Consumo eléctrico. Diciembre. Elaboración propia.

El consumo eléctrico anual se refleja mensualmente en la Tabla 18 y Figura 22:

AÑO 2011	
Mes	Consumo eléctrico (kWh)
ENERO	206.001
FEBRERO	233.335
MARZO	228.804
ABRIL	254.602
MAYO	253.186
JUNIO	288.717
JULIO	299.246
AGOSTO	252.245
SEPTIEMBRE	271.864
OCTUBRE	261.358
NOVIEMBRE	229.816
DICIEMBRE	238.898
Total	2.986.328
Media	248.860,667

Tabla 18. Consumo eléctrico anual. 2011.
Elaboración propia.

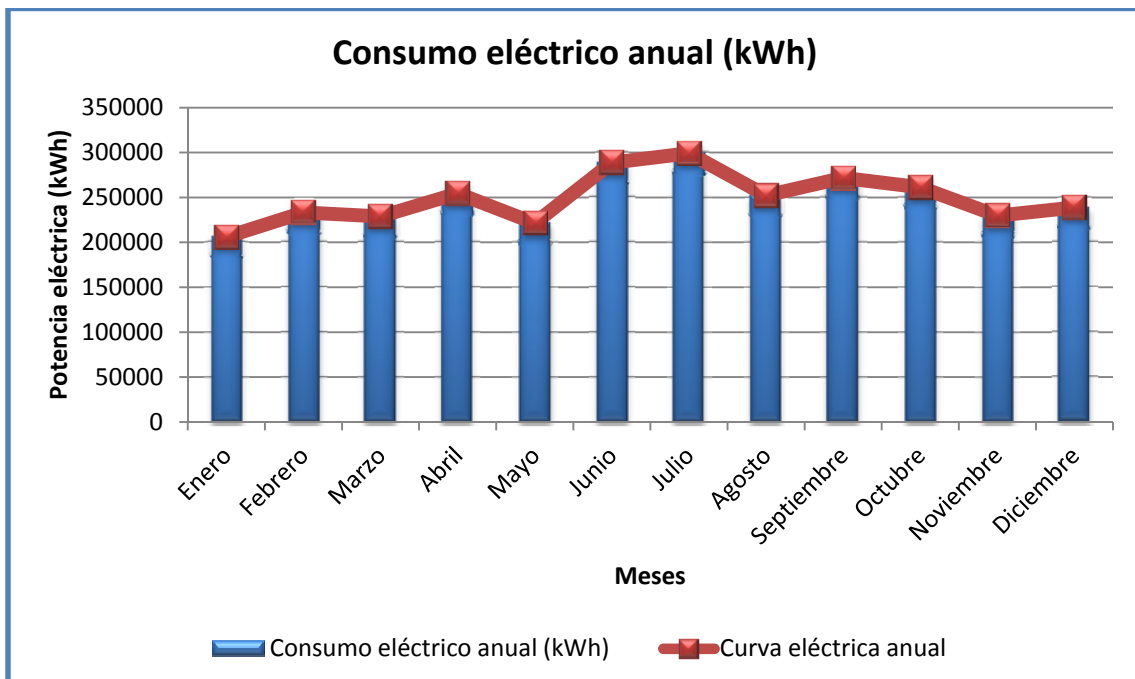


Figura 22. Consumo eléctrico anual. 2011.
Elaboración propia.

En la Figura 22, se puede observar como el consumo de energía eléctrica es bastante estable a lo largo del año, aumentando en los meses comprendidos entre mayo y octubre, debido al funcionamiento de los compresores.

Al plantear una instalación de trigeneración, es necesario diferenciar la parte de consumo eléctrico que corresponde a fuerza y alumbrado y la que corresponde al consumo de los compresores. Los primeros, fuerza y alumbrado, continuarán siendo requerimientos eléctricos una vez se ponga en marcha la nueva instalación. Sin embargo, los compresores dejarán de ser un equipo principal, para pasar a ser equipamiento auxiliar en los momentos donde la máquina de absorción no sea capaz de proporcionar la energía térmica suficiente.

La demanda de electricidad durante los meses de invierno corresponde en su totalidad a la demanda de los servicios auxiliares. Para estimar la demanda de servicios auxiliares en verano, donde hay que incluir la demanda frigorífica, se tuvo en cuenta la ocupación del hotel ya que dicha demanda es directamente proporcional a la ocupación.

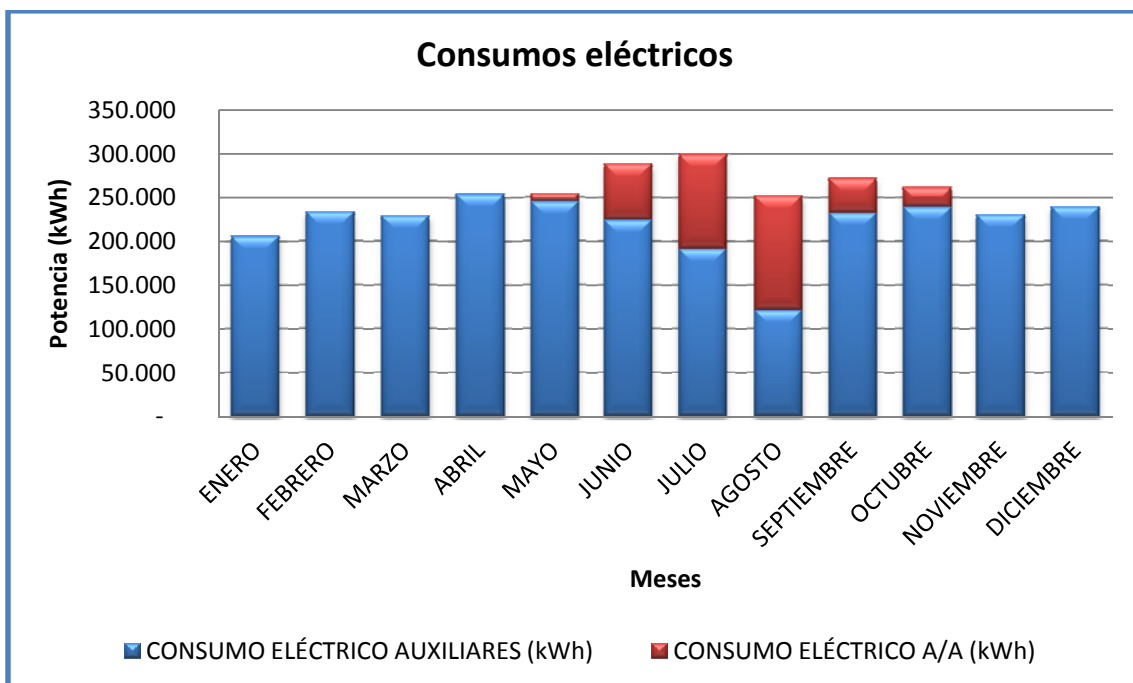


Figura 23. Consumo eléctrico de A/A y servicios auxiliares.
Elaboración propia.

2.4.2.3 Consumo actual de energía térmica

El hotel consta de tres calderas de Gas Natural con una potencia nominal individual de 500 kW. Normalmente, funciona durante la noche para calentar el agua a una temperatura de 75 °C y enviarla a los acumuladores de Agua Caliente Sanitaria para su posterior consumo en la red de A.C.S. del hotel. Cada caldera va acompañada de una bomba y un quemador. Los acumuladores de A.C.S. tienen una capacidad de almacenamiento individual de 2.500 litros, habiendo 4 depósitos de A.C.S., lo que suma un total de 10.000 litros de agua a 65 °C, que es la temperatura a la que se mantienen dentro de los acumuladores. Después, este agua se mezcla con agua de la red, que se

encuentra a temperatura ambiente (15 °C aproximadamente), para conseguir que el agua caliente que salga del grifo lo haga a una temperatura óptima.

Para una mejor comprensión de la instalación se puede observar la Figura 24:

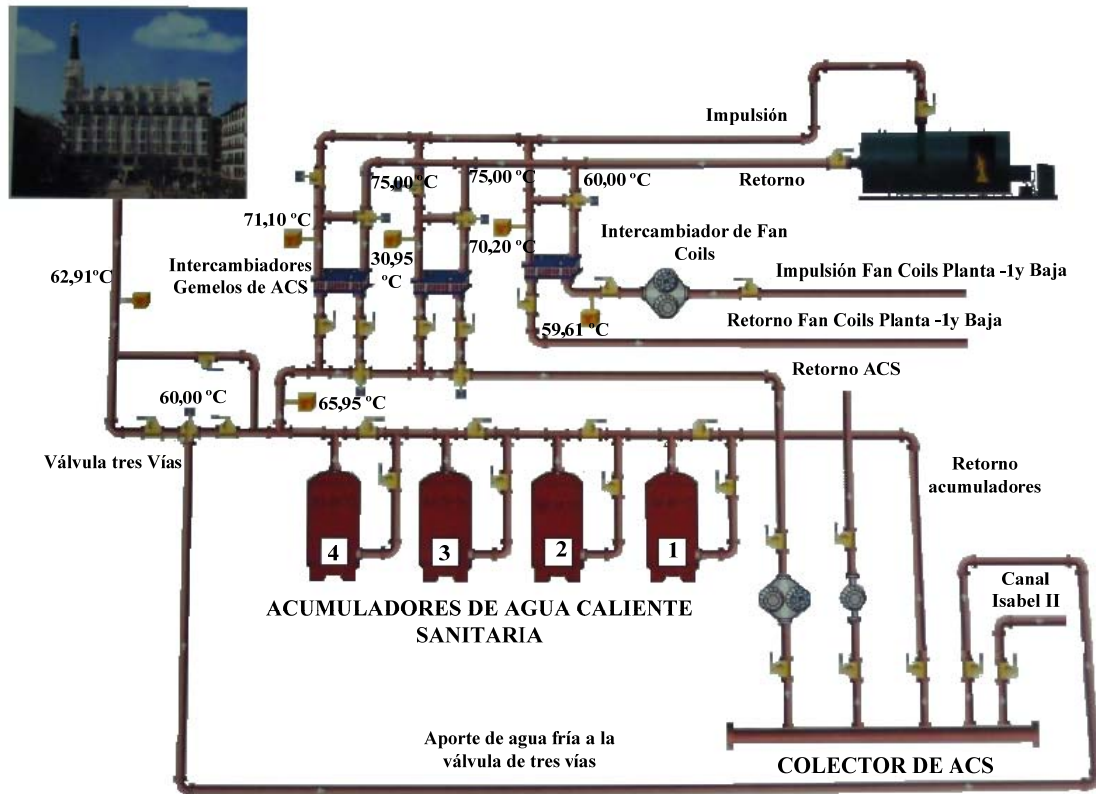


Figura 24. Esquema de A.C.S del hotel.
Fuente: Hotel. Elaboración propia.

El hotel tiene contratada actualmente la tarifa 3.4 con la compañía Endesa, que implica un consumo anual superior a 100.000 kWh²⁷. El consumo anual de gas natural en el 2011 se puede ver en la Tabla 19 y en la Figura 25:

²⁷ Según la resolución de 22 de junio de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se hace pública la tarifa de último recurso de gas natural.

AÑO 2011	
MES	CONSUMO DE GAS kWh
ENERO	206.496
FEBRERO	289.713
MARZO	258.493
ABRIL	152.985
MAYO	137.856
JUNIO	93.621
JULIO	74.970
AGOSTO	45.309
SEPTIEMBRE	78.243
OCTUBRE	138.091
NOVIEMBRE	223.846
DICIEMBRE	277.395
TOTAL	1.923.423
MEDIA	160.285,25

Tabla 19. Consumo térmico anual. 2011.
Elaboración propia.

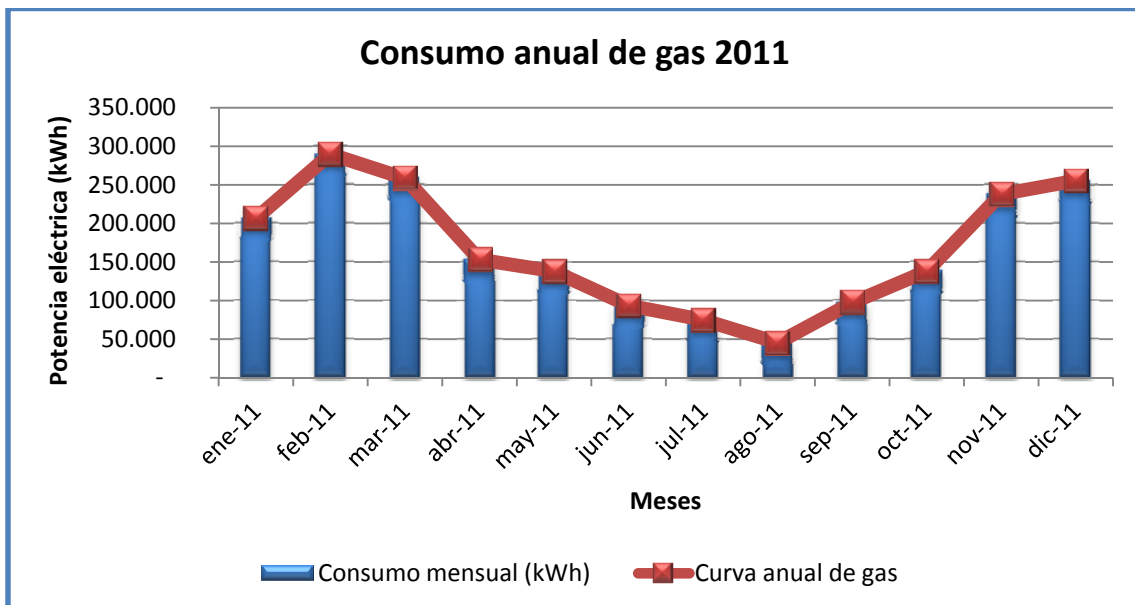


Figura 25. Consumo térmico anual. 2011.
Elaboración propia.

En la Figura 25, se observa como en los meses de noviembre, diciembre, enero y febrero la demanda de calefacción es mayor, debido a las bajas temperaturas, mientras que en los meses comprendidos entre abril y octubre la demanda se reduce considerablemente debido a que el único consumo proviene del ACS.

Como ya se ha mencionado, el consumo actual térmico viene dado básicamente por la calefacción y el agua destinada a ACS. Es importante destacar, que una vez se instale la máquina de absorción de la planta de trigeneración, habrá que tener en cuenta también la demanda de frío en los meses de verano.

Al igual que con la demanda eléctrica, en la demanda térmica también es necesario diferenciar que demanda corresponde a la calefacción y qué demanda corresponde a ACS. Para ello se tendrá en cuenta que durante los meses de verano toda la demanda térmica viene dada por el consumo de ACS, mientras que en invierno la demanda de ACS será directamente proporcional a la ocupación del hotel.

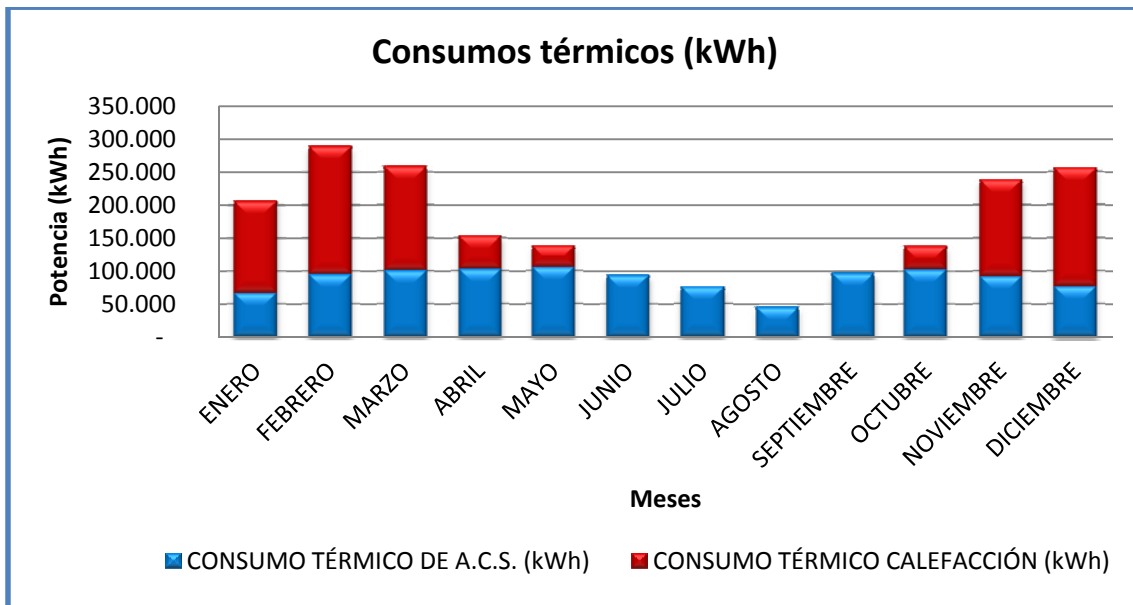


Figura 26. Consumo de ACS y calefacción.
Elaboración propia.

2.5 Descripción de la instalación

En este punto se analiza la opción más adecuada para diseñar la instalación de trigeneración en el hotel, teniendo en cuenta el análisis descrito de los distintos equipos y tecnologías existentes en la trigeneración.

Tal y como se ha mencionado anteriormente, una planta de cogeneración (trigeneración) es un sistema complejo, donde hay una entrada fundamental que es un combustible (en nuestro caso gas), y varias energías salientes. Para ello hay una serie de equipos principales y otros auxiliares.

Los equipos principales definen el tipo de ciclo, sus productos, el rendimiento y todas las características principales del mismo. Esto quiere decir que si erramos en estos equipos, es prácticamente imposible reparar el mal mejorando el resto de la instalación.

Los equipos auxiliares sirven para asegurar las necesidades de los equipos principales. Por ejemplo, bombean el agua a la caldera, comprimen el gas para la turbina o refrigeran el aceite y/o los alternadores, entre otros.

2.5.1 Elección de la tecnología

Es importante definir desde el principio cuál es el “prime mover” o motor primario, que es la máquina térmica básica que da origen al proceso.

Es en base a los equipos primarios y principales, en función de lo que se definen los tipos de ciclos:

- Turbina de gas en ciclo simple para secado o con caldera.
- Motor de gas en ciclo simple para secado o con caldera.
- Caldera con turbina de vapor.
- Ciclo combinado de turbina de gas.
- Ciclo combinado de motores.

En este proyecto sólo se analizarán las características, tanto de las turbinas de gas, como de los motores de combustión interna, para posteriormente elegir la opción que mejor se adapte a las necesidades del hotel.

2.5.1.1 Turbinas de gas.

Una turbina de gas es un motor térmico rotativo de combustión interna. En las plantas con turbinas de gas, se quema combustible en un turbogenerador. Parte de la energía se transforma en energía mecánica, que se transformará a su vez, con la ayuda del alternador, en energía eléctrica. Su rendimiento eléctrico es normalmente inferior al de la plantas con motores alternativos, pero presentan ventajas que permiten una recuperación fácil del calor. Dicho calor se encuentra concentrado en su práctica totalidad en los gases de escape, que están a una temperatura de unos 500 °C, idónea para producir vapor en una caldera de recuperación.

Cuando se presenta en el denominado ciclo simple, el sistema consta de una turbina de gas y una caldera de recuperación, generándose vapor directamente a la presión de utilización en la planta de proceso asociada a la cogeneración. Su aplicación es adecuada cuando las necesidades de vapor son importantes (>10 t/h), situación que se encuentra fácilmente en numerosas industrias (alimentación, química, papelera). Son plantas de gran fiabilidad y económicamente rentables a partir de un determinado tamaño y si tienen un importante número de horas de funcionamiento con demanda de calor continua.

Si la demanda de vapor (o calor de una forma más general) es mayor que la que pueden proporcionar los gases de escape, puede producirse una cantidad adicional utilizando un quemador de postcombustión, introduciendo combustible directamente a un quemador especial, con el que cuenta la caldera. Esto puede hacerse porque los gases de escape son aún suficientemente ricos en oxígeno. Por el contrario, el escape de un motor alternativo tiene un contenido de oxígeno menor, si se quiere hacer la postcombustión, y ante esta dificultad, se suele optar por mantener calderas auxiliares de reserva para el caso de necesidades suplementarias de calor.

El diseño del sistema de recuperación de calor en las plantas con turbinas de gas es fundamental, pues su economía está directamente ligada al mismo, ya que el peso de dicho sistema es mayor que en las plantas con motores alternativos.

A continuación se presenta un diagrama de proceso simplificado:

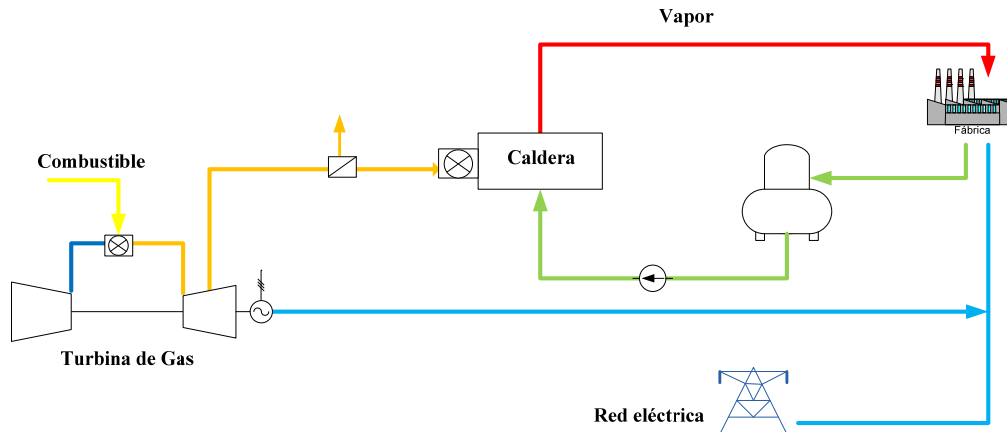


Figura 27. Cogeneración con turbina de gas
Elaboración propia.

La máquina sigue un ciclo abierto, puesto que se renueva continuamente el fluido que pasa a su través.

El aire es aspirado de la atmósfera y comprimido para después pasar a la cámara de combustión, donde se mezcla con el combustible y se produce la ignición. Los gases calientes, producto de la combustión fluyen a través de la turbina, donde se expanden y mueven el eje, que acciona el compresor de la turbina, así como un alternador.

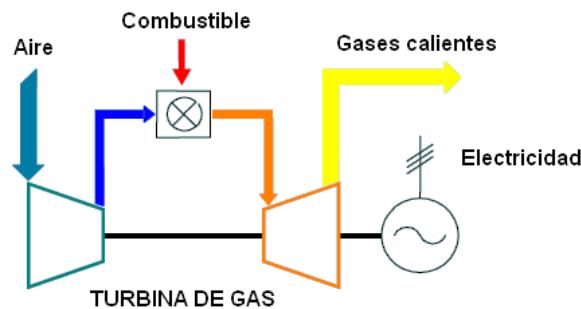


Figura 28. Esquema de turbina de gas.
Elaboración propia.

Las pérdidas de energía se desprenden en forma de calor que hay que evacuar del sistema. Normalmente no son superiores al 3% de la energía aportada.

La turbina de gas sigue el ciclo termodinámico de Brayton²⁸.

Se puede observar cómo en la primera etapa, de combustión de aire, éste disminuye su volumen y aumenta su entalpía, debido a que se está aportando un trabajo de compresión.

²⁸ Ciclo Brayton: Se trata de un ciclo termodinámico. Un ciclo Brayton ideal modela el comportamiento de una turbina. Este ciclo está formado por los siguientes pasos reversibles: 1. Etapa de compresión adiabática; 2. Etapa de calentamiento isobárico; 3. Expansión adiabática. Fuente: Apuntes de la carrera, asignatura "Centrales Eléctricas I".

En la segunda etapa, combustión, el fluido aumenta de forma importante su entalpía y temperatura. El combustible aporta su energía al aire, a presión constante.

En la tercera etapa, expansión, los gases calientes se expanden, aumentando su volumen y disminuyendo su entalpía, debido a que la energía se ha convertido en trabajo.

2.5.1.2 Motores de combustión interna alternativos.

Utilizan gas, gasóleo o fuel-oil como combustible. En general se basan en la producción de vapor a baja presión (hasta 10 bares), aceite térmico y en el aprovechamiento del circuito de agua de refrigeración de alta temperatura del motor. Son también adecuadas la producción de frío por absorción, bien a través del vapor generado con los gases en máquina de doble efecto, o utilizando directamente el calor del agua de refrigeración en máquinas de simple efecto.

Este tipo de instalaciones es conveniente para potencias bajas (hasta 15 MW), en las que la generación eléctrica es muy importante en el peso del plan de negocio. Los motores son la máquina térmica que más rendimiento eléctrico tiene.

Un diagrama de proceso elemental de este tipo de instalación se presenta en la Figura 29:

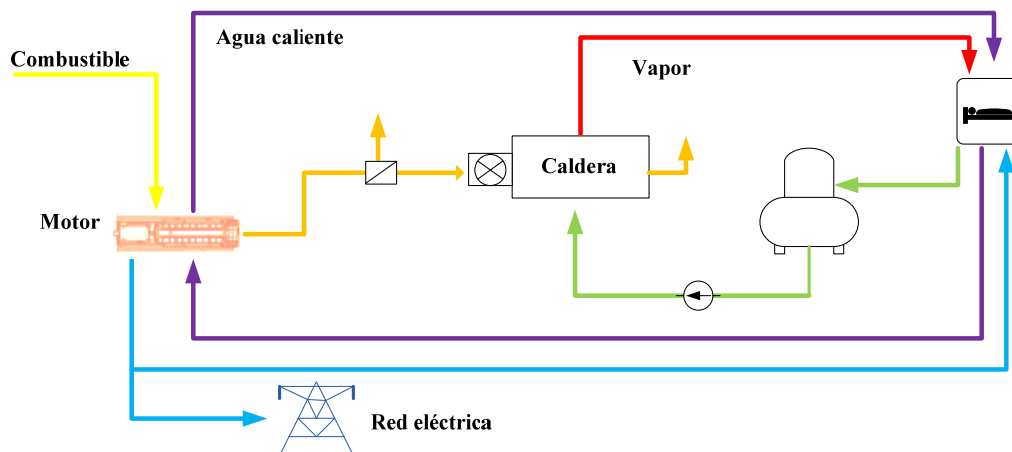


Figura 29. Cogeneración con motor de combustión alternativo.
Elaboración propia.

El motor alternativo, es un motor térmico cíclico de combustión interna, de movimiento alternativo, como su propio nombre indica, y convierte la energía química contenida en un combustible en energía mecánica de rotación de un eje. La reacción explosiva de la mezcla aire-combustible en el interior de un cilindro, provoca el movimiento lineal del pistón, que un mecanismo biela-manivela convierte en rotación del cigüeñal. De esta manera también se asegura el movimiento alternativo del pistón, que permite renovar los gases producto de la combustión, por mezcla fresca lista para explosionar.

El motor alternativo es una máquina cíclica, pero el fluido se renueva en cada ciclo, por lo tanto se trata de un ciclo abierto.

Los motores se pueden clasificar según diferentes parámetros: su ciclo termodinámico, el combustible empleado, la presencia o no de compresor, la velocidad de giro, etc.

Los ciclos termodinámicos que se emplean casi exclusivamente en motores son dos: el ciclo Otto y el ciclo Diesel. En ambos casos el ciclo puede tener dos o cuatro tiempos. Los motores de gas siguen un ciclo Otto, y son de cuatro tiempos. Los motores diesel utilizan combustibles líquidos y suelen ser los de menor potencia (hasta 15 MW) de cuatro tiempos y los mayores de 10 a 50 MW de dos tiempos. Las fases son las mismas para ambos ciclos:

Las fases preparatorias son:

- a) Expulsión de los gases de escape del ciclo anterior,
- b) admisión del aire puro,
- c) compresión del aire e introducción del combustible, que debe mezclarse bien con el aire (carburación).

La transformación consta de dos periodos: la ignición del combustible y la expansión de los gases de la combustión.

Los periodos de compresión y expansión tienen lugar cada uno durante una carrera del pistón. Los periodos de evacuación de gases e introducción del aire tienen lugar:

- a) en los motores de cuatro tiempos, cada uno de ellos, en una carrera completa del pistón y,
- b) en los motores de dos tiempos parcialmente, al final de la expansión u parcialmente al principio de la compresión. Así, en los motores de cuatro tiempos los ciclos se suceden cada cuatro carreras del pistón, es decir, cada dos vueltas del cigüeñal.

La diferencia principal entre los ciclos Otto y Diesel radica en el momento en que se produce la mezcla aire-combustible. En el ciclo Otto, el gas aspirado por el cilindro es ya una mezcla, mientras que en el ciclo Diesel, el combustible, se inyecta a alta presión en la cámara de combustión al final de la compresión.

Otra diferencia es la relación de compresión que en el caso del ciclo Diesel suele ser bastante superior a la del ciclo Otto, por lo que obtiene mejores rendimientos. Esto está evolucionando porque se está llegando en motores ciclo Otto a relaciones de compresión similares a las del ciclo Diesel.

Por último, la diferencia más importante, es el método que se emplea para producir la explosión de la mezcla. En un motor Otto es necesaria la adición de una energía exterior de activación para producir la reacción, normalmente suministrada por una bujía, mientras que en un motor Diesel, las condiciones de temperatura y presión alcanzadas en la cámara de combustión son suficientes para que la mezcla se inflame. Esta diferencia en el funcionamiento también supone unos requerimientos distintos para el combustible, que debe aguantar sin detonar hasta el momento exacto en que se precisa que lo haga.

2.5.1.3 Decisión final

Tras analizar las características más importantes de una y otra tecnología descritas en el punto anterior del proyecto, se ha optado por elegir un motor de encendido provocado de gas natural, por las siguientes razones:

- Admite unas demandas de potencia variable, mientras que las turbinas necesitan una demanda de potencia constante. Los motores de gas tienen mucha flexibilidad para adaptarse a variaciones en la demanda de potencia, respondiendo a estas variaciones de manera instantánea y sin ver muy penalizado su consumo específico. Esta flexibilidad los hace idóneos para funcionar como generadores en régimen aislado, en instalaciones con variaciones de potencia bruscas.
- El consumo específico para generar un kWh eléctrico es menor para la misma potencia en los motores, que en las turbinas de gas. Por esto, cuando la preferencia es, sobretodo, la generación eléctrica, interesa recurrir a los motores, en lugar de a las turbinas.
- Otra importante ventaja de los motores de gas, es que son muy adecuados para instalarlos en unidades fraccionadas. Es decir, para cubrir 2.000MW se pueden montar dos unidades de 1.000MW o cuatro de 500 MW. Esto aporta ventajas operativas a la hora de planificar el mantenimiento e incluso en cuanto a fiabilidad, porque siempre es menos probable que fallen dos motores a que falle uno.
- Menores costes de instalación.
- Menores costes de operación debido a su mayor eficiencia eléctrica (aunque requiere un mantenimiento más exhaustivo de filtros de aceite y bujías).
- Mejor comportamiento en carga.
- Mayor periodo de vida útil.
- Nivel de emisiones ligeramente superior que las turbinas de la misma potencia.

2.5.2 Esquema de funcionamiento

A continuación, se muestra el esquema de funcionamiento de la planta de trigeneración diseñada, indicando las temperaturas de los principales puntos de la instalación.

Puesto que la solución adoptada para este proyecto será la de un motor de combustión interna, la disposición de la línea será la siguiente:

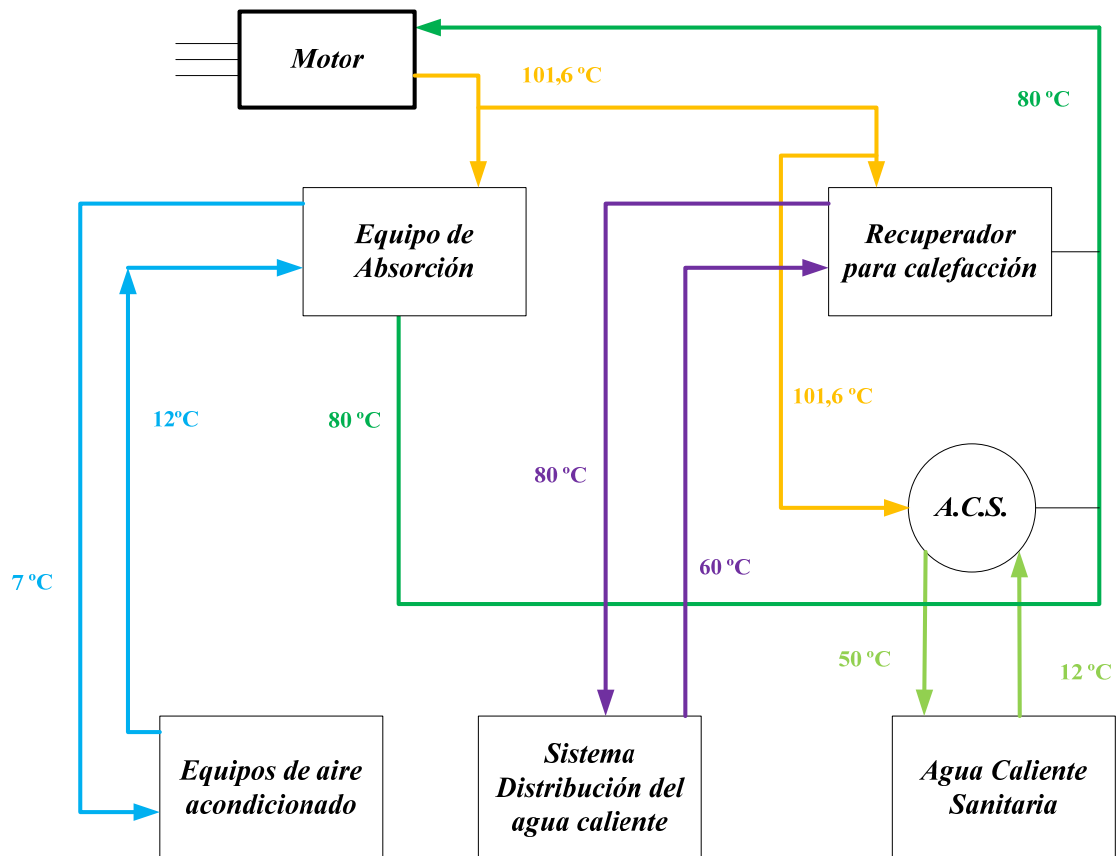


Figura 30. Esquema de la instalación del motor.
Elaboración propia.

2.5.2.1 Proceso eléctrico

El motor previsto irá equipado con un alternador síncrono con tensión de salida de 400 V y a 50 Hz.

El generador, irá acoplado a la red de distribución de la compañía a 20 kV. Para ello será necesario un transformador de potencia y los correspondientes interruptores automáticos. El generador funcionará continuamente aislado de la red, en el caso de que se de un corte de suministro, o en paralelo con ella. Por todo esto deberá ser capaz de soportar cargas de cortocircuito durante breves periodos de tiempo.

Los mecanismos de control y protección de los motores deben funcionar sin detener la generación, salvo que sea absolutamente necesario.

El sistema está previsto para funcionar en distintos regímenes que se ven a continuación.

✚ Regímenes de funcionamiento

❖ En paralelo con la red.

Los motores arrancarán con tensión de red y la puesta en paralelo del generador se realizará manual o automáticamente. El generador funciona acoplado a la red exterior y

asume la carga que se necesite en ese momento, sin que se pueda sobrepasar la nominal del mismo. Este régimen se dará fundamentalmente en dos situaciones:

- 1 Cuando la potencia demandada sea mayor que la potencia nominal de los generadores, y el excedente deba ser importado de la red.
- 2 Cuando se esté generando en exceso y esa parte sea exportada a la red, cobrando por ello la tarifa estipulada.

❖ **Aislado de la red:**

El generador funciona desconectado de la red y soporta toda la carga de la instalación, tanto en potencia activa como en reactiva.

El regulador de velocidad debe mantener el régimen del motor, variando la admisión de gas natural. Esta velocidad ha de controlarse de forma muy precisa, ya que de ella depende la frecuencia del sistema.

Esta situación es típica cuando se produce un corte de suministro de la red, que obligue a actuar independientemente a ésta. El grupo inicial al arranque, conecta su interruptor y alimenta a las cargas esenciales.

✚ **Grado de carga de los motores**

El grado de carga del motor en esta planta de trigeneración se ha fijado en un 100% durante los meses de julio y agosto. Es decir, funcionarán a plena carga para obtener el mayor rendimiento de la instalación, tanto desde el punto de vista eléctrico como térmico. El resto del año, trabajarán con un grado de carga del 90 %, evitando de este modo, un mayor desperdicio de calor a la atmósfera. Se deberán tener en cuenta los siguientes puntos:

- Deberá cumplirse siempre el Rendimiento Eléctrico Equivalente.
- La potencia máxima del motor se ha elegido de tal forma que se satisfagan, en la medida de lo posible, las demandas térmicas y se venda la mayor cantidad posible de energía eléctrica.

✚ **Esquema unifilar de la instalación eléctrica del generador a red.**

El diseño de la instalación eléctrica se llevará a cabo siguiendo las Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

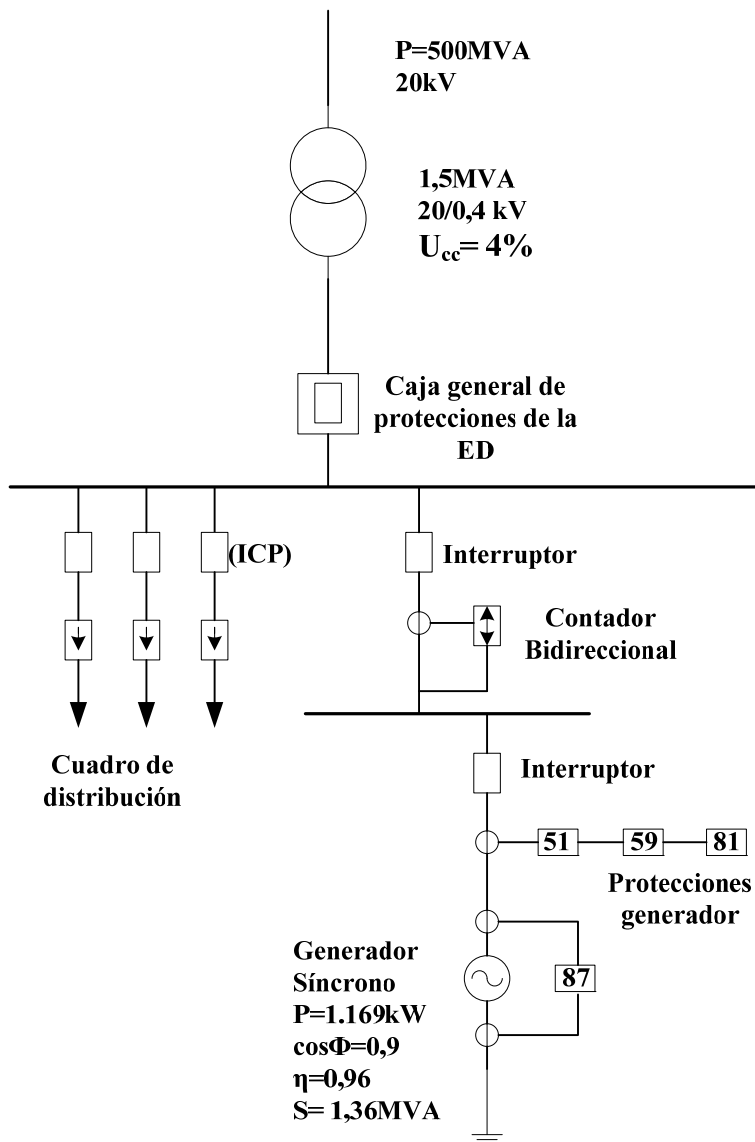


Figura 31. Esquema unifilar.
Elaboración propia.

2.5.2.2 Proceso termodinámico

Llegados a este punto, se van a describir las diferentes fuentes de energía y los distintos usos y consumos para ellas.

+ Fuentes de energía térmica

Durante su funcionamiento, el motor producirá dos tipos de energía térmica. Esto constituye dos fuentes de calor que se describirán a continuación:

- El agua de refrigeración interno de los motores. Esta agua evacúa el calor de las camisas de los cilindros al intercambiador de refrigeración del aceite y a la primera etapa del intercooler. La potencia térmica aprovechable en esta primera etapa es de 589 kW, aumentando el agua su temperatura de 80° a 92° C a la salida.

- Del circuito interno pasa a la caldera de recuperación, donde gana más temperatura gracias a la energía recuperada de los gases de escape del motor. En esta caldera se aprovechan 568 kW, incrementándose la temperatura del agua en esta etapa de 92°C hasta los 101,644 °C.

+ Circuito de agua caliente

El circuito de agua caliente, llamada también agua de proceso, es un circuito cerrado, que atraviesa las siguientes etapas:

- El circuito de refrigeración interna del motor. Es fundamental que el agua entre a una temperatura de 80 °C.
- La caldera de recuperación. Cuando no exista demanda de energía térmica, los gases recircularán a la atmósfera a través de una válvula de tres vías. Existe una caldera.
- A la salida de la caldera, se reúnen los dos circuitos del motor, formando un sólo recorrido de agua de proceso que alimenta a los siguientes sistemas:
 1. El intercambiador de calefacción en los meses de invierno.
 2. Las máquinas de absorción, situadas en paralelo con los intercambiadores anteriores, en los meses de demanda frigorífica.
 3. El intercambiador de A.C.S. durante todo el año.
- Por último, el circuito se divide en dos ramas que retornan al circuito de refrigeración interna del motor. En caso de no alcanzar la temperatura necesaria de entrada al motor, existe un equipo de aerorefrigerantes de emergencia, que funcionarán con la carga necesaria, para que el agua regrese al motor a la temperatura adecuada.

Además existen varios elementos que realizan funciones auxiliares, como la torre de refrigeración de la máquina de absorción y el grupo de motobombas, que serán descritos en apartados posteriores.

+ Consumos térmicos

En la instalación existen tres consumos térmicos:

- Calefacción:
En invierno es el principal consumo térmico. Este circuito se alimenta mediante un intercambiador de calor en el que el agua entra a 101,644 °C y lo abandona a 80 °C. El agua se purgará a un depósito tampón que equilibrará el balance energético del circuito.

➤ Agua caliente sanitaria:

La demanda de A.C.S. se mantiene prácticamente constante a lo largo de todo el año. Se encuentra relacionada con la ocupación del hotel. En el circuito primario de los acumuladores, el agua entra en ellos a 101,644 °C y sale a 80 °C, regresando al circuito de refrigeración interno de los motores, a la temperatura adecuada de entrada.

➤ Máquinas de Absorción:

Estos equipos se encargan de la refrigeración en verano. Están situados en paralelo con el circuito de calefacción y sus parámetros de entrada y salida son los mismos. Estos equipos funcionan siempre a plena carga, dado que si no su rendimiento decae bastante. En los casos en los que no se pueda cubrir el total de la demanda de frío, se recurre al sistema ya existente de compresores eléctricos, que se alimentan de excedentes eléctricos ya producidos.

2.5.2.3 Sistema de control

El sistema de control deberá regular los siguientes parámetros, a partir de las medidas necesarias correspondientes.

✚ **Velocidad del motor**

Al estar acoplados al alternador y por tener éste dos pares de polos, la velocidad del motor ha de ser constante e igual a 1.500 rpm, para así mantener la frecuencia eléctrica del sistema, que deberá ser constante e igual a 50 Hz.

Para realizar el control de velocidad se dispondrá de medidores de frecuencia, a partir de los cuales, se controlará la admisión de gas natural a los motores.

✚ **Temperatura del agua caliente**

Las temperaturas del circuito de agua caliente serán controladas mediante termopares u otros medidores adecuados. Los puntos fundamentales donde se toman las medidas de temperatura, son los siguientes:

- Entrada y salida del circuito de refrigeración interna del motor. Estas temperaturas son de extraordinaria importancia para la integridad del motor.
- Entrada y salida de la caldera de recuperación de gases de escape.

Las anteriores temperaturas deberán mantenerse dentro de los límites establecidos por el fabricante.

- Entradas y salidas de los intercambiadores de calor para calefacción, A.C.S. y las máquinas de absorción.
- Entrada y salidas de agua en las torres de refrigeración de las máquinas de absorción.

Estas temperaturas se regularán mediante válvulas situadas en el circuito de refrigeración térmica y en caso de no alcanzar el agua de retorno las temperaturas adecuadas, deberá ser conducida a los aerorrefrigeradores de emergencia.

Presión

La presión deberá ser controlada en los puntos donde su importancia sea vital, tales como, las entradas y salidas al grupo de motobombas o la admisión de gas natural del motor. La presión se regulará mediante válvulas de presión máxima o interruptores de flujo.

Toma de datos

Todas las mediciones serán procesadas mediante un puesto central, compuesto de un PC con software apropiado, impresora y módem.

2.5.2.4 Prevención y seguridad

La instalación deberá cumplir con los requisitos de seguridad de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales²⁹ y con las normativas de Instalaciones Eléctricas y Cogeneración existentes³⁰. Entre los elementos de seguridad previstos se cuentan:

- Detectores de humo y temperatura, tanto en la sala de motores como en calderas e intercambiadores.
- Instalaciones de extinción automática por CO₂.
- Red de extintores portátiles.
- Red de bocas de incendios.

2.5.2.5 Mantenimiento

Las instalaciones que precisan de mantenimiento son:

Motor de gas natural

El mantenimiento en el motor deberá ser fundamentalmente de tipo predictivo, a través de un control y análisis del aceite de lubricación, para identificar los posibles modos de fallo. Se realizará de forma periódica y durante el funcionamiento normal del motor.

Para las operaciones de mantenimiento rutinario, se aprovecharán los periodos de parada del motor, consiguiendo así una disponibilidad total mayor de la planta.

²⁹ Fuente: BOE. Ley 31. 8/11/1995.

³⁰ Ver apartado 1.3 "Normativa".

Para realizar el plan de mantenimiento oficial; y dentro de las diferentes revisiones, se suministrarán los siguientes materiales:

- Bujías de encendido y arandelas.
- Filtros de aceite.
- Filtros de aire.
- Juntas de balancines y culatas.
- Elementos para la revisión de la bomba de agua (10.000 horas de servicio).
- Elementos para la realización de la revisión de las 20.000 horas.
- Camisas de pistón, segmentos, cojinetes de bielas, empujadores de válvulas, revisión del turbo, revisión del amortiguador de vibraciones, culatas.

A lo largo del periodo de funcionamiento de los motores, se deberían realizar las siguientes revisiones:

- Revisiones cada 1.000 y 2.000 horas de funcionamiento.
- Revisiones especiales a las 10.000, 20.000 y 30.000 horas de funcionamiento.

Circuito de agua

El control de los filtros del circuito de recuperación se llevará a cabo mediante la instalación de manómetros diferenciales, aguas arriba y debajo de cada filtro.

El intercambiador y circuito de calefacción serán revisados durante el verano y el de A.C.S. será revisado periódicamente para evitar la acumulación de la suciedad.

Máquina de absorción

El principal problema del funcionamiento de las máquinas de absorción es el de la cristalización. En realidad, la cristalización no es una avería, sino que es una discontinuidad en el servicio, ya que la reparación no requiere la sustitución de ningún componente.

La máquina viene equipada para ofrecer seguridades pasivas a la cristalización.

2.5.3 Elementos de la instalación

En este apartado se describe, las características de los elementos más importantes de la instalación.

2.5.3.1 Módulo de cogeneración

El motor será un módulo de cogeneración **DEUTZ_TIPO TCG 2020 V 12**, que incluyen además del grupo electrógeno, un sistema de recuperación de energía térmica en su interior.

Los principales elementos que componen este módulo se analizarán en los siguientes apartados.

Motor de gas natural

El motor de combustión interna alternativo funciona según un ciclo de Otto, que además de incluir el grupo electrógeno, también incluye un sistema de recuperación de calor. En la Tabla 21, pueden observarse las características más significativas del motor.

CARACTERÍSTICAS DEL MOTOR	
CILINDRADA (litros)	53
NÚMERO DE CILINDROS	12
CONFIGURACIÓN	En V a 90º
CARRERA (mm)	195
RELACIÓN DE COMPRESIÓN	12
COMBUSTIBLE	Gas Natural

Tabla 20. Características del motor.
Elaboración propia.

Se trata de un motor de cuatro tiempos con turbo alimentación de la mezcla y refrigeración de la misma. Dispone además de un sistema de encendido de elevado rendimiento y regulación electrónica para la formación de la mezcla, trabajando según el principio de combustión de mezcla pobre “LEANOX”.

La descripción detallada del motor se encuentra en el Anexo 6.

Sistema de recuperación térmica del motor

El módulo viene previsto de un sistema interno de refrigeración, alimentado por agua, del que pueden obtenerse un total de 589 kW. El agua, entra en el circuito a 80 °C y lo abandona a 92 °C con un caudal de 14,09 kg/s.

Los intercambiadores de calor están montados sobre la bancada del grupo para formar una unidad compacta con el motor, completamente entubada.

El agua del circuito de recuperación atraviesa distintas partes, mientras va ganando temperatura hasta los 92 °C. Estas partes son:

- Intercambiador de calor aceite / agua de proceso.
- Intercambiador de calor de mezcla / agua de proceso.
- Intercambiador de calor de camisas / agua de proceso.

Generador síncrono

El módulo viene equipado con un alternador Leroy Somer o similar. La disposición constructiva del generador es la de un alternador con estator de polos interiores y rotor de polos salientes, regulador de voltaje estático, alimentado por la excitatriz auxiliar de imanes permanentes.

Este tipo de alternadores es apto para servicio en paralelo con la red y sus características principales son:

CARACTERÍSTICAS DEL ALTERNADOR	
POTENCIA (kVA)	1.169
FRECUENCIA (Hz)	50
TENSIÓN	400
RENDIMIENTO A $\text{COS}\phi=1$	98 %
PROTECCIÓN	IP23

Tabla 21. Características del alternador.
Elaboración propia. Fuente: Fabricante.

2.5.3.2 Caldera de recuperación de los gases de escape

El aprovechamiento del calor de los gases de escape de la combustión, se llevará a cabo en una caldera recuperadora. En esta caldera se recuperarán aproximadamente 568 kW, enfriándose los gases de escape desde los 422 °C, con los que abandonan el motor, hasta los 120 °C, con los que son expulsados a la atmósfera tras atravesar el catalizador. El agua proveniente del circuito de recuperación de energía térmica de los motores, se calentará desde los 92 °C hasta los 101,64 °C

La caldera de recuperación se ubicará en la sala contigua a la sala de motores.

Cuando no exista demanda energética en el proceso, y por lo tanto, no sea necesario aprovechar el calor contenido en los gases de escape, éstos se enviarán a la atmósfera. Serán enviados mediante una válvula de tres vías del tipo proporcional y con mando motor, que será gobernada por una sonda colocada a la salida del circuito secundario del recuperador de agua caliente.

La caldera consta de los siguientes elementos:

- Cámara de entrada con conexiones para limpieza.
- Intercambiador compacto con haz de tubos de tiro.
- Cámara de salida con conexiones para limpieza y con purga de condensados.
- Elementos termoelectrónicos para registrar la temperatura de los gases de escape en la salida del intercambiador.
- Elemento termoelectrónico para la temperatura en la superficie de las placas.

- Válvula de seguridad para vigilar el circuito de agua caliente de proceso.

2.5.3.3 Máquina de absorción

La obtención de agua fría para el circuito de climatización correrá a cargo de una máquina de refrigeración por absorción de efecto simple **TRANE ABS- PRC005-EN, modelo 354**, con una capacidad frigorífica de **1.245 kW**.

En la Tabla 22, se indican las principales características:

CARACTERÍSTICAS DE LA MÁQUINA DE ABSORCIÓN	
Capacidad Frigorífica (kW)	1.245
Rendimiento	0,7
GENERADOR	
Temperatura de entrada del agua (°C)	101,644
Temperatura de salida del agua (°C)	80
Potencia térmica necesaria (kW)	1.159
Caudal de agua de proceso (kg/s)	12,84
Caudal de agua de proceso (m ³ /h)	46,21
CONDENSADOR	
Temperatura de entrada del agua (°C)	29
Temperatura de salida del agua (°C)	40
Potencia torre de refrigeración (kW)	2.028,25
Caudal de agua para la torre de refrigeración (kg/s)	44,11
Caudal de agua para la torre de refrigeración (m ³ /h)	158,8
EVAPORADOR	
Temperatura de entrada del agua (°C)	12
Temperatura de salida del agua (°C)	7
Potencia frigorífica (kW)	811,3
Caudal de agua refrigerada (kg/s)	38,81
Caudal de agua de proceso (m ³ /h)	139,74

Tabla 22. Características de la máquina de absorción.
Elaboración propia. Fuente: Catálogo del fabricante.

La máquina de absorción necesitará una torre de refrigeración para el circuito del condensador, cuya potencia se estima en el apartado de cálculos.

Las principales características de la máquina de absorción se pueden encontrar en el catálogo de la misma, contenido en el Anexo 6.

2.5.3.4 Intercambiadores de calor

Existen dos intercambiadores de calor principales y que son objeto de este proyecto:

- Un intercambiador para el motor cuya función es evacuar la energía térmica del circuito de refrigeración, al circuito de agua de proceso. Este intercambiador

mantiene el incremento de temperatura y el caudal. Su utilización evita que el circuito de refrigeración sea demasiado grande.

- Un intercambiador para el agua de proceso en el circuito de calefacción

Estos intercambiadores serán placas y tendrán las siguientes características principales:

- El fluido utilizado será agua glicolada que disminuye hasta -50° la temperatura de solidificación del agua y aumenta hasta los 105°C la temperatura de ebullición. Tiene el inconveniente de reducir el coeficiente de película y por tanto, transmitir peor el calor.
- Material de las placas AISI 316³¹.
- Espesor de las placas: 0,5 mm.

2.5.3.5 Acumuladores de A.C.S

Existirán cuatro acumuladores de A.C.S., con las características expuestas en el apartado de cálculos. Las principales características de los acumuladores serán:

- El material de construcción: AISI 316.
- Dispondrán de un medidor de temperatura, tanto a la entrada como a la salida.
- Dispondrán de válvulas de alivio para evitar sobretensiones.

2.5.3.6 Torre de refrigeración

Se instalará una torre de refrigeración para evacuar el calor de las fuentes a baja temperatura que no son aprovechables para el circuito de recuperación térmica. Estas fuentes de baja temperatura provienen de los intercambiadores que existen en el condensador de la máquina de absorción.

2.5.3.7 Instalación eléctrica

La tensión de generación de los alternadores será de 400 V, elevándose posteriormente esta tensión a 20 kV en dos transformadores elevadores de tensión de 1.500 kVA de potencia nominal.

Debido a la posibilidad de exportación de potencia a la Red de la compañía eléctrica suministradora, se montarán contadores electrónicos combinados activo-reactivos bidireccionales. Se montará uno en la línea de acometida de 20 kV, con un único módulo de tarificación, centralizándose la información de la compra-venta de energía en un ordenador, con el software necesario. Siguiendo las exigencias de la compañía eléctrica suministradora se sustituirán, así mismo, los transformadores de intensidad y tensión existentes, por transformadores de potencia y precisión definidos por la compañía en el manual técnico de autogeneradores.

³¹ AISI 316: Acero Inoxidable. La aleación 316 es un acero inoxidable austenítico (resistencia a la corrosión, buena ductilidad y fácil de ser soldado) de uso general con una estructura cúbica de caras centrales.

Centro de cogeneración

Para el centro de cogeneración se han previsto cabinas metálicas en las que se alojarán los equipos y aparatos necesarios. Dichas cabinas se montarán en una sala de cuadros eléctricos, de nueva construcción situada en el área de cogeneración.

Los transformadores elevadores se situarán en la subestación de 20 kV y a ellos se llegará mediante una línea de cable aislado en la bandeja, por el rack existente.

Este cuadro de cogeneración constará de las siguientes celdas:

- Dos celdas de protección de grupo, conteniendo cada una:
 - 1 Embarrado trifásico aislado de 1.000 A.
 - 2 Embarrado de puesta a tierra y seccionador.
 - 3 Interruptor de corte en SF₆ de 630 A, 420 V y poder de corte de 20 kA.
 - 4 Un transformador de tensión.
 - 5 Un transformador de intensidad.
 - 6 Indicador de Tensión, bobina mínima, cierre y disparo a 48 V de c.c.

- Una Celda de salida al centro de distribución de 7,2 kV conteniendo:
 - 1 Embarrado trifásico aislado de 1.000 A.
 - 2 Interruptor de corte en SF₆ de 630 A, 420 V y poder de corte de 20 kA.
 - 3 Un transformadores de intensidad
 - 4 Embarrado de puesta a tierra.
 - 5 Indicador de tensión.

- Una celda de sincronismo de barras a 380 V conteniendo:
 - 1 Embarrado trifásico aislado de 1.000 A.
 - 2 Embarrado de puesta a tierra.
 - 3 Fusibles de protección para los transformadores de tensión.
 - 4 Un transformador de tensión de doble secundario.
 - 5 Indicador de tensión.

Para el control, mando y protección de la cogeneración, se preverá un cuadro que incluirá la siguiente información:

- Sinóptico de la instalación.
- Indicadores de posición de los interruptores.
- Alarma de transformadores y su tratamiento.
- Distribución de los circuitos de c.a. y c.c.
- Enclavamiento de los interruptores.
- Mando manual – distancia de alarmas.
- Disparo de emergencia de los grupos.
- Reposición de disparos.
- Voltímetro de conmutador para tensiones de barras y grupos.

Servicio auxiliares

Para la alimentación de los equipos auxiliares que requieran los motogeneradores para su arranque y durante su funcionamiento, se ha previsto un cuadro de servicios auxiliares.

La alimentación de este cuadro se realizará desde un transformador exterior.

Este cuadro alimentará a su vez a los respectivos cuadros de maniobra correspondientes al equipo motor-generador.

Distribución

La realización de este montaje será visible y por zanja, utilizándose cuando sea necesario, bandejas para la colocación de cables.

La distribución del alumbrado se realizará con luminarias fluorescentes estancas de corriente alterna (AC), protección IP-55 para interior. En las zonas exteriores se montarán luminarias apropiadas, previéndose luminarias autónomas de emergencia, con la disposición oportuna.

La distribución de la malla de tierra se realizará con una red enterrada mediante picas cobreadas de 1,5 m de longitud y cable de cobre de 70 mm² de sección.

Los alternadores irán convenientemente puestos a tierra a través de una pica, con las características anteriormente mencionadas.

Cada equipo y armario se conectará a tierra mediante cable de cobre de 35 mm² de sección.

Protecciones

En este apartado se recogen las protecciones mínimas en el punto de conexión de la red en caso de falta, bien en la red, bien en la instalación de autogeneración:

- Un relés de mínima tensión (3*27)
- Un relé de máxima tensión con disparo temporizado en tiempo fijo regulable entre 0,11 y 1 segundo.
- Un relé de máxima tensión para desconexión del generador en el caso de que se produzca una tensión superior a un 7% a la nominal. Dispondrá de un disparo temporizado en tiempo fijo regulable entre un segundo y cinco minutos.
- Un relé de máxima tensión homopolar para detectar faltas a tierras en la red.
- Relés de máxima y mínima frecuencia para detectar el funcionamiento en red aislada.
- Teledisparo, es decir, una desconexión del interruptor del acoplamiento por apertura de interruptor en cabecera de línea.

2.5.3.8 Grupo de bombas

Deberán situarse las bombas adecuadas al caudal y a la altura necesaria en los siguientes puntos de la instalación:

- Dos bombas en la salida del circuito de refrigeración térmica interna de los motores (circuito de agua de proceso), hacia las calderas de los gases de escape.
- Cuatro bombas en la salida de la torre de refrigeración de la máquina de absorción.
- Dos bombas en la salida del sistema de descalcificación, hacia la torre de refrigeración de la máquina de absorción.

2.5.3.9 Aeroenfriadores

Se van a instalar dos aeroenfriadores dimensionados para disipar todo el calor del circuito de alta y baja de los motogeneradores.

En la situación normal de funcionamiento, el calor del circuito de recuperación térmica se utiliza para producir agua caliente, por lo tanto, los aeroenfriadores no necesitan estar funcionando a plena carga.

Cada enfriador será un aerorrefrigerante en disposición horizontal de tiro forzado y que incorpora los siguientes componentes:

- **Haz tubular aleteado.** Núcleos tubulares de cobre, con aletas continuas. Este conjunto es sostenido por medio de chapas transversales perforadas y por el bastidor. La alimentación del haz tubular se realiza por medio de bridas PN16, que van soldadas a los colectores de distribución de cobre. Estos colectores tienen una aireación en la parte más alta así como un vaciado en la parte más baja.
Los paneles laterales de acero incorporan orejetas para izado de los haces. El tratamiento de la totalidad de su superficie, incluido las chapas soportes y embellecedores, se realiza mediante un galvanizado en caliente, más una protección adicional anticorrosivo denominada “Sorabond”. Este tratamiento consiste en un desengrase, un cromado y la aplicación de resinas epoxi que confieren a las superficies tratadas, un excelente comportamiento frente a la corrosión.
- **Caja de aire y estructura soporte.** Se realiza de planchas de acero galvanizado ensambladas con remaches. Esta caja descansa sobre varios pies soporte. El conjunto se trata contra la corrosión con el procedimiento “Sorabond” explicado anteriormente. Unos tabiques independientes interiores permiten el funcionamiento de los ventiladores de forma independiente.
- **Caja de conexiones.** Las conexiones de todos los motores están fijadas en la parte frontal del aerorrefrigerante, encima de los colectores. Es hermética, IP65 y de ejecución estándar. Contiene una regleta sobre la cual van conectados todos los motores eléctricos. No se incluyen cables de puesta a tierra ni cableado exterior de potencia.
- **Ventiladores.** Equilibrados según VDI y montados directamente sobre el eje del motor. Palas de acero galvanizado.
- **Motores eléctricos.** Protección IP-55, clase F. Carcasa de aluminio al 95%.

2.5.4 Obra civil

Como en cualquier construcción, es importante haber definido correctamente los espacios necesarios para la instalación de trigeneración. El hotel dispone junto a la sala de calderas de otra sala con las dimensiones adecuadas para realizar la obra. La planta necesitará:

- Recinto de motogeneradores
- Recinto de calderas y chimeneas (existente)
- Sala de instalaciones eléctricas
- Sala de control

Todo el recinto estará formado por muros de bloques macizos armado de 0,20 m de espesor, de acuerdo a la legislación ITC MIE.API. Además, se dispondrán de huecos de entrada de al menos 1m², puerta metálica de una hoja con cerramiento antipánico y muelle. Piso de solera de hormigón con acabado, excepto en la sala de instalaciones eléctricas, donde el piso será una lámina de acabado en PVC sobre la solera para evitar chispas. Toda la obra civil se hará de acuerdo a la legislación vigente ITC MIE. API.

3 CÁLCULOS

3.1 Elección del motor

3.1.1 Elección de la potencia para la instalación

Para las pequeñas plantas, como es la cogeneración para un hotel, la dificultad se encuentra en la elección del equipo generador, y su adaptación a las distintas demandas de la industria. Las tecnologías usadas normalmente son los motores alternativos de combustión interna o turbina de gas. Cada una de ellas ofrece unos campos de aplicación, por lo que pueden considerarse dos opciones complementarias, ya que a veces pueden llegar a ser competitivas.

La finalidad de esta instalación es reducir el consumo de energía primaria y conseguir un abastecimiento alto sin llegar a ser del 100%.

Atendiendo a lo anteriormente explicado en la memoria descriptiva de este proyecto, la mejor solución para cubrir las demandas térmicas y eléctricas del hotel es instalar un motor de gas natural.

Para dimensionar el motor, éste debe ser capaz de aportar toda la demanda a lo largo de los meses. Por lo tanto, para su dimensionamiento se seleccionan las demandas puntas de cada mes y se extrae la mayor de todas.

Meses	Demanda eléctrica Punta (kWh)
Enero	355
Febrero	425
Marzo	388
Abril	440
Mayo	430
Junio	485
Julio	488
Agosto	429
Septiembre	459
Octubre	443
Noviembre	397
Diciembre	403

Tabla 23. Demanda eléctrica punta.
Elaboración propia.

Tal y como se puede apreciar, es en el mes de julio donde está el pico de demanda eléctrica y por lo tanto será éste uno de los valores utilizados para dimensionar el motor:

$$Pot. Motor = 488kW$$

3.1.1.1. Necesidad térmica

El valor que es fundamental para dimensionar el motor es la necesidad de calor que tiene el hotel a lo largo del año, ya que una vez conocida dicha necesidad, se puede estudiar qué máquina de cogeneración tiene las características adecuadas para cubrir esa demanda.

En la Figura 32, se observa, las necesidades de calor a lo largo de todo el año, haciendo diferencia entre necesidades de A.C.S, calefacción y A/A³².

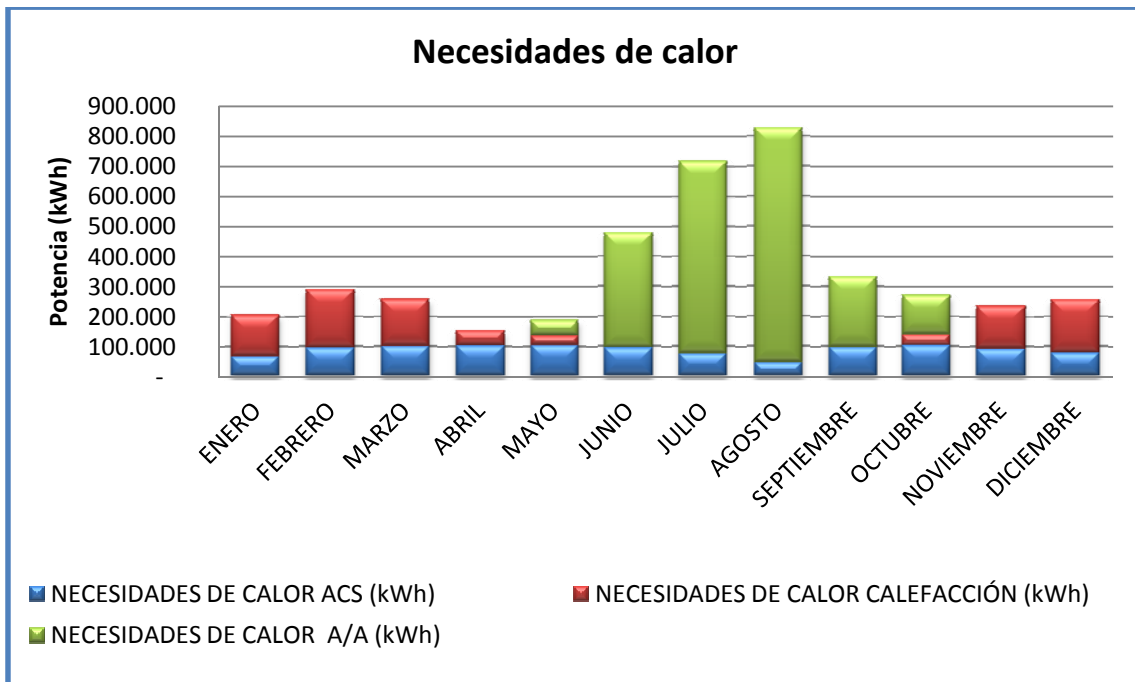


Figura 32. Necesidades de calor. Elaboración propia.

Para calcular las necesidades de calor de los compresores se tendrá que multiplicar el consumo de los compresores por su COP y dividir entre 0,7 que es el rendimiento de la máquina de absorción.

MES	CONSUMO DE A/A (kWh)	COP	RENDIMIENTO MÁQUINA DE ABSORCIÓN	NECESIDADES DE CALOR A/A (kWh)
MAYO	8.650	4,18	0,70	51.653
JUNIO	64.445	4,18	0,70	384.829
JULIO	107.777	4,18	0,70	643.583
AGOSTO	130.881	4,18	0,70	781.547
SEPTIEMBRE	39.485	4,18	0,70	235.782
OCTUBRE	22.202	4,18	0,70	132.578
TOTAL	373.440			2.229.970

Tabla 24. Necesidades de calor de los compresores. Elaboración propia.

³² A/A: Aires acondicionados.

Observando los *días tipo* de necesidades de calor que se encuentran en el **Anexo 3**, se puede extraer que la mayor potencia horaria que necesita el hotel para cubrir su demanda calorífica, es de **1.427,69 kW**.

En consecuencia, la máquina de cogeneración elegida será la que mejor se adapte a la curva de necesidad de calor del hotel, consiguiendo un abastecimiento bastante alto, sin llegar a ser del 100%; y cumpliendo con el Rendimiento Eléctrico Equivalente para ser una tecnología de alta eficiencia y así optar a una prima económica, según establece el *Real Decreto 661/2007*.

Consultando diferentes catálogos de fabricantes, tales como PASCH³³ y DEUTZ³⁴ y estudiando sus características técnicas, se optó por elegir un **motor de Gas Natural modelo TCG 2020 V12 de 1.169 kW** de potencia eléctrica y **1.159 kW** de calor útil producido, de la marca DEUTZ.

El funcionamiento de la máquina y la potencia térmica generada durante el primer año se muestra en la Tabla 25 y Figura 33:

MES	POTENCIA TÉRMICA (kW)	FUNCIONAMIENTO %	POTENCIA TÉRMICA TOTAL (kW)	HORAS/MES	POTENCIA TÉRMICA MENSUAL (kWh)
ENERO	1.159	90%	1.043	744	776.066
FEBRERO	1.159	90%	1.043	672	700.963
MARZO	1.159	90%	1.043	744	776.066
ABRIL	1.159	90%	1.043	360	375.516
MAYO	1.159	90%	1.043	744	776.066
JUNIO	1.159	90%	1.043	720	751.032
JULIO	1.159	100%	1.159	744	862.296
AGOSTO	1.159	100%	1.159	744	862.296
SEPTIEMBRE	1.159	90%	1.043	720	751.032
OCTUBRE	1.159	90%	1.043	744	776.066
NOVIEMBRE	1.159	90%	1.043	720	751.032
DICIEMBRE	1.159	90%	1.043	744	776.066

Tabla 25. Rendimiento y potencia térmica generada por el motor. Elaboración propia.

³³ PASCH Y CIA., S.A. Empresa española creada en 1913. Se dedica al suministro y mantenimiento de bienes de equipo en los sectores naval, energético y ferroviario.

³⁴ DEUTZ, Empresa alemana creada en 1864. Líder en desarrollo tecnológico de motores de combustión interna.

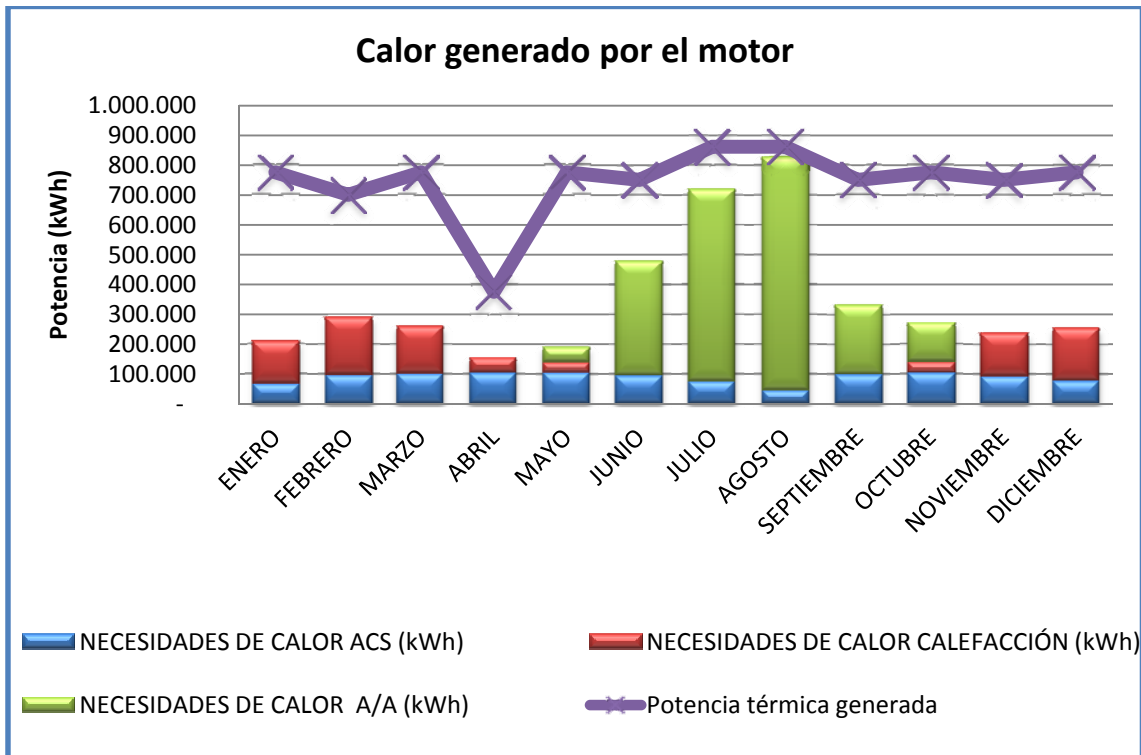


Figura 33. Calor generado por el motor.
Elaboración propia.

En la Figura 33, se aprecia como en el mes de abril se produce una disminución muy notable de la potencia generada. Esta bajada es debido a que se ha supuesto que los días de mantenimiento y averías se concentran en un solo mes para facilitar los cálculos.

Además, cabe destacar que para cubrir las demandas de frío y calor será suficiente con esta máquina, excepto en los meses de julio y agosto, donde será necesaria la aportación de los compresores para abastecer toda la demanda energética en algunas horas punta.

Igualmente, es importante señalar que la instalación eléctrica no se utilizará en función de las demandas térmicas. De esta forma, toda la electricidad generada se venderá a la red como instalación de régimen especial, y en caso de necesitar el hotel un *Backup*, se le aportará cobrándole el precio fijado. De este modo, se consiguen los requisitos de funcionamiento de Régimen Especial.

3.1.1.2. Demanda eléctrica

En este punto se comprueba que la cantidad de energía eléctrica producida por el motor que se ha dimensionado anteriormente, es aceptable para la demanda que posee el hotel.

Para esto se analiza la Figura 34, que corresponde a la demanda eléctrica anual del hotel. En un principio sólo nos interesa la demanda de servicios auxiliares ya que el calor para refrigeración será suministrado gracias a la máquina de absorción, partiendo de los gases de escape del motor.

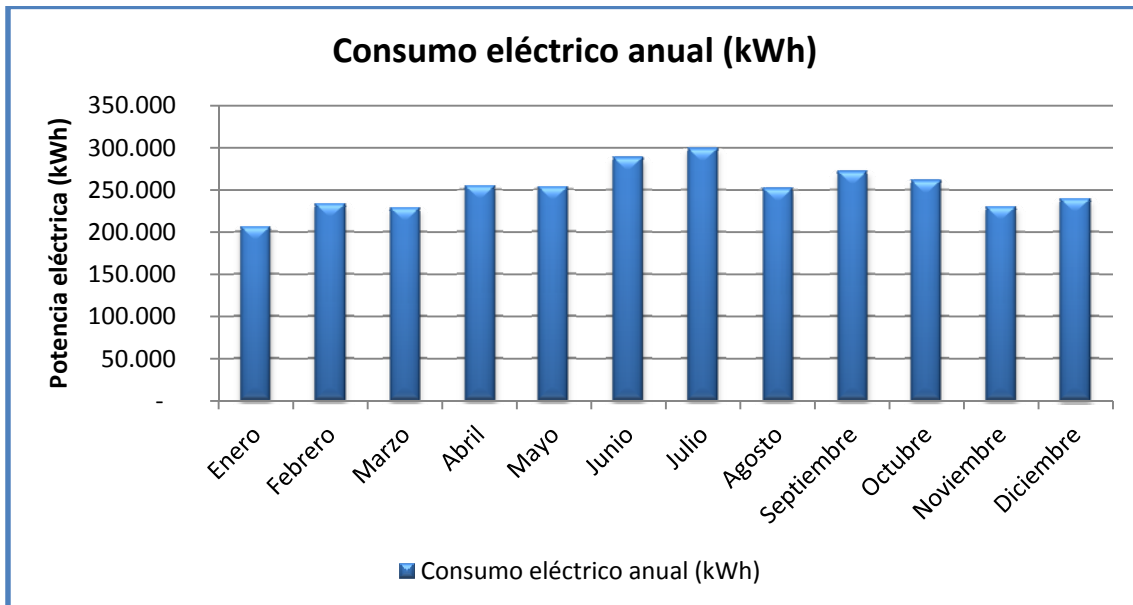


Figura 34. Consumo eléctrico anual 2011. Elaboración propia.

Para estimar el consumo eléctrico de los compresores y de los servicios auxiliares, se calculó primero la demanda de servicios auxiliares. Para ello, se tuvo en cuenta que durante los meses de noviembre hasta abril todo el consumo eléctrico pertenece a los servicios auxiliares. Y durante los meses en los que funcionan conjuntamente servicios auxiliares y compresores, se tuvo en cuenta la ocupación del hotel, ya que es un factor directamente proporcional al consumo de servicios auxiliares, para posteriormente extraer, en primer lugar, el consumo de éstos y consecuentemente, hallar el consumo de los compresores. Por tanto, el consumo eléctrico anual queda repartido del siguiente modo:

MES	OCUPACIÓN %	CONSUMO ELÉCTRICO TOTAL (kWh)	CONSUMO ELÉCTRICO A/A (kWh)	CONSUMO ELÉCTRICO AUXILIARES (kWh)
ENERO	54,38	206.001	-	206.001
FEBRERO	75,91	233.335	-	233.335
MARZO	81,44	228.804	-	228.804
ABRIL	83,09	254.602	-	254.602
MAYO	87,04	253.186	8.650	244.536
JUNIO	79,83	288.717	64.445	224.272
JULIO	68,15	299.246	107.777	191.469
AGOSTO	43,20	252.245	130.881	121.364
SEPTIEMBRE	82,71	271.864	39.485	232.379
OCTUBRE	85,12	261.358	22.202	239.156
NOVIEMBRE	74,79	229.816	-	229.816
DICIEMBRE	60,95	238.898	-	238.898

Tabla 26. Consumo eléctrico anual del hotel. Elaboración propia.

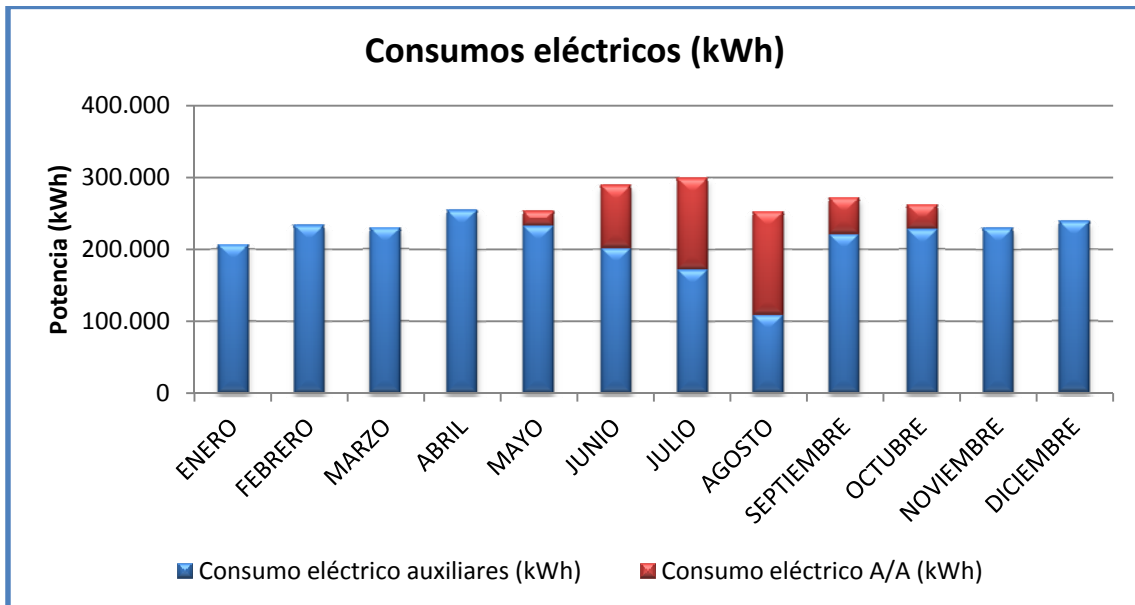


Figura 35. Consumo eléctrico de servicios auxiliares y A/A del hotel.
Elaboración propia.

El motor escogido para la planta, proporciona una demanda eléctrica de 1.169 kW, por lo que la energía eléctrica producida mensualmente durante el año es:

MES	POTENCIA ELÉCTRICA (kW)	FUNCIONAMIENTO %	POTENCIA ELÉCTRICA TOTAL (kW)	HORAS /MES	P. ELÉCTRICA MENSUAL (kWh)
ENERO	1.169	90%	1.052	744	782.762
FEBRERO	1.169	90%	1.052	672	707.011
MARZO	1.169	90%	1.052	744	782.762
ABRIL	1.169	90%	1.052	360	378.756
MAYO	1.169	90%	1.052	744	782.762
JUNIO	1.169	90%	1.052	720	757.512
JULIO	1.169	100%	1.169	744	869.736
AGOSTO	1.169	100%	1.169	744	869.736
SEPTIEMBRE	1.169	90%	1.052	720	757.512
OCTUBRE	1.169	90%	1.052	744	782.762
NOVIEMBRE	1.169	90%	1.052	720	757.512
DICIEMBRE	1.169	90%	1.052	744	782.762

Tabla 27. Rendimiento y potencia eléctrica generada por el motor.
Elaboración propia.

En un principio, la instalación de trigeneración no le proporciona energía eléctrica al hotel, ya que lo compra a la compañía eléctrica. Sin embargo, es necesario saber si se puede asumir en todo momento esa demanda eléctrica, en el caso de que el hotel se quede sin electricidad y así poder hacerle un *backup*.

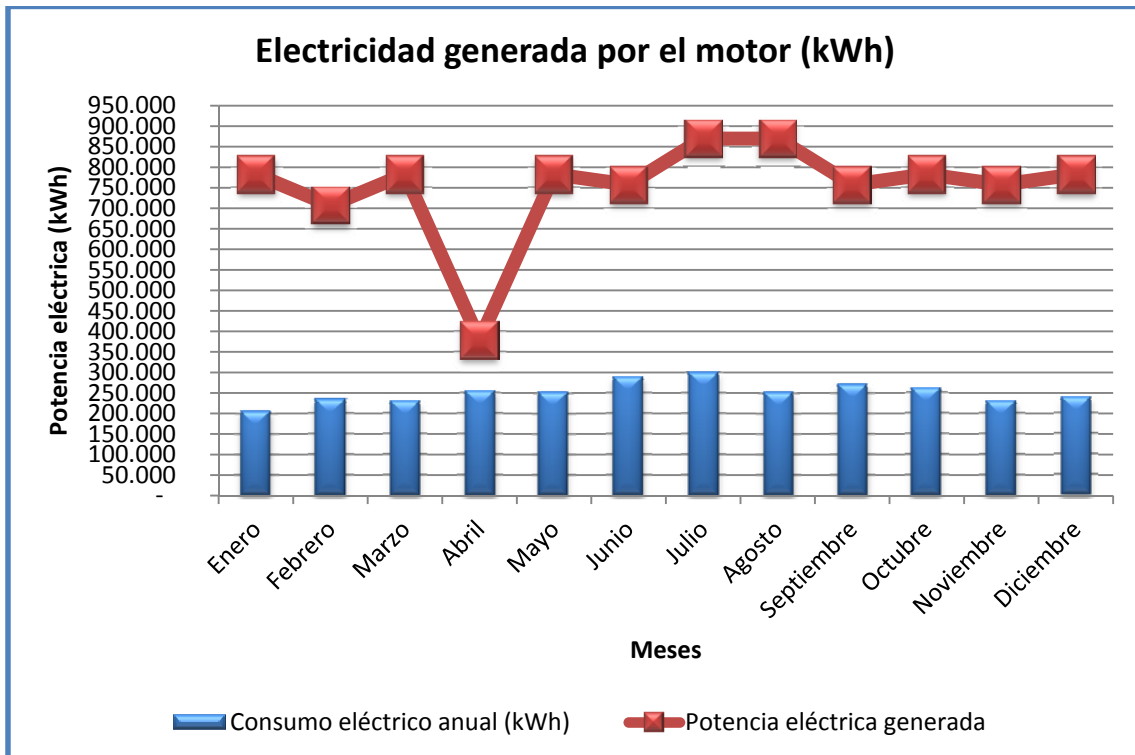


Figura 36. Electricidad generada por el motor.
Elaboración propia.

A priori, da la impresión de que se ha sobredimensionado el motor en la producción de energía eléctrica. Pero no es así, ya que la producción de dicha energía dependerá de la térmica demandada en cada momento. Esto es debido a que la instalación eléctrica se utiliza en función de las demandas térmicas, aunque en este caso, toda la electricidad se le vende a la red como instalación de régimen especial.

3.1.2 Horas de funcionamiento de los motores

El cálculo del número de horas de funcionamiento del motor se basa en las demandas horarias de los días representativos de cada mes, intentando cubrir la demanda térmica horaria.

Además se ha tratado de conseguir lo siguiente:

1. Cumplir en todo momento con el régimen especial, en cuanto a rendimiento eléctrico equivalente.
2. Hacer que el motor trabaje el máximo número de horas posibles para rentabilizar la instalación.
3. Realizar los mantenimientos durante las paradas previstas de los motores, para evitar detener la instalación.
4. Mantener, en la medida de lo posible, el funcionamiento a plena carga de las unidades motoras, para evitar que el rendimiento baje.
5. Evitar el funcionamiento de la instalación a plena carga, con el objetivo de vender a red, si la energía térmica no se está aprovechando.

Con estas condiciones se ha establecido el siguiente régimen de funcionamiento:

MES	POTENCIA ELÉCTRICA (kW)
ENERO	744
FEBRERO	672
MARZO	744
ABRIL	360
MAYO	744
JUNIO	720
JULIO	744
AGOSTO	744
SEPTIEMBRE	720
OCTUBRE	744
NOVIEMBRE	720
DICIEMBRE	744
TOTAL	8.400

Tabla 28. Horas de funcionamiento del motor.
Elaboración propia.

Cabe destacar que las horas del mes de abril son muy bajas puesto que se ha asumido que todas las reparaciones, paradas y mantenimientos, se realizaban en este mes para así facilitar los cálculos. Se supondrán diez días de mantenimiento y cinco días de averías.

Con esto se obtiene un funcionamiento de la instalación de 8.400 horas/año y como el año tiene 365 días correspondientes a 8.760 horas, tenemos que la disponibilidad de la instalación es del **95,89%**:

$$\text{Disponibilidad} = \frac{8.400}{8.760} \cdot 100 = 95,89 \%$$

3.1.2.1. Rendimiento Eléctrico Equivalente y rendimiento de la instalación.

El rendimiento eléctrico equivalente se calcula según la siguiente expresión:

$$REE = \frac{E}{Q \cdot \frac{V}{0,9}} \quad (1)$$

Ecuación 1. Rendimiento eléctrico equivalente

Mientras que el rendimiento de la instalación se calcula según la siguiente expresión:

$$R = \frac{E+V}{Q} \quad (2)$$

Ecuación 2. Rendimiento de la instalación

Dónde:

- **Q:** representa el consumo de energía primaria, medida por el poder calorífico inferior de los combustibles utilizados.
- **V:** es la producción de calor útil, equivalente a las unidades térmicas de calor útil demandado por las industrias, las empresas de servicios o los consumidores finales para sus necesidades.
- **E:** es la energía eléctrica generada, medida en bornes del alternador y expresada como energía térmica, con un equivalente de $1\text{kWh} = 860\text{ Kcal}$.

Para la determinación del REE en el momento de extender el acta de puesta en marcha, se contabilizarán los parámetros E, V, Q durante un período ininterrumpido de dos horas de funcionamiento a carga nominal. Pero a los efectos de justificar el cumplimiento de REE en la declaración anual, se utilizarán los parámetros E, V, Q acumulados durante dicho periodo.

Será condición necesaria para poder acogerse al régimen especial regulado en el *Real Decreto 661/2007*, que el rendimiento eléctrico equivalente de la instalación, en promedio de un periodo anual, sea igual o superior al que le corresponda según la Tabla 29:

Tipo de combustible	Rendimiento eléctrico equivalente %
Combustibles líquidos en centrales con calderas	49
Combustibles líquidos en motores térmicos	56
Combustibles sólidos	49
Gas natural y GLP en motores térmicos	55
Gas natural y GLP en turbinas de gas	59
Otras tecnologías y/o combustibles	59
Biomasa incluida en los grupos b.6 y b.8	30
Biomasa y/o biogás incluido en el grupo b.7	50

Tabla 29. % mínimo del REE. Fuente: R.D. 661/2007. Elaboración propia.

Como el combustible empleado en la instalación va a ser gas natural, le corresponde un REE igual o menor al 55 por ciento, que es inferior al REE teórico esperado. Por tanto, la instalación, se puede acoger al régimen especial regulado en el *R.D. 661/2007*.

Dentro de la categoría a) la instalación se clasifica a su vez en el grupo a.1 que son instalaciones que incluyen una central de cogeneración, y dentro de este grupo pertenece al subgrupo a.1.1 de las cogeneraciones, que utiliza como combustible el gas natural, siempre que éste suponga al menos el 95% de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior, como es el caso.

Igualmente se calcula el rendimiento de la instalación, siguiendo la expresión de la Ecuación 2. Obteniendo un rendimiento de la instalación de:

$$R = \frac{E + V}{Q} = \frac{9.011.587 + 4.226.786}{20.952.518} = 63,18\%$$

En la Tabla 30, se puede ver el cálculo del Rendimiento Eléctrico Equivalente:

RENDIMIENTO ELÉCTRO EQUIVALENTE

MES	MOTOR	Nº MOTORES	POTENCIA ELÉCTRICA (kW)	POTENCIA TÉRMICA (kW)	COMBUSTIBLE (kW)	POTENCIA ELÉCTRICA TOTAL (kW)	POTENCIA TÉRMICA TOTAL (kW)	TOTAL COMBUSTIBLE (kW)	HORAS /MES	E	Q	V	REE
ENERO	HPC 1200 N	1	1.169	1.159	2.718	1.052	1.043	2.446	744	782.762	1.819.973	206.496,58	
FEBRERO	HPC 1200 N	1	1.169	1.159	2.718	1.052	1.043	2.446	672	707.011	1.643.846	289.734,90	
MARZO	HPC 1200 N	1	1.169	1.159	2.718	1.052	1.043	2.446	744	782.762	1.819.973	258.499,29	
ABRIL	HPC 1200 N	1	1.169	1.159	2.718	1.052	1.043	2.446	360	378.756	880.632	161.738,36	
MAYO	HPC 1200 N	1	1.169	1.159	2.718	1.052	1.043	2.446	744	782.762	1.819.973	189.510,12	
JUNIO	HPC 1200 N	1	1.169	1.159	2.718	1.052	1.043	2.446	720	757.512	1.761.264	478.449,60	
JULIO	HPC 1200 N	1	1.169	1.159	2.718	1.169	1.159	2.718	744	869.736	2.022.192	718.552,63	
AGOSTO	HPC 1200 N	1	1.169	1.159	2.718	1.169	1.159	2.718	744	869.736	2.022.192	826.855,58	
SEPTIEMBRE	HPC 1200 N	1	1.169	1.159	2.718	1.052	1.043	2.446	720	757.512	1.761.264	333.025,00	
OCTUBRE	HPC 1200 N	1	1.169	1.159	2.718	1.052	1.043	2.446	744	782.762	1.819.973	270.670,10	
NOVIEMBRE	HPC 1200 N	1	1.169	1.159	2.718	1.052	1.043	2.446	720	757.512	1.761.264	237.851,81	
DICIEMBRE	HPC 1200 N	1	1.169	1.159	2.718	1.052	1.043	2.446	744	782.762	1.819.973	255.402,11	
TOTAL										9.011.587	20.952.518	4.226.786	0,5544

Tabla 30. Rendimiento Eléctrico Equivalente.
Elaboración propia.

Como se aprecia en la Tabla 30, el REE es:

$$REE = \frac{E}{Q - \frac{V}{0,9}} = \frac{9.011.587}{20.952.518 - \frac{4.226.786}{0,9}} = 0,5543\%$$

3.2 Recuperación térmica del motor

La instalación consta de una caldera de recuperación de calor, al tener un solo motor.

En dicha caldera tiene lugar el proceso termodinámico de transferencia de calor en un intercambiador, desde los gases de escape de los motores, hacia el circuito de agua caliente, que proviene del circuito de refrigeración interna de los motores. Este agua, a la cual se transfiere calor, forma la fuente térmica de energía en el resto de los procesos.

El sistema de recuperación de calor residual procedente de la máquina, se basa en dos circuitos. Uno que refrigera las camisas de los pistones, del cual obtenemos una potencia de 589 kW, y otro que aprovecha la alta temperatura de los gases de escape, enfriándolos hasta los 120 °C. Recuperando así una potencia térmica de 568 kW. El tipo de caldera de recuperación es acuotubular y el sistema de recuperación de calor se basa en una corriente de agua que se hace pasar primero por el circuito de refrigeración de camisas y posteriormente por el otro.

3.2.1 Caudal del circuito de camisas

La unidad necesita, en el circuito de refrigeración de camisas, evacuar 589 kW para el correcto funcionamiento de los motores.

Por lo tanto, considerando un intercambiador de calor de rendimiento 100% y los datos técnicos del motor:

- Calor a disipar: 589 kW.
- Temperatura de entrada: 80 °C.
- Temperatura de salida: 92°C.
- Caudal de agua recomendado (min. /máx.): 36/56 m³/h.

Y aplicando el Principio de Conservación de la Energía³⁵ se puede calcular el caudal necesario. Si el fluido experimenta un cambio despreciable en su energía cinética y potencial cuando fluye a través del volumen de control se tiene:

$$\boxed{\dot{Q} - \dot{W} = \dot{m} \cdot \Delta h} \quad (3)$$

Ecuación 3. Principio de la conservación de la energía

Igualmente las calderas de recuperación (intercambiadores de calor) no implican interacciones de trabajo, por tanto $w \rightarrow 0$. Con lo que se obtiene:

$$\boxed{\dot{Q} = \dot{m} \cdot \Delta h}$$

³⁵ Constituye el primer principio de la termodinámica y afirma que la cantidad total de energía en cualquier sistema físico aislado permanece invariable con el tiempo, aunque dicha energía pueda transformarse en otra forma de energía. Fuente: Apuntes: "Termodinámica Técnica". 2010.

Sustituyendo $\Delta h = C_p \cdot \Delta T$, queda finalmente:

$$\dot{Q} = \dot{m} \cdot C_p \cdot \Delta T \quad (4)$$

Ecuación 4. Principio de la conservación de la energía simplificado.

Despejando el caudal, queda:

$$\dot{m} = \frac{\dot{Q}}{C_{p_agua} \cdot \Delta T} \quad (5)$$

Ecuación 5. Caudal necesario en el circuito de camisas

Y sustituyendo por valores numéricos se obtiene:

$$\dot{m} = \frac{\dot{Q}}{C_{p_agua} \cdot \Delta T} = \frac{589}{4,18 \cdot 10} = 14,09 \frac{Kg}{s} = 50,72 m^3/h$$

3.2.2 Calor aprovechable de los gases de escape

Las condiciones de salida de los gases de escape del motor son:

- Temperatura de salida de los gases de escape: 422 °C.
- Caudal de los gases de escape: 6.126 Kg/h.

Considerando los gases de escape como aire, se calcula la entalpía de éstos a la salida del motor:

Observando las tablas de las propiedades termodinámicas³⁶ del aire a baja presión se extrae que:

$$C_{p_aire} = a + bT + cT^2 + dT^3 = \left[\frac{KJ}{kmol \cdot K} \right]$$

$$PM_{aire} = 28,9 \text{ Kg/Kmol}$$

$$C_{p_aire}(422 \text{ °C}) = 1,07404 \text{ KJ/kg}^\circ\text{K}$$

Volviendo a la Ecuación 4 se obtiene:

$$\dot{Q}_1 = \dot{m} \cdot C_{p_aire}(422 \text{ °C}) \cdot T = \frac{6.126}{3.600} \cdot 1,074 \cdot (422 + 273) = 1.270,175 \text{ kW}$$

A la salida de la caldera de recuperación de los gases de escape se tiene una temperatura fijada por diseño (120°C). Ésta no se puede bajar más por culpa de la temperatura de rocío de los gases de escape, que es la temperatura a la cual el vapor de agua llega a condensarse dentro de una masa de aire.

³⁶ Tablas de las propiedades termodinámicas del aire. Fuente: Apuntes: "Termodinámica Técnica y Centrales Eléctricas I". 2010.

Se observa que el aire admite cierta cantidad de vapor de agua de evaporación, pero todo tiene su límite. Cuanto más caliente está el aire, "más" cantidad de vapor de agua puede contener en su seno. Pero si esa masa de aire se enfría, el exceso de vapor de agua que no puede contener, es decir que se ha saturado, se depositará en forma de "rocío" o "escarcha".

- Temperatura de salida: 120°C.
- Caudal de los gases de escape: 6.126 Kg/h.

Considerando los gases de escape como aire, se puede calcular la entalpía de estos a la salida de la caldera de recuperación.

Observando de nuevo las tablas de las propiedades termodinámicas del aire a baja presión y 120 °C se obtiene que:

$$C_{p_{aire}}(120^{\circ}\text{C}) = 1,0123 \text{ KJ/Kg}^{\circ}\text{K}$$

Volviendo a la Ecuación 4 se tiene:

$$\dot{Q}_2 = \dot{m} \cdot C_{p_{aire}}(120^{\circ}\text{C}) \cdot T = \frac{6.126}{3.600} \cdot 1,0123 \cdot (120 + 273) = 676,98 \text{ kW}$$

Haciendo la diferencia, se obtiene el calor disipado por los gases de escape, desde la salida del circuito de camisas hasta la temperatura de 120°C:

$$Q_1 - Q_2 = 1.270,175 - 676,98 = 593,19 \text{ kW}$$

Dicho valor difiere del mostrado en las especificaciones técnicas (568 kW) en un 4,4 %, por lo que se considera el cálculo como bueno.

Se utiliza el siguiente dato para calcular el porcentaje de calor aprovechado por la instalación:

- Calor de los gases de escape: 1.270,175 kW.
- Calor recuperable de los gases de escape: 593,86 kW.
- Calor del circuito de camisas de las camisas: 589 kW.

Por lo que el porcentaje de calor aprovechado, considerando que se aprovecha el 100% del calor del circuito de camisas, es de:

$$\frac{593,86 + 589}{1.270,175} = 93,12 \%$$

Se supone que el rendimiento de la caldera es del 100% en la transferencia de energía térmica al agua proveniente de la refrigeración de camisas y aceite del motor. Esto es así por la semejanza existente entre un intercambiador de calor y una caldera donde no se produce combustión.

En los cálculos posteriores se utilizará el valor del catálogo del fabricante.

3.2.3 Circuito de refrigeración

En el circuito de refrigeración se hace pasar primero el agua por el circuito de camisas y después por la caldera de recuperación de gases de escape, de tal forma que el calor aprovechado asciende a:

$$\text{Calor total} = 589 + 568 = 1.157 \text{ kW}$$

Para este cálculo se han utilizado los valores propuestos en el catálogo del fabricante.

El agua procedente de la instalación se hace pasar por el circuito de refrigeración de camisas donde:

- Temperatura de entrada: 80°C.
- Temperatura de salida: 92°C.
- Calor disipado en el circuito de camisas: 589 kW.

El caudal necesario para refrigerar se calcula según Ecuación 5:

$$\dot{m} = \frac{\dot{Q}}{C_{p_agua} \cdot \Delta T} = \frac{589}{4,18 \cdot 10} = 14,09 \frac{\text{Kg}}{\text{s}} = 50,72 \text{ m}^3/\text{h}$$

Ahora se hace pasar el agua por la caldera de recuperación de gases de escape, de tal forma que se obtiene un ΔT y posteriormente se utiliza el agua para los servicios de calefacción, ACS o aire acondicionado.

- Caudal de agua: 14,09 Kg/s.
- Temperatura de entrada a la Caldera de recuperación de gases de escape (Temperatura a la salida del circuito de refrigeración de camisas): 92°C.
- Calor aprovechable: 568 kW.

Partiendo de la Ecuación 5 se obtiene el ΔT , del agua de refrigeración:

$$\dot{m} = \frac{\dot{Q}}{C_{p_agua} \cdot \Delta T} \quad \text{Despejando} \rightarrow \quad \Delta T = \frac{\dot{Q}}{C_{p_agua} \cdot \dot{m}} = \frac{568}{4,18 \cdot 14,09} = 9,644 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Por lo que se obtiene una temperatura del agua para el proceso de:

$$T^\circ \text{ total} = 92 + 9,644 = 101.644^\circ\text{C}$$

3.3 Máquina de absorción

La refrigeración del agua en el sistema de climatización corre a cargo de una máquina de absorción de ciclo de efecto simple, marca *Trane*. Al final de esta sección se observa de qué potencia es la máquina.

La elección de la máquina de absorción se ha basado en dos aspectos:

- La máquina de absorción debe trabajar a plena carga, debido a la gran pérdida de rendimiento a cargas parciales. Por tanto, deberá ser posible suministrar a la máquina la potencia térmica necesaria a partir del propio circuito de agua caliente de proceso.
- La potencia frigorífica de la máquina deberá cubrir en la medida de lo posible la demanda frigorífica del hotel. En los momentos en los que no sea capaz de cubrirla, entrarán en funcionamiento los antiguos compresores que poseía el establecimiento.

3.3.1. Cálculo de la potencia frigorífica

Para calcular la potencia frigorífica hay que recordar cuales son las necesidades de calor durante los meses más cálidos.

MES	NECESIDADES DE CALOR ACS (kWh)	NECESIDADES DE CALOR CALEFACCIÓN (kWh)	NECESIDADES DE CALOR A/A (kWh)	NECESIDAD TOTAL DE CALOR (kWh)
MAYO	105.135	32.721	51.653	189.509
JUNIO	93.621	-	384.829	478.450
JULIO	74.970	-	643.583	718.553
AGOSTO	45.309	-	781.547	826.856
SEPTIEMBRE	97.243	-	235.782	333.025
OCTUBRE	102.824	35.267	132.578	270.669
TOTAL	519.102	67.988	2.229.970	2.817.060

Tabla 31. Necesidad de calor en los meses más cálidos.
Elaboración propia.

Para hallar el porcentaje de de la demanda de frío en la demanda térmica hay que diferenciar las distintas demandas existentes. Por ejemplo, el punto de máxima necesidad térmica es de 1.427,69 kW. De los cuales 1.329,19 kW son demanda frigorífica y 98,51 kW demanda de ACS³⁷. El porcentaje de potencia frigorífica en los meses de julio y agosto es entorno al 93%. Por esta razón se optará por despreciar el porcentaje destinado a ACS. Lo que implica que la potencia frigorífica será del 100%. Es decir, a la entrada de la máquina de absorción la potencia disponible será de 1.159 kW, que es la potencia desarrollada por el módulo de cogeneración.

³⁷ Ver Anexo 3.

Considerando un rendimiento para la máquina de absorción del 70% y teniendo en cuenta que la potencia anterior calculada será para la entrada de la máquina, se puede calcular entonces la potencia disponible para satisfacer la demanda frigorífica como sigue:

$$\text{Potencia frigorífica} = 0,7 \cdot 1.159 = 811,3 \text{ kW}$$

Como en la instalación a calcular se dispone de un motor, se utilizará también un motor de absorción para que así la instalación posea un funcionamiento modular, a un nivel de potencia a máximo rendimiento en todo momento.

Por lo que se optará por una máquina de absorción **marca Trane Modelo ABSC 354 de 1.245 kW** de capacidad nominal. Se podrá establecer un régimen de funcionamiento de los motores durante los meses de verano, de tal forma que se cubra el máximo posible de demanda frigorífica. En momentos dónde la demanda frigorífica supere a la potencia instalada, se utilizarán los compresores para cubrir dicha diferencia térmica.

3.3.2. Carga del generador

El equipo de absorción utilizado es de una sola etapa. Estos equipos suelen estar diseñados para proporcionar agua fría entre 4,4°C y 15,6°C, para los equipos de refrigeración. En este tipo de equipos el flujo de calor proporcionado suele tener un límite de 132°C, para su correcto funcionamiento.

Una vez que el flujo abandona la caldera de recuperación, el flujo se divide en tres: para la máquina de absorción, para los acumuladores de ACS y para los intercambiadores de calefacción.

A continuación, se realiza el cálculo de caudal necesario para la instalación de la máquina de absorción, partiendo de los siguientes datos:

- Potencia de entrada a la máquina: 1.159 kW
- Temperatura de entrada: 101,644 °C.
- Temperatura de salida: 80 °C. (El circuito de refrigeración está en paralelo con el circuito de calefacción, por lo que, los parámetros de entrada y salida del agua caliente son los mismos.)
- Suponiendo la $C_{p_agua} = 4,18 \text{ KJ/Kg}^\circ\text{K}$.

Por lo tanto volviendo a la Ecuación 5 se obtiene:

$$\dot{m} = \frac{\dot{Q}}{C_{p_agua} \cdot \Delta T} = \frac{1.159}{4,18 \cdot (101,6 - 80)} = 12,84 \frac{\text{Kg}}{\text{s}} = 46,21 \text{ m}^3/\text{h}$$

3.3.3. Carga del condensador

Para el correcto funcionamiento de la máquina es necesaria la refrigeración del absorbedor/condensador. Para ello se usa una torre de refrigeración.

Siguiendo las indicaciones del fabricante de la máquina de absorción, la potencia disipada por la torre de refrigeración será de 2,5 veces la potencia de refrigeración de la máquina. El ΔT de la torre de refrigeración ha sido elegido de 11°C, siguiendo también las indicaciones del fabricante (entre 8 y 15°C).

- Temperatura de entrada del agua de refrigeración : 29°C (según las indicaciones del fabricante debe estar entre 27 y 30°C)
- Temperatura de salida del agua de refrigeración: 40°C.
- Potencia de la torre de refrigeración: $2.5 \times 811,3 = 2.028,25$ kW .

Por lo que el caudal necesario se calculará según la Ecuación 5:

$$\dot{m} = \frac{\dot{Q}}{C_{p_agua} \cdot \Delta T} = \frac{2.028,25}{4,18 \cdot (11)} = 44,11 \text{ Kg/s} = 158,8 \text{ m}^3/\text{h}$$

3.3.4. Carga del evaporador

Este es el componente de la máquina que se ocupa de producir el agua fría que luego alimentará todo el sistema de climatización. La potencia que dará la máquina será de 811,3 kW. El agua a la salida del evaporador se obtiene a 7°C y entra a éste a 12°C en la máquina de absorción.

La potencia frigorífica de la máquina es calculada anteriormente como 811,3 kW.

- Temperatura de entrada: 12°C.
- Temperatura de salida: 7°C.
- Potencia desarrollada: 811,3 kW.

El caudal necesario se calculará según la Ecuación 5:

$$\dot{m} = \frac{\dot{Q}}{C_{p_agua} \cdot \Delta T} = \frac{811,3}{4,18 \cdot (12 - 7)} = 38,81 \text{ Kg/s} = 139,74 \text{ m}^3/\text{h}$$

3.3.5. Características de la máquina de absorción.

Las características de la máquina de absorción vienen detalladas en la Tabla 32:

GENERADOR		Datos
Temperatura de entrada del agua (°C)		101,644
Temperatura de salida del agua (°C)		80
Potencia térmica necesaria (kW)		1.159
Caudal de agua de proceso (Kg/s)		12,84
Caudal de agua de proceso (m ³ /h)		46,21
CONDENSADOR		Datos
Temperatura de entrada del agua (°C)		29
Temperatura de salida del agua (°C)		40
Potencia torre de refrigeración (kW)		2.028,25
Caudal de agua para la torre de refrigeración (Kg/s)		44,11
Caudal de agua para la torre de refrigeración (m ³ /h)		158,8
EVAPORADOR		Datos
Temperatura de entrada del agua (°C)		12
Temperatura de salida del agua (°C)		7
Potencia frigorífica (kW)		811,3
Caudal de agua refrigerada (Kg/s)		38,81
Caudal de agua de proceso (m ³ /h)		139,74

Tabla 32. Características de la máquina de absorción.
Fuente: Catálogo del fabricante. Elaboración propia.

3.4 Sistema de calefacción

El aporte térmico al circuito de calefacción se realiza mediante un intercambiador de calor, que se encuentra en paralelo con las máquinas de absorción. Esto es debido a que trabajan en momentos distintos a partir de la misma energía térmica, Verano/Invierno.

Los elementos que determinan la potencia térmica aprovechable en esta etapa son los siguientes: la temperatura de salida del agua de la caldera de recuperación de gases de escape, la temperatura a la que debe entrar el agua a los acumuladores de ACS (en este caso estará a unos 80 °C, de forma que sea igual que la temperatura de salida del generador de la máquina de absorción). A partir de ellos se calcula el calor que se puede utilizar para el sistema de calefacción.

3.4.1 Potencia de calefacción

Durante los meses de invierno, el sistema de refrigeración permanecerá apagado, por lo que el agua de proceso se conducirá hacia los intercambiadores para calefacción.

- Caudal de agua de proceso: 12,84 Kg/s.
- Temperatura de proceso: 101,644 °C.
- Temperatura de retorno: 80 °C.

Con la Ecuación 4 se calcula la potencia de calefacción:

$$\dot{Q} = \dot{m} \cdot C_p \cdot \Delta T = 12,84 \cdot 4,18 \cdot (101,644 - 80) = 1.159,29 \text{ kW}$$

Esta potencia de calefacción servirá para calcular el régimen de funcionamiento de los motores en invierno:

3.4.2 Circuito secundario de calefacción

El cálculo de la carga de agua para calefacción se realizará suponiendo un intercambiador de calor con un rendimiento del 100% y una temperatura necesaria del agua de 80 °C.

- Temperatura de entrada: 80°C.
- Temperatura de salida: 60°C.
- Potencia intercambiada: 1.159,29 kW.

Calculando la carga del caudal como:

$$\dot{m} = \frac{\dot{Q}}{C_{p_agua} \cdot \Delta T} = \frac{1.159,29}{4,18 \cdot (80 - 60)} = 13,86 \frac{\text{Kg}}{\text{s}} = 49,92 \text{ m}^3/\text{h}$$

3.5 Acumuladores de Agua Caliente Sanitaria (ACS).

Se utilizan cuatro acumuladores de ACS que reciben el calor del circuito de agua caliente de proceso. En ellos, se almacena la energía térmica en la medida de lo posible, para proporcionar agua según las demandas del hotel.

3.5.1 Circuito primario de los acumuladores.

En este punto, el agua viene después de haber atravesado el sistema paralelo, formado por las máquinas de absorción y el intercambiador de la calefacción. Aquí cede el resto de la energía que porta hasta volver de nuevo a los circuitos de los motores.

La potencia calorífica llega a los acumuladores de ACS a través del circuito principal de recuperación de calor.

- Temperatura de entrada: 101,644 °C.
- Temperatura de salida: 80 °C.
- Caudal: $(14,09 \text{ Kg/s} - 12,84 \text{ Kg/s}) = 1,25 \text{ Kg/s}$ caudal conjunto. (Caudal total del circuito de refrigeración - caudal para calefacción).

La potencia total de los acumuladores es:

$$\dot{Q} = \dot{m} \cdot C_p \cdot \Delta T = 1,25 \cdot 4,18 \cdot (101,644 - 80) = 113,1 \text{ kW}$$

Al estar formado por cuatro acumuladores se obtiene:

$$\dot{Q}_{acumulador} = \frac{113,1}{4} = 28,27 \text{ kW}$$

$$\dot{m}_{acumulador} = 1,25 \text{ Kg/s} = 4,5 \text{ m}^3/\text{h}$$

3.5.2 Circuito secundario de los acumuladores

En el circuito secundario, el agua se debe suministrar según las necesidades. Se establecerán éstas como 50 °C. El agua que entra al circuito procede de la red de distribución por lo que variará según la estación del año y la zona de suministro. En consecuencia, se tomará el valor de 12 °C.

- Temperatura de entrada: 12 °C.
- Temperatura de salida: 50°C.
- Potencia disponible: 113,1 kW.

Se halla el caudal de agua disponible:

$$\dot{m} = \frac{\dot{Q}}{C_{p_agua} \cdot \Delta T} = \frac{113,1}{4,18 \cdot (50 - 12)} = 0,712 \frac{\text{Kg}}{\text{s}} = 2,56 \text{ m}^3/\text{h}$$

El caudal de agua que corresponde a cada cama asciende a:

$$\dot{m}_{cama} = \frac{0,712 \frac{\text{Kg}}{\text{s}} \cdot 3.600 \frac{\text{s}}{\text{h}}}{1 \frac{\text{Kg}}{\text{litro}}} \cdot 24 \frac{\text{h}}{\text{día}} \cdot \frac{1}{396 \text{ camas}} = 155,35 \frac{\text{litros}}{\text{día} \cdot \text{cama}}$$

3.6 Equipos auxiliares

3.6.1 Potencia del Aeroenfriador.

El motor necesita una refrigeración auxiliar por posibles cierres o averías de la instalación. Por lo tanto, necesita evacuar el calor generador en las camisas de los pistones. Para ello, se dispondrá de un equipo auxiliar de aeroenfriador.

- Calor a disipar: 589 kW.
- Temperatura de entrada: 92°C.
- Temperatura de salida: 80 °C.

Con estos datos se obtiene el caudal:

$$\dot{m} = \frac{\dot{Q}}{C_{p_{agua}} \cdot \Delta T} = \frac{589}{4,18 \cdot (92 - 80)} = 11,74 \frac{Kg}{s} = 42,27 \text{ m}^3/h$$

Características del aroenfriador:

AEROENFRIADOR	Datos
Temperatura de entrada (°C)	92
Temperatura de salida (°C)	80
Potencia a disipar (Kw)	589
Caudal de agua (Kg/s)	11,74
Caudal de agua (m ³ /h)	42,27

Tabla 33. Características del aroenfriador.
Elaboración propia.

3.6.2 Grupo de bombas a utilizar

Se utilizan en la instalación descrita, bombas para cada uno de los intercambiadores tanto de ACS, como de calefacción y para la máquina de absorción. Ésta última además, usará un grupo de bombas interno para su funcionamiento.

3.7 Tablas de carga horaria

En las tablas que se muestran en el **Anexo 4** se detallan los doce días tipo del año, dónde de forma horaria se muestra: la demanda térmica, la potencia térmica producida, así como la diferencia entre el aporte y la demanda de calor. Se señalan en rojo el déficit de energía en los que será necesario un aporte de energía eléctrica y/o térmica adicional. En azul los sobrantes.

También se indica el número de motores operando, la carga de los motores, el consumo de combustibles (Q), la potencia térmica útil (V) y la electricidad generada (E).³⁸

³⁸ Se ha de tener en cuenta que en los meses más cálidos (Mayo, Junio, Julio, Agosto, Septiembre y Octubre) la energía térmica que no sea capaz de generar la instalación para las máquinas de absorción no va a ser compensada con la generación de calor en los equipos auxiliares del hotel, ya que esta energía térmica que hace falta iba destinada a generar energía frigorífica, por lo que tendría que ser compensada con energía eléctrica comprada al exterior que alimente los compresores de los equipos de aire acondicionado.

4 ESTUDIO ECONÓMICO

4.1 Introducción

Uno de los principales análisis que se deben realizar a la hora de llevar a cabo un estudio sobre cogeneración, es el estudio económico. Esto es debido a la posibilidad de que el proyecto no sea económicamente viable.

Hay que destacar que este tipo de proyectos requieren una inversión inicial muy elevada y esto hace que el estudio económico sea fundamental, ya que se debe saber si esta inversión inicial va a ser recuperada y aproximadamente cuándo. Por eso es importante saber cuales son los costes previos a la instalación de trigeneración, a fin de compararlos con los costes posteriores a la misma.

Un sistema de cogeneración se proyecta fundamentalmente para ahorrar dinero y en muchos casos para obtener altos beneficios económicos. Dado que básicamente son los ahorros o beneficios los que justifican tal proyecto, el proceso previo a la toma de decisión tendrá como objetivo fundamental determinar si realmente, la cogeneración es una opción que permite alcanzar esos objetivos.

La gran ventaja de las instalaciones de cogeneración es el gran ahorro económico que suponen. Por tanto, resulta fundamental calcular dicho ahorro, gracias a la implantación de este tipo de instalaciones en hoteles.

En el presente estudio se realiza, a partir de la demanda inicial que se ha considerado para diseñar la instalación, un cálculo del gasto que supondría el funcionamiento de la instalación de trigeneración.

Además de comprobar el ahorro económico que supone una instalación frente a la otra, se realizarán los cálculos de distintos ratios de rentabilidad. De esta forma se comprueba la alta rentabilidad que se consigue y la rápida recuperación de la inversión.

Como ya se ha mencionado, los costes iniciales son altos, por tanto, para que se produzca una amortización temprana, el ahorro anual debe ser bastante elevado.

Por todo lo anterior, en este capítulo del proyecto se abordará el análisis de los costes antes y después de la instalación de trigeneración y se llevarán a cabo los estudios típicos de rentabilidad para demostrar la viabilidad económica de la instalación.

4.2 Estudio económico del hotel

4.2.1 Antes de la instalación de la planta

En este escenario, que es la situación económico-energética actual en la que se encuentra el hotel, los gastos más elevados corresponden a los consumos eléctricos. Gastos, que provienen del alumbrado y de la fuerza necesarios, además de los

compresores de los equipos de aire acondicionado, para abastecer de frío las instalaciones en los meses de verano. Asimismo, tenemos los gastos térmicos (consumo de gas) para obtener la calefacción y el A.C.S.

4.2.1.1 Coste de energía eléctrica

En este apartado se hará un estudio del gasto de electricidad, basándonos en las facturas facilitadas por el hotel referente al año 2011.

En el hipotético caso de que no se tuviera acceso al coste de electricidad que figura en las facturas, se pueden hacer los cálculos basándose en los datos de consumo y en los previos de la electricidad, tanto por potencia instalada como por consumo de la siguiente manera:

Según la información facilitada por el hotel, la tensión de suministro es de 20 kV y la potencia contratada es de 450 kW, en los periodos tarifarios de 1-5 y de 700 kW en el periodo tarifario 6.³⁹ Con estos datos y los datos de consumo eléctrico se puede obtener el coste de la electricidad que tendría el hotel.

Se necesitan los precios de venta de electricidad, tanto por potencia instalada como por energía consumida. Para obtenerlos se usa como fuente el Boletín Oficial del Estado, en el que se establece el coste de producción de energía eléctrica y las Tarifas de Último Recurso (TUR), a aplicar trimestralmente durante el año 2011.

El sistema de tarifa eléctrica del hotel se corresponde con un tipo de tarifa general de larga duración, con una tensión no superior a los 36 kV. En esta instalación no se vende electricidad a la red, por lo que el Precio Pull no interesa. Se usará el precio de venta del mercado que se aplica a los consumidores de la electricidad.

Las tarifas eléctricas para el presente año en la modalidad de seis periodos tarifarios son:

Tarifa	6.1	6.2	6.3	6.4 y 6.5
Período 1	16,594064	14,291414	13,420367	10,052591
Período 2	8,304214	7,151891	6,715992	5,030648
Período 3	6,077305	5,233997	4,914991	3,681599
Período 4	6,077305	5,233997	4,914991	3,681599
Período 5	6,077305	5,233997	4,914991	3,681599
Período 6	2,772859	2,388088	2,242536	1,679784

Tabla 34. Términos de potencia: €/kW y año.
Fuente: BOE. Orden IET/688/2011⁴⁰. Elaboración propia.

³⁹ Periodos tarifarios según el artículo 8 de Real Decreto 1164/2001. Fuente: BOE

⁴⁰ Orden IET/688/2011 (AnexoI): Orden por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2011 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. 01/04/2011.

Tarifa	6.1	6.2	6.3	6.4 y 6.5
Período 1	0,071035	0,023697	0,019121	0,010003
Período 2	0,053050	0,017697	0,014280	0,008298
Período 3	0,028269	0,009432	0,007609	0,004757
Período 4	0,014069	0,004692	0,003785	0,002701
Período 5	0,009086	0,003030	0,002445	0,001744
Período 6	0,005689	0,001897	0,001532	0,001202

Tabla 35. Términos de energía: €/kWh.

Fuente: BOE. Orden IET/688/2011. Elaboración propia.

En este caso el precio corresponde a la tarifa 6.1, es decir:

Tarifa	Tp: €/kW y año	Te: €/kWh
Período 1	16,594064	0,071035
Período 2	8,304214	0,053050
Período 3	6,077305	0,028269
Período 4	6,077305	0,014069
Período 5	6,077305	0,009086
Período 6	2,772859	0,005689

Tabla 36. Términos de potencia y energía del hotel.

Fuente: BOE. Orden IET/688/2011. Elaboración propia.

En este proyecto, sin embargo, no es necesario realizar todos los cálculos anteriores para hallar el precio de electricidad, puesto que se dispone de las facturas eléctricas de todo un año, correspondientes a 2011.

MES	ELECTRICIDAD (kWh)	EUROS €
Enero	206.001	20.935.86
Febrero	233.335	23.713.82
Marzo	228.804	23.253.33
Abril	254.602	25.875.18
Mayo	253.186	25.731.27
Junio	288.717	29.342.28
Julio	299.246	30.412.35
Agosto	252.245	25.635.64
Septiembre	271.864	27.629.52
Octubre	261.358	26.561.79
Noviembre	229.816	23.356.18
Diciembre	238.898	24.279.18
TOTAL	3.018.072	306.726.40

Tabla 37. Coste eléctrico anual. 2011.

Fuente: Facturas eléctricas del hotel. Elaboración propia.

4.2.1.2 Coste de energía térmica

El coste de gas natural anterior a la instalación de trigeneración, se destina a las calderas de calefacción y calentadores de agua caliente sanitaria. Al igual que con las facturas de electricidad, si no se dispone de las facturas de gas, se tiene que calcular el precio mensual.

Para obtenerlos, se usa como fuente el BOE, en el que se establece el coste de producción de energía y las tarifas de último recurso (TUR) a aplicar trimestralmente durante el año 2011. El precio en Euros estará formado por un término fijo que depende del caudal de gas natural suministrado y un término variable, por la cantidad de termias consumidas.

Al igual que con las facturas de electricidad, el hotel proporcionó las facturas de gas de todo el año 2011, de las que se puede extraer el precio mensual de gas.

MES	GAS kWh	EUROS €
Enero	206.496	8.700,30
Febrero	289.713	12.206,48
Marzo	258.493	10.891,09
Abril	152.985	6.445,72
Mayo	137.856	5.808,29
Junio	93.621	3.944,53
Julio	74.970	3.158,71
Agosto	45.309	1.909,00
Septiembre	97.243	4.097,14
Octubre	138.091	5.818,19
Noviembre	237.846	10.021,17
Diciembre	255.395	10.760,56
TOTAL	1.988.018	83.761,16

Tabla 38. Coste térmico anual. 2011

Fuente: Facturas energéticas del hotel. Elaboración propia.

4.2.1.3 Coste total de energía

El coste total del hotel en el año 2011, tanto de energía eléctrica como de energía térmica, asciende a **390.487,56 Euros**.

MES	ELECTRICIDAD kWh	EUROS €	GAS kWh	EUROS €	TOTAL €
Enero	206.001	20.935.86	206.496	8.700,30	29.636,16
Febrero	233.335	23.713.82	289.713	12.206,48	35.920,29
Marzo	228.804	23.253.33	258.493	10.891,09	34.144,42
Abril	254.602	25.875.18	152.985	6.445,72	32.320,90
Mayo	253.186	25.731.27	137.856	5.808,29	31.539,56
Junio	288.717	29.342.28	93.621	3.944,53	33.286,82
Julio	299.246	30.412.35	74.970	3.158,71	33.571,06
Agosto	252.245	25.635.64	45.309	1.909,00	27.544,64
Septiembre	271.864	27.629.52	97.243	4.097,14	31.726,65
Octubre	261.358	26.561.79	138.091	5.818,19	32.379,98
Noviembre	229.816	23.356.18	237.846	10.021,17	33.377,35
Diciembre	238.898	24.279.18	255.395	10.760,56	35.039,74
TOTAL	3.018.072	306.726.40	1.988.018	83.761,16	390.487,56

Tabla 39. Coste energético anual.

Fuente: Facturas energéticas del hotel. Elaboración propia.

TOTAL	390.487,56 €
--------------	---------------------

4.2.2 Después de la instalación de la planta

En este apartado se calculan los costes previstos de electricidad y gas natural, una vez instalada la planta de trigeneración, que deberá asumir el hotel.

El coste de electricidad para el hotel se verá reducido, debido a que en los meses de verano el consumo de los compresores será inexistente y por tanto sólo se tendrá que ocupar de los costes de los servicios auxiliares durante todo el año.

Con respecto al coste del gas, es necesario aclarar que el consumo por parte del hotel será superior al que existía antes de instalar la planta de trigeneración. Sin embargo, su coste será menor. Esto es debido a que el precio del gas lo establece la empresa cogeneradora y a ésta le interesa que el hotel obtenga una reducción en el coste de sus facturas.

4.2.2.1 Coste de energía eléctrica

El hotel se hará cargo de las facturas de electricidad en las que habrá una disminución del coste, debido a que sólo pagarán por los servicios auxiliares, quedando exento el coste de los A/A. De modo que, de los 306.726,40 Euros de electricidad que pagaba el hotel antes de la instalación de la planta, pasará a tener un coste de electricidad de **265.660,24 Euros**.

ETAPA	ELECTRICIDAD SISTEMAS AUXILIARES (€)	ELECTRICIDAD A/A (€)
Antes	265.660,24	41.066,16
Después	265.660,24	0

Tabla 40. Coste eléctrico previo a la instalación y después de la instalación.
Fuente: Facturas energéticas del hotel. Elaboración propia.

4.2.2.2 Coste de energía térmica

El consumo de gas que tenga el hotel será suministrado por la empresa de cogeneración. Como se indicaba anteriormente, la cantidad de calor útil que necesita el hotel será superior a la existente tras la instalación de la planta. Sin embargo, el coste será inferior. Esto es debido a que el ingreso por gas no es primordial para la empresa cogeneradora. Lo que de verdad le interesa es que el hotel reduzca su consumo energético. Podría incluso darse el caso de que el hotel no pagase nada a la empresa cogeneradora por el consumo de gas.

En este caso, el coste de gas propuesto al hotel es el **0,015 €/kWh**, bastante inferior al que pagaban antes: **0,042133 €/kWh**. Por tanto, el hotel tendrá un coste de gas por el valor de **63.401,58 Euros**.

ETAPA	GAS (kWh)	GAS (€)
Antes	1.988.018	83.761,16
Después	4.226.771,92	63.401,58

Tabla 41. Coste térmico previo a la instalación y después de la instalación.
Fuente: Facturas energéticas del hotel. Elaboración propia.

4.2.2.3 Coste total de energía

El coste total de energía eléctrica y térmica, una vez instalada la planta de trigeneración, asciende a **329.061,82 Euros**.

ELECTRICIDAD (kWh)	EUROS (€)	GAS (kWh)	EUROS (€)	TOTAL (€)
2.415.813,01	265.660,24	4.226.771,92	63.401,58	329.061,82

Tabla 42. Coste de energía con la planta de trigeneración instalada.
Elaboración propia.

TOTAL	329.061,82 €
--------------	---------------------

4.2.3 Ahorro energético del hotel

Uno de los objetivos del presente proyecto es que el hotel obtenga una reducción en sus facturas energéticas y de este modo proporcione sus instalaciones para construir la planta de cogeneración.

El hotel tendrá un ahorro energético anual del **15,73%**, que corresponde a **sesenta y un mil cuatrocientos veinticinco euros con setenta y cuatro céntimos 61.425,74€**

Esto es posible y resulta fácil para el establecimiento, puesto que sólo tiene que ceder una pequeña parte de sus instalaciones, sin tener que asumir ningún riesgo económico. Además se beneficiará del ahorro de mantenimiento, tanto de la planta de trigeneración como de las calderas y compresores que se utilicen, para cubrir la demanda total de energía.

Por otro lado, en caso de que se produjera un corte eléctrico, también se beneficiaría de un *Backup* de la empresa cogeneradora. Aunque este beneficio si le supondría un coste al hotel, fijado por la empresa cogeneradora.

	ANTES	DESPUÉS	AHORRO (€)	AHORRO (%)
ELECTRICIDAD (€)	306.726,40	265.660,24	41.066,16	13.38
GAS (€)	83.761,16	63.401,58	20.359,58	24.31
TOTAL	390.487,56	329.061,82	61.425,74	15,73

Tabla 43. Ahorro energético del hotel.
Elaboración propia.

AHORRO ENERGÉTICO 61.425,74 (€) 15,73 (%)

4.3 Estudio de viabilidad de la planta de trigeneración

Una vez estimado el coste de la instalación, resulta imprescindible determinar la viabilidad o no viabilidad económica de la misma. La no viabilidad supone la no recuperación de la inversión realizada antes de la finalización de la vida útil de la instalación.

El estudio de viabilidad se realiza en gran parte en términos de ahorro de energía primaria. Esto es, ahorro de combustible y electricidad, y por tanto ahorro económico derivado del menor coste en combustible y el ingreso derivado de la venta de la electricidad a la red.

El estudio estará compuesto por un plan de inversiones y de financiación inicial, una cuenta de resultados, un plan de tesorería, un balance provisional y por último un plan de financiación a 12,5 años.

4.3.1. Indicadores económicos utilizados

En este apartado se definen los parámetros que se utilizarán para realizar el estudio de viabilidad.

4.3.1.1 Valor Actual Neto (VAN)

El VAN es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. Se calcula sumando todos los ingresos y desembolsos que generan e implican una inversión, actualizándolos a una tasa de descuento fijada previamente “k” y representa la tasa mínima a la que la empresa esta dispuesta a invertir. Suele ser el coste de capital más una cuota de riesgo.

$$VAN = -D_0 + \sum_{i=1}^N \frac{CF_i}{(1+k)^i}; \forall i; k = cte \quad (6)$$

Ecuación 6. Valor Neto Actual.

Siendo:

- D_0 : Inversión Inicial.
- CF_i : Caja de flujo anual.
- K : Tasa de descuento.

Para aceptar una inversión hemos de obtener un VAN positivo, es decir que nos permita recuperar el valor de la inversión. A mayor VAN, mayor rentabilidad y más viable será el proyecto.

4.3.1.2 Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)

La Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) se define como el tipo de interés en el que el VAN se hace cero. Se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión. Si la tasa de rendimiento del proyecto, expresada por la TIR, supera la tasa de corte, se acepta la inversión. En caso contrario se rechaza. La tasa de corte es igual a la tasa de interés efectiva de los préstamos a largo plazo en el mercado de capitales, o bien, es la tasa de interés que paga el prestatario por el préstamo requerido para la inversión.

$$VAN = 0 = -D_0 + \sum_{i=1}^N \frac{CF_i}{(1+TIR)^i}; \forall i; k = cte \quad (7)$$

Ecuación 7. Tasa Interna de Rentabilidad.

Siendo:

- D_0 : Inversión Inicial.
- CF_i : Caja de flujo anual.

4.3.1.3 Margen de explotación

El margen de explotación da una idea del control de costes y de la rentabilidad de las ventas, y reflejan la buena marcha de la empresa sólo desde el punto de vista

operativo, sin incorporar los beneficios ajenos a la explotación. Se obtiene dividiendo el EBIT por los ingresos totales y se expresa como un porcentaje.

$$\text{Margen de explotación} = \frac{EBIT}{\text{Ingresos}}$$

4.3.1.4 Rentabilidad económica

La rentabilidad económica normalmente en tanto por ciento, mide la capacidad generadora de renta de los activos de la empresa. Es el ratio o indicador que mejor expresa la eficiencia económica de la empresa. Se obtiene dividiendo el beneficio total anual (antes de deducir los intereses de las deudas e impuestos, es decir, lo que se denomina el EBIT), por el activo total, multiplicado por cien.

$$\text{Rentabilidad económica} = \frac{EBIT}{\text{Activo total}}$$

4.3.1.5 Rentabilidad financiera

La rentabilidad financiera expresada normalmente en tanto por ciento, mide la rentabilidad del capital propio. Se obtiene dividiendo el beneficio anual, una vez deducidos los intereses de las deudas o coste del capital ajeno más el impuesto que grava la renta de las sociedades, por el valor de los fondos propios (capital más reservas), multiplicado por 100.

$$\text{Rentabilidad financiera} = \frac{\text{Beneficios despues de intereses e impuestos}}{\text{Fondos propios}}$$

4.3.1.6 Tasa de Inflación

El propio dinero tiene un precio que va aumentando año tras año e influye en los costes que tiene la empresa. Los precios que se suponen en este proyecto llevan implícitos la subida de la inflación. Para realizar ese cálculo, es necesario conocer cuál va a ser la inflación durante los próximos años y observando las tablas de inflación del INE⁴¹, se ha supuesto una inflación constante de 3% anual a lo largo de 12,5 años.

⁴¹ INE. Instituto Nacional de Estadística.

Índice de Precios de Consumo - Nacional. General. Índice.

Información de la serie												
Serie:IPC77344	Periodicidad:Mensual			Unidades:Base 2006=100				Datos provisionales:No				
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2002	86,089	86,164	86,876	88,056	88,373	88,377	87,763	88,015	88,344	89,219	89,358	89,654
2003	89,285	89,475	90,096	90,829	90,744	90,804	90,236	90,649	90,919	91,533	91,831	91,989
2004	91,343	91,385	92,023	93,283	93,833	93,982	93,269	93,681	93,849	94,813	95,050	94,957
2005	94,157	94,401	95,148	96,518	96,703	96,929	96,336	96,759	97,353	98,145	98,293	98,504
2006	98,105	98,152	98,847	100,241	100,602	100,755	100,155	100,359	100,195	100,606	100,855	101,131
2007	100,451	100,520	101,282	102,681	102,963	103,152	102,402	102,542	102,879	104,212	104,959	105,399
2008	104,747	104,910	105,841	106,980	107,702	108,322	107,802	107,571	107,549	107,918	107,460	106,909
2009	105,592	105,603	105,776	106,809	106,772	107,242	106,327	106,698	106,446	107,205	107,786	107,758
2010	106,678	106,484	107,273	108,416	108,657	108,851	108,363	108,637	108,712	109,705	110,300	110,979
2011	110,166	110,306	111,131	112,514	112,476	112,318	111,714	111,853	112,127	113,011	113,469	113,617

Figura 37. Inflación 2002-2011 España.

Fuente: INE.

4.3.2. Plan de inversiones y de financiación inicial

En este punto se establece el capital necesario para afrontar el proyecto y la financiación de la inversión.

4.3.2.1 Necesidades iniciales y capital necesario

Se necesita saber cuáles van a ser las necesidades iniciales para poner el proyecto en marcha y qué capital será necesario para cubrir dichas necesidades.

La inversión más elevada y más importante vendrá dada por la maquinaria de la planta, tanto del módulo de cogeneración como de la máquina de absorción. Además de las propias unidades de trigeneración se tendrán en cuenta: la ingeniería, conexión al sistema, conexión a la red, escape y construcción.

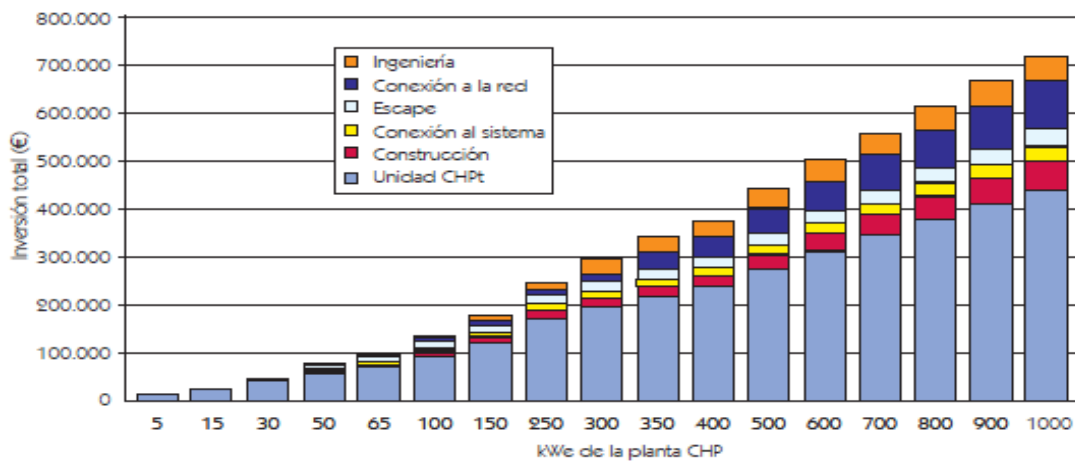


Figura 38. Costes iniciales de cogeneración.

Fuente: ASUE 2005.

La Figura 38, muestra el coste inicial de instalar un módulo de cogeneración, en el que se aprecia que la propia unidad de cogeneración constituye la mayor parte de la inversión. En general, las unidades de cogeneración de menor potencia tienen un precio mayor por kWe. Por tanto, los costes iniciales de instalación del módulo de cogeneración varían desde 700 a 3.000 Euros por kWe.

Según la Figura 38, eligiendo un módulo de cogeneración de 1.159 kWe, el coste del módulo de cogeneración sería de 780.000 Euros. Al ser datos del año 2005 le sumamos el IPC correspondiente, es decir, desde diciembre de 2005 a diciembre de 2011. Siendo este dato de un 15,3%.

AÑO	IPC
Diciembre 2005	0
Diciembre 2006	2,7
Diciembre 2007	4,2
Diciembre 2008	1,4
Diciembre 2009	0,8
Diciembre 2010	3
Diciembre 2011	2,4
TOTAL	15,3
COSTE	899.340 €

Tabla 44. . IPC anual en España.
Fuente: INE. Elaboración propia.

Al igual que con el módulo de cogeneración la máquina de absorción tiene un peso muy importante en el capital inicial.

Table – Chiller Selection Criteria

	Centrifugal	Reciprocating	Rotary	Absorption
Description	Variable-volume compression using centrifugal force	Piston-type compression, suitable for small and variable loads	Positive displacement compression using two machined rotors	Uses heat in the cycle instead of mechanical compression
Initial cost (per Ton¹ of cooling)	\$500–\$700	\$450–\$600	\$500–\$800	\$1,000–\$1,400
Maintenance cost	Medium	Higher	Lower	Lower
Appropriate size (Tons of cooling)	90–1000	3–100	20–2000	100–5000
Space requirements, noise, vibration	Small, high-pitched noise, no vibration	Large, high noise and vibration	Small, quiet, no vibration	Large, low noise and vibration

¹ One Ton of cooling = 12 000 Btu/hr or 3.5 kW of cooling output.

Tabla 45. Coste de la máquina de absorción.
Fuente: The Office of Energy Efficiency of Natural Resources Canada.

Según la Tabla 45, el coste de una máquina de absorción se encuentra alrededor de los 1.000-1.400 \$ por Ton de refrigeración. Teniendo en cuenta que 1 Ton equivale a 3.517 kW de refrigeración; que 1 Euro equivale a 1,27 Dólares; y que la máquina de absorción es de 1.245 (1.033) kW se tiene que el precio de la máquina de absorción es de:

$$1.400 \frac{\$}{Ton} \cdot \frac{1 Ton}{3,517 kW} \cdot \frac{1 €}{1,27 \$} \cdot 1.245 kW = 390.230,58 €$$

Además de la maquinaria también se tendrán en cuenta la inversión de inmovilizados inmateriales, como la auditoria energética inicial o algunas tasas y licencias.

Por tanto el desembolso o capital inicial necesario para la puesta en marcha del presente proyecto se muestra en la siguiente tabla:

CONCEPTO	COSTE (€)
MÓDULO DE COGENERACIÓN	899.340 ⁴²
MÁQUINA DE ABSORCIÓN	390.231 ⁴³
TASAS	20.000
AUDITORÍAS	20.000
TOTAL	1.329.571 €

Tabla 46. Desembolso inicial.

Elaboración propia.

4.3.2.2 Proceso de financiación

Partiendo de la base de que el desembolso inicial es tan elevado, la empresa cogeneradora no puede hacer frente a tal gasto por sí misma y por ello, necesita pedir un préstamo bancario a largo plazo, que devolverá en un plazo de 12,5 años.

Aproximadamente se necesita 1,5 millones de Euros para llevar a cabo la inversión. Se solicitará a la entidad bancaria un millón de euros en forma de préstamo y el medio millón de euros restante, lo cubrirá la empresa a través de sus inversores. La financiación se realizará durante los 12,5 años siguientes a la obtención del préstamo, con las siguientes características:

Plazo	12,5 años
Periodicidad de la cuota	Mensual
Tipo de interés inicial	7 %
Índice de referencia utilizado	Euribor 1.499
Diferencia sobre el índice de referencia	3 %
Revisión al tipo	4,499%

Tabla 47. Características de la financiación.

Fuente: ICO⁴⁴. Elaboración propia.

Utilizando el Método de Amortización Francés se obtiene la cifra que se paga por intereses y la cantidad que se amortiza mensualmente⁴⁵.

⁴² Coste del equipo de cogeneración. Incluye: instalación, puesta en marcha y conexión al sistema e ingeniería.

⁴³ Coste de la máquina de absorción. Incluye: instalación, puesta en marcha y conexión al sistema e ingeniería.

⁴⁴ ICO: Instituto de Crédito Oficial. 04/2012

⁴⁵ Ver anexo 5.

AÑOS	INTERESES €	CAPITAL AMORTIZADO €	TOTAL €
1	43.742,43	60.995,97	104.738,40
2	40.940,91	63.797,49	104.738,40
3	38.010,74	66.727,66	104.738,40
4	34.945,97	69.792,43	104.738,40
5	31.740,46	72.997,94	104.738,40
6	28.387,71	76.350,69	104.738,40
7	24.880,98	79.857,42	104.738,40
8	21.213,16	83.525,24	104.738,40
9	17.376,90	87.361,50	104.738,40
10	13.364,44	91.373,96	104.738,40
11	9.167,68	95.570,72	104.738,40
12	4.778,21	99.960,19	104.738,40
13	680,38	51.688,82	52.369,20
TOTAL	309.229,97	1.000.000,03	1.309.230,00

Tabla 48. Financiación.
Elaboración propia.

4.3.3. Cuenta de resultados

La cuenta de resultado tiene como objetivo informar sobre la situación financiera de la empresa. Además este documento contable recoge los beneficios o pérdidas que tiene la empresa durante el ejercicio económico e informa sobre las causas de esos resultados.

En la cuenta de resultados existen dos posibles efectos:

- Efecto positivo: aumenta la riqueza de los propietarios de la empresa.
- Efecto negativo: reduce la riqueza de los propietarios de la empresa.

4.3.3.1 Ingresos operativos

Los ingresos operativos son aquellas operaciones que incrementan el valor patrimonial de la empresa.

Venta de calor

La empresa cogeneradora obtiene un ingreso gracias al calor que vende al hotel. La empresa cogeneradora fija un precio del gas de **0,015 €/kWh**, inferior al que tenía el hotel anteriormente de **0,042133 €/kWh**. De esta forma se consigue reducir la factura energética del establecimiento.

Para el primer año (2012), el ingreso por la venta de calor es de **63.401,58 Euros**. Siendo el ingreso un 3% más durante los siguientes años

$$\text{Ingreso por venta de valor} = 4.226.771,92 \text{ kWh} \cdot \frac{0,015 \text{ €}}{\text{kWh}} = 63.401,58 \text{ €}$$

✚ *Venta de electricidad*

La venta de electricidad es el principal ingreso de la empresa de cogeneración, gracias al cual, el proyecto es rentable económicamente. Para entender el por qué de este ingreso, se debe consultar el *Real Decreto 436/2004* y el *2392/2004*, en los que se fijan las condiciones para acogerse al régimen especial y la forma de retribución de la energía generada para quienes estén acogidos al mismo.

“Una central de producción en régimen especial puede optar, de acuerdo con el Real Decreto 436/2004, por dos opciones a la hora de vender su producción o excedente de energía eléctrica:

- *Ceder la electricidad a la empresa distribuidora. En este caso el precio de venta de la energía vendrá dado en forma de tarifa regulada, única para todos los periodos de programación, que consistirá en un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año, definida en el artículo 2 del Real Decreto 1432/2002”.*
- *Vender la electricidad libremente en el mercado, a través del sistema de ofertas gestionado por el operador del mercado, del sistema de contratación bilateral o a plazo, en cuyo caso el precio de venta de la energía será el precio que resulte en el mercado libre, complementado por un incentivo por participación en dicho mercado y, en su caso, por una prima. Cabe destacar que en el caso de que un titular opte por vender la electricidad libremente en el mercado, se le imputarán costes de penalización por desvíos, y le será de aplicación la legislación, normativa y reglamentación específica del mercado eléctrico, en las mismas condiciones que a los productores de energía eléctrica en régimen ordinario”.*

(En este caso para la instalación se optará por la primera opción, ceder la electricidad a la empresa distribuidora).

A parte de lo anterior, *“toda instalación de régimen especial, independientemente de la opción de venta elegida, recibirá un complemento por energía reactiva, fijado como un porcentaje de la tarifa media o de referencia, de acuerdo al anexo V del Real Decreto 436/2004”.*

El precio de la venta de electricidad lo fija el estado y se puede ver en el BOE. Para el año 2012 según el Anexo III de la *Orden IET/3586/2011*⁴⁶, el precio, tanto por tarifa regulada como por prima, es el que se indica a continuación:

⁴⁶ Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

Tarifas y primas					
GRUPO	SUBGRUPO	COMBUSTIBLE	POTENCIA	TARIFA REGULADA C€/kWh	PRIMA DE REFERENCIA C€/kWh
a.1	a.1.1	Gas	P≤0,5 MW	16,6694	-
			0,5<P≤1 MW	13,6787	-
			1<P10≤ MW	11,0864	4,6420
			10<P25≤ MW	10,5615	3,8437
			25<P50≤MW	10,0893	3,4454
	a.1.2	Gasóleo/GLP	P≤0,5 MW	20,1286	-
			0,5<P≤1 MW	17,1296	-
			1<P10≤ MW	15,0069	7,9803
			10<P25≤ MW	14,6626	7,3271
			25<P50≤MW	14,2216	6,7372
		Fuel	0,5<P≤1 MW	15,5791	-
			1<P10≤ MW	13,6016	6,6294
			10<P25≤ MW	13,2450	5,9626
			25<P50≤MW	12,8361	5,4007
c.2				8,4095	4,2908

Tabla 49. Tarifas y primas.

Fuente: BOE Orden IET/3586/2011. Elaboración propia.

Por tanto la electricidad se podrá vender al mercado eléctrico con la siguiente tarifa y prima:

Tarifas y primas					
GRUPO	SUBGRUPO	COMBUSTIBLE	POTENCIA	TARIFA REGULADA C€/kWh	PRIMA DE REFERENCIA C€/kWh
a.1	a.1.1	Gas	1<P10≤ MW	11,0864	4,6420

Tabla 50. Tarifa y prima asociada al hotel.

Fuente: BOE Orden IET/3586/2011. Elaboración propia.

El ingreso por venta de electricidad en el 2012 es de **1.417.378 Euros**, aumentando el ingreso un 3% en los años siguientes.

$$\text{Ingreso por venta de electricidad} = 9.011.587 \text{ kWh} \cdot \frac{0,157284 \text{ €}}{\text{kWh}} = 1.417.378 \text{ €}$$

Backup

El ingreso por *backup*, como se puede ver más adelante, es de **cero Euros**, ya que este ingreso sólo se producirá en caso de que el hotel sufra un corte eléctrico por parte de la compañía eléctrica que tenga contratada. En caso de que se produjera, la empresa cogeneradora le suministraría la electricidad necesaria al hotel durante el tiempo del

corte eléctrico. De esta manera el hotel se encuentra siempre con una alta disponibilidad energética aumentando su competitividad.

Se opta por el peor de los casos, ya que no es un ingreso seguro. El ingreso de *backup* le supondría al hotel un coste de **0,2 €/kWh** utilizado en el año 2012. Para los años posteriores, el coste del *backup* será proporcional a la subida de electricidad de ese mismo año. Si por el contrario, se obtuviera algún ingreso debido al *backup*, el beneficio de la empresa cogeneradora aumentaría y por tanto la viabilidad del proyecto sería mayor.

4.3.3.2 Gastos operativos

Los gastos operativos son aquellas operaciones que disminuyen el valor patrimonial de la empresa.

Gas

El mercado del gas está liberalizado. No existe en España un mercado *spot* que publique precios de forma transparente. En el BOE están disponibles precios del coste de materia prima en las resoluciones trimestrales.

El gasto de gas es el gasto operativo más significativo del proyecto, ya que la planta de trigeneración se abastece solamente de gas y es requerida una gran cantidad de gas para satisfacer las necesidades térmicas del hotel. El precio del gas se regula trimestralmente y se puede consultar en los Boletines Oficiales del Estado.

Por tanto se ha optado por elegir como coste del gas para el primer año la media del coste de las facturas del hotel durante el año 2011. El precio fijado es de **0,042133 €/kWh**. Para los años posteriores se establece una subida del 3% anual. En 2012 el gasto de energía térmica es de **882.792,46 Euros**.

$$\text{Gasto de energía térmica} = 20.952.518,4\text{kWh} \cdot 0,042133 = 882.792,46\text{€}$$

Electricidad para los compresores.

El gasto de electricidad para poner en funcionamiento los compresores y cubrir las necesidades térmicas del hotel lo asume la empresa cogeneradora. Los meses en los que funcionan los compresores son julio y agosto. Teniendo en cuenta las necesidades de calor del hotel y lo que aporta la máquina de absorción la cantidad que deben cubrir los compresores es la siguiente:

Para el primer año se supone que el coste de electricidad será igual al precio antiguo al que lo compraba el hotel, es decir, a **0,1016 €/kWh**.

MES	POTENCIA kWh	PRECIO €/kWh	COSTE €
JULIO	39.975,43	0,1016	4.061,5
AGOSTO	177.939,38	0,1016	18.078,64

Tabla 51. Coste eléctrico de los compresores.
Elaboración propia.

De modo que, el gasto en 2012 de la electricidad que se utiliza para alimentar los compresores es de **22.140,14 Euros**. Para los años posteriores se establece una subida del 3% anual.

✚ *Mantenimiento y averías*

Se opta por subcontratar a una empresa especializada en mantenimiento y averías de plantas de cogeneración. La subcontrata estima que la realización de un mantenimiento predictivo supone 0.009-0.018€/kWh. Se tienen en cuenta algunas variables importantes que se denominan variables de control, como pueden ser la temperatura, las vibraciones, la calidad del aceite o los consumos.

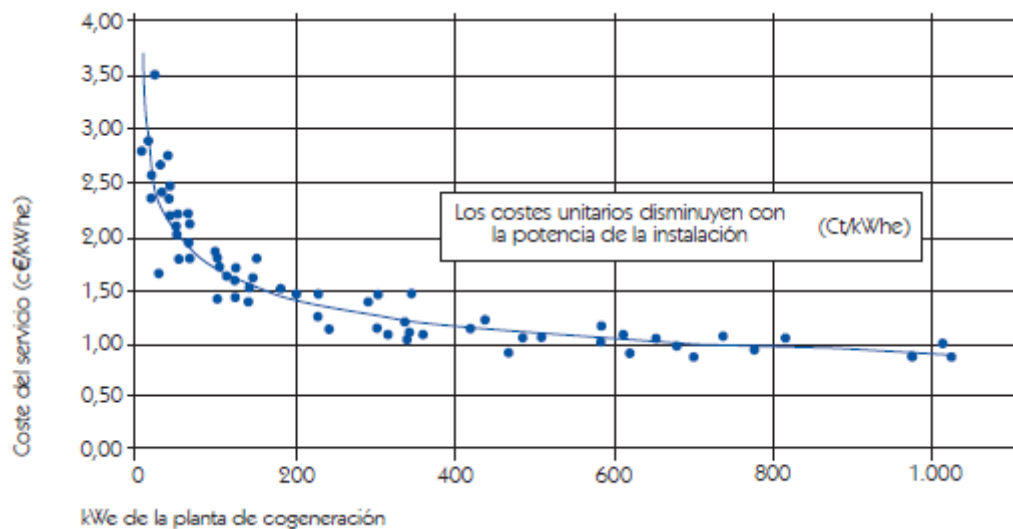


Figura 39. Coste de mantenimiento de la planta.
Fuente: Fundación Asturiana de la Energía (FAE).

Por tanto tomando como referencia la Figura 39, se puede estimar que el precio de mantenimiento de la planta será de 0,010 €/kWh. Sabiendo que la generación de electricidad es de 9.011.587 kWh, el coste de mantenimiento por la empresa subcontratada será de **90.115,87 Euros** durante 2012, con una subida del 3% anual el resto de los años.

✚ *Impuestos y Tasas*

El coste de impuestos, tasas y licencias se estima en 20.000 Euros en el año 2011.

✚ *Auditoría energética*

La auditoría energética es el primer coste que tiene la empresa y se realiza para evaluar, con criterio, cómo se pueden reducir costes y a la vez ahorrar energía. El sector hotelero tiene un gran potencial de ahorro, por lo que son establecimientos que consumen energía permanentemente a lo largo de las 24 horas del día y trescientos sesenta y cinco días al año. Así, el segundo concepto de gasto en los hoteles, después del de personal, es el de la energía.

Por tanto se estima que la auditoría energética y el resto de estudios para llevar a cabo el proyecto, tienen un coste de **20.000 Euros** en el año 2011.

✚ Costes indirectos o varios

Los costes indirectos o varios hacen referencia a los costes de electricidad y agua de la oficina, atención al cliente, nóminas de los empleados, gastos financieros, gastos administrativos etc. Se engloban todos estos costes en uno para simplificar las operaciones, ya que no es el objetivo principal de este proyecto el demorarse en este punto. Los costes indirectos ascienden a **100.000 Euros** en el 2012. Y una subida del 3% anual el resto de los años.

✚ Seguro

El seguro juega una baza importante durante toda la vida del proyecto. Una parte de la rentabilidad del proyecto de construcción y explotación de la planta de trigeneración, es sacrificada con el objetivo de controlar cualquier cosa que pueda convertirse en una incógnita y convertirse en un coste inesperado que amenace el negocio.

El seguro incluye responsabilidad civil, responsabilidad patronal, incendios y averías graves para que compense el coste de oportunidad de paradas no programadas. Se supondrá un coste del seguro del **1% de la cantidad invertida**. Teniendo en cuenta que la cantidad invertida asciende a 1.500.000 Euros el coste del seguro será de 15.000 Euros.

De modo que, el coste del seguro asciende a **15.000 Euros** en el 2012 y tendrá una subida del 3% anual el resto de años.

4.3.3.3 EBITDA

El EBITDA se trata de un indicador para conocer el resultado final de explotación de una empresa, sin tener en cuenta los gastos financieros (intereses), los tributarios (impuestos), los externos (depreciaciones), ni los de recuperación de la inversión (amortizaciones). Es un acrónimo que significa en inglés: "Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization".

4.3.3.4 Amortización

La amortización es un término ambiguo porque cuando se refiere a un activo se habla de la depreciación de un bien previamente adquirido.

Por ejemplo, en este proyecto, la amortización del activo proviene del módulo de cogeneración y de la máquina de absorción. Según el *Real Decreto 1777/2004*⁴⁷, en su *Anexo Tabla de Coeficientes de Amortización* se dispone que las centrales de cogeneración de producción de energía eléctrica deben tener un coeficiente lineal máximo de un 8% y un periodo máximo de amortización de veinticinco años. Por tanto, el periodo más corto para amortizar este proyecto es de doce años y seis meses.

Sin embargo cuando se refiere a un pasivo, se habla de amortizar un préstamo o una hipoteca bancaria.

⁴⁷ Real Decreto 177/2004, de 30 de julio, por el que se aprueba el Reglamento del Impuesto Sobre Sociedades.

En el presente proyecto se ha utilizado el Método de Amortización Francés, como se ha indicado anteriormente, para estimar que cuantía se va amortizar cada año del préstamo que se ha pedido al banco por valor de un millón de euros. Las condiciones del préstamo se pueden ver en el Anexo 5 del proyecto.

AÑOS	CAPITAL AMORTIZADO €
1	60.995,97
2	63.797,49
3	66.727,66
4	69.792,43
5	72.997,94
6	76.350,69
7	79.857,42
8	83.525,24
9	87.361,50
10	91.373,96
11	95.570,72
12	99.960,19
13	51.688,82
TOTAL	1.000.000,03

Tabla 52. Capital amortizado.
Fuente: Elaboración propia.

4.3.3.5 EBIT

El EBIT se trata de un indicador para conocer el resultado antes de los intereses e impuestos.

4.3.3.6 Intereses

Los intereses indican qué porcentaje de dinero se obtendrá como beneficio o en el caso de un crédito, qué porcentaje de dinero habrá que pagar. En este caso la empresa de cogeneración tendrá que pagar un porcentaje al banco por pedir un crédito bancario de un millón de euros. El interés en este caso corresponderá al 7 %⁴⁸.

El total de intereses asciende a **309.229,97 Euros**.

⁴⁸ Ver Anexo 5.

AÑOS	INTERESES €
1	43.742,43
2	40.940,91
3	38.010,74
4	34.945,97
5	31.740,46
6	28.387,71
7	24.880,98
8	21.213,16
9	17.376,90
10	13.364,44
11	9.167,68
12	4.778,21
13	680,38
TOTAL	309.229,97

Tabla 53. Intereses anual del préstamo
Fuente: Elaboración propia.

4.3.3.7 Impuestos

Los impuestos son una cuenta de gastos en la que se recoge la carga impositiva que soporta la empresa, como consecuencia del Impuesto de Sociedades (IS). Es decir, que la empresa debe pagar al Estado un porcentaje dependiendo de los beneficios obtenidos en ese año, no teniendo que pagar si sus beneficios son negativos o nulos. Teniendo en cuenta el *Real Decreto Legislativo 4/2004*⁴⁹, el Impuesto de Sociedades será del **35 %**.

4.3.3.8 Beneficio después de intereses e impuestos

Se trata del beneficio que tiene la empresa durante ese ejercicio económico.

4.3.3.9 Desembolso inicial

Es el dinero que se necesita para poner en marcha el proyecto, que como se ha visto anteriormente es de **un millón y medio de Euros**.

4.3.3.10 Cuenta de resultados

En la Tabla 54, se puede ver la cuenta de resultados de la empresa cogeneradora durante los próximos doce años y seis meses.

⁴⁹ Real Decreto Legislativo 4/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades.

4 Estudio Económico

CONCEPTO		AÑOS													
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
INGRESOS OPERATIVOS	VENTA DE CALOR		63.401,58	65.303,63	67.262,73	69.280,62	71.359,04	73.499,81	75.704,80	77.975,94	80.315,22	82.724,68	85.206,42	87.762,61	90.395,49
	VENTA DE ELECTRICIDAD		1.417.378,45	1.459.899,80	1.503.696,80	1.548.807,70	1.595.271,93	1.643.130,09	1.692.423,99	1.743.196,71	1.795.492,61	1.849.357,39	1.904.838,11	1.961.983,26	2.020.842,76
	BACKUP														
GASTOS OPERATIVOS	GAS		882.792,46	909.276,23	936.554,52	964.651,15	993.590,69	1.023.398,41	1.054.100,36	1.085.723,37	1.118.295,07	1.151.843,93	1.186.399,24	1.221.991,22	1.258.650,96
	ELECTRICIDAD		22.140,14	22.804,34	23.488,47	24.193,13	24.918,92	25.666,49	26.436,49	27.229,58	28.046,47	28.887,86	29.754,50	30.647,13	31.566,55
	MANTENIMIENTO Y AVERÍAS		90.115,87	92.819,35	95.603,93	98.472,04	101.426,21	104.468,99	107.603,06	110.831,15	114.156,09	117.580,77	121.108,19	124.741,44	128.483,68
	COSTES INDIRECTOS		100.000	103.000	106.090	109.273	112.551	115.927	119.405	122.987	126.677	130.477	134.392	138.423	142.576
	SEGURO		15.000	15.450	15.913,5	16.390,91	16.882,63	17.389,11	17.910,78	18.448,11	19.001,55	19.571,6	20.158,75	20.763,51	21.386,41
EBITDA			370.731,56	381.853,51	393.309,11	405.108,39	417.261,64	429.779,49	442.672,87	455.953,06	469.631,65	483.720,60	498.232,22	513.179,18	528.574,56
AMORTIZACIÓN			106.365,65	106.365,65	106.365,65	106.365,65	106.365,65	106.365,65	106.365,65	106.365,65	106.365,65	106.365,65	106.365,65	106.365,65	53.182,82
EBIT			264.365,91	275.487,86	286.946,47	298.742,74	310.895,99	323.413,84	336.307,23	349.587,41	363.266	377.354,95	391.866,57	406.813,54	475.391,74
INTERESES			43.742,43	40.940,91	38.010,74	34.945,97	31.740,46	28.387,71	24.880,98	21.213,16	17.376,90	13.364,44	9.167,68	4.778,21	680,38
IMPUESTOS			77.470,12	82.343,34	87.378,36	92.580,77	97.956,34	103.511,05	109.251,09	115.182,89	121.313,09	127.648,58	134.196,52	140.964,27	166.274,93
BENEFICIO DESPUÉS DE INTERESES E IMPUESTOS			143.405,26	152.455,52	161.806,27	171.467,90	181.451,10	191.766,98	202.427,06	213.443,26	224.827,92	236.593,83	248.754,28	261.322,96	308.562,38
DESEMBOLSO INICIAL	IMPUESTOS, TASAS Y LICENCIAS	20.000													
	AUDITORÍA ENERGÉTICA	20.000													
	MÓDULO DE COGENERACIÓN	899.340													
	MÁQUINA DE ABSORCIÓN	390.231													

Tabla 54. Cuenta de resultados. Elaboración propia.

4.3.4. Plan de tesorería

Una vez detectadas las necesidades financieras y sus fuentes de financiación, se puede cuadrar el presupuesto de tesorería, teniendo en cuenta los recursos de la empresa cogeneradora.

El objetivo es determinar si los ingresos de caja a lo largo del año permitirán hacer frente a los pagos del mismo periodo.

Para facilitar las operaciones se tendrá en cuenta que todos los ingresos son cobros y que todos los gastos son pagos, es decir, que en el momento en que se realizan los ingresos, se cobra y que en el momento en el que se realizan los gastos, se paga.

Por tanto, si a los cobros que se han realizado se le restan los pagos que se han efectuado, se puede conocer si la empresa tiene superávit, es decir, que los cobros sean superiores a los pagos. Por el contrario, si la empresa tiene déficit de caja, o lo que es lo mismo, los pagos son superiores a los cobros, se producen problemas de liquidez.

A esta diferencia entre pagos y cobros se la va a llamar *Cash Flow*, que es simplemente, el flujo de caja que genera la empresa al cabo de un año.

4.3.4.1. Accionistas

Un accionista es una persona que posee una o varias acciones en una empresa. El hecho de comprar una acción supone una inversión (desembolso de capital) en la compañía. Por este mismo motivo un accionista es un socio capitalista que se involucra en la gestión de la empresa.

Los accionistas prestarán 500.000 Euros para poder llevar a cabo el proyecto. A cambio percibirá dividendos en función de su participación y cuando así lo acuerde la empresa.

ACCIONISTA	AÑOS						
	0	1	2	3	4	5	6
DESEMBOLSO	-500.000	-	-	-	-	-	-
DIVIDENDOS		-	-	196.796	162.274	171.936	181.919
TOTAL	-500.000	-	-	196.796	162.274	171.936	181.919
ACCIONISTA	AÑOS						
	7	8	9	10	11	12	13
DESEMBOLSO	-	-	-	-	-	-	-
DIVIDENDOS	192.235	202.895	213.911	225.296	237.062	249.222	261.791
TOTAL	192.235	202.895	213.911	225.296	237.062	249.222	261.791

Tabla 55. Beneficios de los accionistas.
Elaboración propia.

Atendiendo a la Tabla 55, se puede hacer un estudio para ver si es rentable que los accionistas aborden este proyecto o si por el contrario no deberían abordarlo. Para ello se van a utilizar dos indicadores económicos, el VAN y el TIR. Al igual que para la instalación se hace un estudio económico indicando el VAN y El TIR del proyecto, para los accionistas se hace el mismo estudio demostrando que es una inversión segura.

El VAN para los accionistas, según la Ecuación 6 es:

$$VAN = 774.627,72 \text{ €}$$

El VAN obtenido es positivo (>0) lo que permite recuperar el valor de la inversión y tener una alta rentabilidad debido a su alto VAN.

Y el TIR para los accionistas, según la Ecuación 7 es:

$$TIR = 23\%$$

El 23% de TIR confirma que se trata de un proyecto empresarial muy rentable como se ha comentado al inicio del proyecto y que supone un retorno de la inversión equiparable a unos tipos de interés altos que posiblemente no se encuentren en el mercado.

4.3.4.2. Plan de Tesorería

En la Tabla 56, se puede observar el plan de tesorería de la empresa cogeneradora durante los doce años y seis meses siguientes.

4 Estudio Económico

CONCEPTO		AÑOS													
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
SALDO INICIAL			170.429	359.204,36	554.228,04	559.811,51	606.046,36	649.397,26	689.728,10	726.896,40	760.753,02	791.141,81	817.899,42	840.854,79	859.828,93
COBROS	VENTA DE CALOR		63.401,58	65.303,63	67.262,73	69.280,62	71.359,04	73.499,81	75.704,80	77.975,94	80.315,22	82.724,68	85.206,42	87.762,61	90.395,49
	VENTA DE ELECTRICIDAD		1.417.378,45	1.459.899,80	1.503.696,80	1.548.807,70	1.595.271,93	1.643.130,09	1.692.423,99	1.743.196,71	1.795.492,61	1.849.357,39	1.904.838,11	1.961.983,26	2.020.842,76
	BACKUP														
COBROS TOTALES			1.651.209,45	1.884.407,79	2.125.187,57	2.177.899,83	2.272.677,32	2.366.027,16	2.457.856,90	2.548.069,06	2.636.560,85	2.723.223,89	2.807.943,95	2.890.600,66	2.971.067,18
PAGOS	GAS		-882.792,46	-909.276,23	-936.554,52	-964.651,15	-993.590,69	-1.023.398,41	-1.054.100,36	-1.085.723,37	-1.118.295,07	-1.151.843,93	-1.186.399,24	-1.221.991,22	-1.258.650,96
	ELECTRICIDAD		-22.140,14	-22.804,34	-23.488,47	-24.193,13	-24.918,92	-25.666,49	-26.436,49	-27.229,58	-28.046,47	-28.887,86	-29.754,50	-30.647,13	-31.566,55
	MANTENIMIENTO Y AVERÍAS		-90.115,87	-92.819,35	-95.603,93	-98.472,04	-101.426,21	-104.468,99	-107.603,06	-110.831,15	-114.156,09	-117.580,77	-121.108,19	-124.741,44	-128.483,68
	IMPUESTOS, TASAS, LICENCIAS	20.000													
	AUDITORÍA	20.000													
	COSTES INDIRECTOS		-100.000	-103.000	-106.090	-109.273	-112.551	-115.927	-119.405	-122.987	-126.677	-130.477	-134.392	-138.423	-142.576
	AMORTIZACIÓN		-60.996	-63.797	-66.728	-69.792	-72.998	-76.351	-79.857	-83.525	-87.362	-91.374	-95.571	-99.960	-51.689
	INTERESES		-43.742,43	-40.940,91	-38.010,74	-34.945,97	-31.740,46	-28.387,71	-24.880,98	-21.213,6	-17.376,90	-13.364,44	-9.167,68	-4.778,21	-680,38
	SEGURO		-15.000	-15.450	-15.913,5	-16.390,91	-16.882,63	-17.389,11	-17.910,78	-18.448,11	-19.001,55	-19.571,6	-20.158,75	-20.763,51	-21.386,41
IMPUESTOS		-77.218,22	-82.091,43	-87.126,45	-92.328,87	-97.704,44	-103.259,15	-108.999,19	-114.930,99	-121.061,19	-127.396,68	-133.944,61	-140.712,36	-166.148,97	
PAGOS TOTALES			-1.292.005,09	-1.330.179,75	-1.369.515,27	-1.410.047,20	-1.451.812,17	-1.494.847,96	-1.539.193,51	-1.584.888,99	-1.631.975,77	-1.680.496,55	-1.730.495,33	-1.782.017,45	-1.801.181,86
COBROS-PAGOS		-1.329.571	359.204	554.228	755.672	767.853	820.865	871.179	918.663	963.180	1.004.585	1.042.727	1.077.449	1.108.583	1.169.885
DIVIDENDOS			-	-	-195.861	-161.806	-171.468	-181.451	-191.767	-202.427	-213.443	-224.828	-236.594	-248.754	-261.323
CASH FLOW		-1.329.571	359.204	554.228	559.812	606.046	649.397	689.728	726.896	760.753	791.142	817.899	840.855	859.829	908.562

Tabla 56. Plan de Tesorería. Elaboración propia.

4.3.5. Balance de cuentas

El balance permite conocer la situación financiera de la empresa en un momento determinado y aclara los activos que tiene la empresa y sus deudas (pasivo). El balance se compone de:

- Activo: contiene los bienes y derechos de la empresa y a su vez se divide en activo fijo y activo circulante.
- Pasivo: contiene las deudas y obligaciones de la empresa y a su vez se puede dividir en Fondos propios y deudas a corto y largo plazo.

Proporciona una fotografía de la situación económico-financiera del negocio en el futuro.

4.3.5.1 Activo

En este proyecto, el **Activo Fijo** estará formado por:

Maquinaria

La maquinaria en este caso hace referencia al módulo de cogeneración y a la máquina de absorción.

Licencias

El coste de licencias es de **20.000 Euros**.

Auditoría energética

Es el estudio previo que se realiza para dimensionar el hotel. Se realiza una sola vez y es fundamental para el éxito de la planta. El coste de la auditoría energética se estima en **20.000 €**

Amortización acumulada

Es la suma de las dotaciones anuales por amortización del inmovilizado desde su puesta en explotación. Es una cuenta de compensación que año tras año actúa como contrapartida de la cuenta de amortización, del elemento de inmovilizado de que se trate, y que se recoge en el activo del balance aminorando el valor del inmovilizado.

El inmovilizado en este caso son la máquina de absorción y el módulo de cogeneración.

Y el **Activo Circulante** por:

Caja

La caja es simplemente el dinero que ingresa la empresa a través de la venta de electricidad y la venta de gas.

4.3.5.2 Pasivo

En los **Fondos Propios** del Pasivo se encuentran:

Capital

Se divide en acciones que representan una parte alícuota del mismo. Tienen un valor nominal. El valor contable de una acción es el valor del capital más las reservas dividido por el número de acciones. El valor bursátil es el resultado de la oferta y la demanda

Reservas

Son beneficios obtenidos por la empresa y que no han sido distribuidos entre sus propietarios. En las reservas se tendrá en cuenta que para poder repartir dividendos, la empresa debe tener un 20% del capital invertido en reservas legales. Es decir, para poder repartir dividendos a los accionistas en las reservas, se debe tener como mínimo 100.000 Euros en dicha partida.

Pérdidas y Ganancias

Es una partida más del balance pero que dada su importancia puede aparecer de manera desglosada y separada. Recoge los ingresos y gastos.

Y en los **Recursos Ajenos** se encuentran:

Crédito bancario

Un crédito es una operación financiera en la que una entidad pone a nuestra disposición una cantidad de dinero hasta un límite especificado en un contrato y durante un periodo de tiempo determinado. El crédito bancario en este proyecto es de 1.000.000 de euros a devolver en doce años y seis meses.

4.3.5.3 Balance

En el balance de cuentas se debe cumplir siempre que la suma del activo es igual a la suma del pasivo, y como se puede observar a continuación, en la Tabla 57, **SÍ** se cumple:

4 Estudio Económico

BALANCE		AÑOS													
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ACTIVO FIJO	MÁQUINAS	1.289.571	1.289.571	1.289.571	1.289.571	1.289.571	1.289.571	1.289.571	1.289.571	1.289.571	1.289.571	1.289.571	1.289.571	1.289.571	1.289.571
	LICENCIAS	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000
	AUDITORÍAS	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000
	AMORTIZACIÓN ACUMULADA	-	-106.366	-212.731	-319.097	-425.463	-531.828	-638.194	-744.560	-850.925	-957.291	-1.063.656	-1.170.022	-1.276.388	-1.329.571
ACTIVO CIRCULANTE	CAJA (INGRESOS POR ELECTRICIDAD Y GAS)	170.429,42	359.204,36	554.228,04	559.811,51	606.046,36	649.397,26	689.728,10	726.896,40	760.753,02	791.141,81	817.899,42	840.854,79	859.828,93	908.562,35
TOTAL ACTIVO		1.500.000	1.582.409,29	1.671.067,32	1.570.285,15	1.510.154,35	1.447.139,61	1.381.104,80	1.311.907,46	1.239.398,42	1.163.421,58	1.083.813,53	1.000.403,26	913.011,75	908.562,35
PASIVO FONDOS PROPIOS	CAPITAL	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000
	RESERVAS			143.405,26	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
	PÉRDIDAS Y GANANCIAS		143.405,26	152.455,52	161.806,27	171.467,90	181.451,10	191.766,98	202.427,06	213.443,26	224.827,92	236.593,83	248.754,28	261.322,96	308.562,38
PASIVO RECURSOS AJENOS	CREDITO BANCARIO	1.000.000	939.004,03	875.206,54	808.478,88	738.686,45	665.688,51	589.337,82	509.480,40	425.955,16	338.593,66	247.219,70	151.648,98	51.688,79	-0.03
TOTAL PASIVO		1.500.000	1.582.409,29	1.671.067,32	1.570.285,15	1.510.154,35	1.447.139,61	1.381.104,80	1.311.907,46	1.239.398,42	1.163.421,58	1.083.813,53	1.000.403,26	913.011,75	908.562,35

Tabla 57. Balance. Elaboración propia.

4.4 Ratios y presupuesto final económico

4.4.1 Ratios

Atendiendo a la cuenta de resultados, plan de tesorería y balance que se han expuesto en el anterior punto, se puede extraer algunos ratios o indicadores económicos y ver si se trata de un proyecto rentable o si por el contrario se tendría que rechazar. Los ratios o indicadores económicos que se utilizarán son el margen de explotación, la rentabilidad económica y rentabilidad financiera

Primer año	Ratio	Último año
$\frac{264.365,91}{1.480.780,03} = 17,85\%$	Margen de explotación	$\frac{475.391,74}{2.111.238,25} = 22,51\%$
$\frac{264.365,91}{1.582.409,29} = 16,7\%$	Rentabilidad económica	$\frac{475.391,74}{908.562,35} = 52\%$
$\frac{143.405,26}{500.000} = 28,68\%$	Rentabilidad Financiera	$\frac{308.562,38}{600.000} = 51,42\%$

Tabla 58. Ratios económicos.
Elaboración propia.

Comparando los resultados del primer año y del último se puede ver como los indicadores han aumentado lo que representa que la empresa tiene una tendencia buena, gran eficiencia económica y buena rentabilidad del capital propio.

Además se puede extraer las siguientes conclusiones del estudio de viabilidad:

- + *Cuenta de resultados.* La cuenta de resultados tiene un efecto positivo, ya que los beneficios de la empresa son positivos lo que indica un aumento de sus riquezas.
- + *Plan de Tesorería.* En el plan de tesorería se observa como los cobros son superiores a los pagos lo que indica que la empresa tiene superávit. Además se observa que los inversores obtienen un gran beneficio con el reparto de dividendos.
- + *Balance.* Del balance, hay que destacar el continuo crecimiento de la partida de Pérdidas y Ganancias lo que indica el crecimiento económico de la empresa.

En definitiva se puede decir que se trata de un proyecto muy rentable y cumple los objetivos que se plantaban al inicio del proyecto.

4.4.2 Presupuesto final económico

El presupuesto total de este proyecto asciende a la cantidad de **UN MILLÓN QUINIENTOS MIL EUROS.**

CONCEPTO	COSTE (€)
MÓDULO DE COGENERACIÓN	899.340 ⁵⁰
MÁQUINA DE ABSORCIÓN	390.231 ⁵¹
TASAS	20.000
AUDITORÍA ENERGÉTICA	20.000
SALDO INICIAL	170.429
TOTAL	1.500.000 €

Tabla 59. Presupuesto final.
Elaboración propia.

4.5 Contingencias.

A continuación se analizan varios supuestos que podrían llegar a producirse y que pondrían en peligro la viabilidad del proyecto.

No obstante, se pretende tenerlas en cuenta y en caso de que se produzcan tener más herramientas para atajarlas.

4.5.1 Situación 1: Precio del gas aumenta más que el precio de la electricidad.

La cogeneración depende fundamentalmente de la relación que haya en cada momento entre el precio de la electricidad y el precio del combustible (gas).

Durante los últimos años se ha aumentado sustancialmente el precio del combustible en relación con el precio de la electricidad. La descomposición de ambos recursos afecta principalmente a los cogeneradores acogidos al R.D. 2366 (80% del total y objeto del caso de estudio) ya que, en su régimen económico no existe una vinculación entre el precio de la electricidad vertida a la red y el precio del combustible, como existía en el R.D. 2818.

Si se analiza la evolución de la energía cedida a la red por los cogeneradores durante los últimos años frente al precio del combustible que está utilizando, se obtiene como conclusión que a medida que ha ido subiendo éste, la energía vertida a la red ha ido decreciendo.

Esto quiere decir que, ni siquiera los 440 MW que se han puesto en funcionamiento los últimos años, han sido suficientes para compensar las paradas (sobre todo en horas valle) o reducciones de carga de las plantas que estaban en funcionamiento.

Atendiendo a las plantas que están acogidas al régimen económico del R.D. 2818, la situación es ligeramente más estable que para las del R.D. 2366, ya que el precio de la energía cedida queda ligado a través de la prima, al precio del gas natural. De esta

⁵⁰ Coste del equipo de cogeneración. Incluye: instalación, puesta en marcha, conexión al sistema e ingeniería.

⁵¹ Coste de la máquina de absorción. Incluye: instalación, puesta en marcha, conexión al sistema e ingeniería.

manera están compensadas por el incremento del 33% que ha experimentado el valor de la prima para el año 2001.

Esto lleva a pensar que a pesar de sus ventajas y su importancia, la cogeneración está siendo maltratada regulatoriamente en los últimos años, lo que está produciendo que muchas empresas se cuestionen la ejecución de proyectos de cogeneración.

La base económica del proyecto es la venta de electricidad y gas y la compra de gas. Como se ha visto en el apartado económico de este proyecto, con una subida anual simultánea del gas y la electricidad, el proyecto es muy rentable. Sin embargo, en el caso de que la venta de electricidad se estanque y el precio del gas se dispare, el proyecto dejaría de tener rentabilidad. El punto de inflexión donde la planta dejaría de ser rentable se produciría con una subida anual del gas del 6,5 % y una subida de electricidad del 3 %.

En esta situación el VAN y el TIR para los accionistas serían los siguientes:

$$VAN = -3.013,6 \text{ €}$$

$$TIR = 6,5\%$$

Se tiene un VAN negativo y un TIR menor que la tasa de corte fijada. Esta situación haría que los accionistas no invirtieran en este proyecto y por tanto no sería viable. Aunque hay que destacar que esta contingencia se ha supuesto el peor de los casos, al suponer que comienza desde el año uno. La empresa cogeneradora, aun así, no entraría en causa de disolución hasta el año diez.

4.5.2 Situación 2: Averías graves de la maquinaria.

Otra situación que puede darse y afectaría al proyecto de una forma muy negativa, sería una continua sucesión de averías de la máquina de cogeneración o de absorción, llegando a tener que invertir en una nueva planta de trigeneración.

Aunque se tiene un seguro que se hace responsable de la mayoría de las averías, dicho seguro no cubriría la implantación de otra planta. No obstante, la probabilidad de que se dé esta situación es muy remota, debido a la gran fiabilidad de los componentes que componen la planta.

4.5.3 Situación 3: No cumplir el REE.

Es condición necesaria para poder acogerse al Régimen Especial Regulado para Energías Renovables, que el rendimiento eléctrico equivalente de la instalación, promedio de un periodo anual, sea igual o superior al que le corresponda según el combustible utilizado. En este caso es del 55%, al utilizar gas natural en motores térmicos.

Por tanto, la tercera situación por la que la planta no sería rentable es por no cumplir el Rendimiento Eléctrico Equivalente, lo que supone no optar a la prima por venta de electricidad. Económicamente supone vender la electricidad a 11,0864c€/kWh, en lugar

de venderla a $(11,0864 + 4,642) 15,7284$ c€/kWh. Es decir, el precio de venta de electricidad anual pasa de ser 1.417378,45 Euros a 999.060,58 Euros el primer año. Lo que supone un VAN y TIR muy negativo descartando la posibilidad de llevar a cabo el proyecto.

En esta situación el VAN y el TIR para los inversores serían los siguientes:

$$VAN = -467.289,72 \text{ €}$$

$$TIR < 0$$

Al igual que en la contingencia uno, se supone que esta situación se da desde el primer año. En esta situación, la empresa cogeneradora entraría en causa de disolución desde el primer ejercicio económico, al no obtener ningún beneficio.

En caso de que esta situación se retrasara unos años, la empresa podría, con el capital obtenido en los años anteriores, hacer frente a dicha contingencia sin necesidad de disolverse.

5 SITUACIÓN ACTUAL DE LA COGENERACIÓN DEBIDO A LA PUBLICACIÓN DEL REAL DECRETO LEY 1/2012

5.1 Real Decreto-ley 1/2012

El 27 de enero de 2012 entró en vigor el Real Decreto-Ley 1/2012⁵², que modifica la viabilidad del proyecto que se ha realizado.

El Real Decreto-Ley (RDL) recoge en su texto la siguiente afirmación: “(...) *se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovable y residuos.*”.

El Gobierno justifica la necesidad de promulgar este RDL, para conseguir eliminar el llamado Déficit Tarifario del sistema eléctrico español, siendo éste, el principal problema que afecta directamente a la sostenibilidad económica del sistema eléctrico.

El Gobierno ha empezado por suprimir los procedimientos de preasignación, mediante los cuales, era posible recibir una retribución, previa inscripción de los proyectos de instalación en el Registro de preasignación de retribución. En consecuencia, quedan suprimidos de igual modo, los incentivos económicos que se habían establecido para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial y algunas de régimen ordinario. Se profundizará en ello más tarde.

El RDL no menciona expresamente en su *Artículo 2.1* a dentro de *Ámbito de aplicación*, a la cogeneración. Sin embargo, se entiende que se ha incluido a la misma dentro de las instalaciones de régimen especial:

“Aquellas instalaciones de régimen especial que a la fecha de entrada en vigor del presente real decreto-ley no hubieran resultado inscritas en el Registro de preasignación de retribución (...)”.

Este RDL ha considerado que la cogeneración ha contribuido al aumento del Déficit Tarifario, como lo han hecho energías renovables como son, la fotovoltaica o la eólica. Se considera sin embargo dentro de las asociaciones que promueven la cogeneración, que dicha tecnología precisa de una normativa independiente de las energías renovables. Se dice que la cogeneración de alta eficiencia ha sufrido “(...) *un daño colateral debido a la supresión de la prima a las renovables (verdadero objetivo del RDL para atajar el Déficit Tarifario)*”.⁵³

El artículo 3 se refiere a la supresión de los incentivos económicos para las nuevas instalaciones, entre las que se encontraría la que figura en este proyecto:

1. Se suprimen los valores de las tarifas reguladas, primas y límites previstos en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo (...)

⁵² Fuente: BOE, 28 de enero de 2012, núm. 24; sec. I; pág. 8068.

⁵³ Fuente: Revista Retema. Asociación Española para la Promoción de la Cogeneración (COGEN España) “Artículo sobre el RDL 1/2012”. Abril, 2012.

2. *Se suprimen el complemento por eficiencia y el complemento por energía reactiva, regulados en los artículos 28 y 29, respectivamente, del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.*

3. *Sin perjuicio de lo previsto en los apartados 1 y 2 de este artículo, el Gobierno podrá establecer reglamentariamente regímenes económicos específicos para determinadas instalaciones de régimen especial, así como el derecho a la percepción de un régimen económico específico y, en su caso, determinadas obligaciones y derechos de los regulados en los apartados 1 y 2 del artículo 30 de la Ley 54/1997, de 23 de noviembre, del Sector Eléctrico, para aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica de cogeneración o que utilicen como energía primaria, energías renovables no consumibles y no hidráulicas, biomasa, biocarburantes o residuos agrícolas, ganaderos o de servicios, aun cuando las instalaciones de producción de energía eléctrica tengan una potencia instalada superior a 50 MW.*

Debido a que el proyecto actual basa su viabilidad en la concesión de primas, tarifas reguladas, concesiones, etc. Que se recogían en el Real Decreto 661/2007, el RDL 1/2012 impide, al menos de manera temporal y hasta que la situación del Déficit Tarifario mejore o se solucione, la consecución de dichas bonificaciones. **Por su parte, el Gobierno, se reserva el derecho de restablecer reglamentariamente la inscripción en el Registro de preasignación de retribución, cuando así lo requiera el contexto energético, tal y como se recoge en el Artículo 4.4.**

5.2 Consecuencias de la entrada en vigor del Real Decreto Ley 1/2012.

La cogeneración de alta eficiencia ha demostrado ser un soporte eficaz para aquellas industrias con una elevada demanda térmica. Por su parte, también el sector residencial y el que viene a colación ahora mismo, el sector terciario, se han visto beneficiados por esta tecnología. El sector público es uno de los que más provecho ha sacado, instalando esta tecnología en hospitales, residencias de la tercera edad, etc. Extrapolándolo al actual proyecto, el sector turístico es un importante motor de la economía española, y sería muy beneficioso poder seguir aplicando esta tecnología a los establecimientos hoteleros, uno de los pilares fundamentales sobre los que se apoya dicho sector. En consecuencia, los sectores industrial y terciario verán mermada su competitividad debido a la puesta en marcha del actual RDL.

Por otro lado, la cogeneración es una tecnología con un potencial de crecimiento limitado, sí se la compara con las energías renovables. Carece de sentido paralizar su desarrollo, porque se sabe cuál es su techo. No ocurre así con las energías renovables, cuyo potencial es ilimitado. A pesar de ello, no se hace hincapié a esta diferencia en el RDL.

En relación a la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012, debería existir un total de 8.400 MW⁵⁴ de cogeneración instalados en 2012, pero, tal y

⁵⁴ Fuente: MITyC; IDAE. "Plan de Acción 2008-2012, E4". 17/07/2007.

como se ha mencionado en apartados anteriores, la potencia instalada es de poco más de 6.000 MW. En el nuevo Plan de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020 se prevé una instalación de 3.751 MW además de la renovación de 3.925 MW en instalaciones ya existentes. Todos estos números han de revisarse tan solo un año más tarde, debido a la nueva publicación del RDL.

Haciendo referencia a las plantas de cogeneración ya instaladas antes de 2000, que son una amplia mayoría, éstas dejarán de ser viables económicamente transcurridos quince años, momento en el que el anterior régimen económico (previo al RDL) dejará de aplicarse en su totalidad. En consecuencia, la prima por electricidad de cogeneración disminuirá un 17%. Esto podría evitarse, si se realizara la modificación oportuna, prevista en la Directiva Europea pertinente. De no ser así, la gran mayoría de las plantas tendrán que parar a corto plazo y esto provocará una pérdida de la competitividad y un aumento de los despidos.

La gran consecuencia de de este cambio legislativo es la disminución del precio de venta de la electricidad. Dicho precio se verá reducido de 0,157284 Euros a 0,110864 Euros. Se trata de una situación muy similar a la contingencia número tres, mencionada anteriormente. En lugar de no cumplir el REE, lo que implica, la reducción del precio de venta de electricidad, es un cambio legislativo lo que produce dicha reducción.

6 CONCLUSIONES

A lo largo del proyecto y gracias al proceso previo de investigación, he podido constatar que todos los estudios realizados a este respecto, son favorables a la utilización de la Cogeneración en todos los ámbitos. Se dispone de la tecnología, el conocimiento y la experiencia suficientes para abordar proyectos como el presente y para llevar a cabo instalaciones basadas en la Cogeneración.

A pesar de ello y dada la situación económica actual, es complicado conseguir financiación para estas instalaciones por parte de las entidades bancarias. Este hecho es incongruente, pues la Cogeneración aporta gran ahorro a las empresas y las hace más competitivas. Tal y como se ha demostrado a lo largo del proyecto, los beneficios económicos demuestran que invertir en Cogeneración es rentable y es una inversión jugosa para bancos y empresas.

Si extrapolamos la Cogeneración al ahorro energético a nivel nacional, encontramos que el ahorro en energía primaria es muy elevado y supone por un lado, ahorro económico y por otro, contribución a la conservación del medio ambiente.

Desde 2002 el desarrollo de la Cogeneración como tecnología se ha frenado. Es decir, ha seguido desarrollándose, pero no al nivel que venía haciéndose en años anteriores. Prueba de ello es que en 2012 nos hemos topado con un nuevo Real Decreto que paraliza temporalmente los incentivos económicos y como consecuencia, al menos en España, ese lento progreso se paraliza aún más.

A pesar de estos vaivenes en la normativa, la Cogeneración tiene un gran recorrido, ya que es una de las pocas energías alternativas que no ha llegado a alcanzar los objetivos establecidos en legislaciones anteriores.

Personalmente, el proyecto me ha ayudado a conocer el potencial de la cogeneración y en qué consiste ser cogenerador, actividad profesional que no descarto en el futuro.

El proyecto ha supuesto, además, un reto profesional que ha conllevado acudir a los distintos establecimientos para presentarles la idea de un negocio que podría llevarse a la práctica, con el fin de obtener información. Una vez más, me reafirmo en mi apuesta por la Cogeneración, puesto que los propios miembros de la empresa se mostraron interesados en el proyecto.

Gracias a este estudio, mis conocimientos económicos y financieros se han visto aumentados. Aspecto muy positivo que podré emplear en cualquier actividad profesional futura.

Por último, como en cualquier trabajo de investigación, he podido consultar múltiples y variadas fuentes, que en muchos casos desconocía y que han aumentado mi conocimiento en diferentes ámbitos. Todas las fuentes pueden consultarse en la bibliografía.

En definitiva, ha sido un trabajo arduo, constante y muy laborioso del que me siento muy satisfecho y del que he aprendido mucho. Como lectura extraigo que la Cogeneración no es futuro si no que es PRESENTE.

7 **BIBLIOGRAFÍA**

Normativas

- España. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. Boletín Oficial del Estado; núm. 126; pág. 22.846. Madrid. 2007.
- España. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo. Boletín Oficial del Estado; núm. 114; Pág. 20.605. Madrid. 2007.
- El Parlamento Europeo y el Consejo de la Unión Europea. Directiva 2004/8/CE, de 11 de febrero. Diario Oficial de la Unión Europea; L52/50. Strasbourg (France). 2004.
- España. Ministerio de Economía. Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre. Boletín Oficial del Estado; núm. 268; Pág. 40.618. Madrid. 2001.
- España. Jefatura del Estado. Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero. Boletín Oficial del Estado; núm. 24; Sec. 1; Pág. 8068. Madrid. 2012.
- España. Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre. Boletín Oficial del Estado; núm. 315; Sec. 1; Pág. 146.683. Madrid. 2011.
- España. Ministerio de la Presidencia “Reglamento de Instalaciones Térmicas en los edificios (RITE) y sus instrucciones Complementarias (ITE).” Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio. Boletín Oficial del Estado. Palma de Mallorca. 2007 (6 meses).
- INTERNATIONAL STANDARIZATION ORGANIZATION. Information Références bibliographiques. Partie 2: Documents électroniques, documents ou parties de documents. Norme internationale ISO 690-2:1997(F). Genève: ISO, 1997,18 p.
- INTERNATIONAL STANDARIZATION ORGANIZATION. Documentation Références bibliographiques- contenu, forme et structure. Norme internationale ISO 690:1987 (F).2a ed. Genève: ISO, 1987, 11p.

Documentos

- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio; Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía. “Plan de acción nacional de energías

renovables de España (PANER) 2011-2020". Madrid. Publicado el 30 de junio de 2010.

- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio; Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía. "*Anexo al plan de acción nacional de energías renovables de España (PANER) 2011-2020. (Fichas normativa aplicable por Comunidades Autónomas)*". Madrid. Publicad el 30 de junio de 2010.
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio; Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía. "*Estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012, E4*". Madrid. Publicado el 17 de julio de 2007.
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio; Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE). "*Análisis del potencial de cogeneración de alta eficiencia en España 2010-2015-2020*". 2007.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía. "*Guía Técnica para la medida y determinación del calor útil, de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia*". Abril, 2008.
- Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid; Regina Nicolás Millán. "*Guía de la Cogeneración*". Madrid. 2010.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE). "*Boletín de estadísticas energéticas de cogeneración*". Año 2010. Datos cerrados a 30 de septiembre de 2011. 3ª Edición. Noviembre 2011.
- The Boston Consulting Group (BCG); Asociación Española de Cogeneración (ACOGEN). "*Informe de cogeneración en España*". Diciembre, 2010.
- The Boston Consulting Group (BCG); Asociación Española de Cogeneración (ACOGEN). "*Valoración de los beneficios asociados al desarrollo de la cogeneración en España*". Diciembre 2010.
- Asociación Española de Cogeneración (ACOGEN); D. José Javier Rodríguez. "*Energía eficiente, Cogeneración. Presente y futuro de la microcogeneración*".
- Facturas energéticas mensuales del hotel. 2011.
- Normas y plantilla de proyectos fin de carrera. Universidad Carlos III de Madrid.

- Ulpiano Ruiz. Apuntes de la asignatura: “*Termodinámica Técnica*”. Universidad Carlos III de Madrid. 2008.
- Apuntes de la asignatura: Análisis de Estados Económicos Financieros y Costes. Universidad Carlos III de Madrid.2009.
- Mercedes de Vega. Apuntes de la asignatura: “*Centrales Eléctricas I*”. Universidad Carlos III de Madrid.2010.

Páginas web:

- Boletín Oficial del Estado (BOE) - <http://www.boe.es/>
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE)- <http://www.idae.es/>
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITyC) - <http://www.mityc.es/>
- Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid - <http://www.fenercom.com/>
- Asociación Española de Cogeneración (ACOGEN) - <http://www.acogen.org/>
- Asociación Española para la Promoción de la Cogeneración (COGEN España) - <http://www.cogenspain.org/>
- Asociación Española del Gas (SEDIGAS)- <http://www.sedigas.es/>
- Fundación Asturiana de la Energía - <http://www.faen.es/>
- Endesa – <http://www.endesa.com/>
- Comisión Nacional de la Energía - <http://www.cne.es/>
- Comisión nacional para el uso eficiente de la energía - <http://www.conuee.gob/>
- Instituto Nacional de Estadística (INE) - <http://www.ine.es/>
- Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) – <http://www.aemet.es/>
- Agencia Internacional de la Energía - <http://www.iea.org/>
- Definiciones - <http://www.rae.es/>

- Motores de cogeneración - <http://www.cumminspower.com/>
- Unidades de cogeneración - <http://www.levenger.es/>
- Módulos de cogeneración - <http://www.pasch.es/>
- Motores de cogeneración - <http://www.deutz.com/>
- Motores de cogeneración – <http://www.mwm.net/>
- Máquinas de absorción - <http://www.trane.com/>
- Instituto de Crédito Oficial (ICO) - <http://www.ico.es/>
- El Economista - <http://www.economista.es/>
- Área de pymes – <http://www.areadepymes.com/>

Artículos

- COGEN España. “Artículo sobre el Real Decreto Ley 1/2012”. Revista Retema. Abril, 2012.

8 ANEXOS

ANEXO 1
Día-tipo mes, consumos térmicos

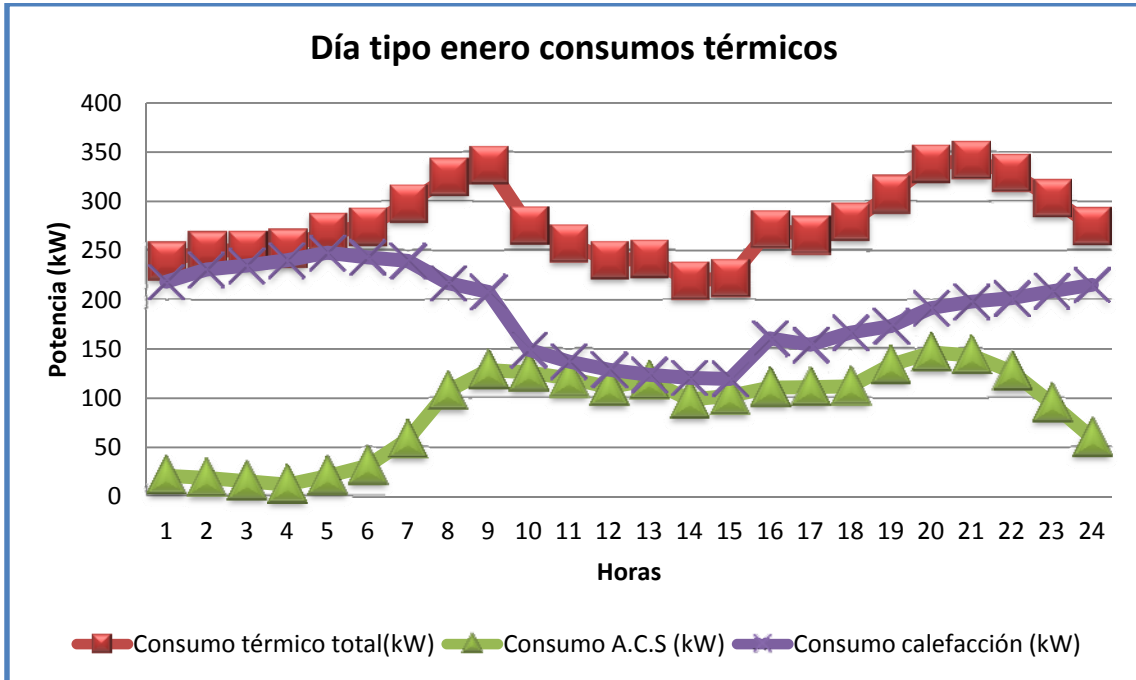


Figura 1. Día-tipo enero, consumo térmico.
Elaboración propia.

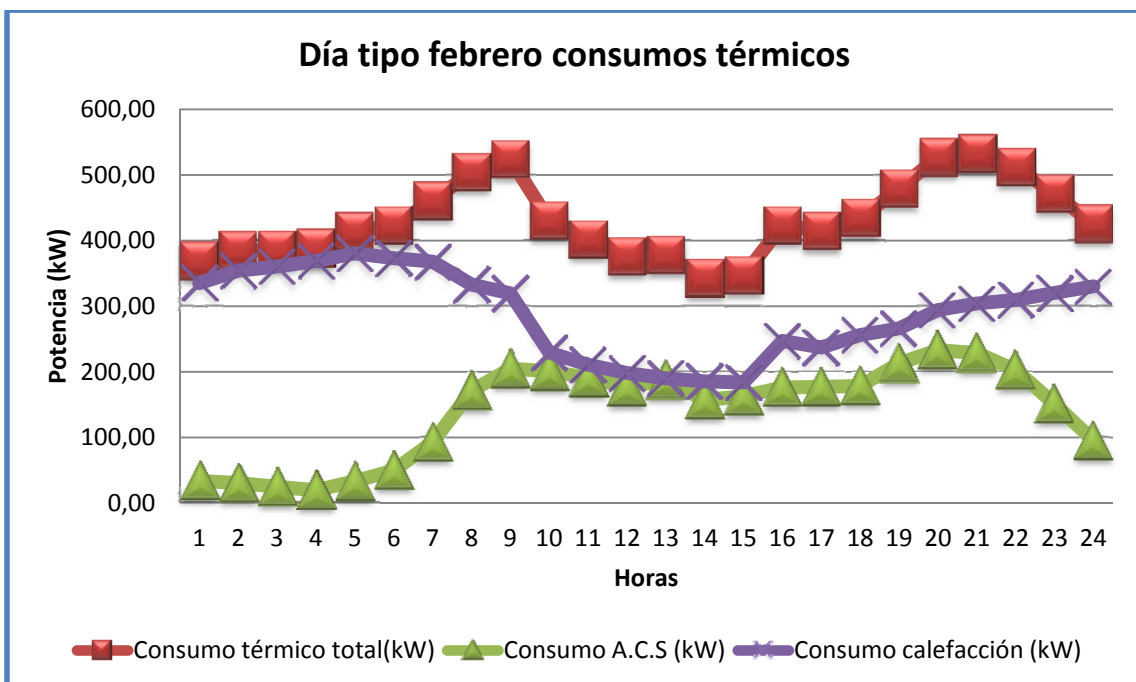


Figura 2. Día-tipo febrero, consumo térmico.
Elaboración propia.

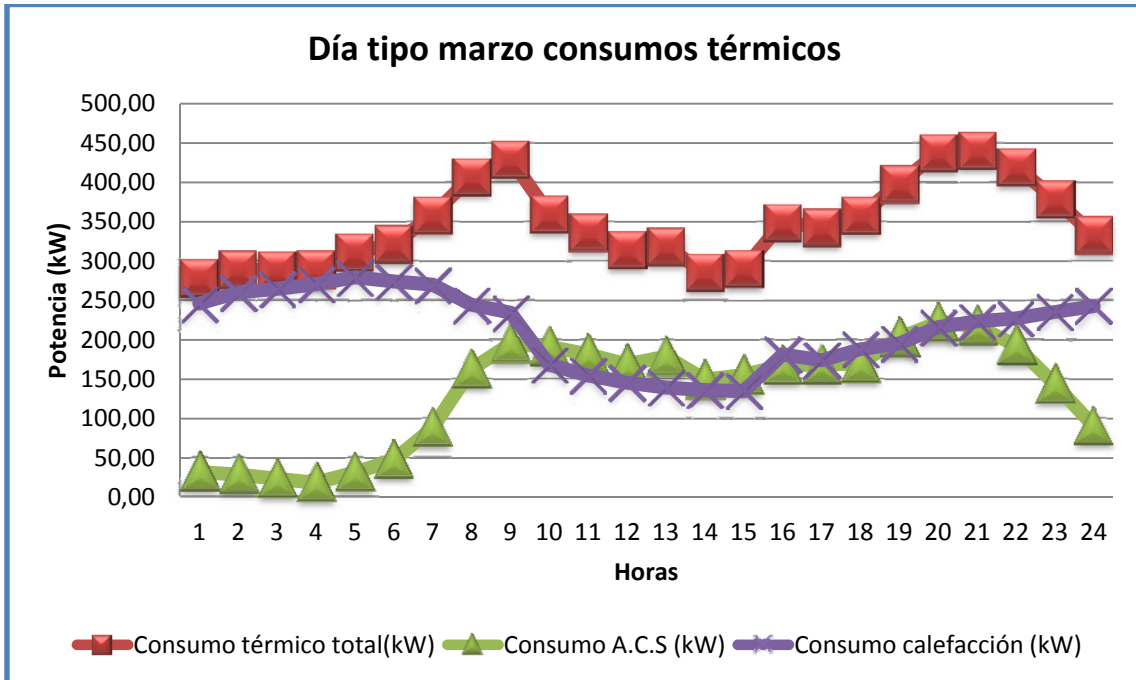


Figura 3. Día-tipo marzo, consumo térmico.
Elaboración propia.

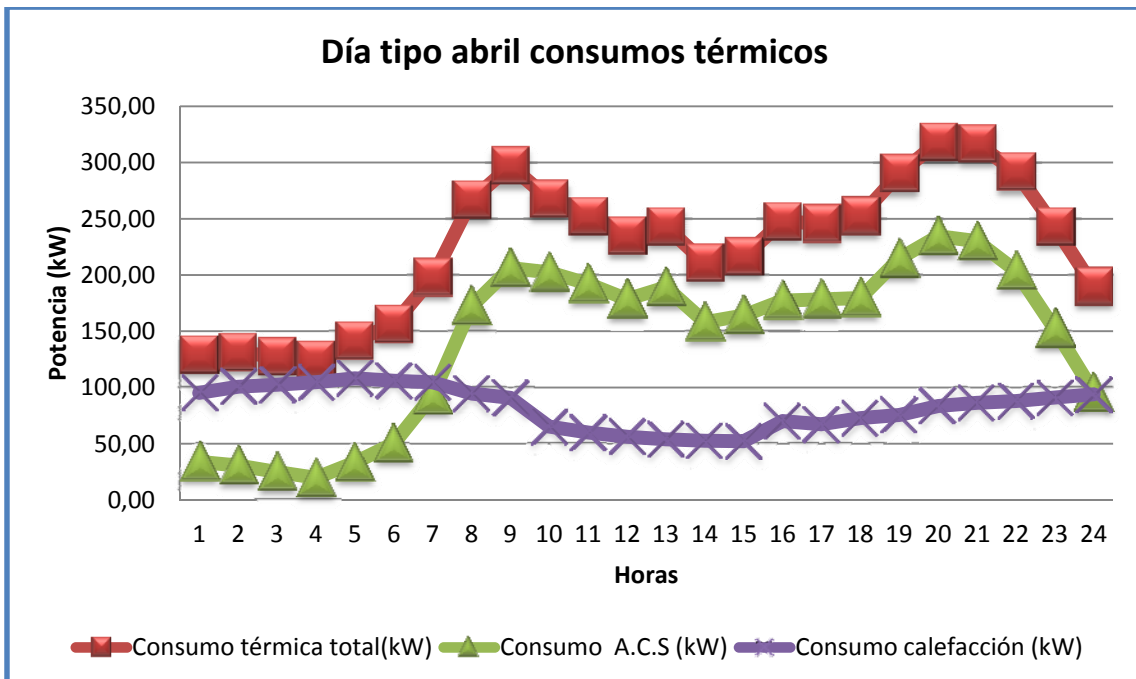


Figura 4. Día-tipo abril, consumo térmico.
Elaboración propia.

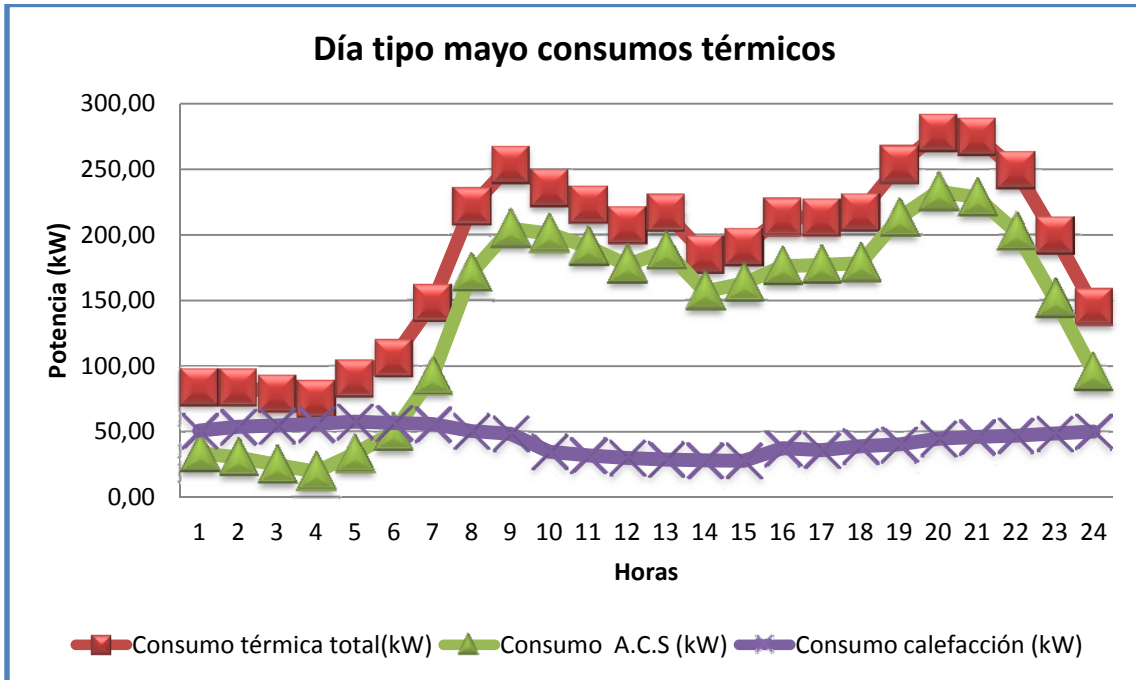


Figura 5. Día-tipo mayo, consumo térmico.
Elaboración propia.

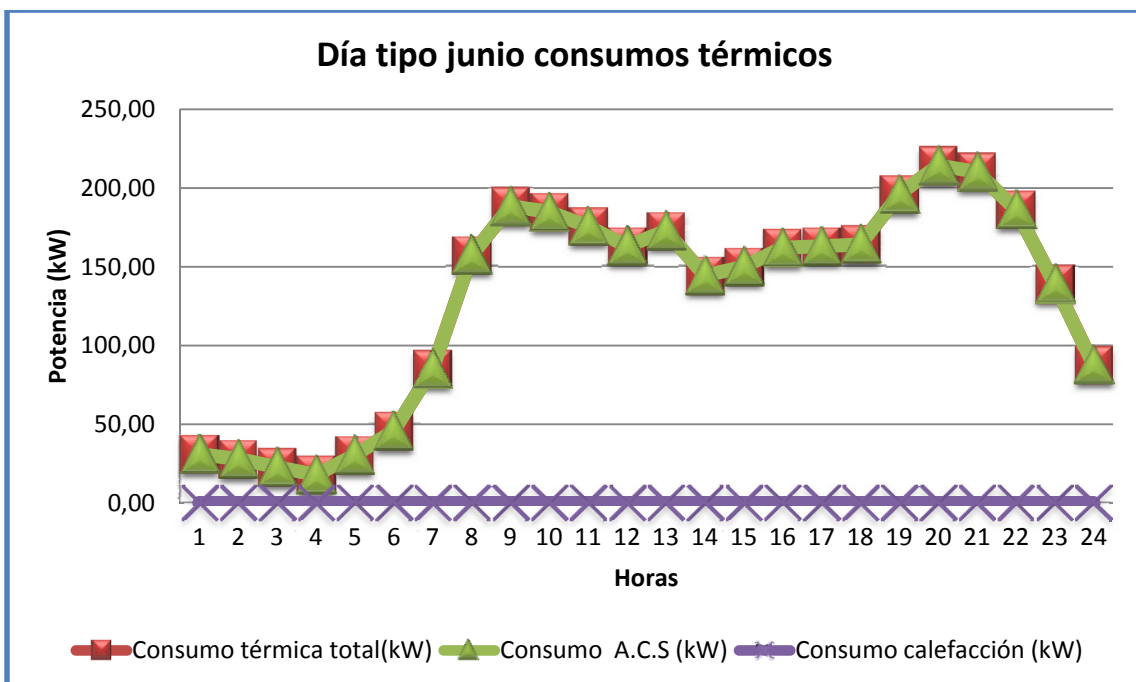


Figura 6. Día-tipo junio, consumo térmico.
Elaboración propia.

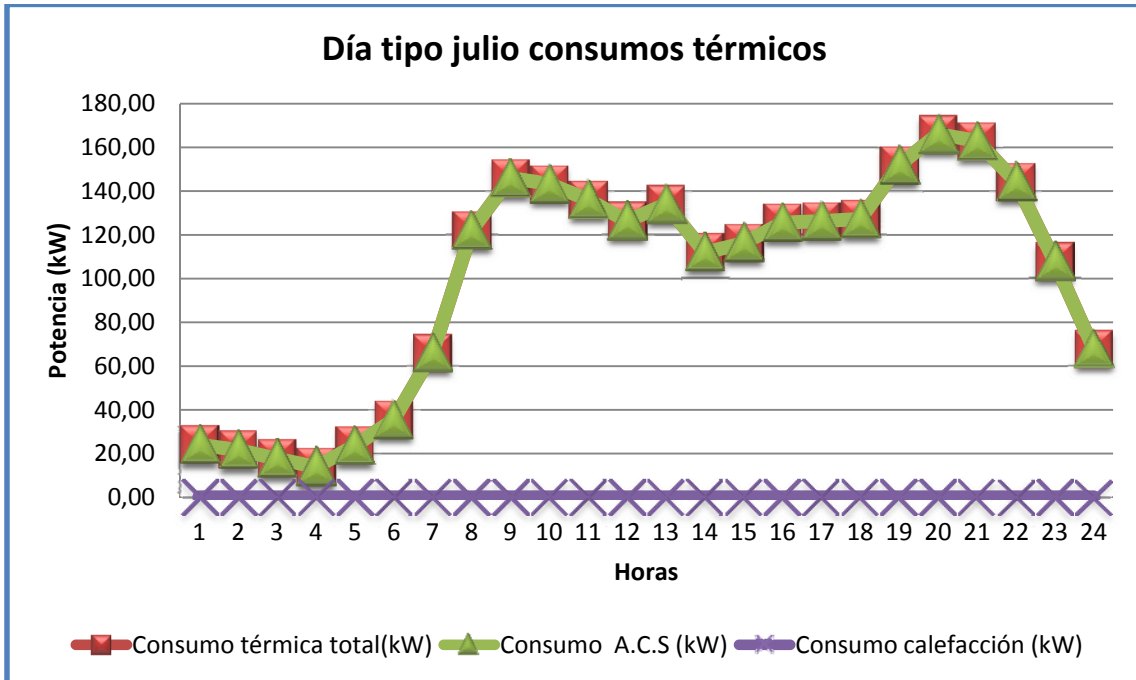


Figura 7. Día-tipo julio, consumo térmico.
Elaboración propia.

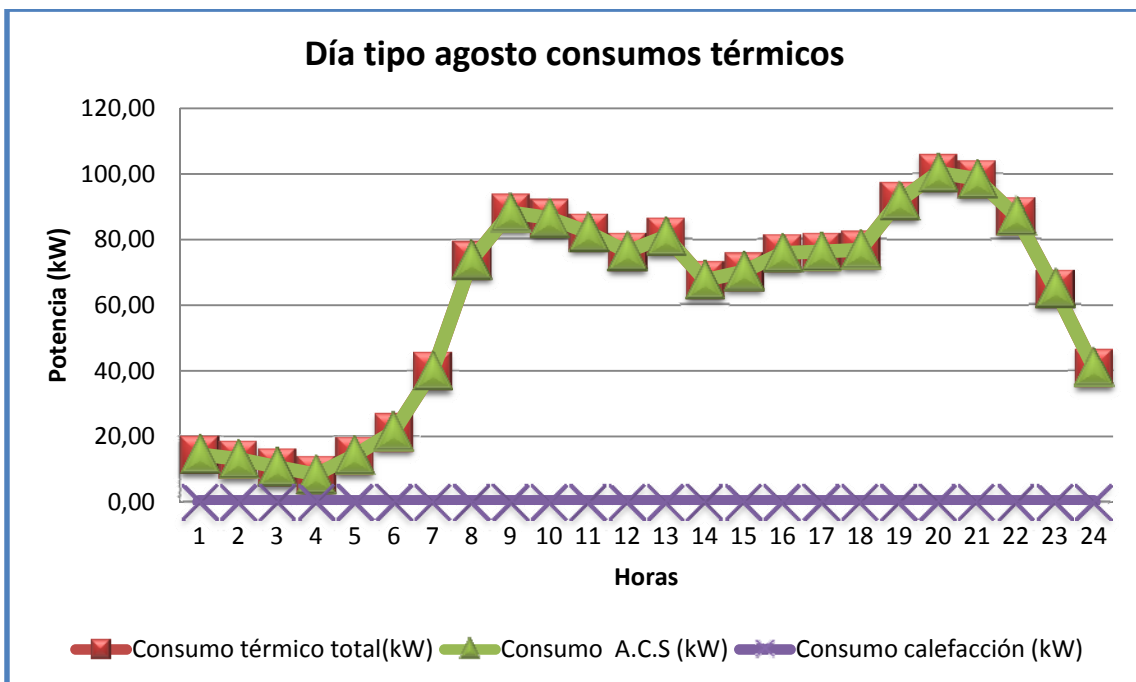


Figura 8. Día-tipo agosto, consumo térmico.
Elaboración propia.

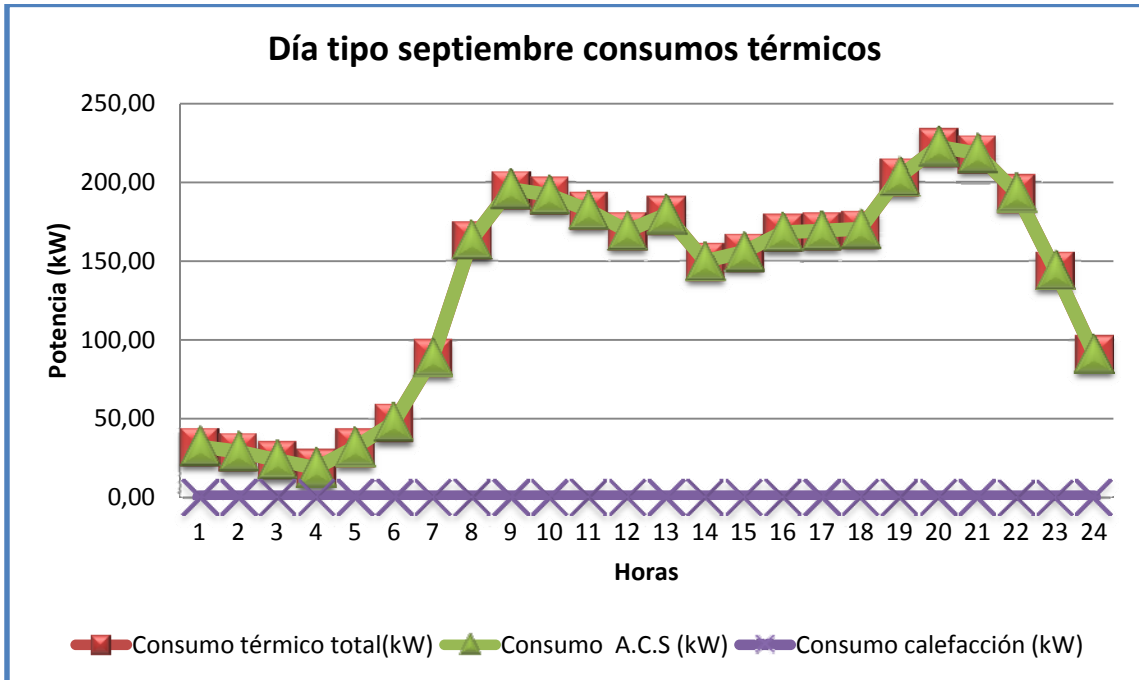


Figura 9. Día-tipo septiembre, consumo térmico.
Elaboración propia.

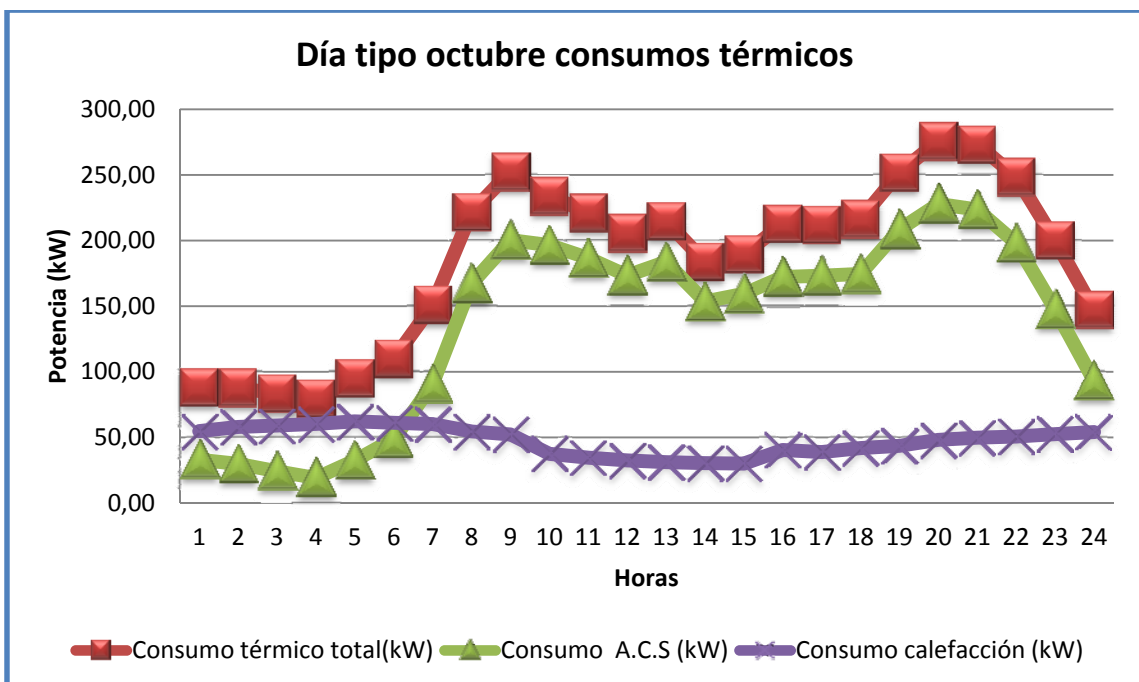


Figura 10. Día-tipo octubre, consumo térmico.
Elaboración propia.

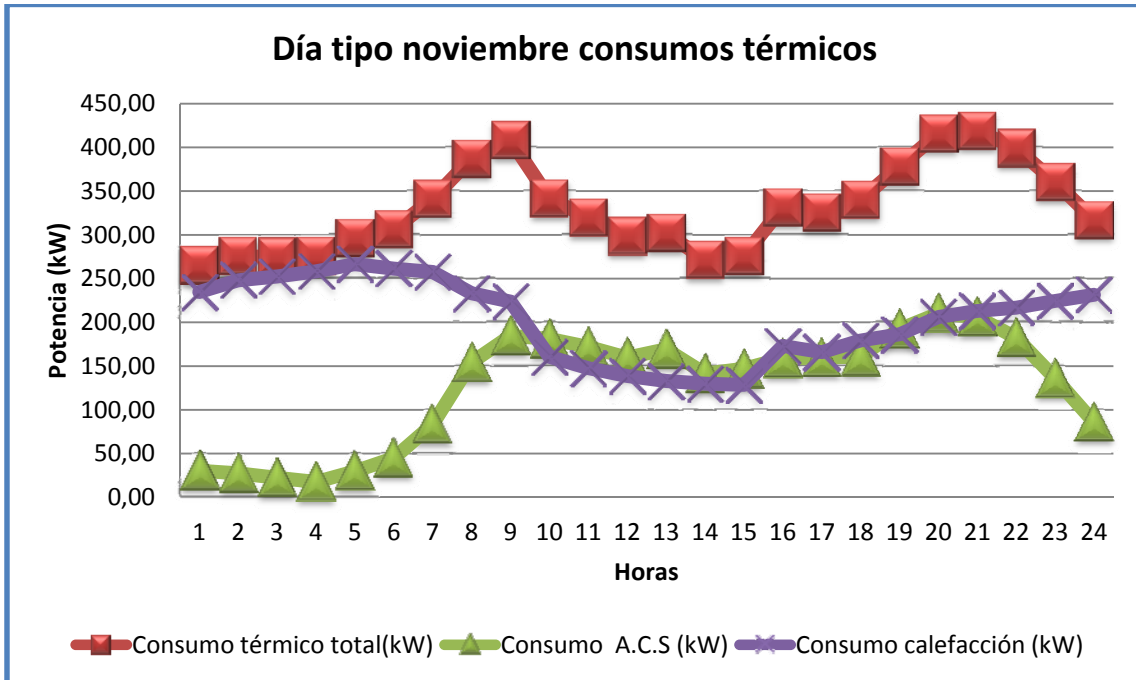


Figura 11. Día-tipo noviembre, consumo térmico.
Elaboración propia.

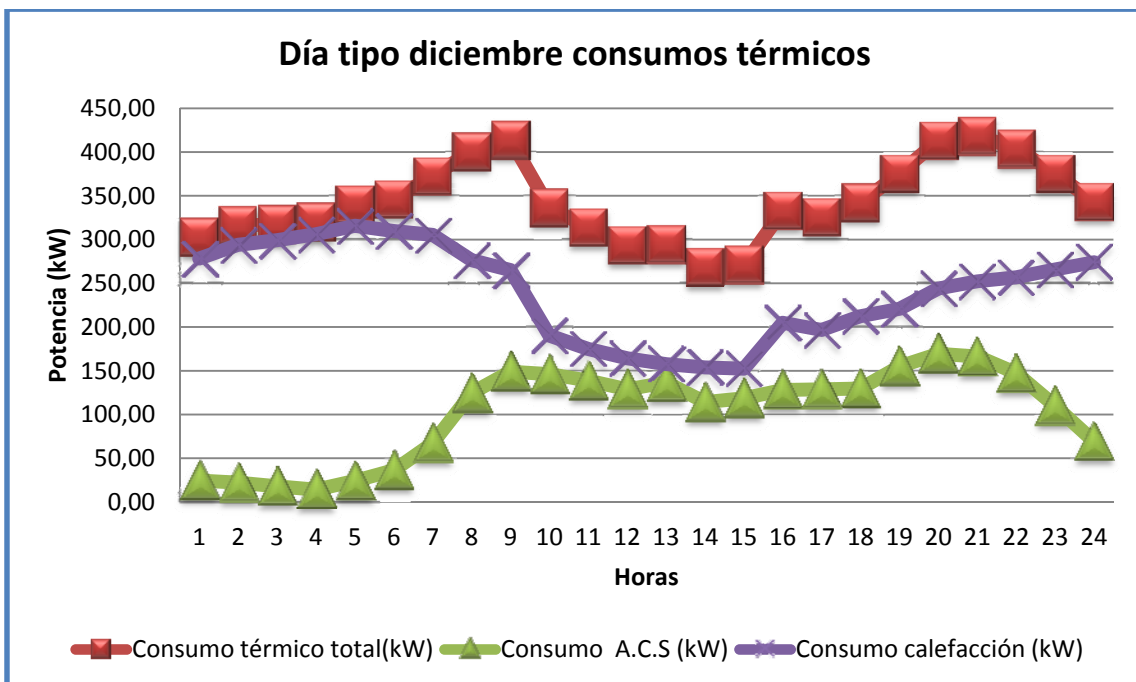


Figura 12. Día-tipo diciembre, consumo térmico.
Elaboración propia.

ANEXO 2

Día-tipo mes, consumos eléctrico

ENERO			
Horas	Consumos		
	Eléctrico total(kW)	A/A (kW)	Auxiliares (kW)
1	289	0	289
2	267	0	267
3	240	0	240
4	199	0	199
5	192	0	192
6	201	0	201
7	225	0	225
8	245	0	245
9	292	0	292
10	311	0	311
11	342	0	342
12	302	0	302
13	284	0	284
14	287	0	287
15	251	0	251
16	239	0	239
17	235	0	235
18	274	0	274
19	297	0	297
20	325	0	325
21	348	0	348
22	355	0	355
23	336	0	336
24	309	0	309

Tabla 1. Día tipo enero, consumo eléctrico.
Elaboración propia

FEBRERO			
Horas	Consumos		
	Eléctrico total(kW)	A/A (kW)	Auxiliares (kW)
1	344	0	344
2	320	0	320
3	297	0	297
4	268	0	268
5	260	0	260
6	276	0	276
7	304	0	304
8	321	0	321
9	367	0	367
10	375	0	375
11	414	0	414
12	386	0	386
13	347	0	347
14	334	0	334
15	323	0	323
16	314	0	314
17	321	0	321
18	356	0	356
19	378	0	378
20	405	0	405
21	414	0	414
22	425	0	425
23	403	0	403
24	381	0	381

Tabla 2. Día tipo febrero, consumo eléctrico.
Elaboración propia

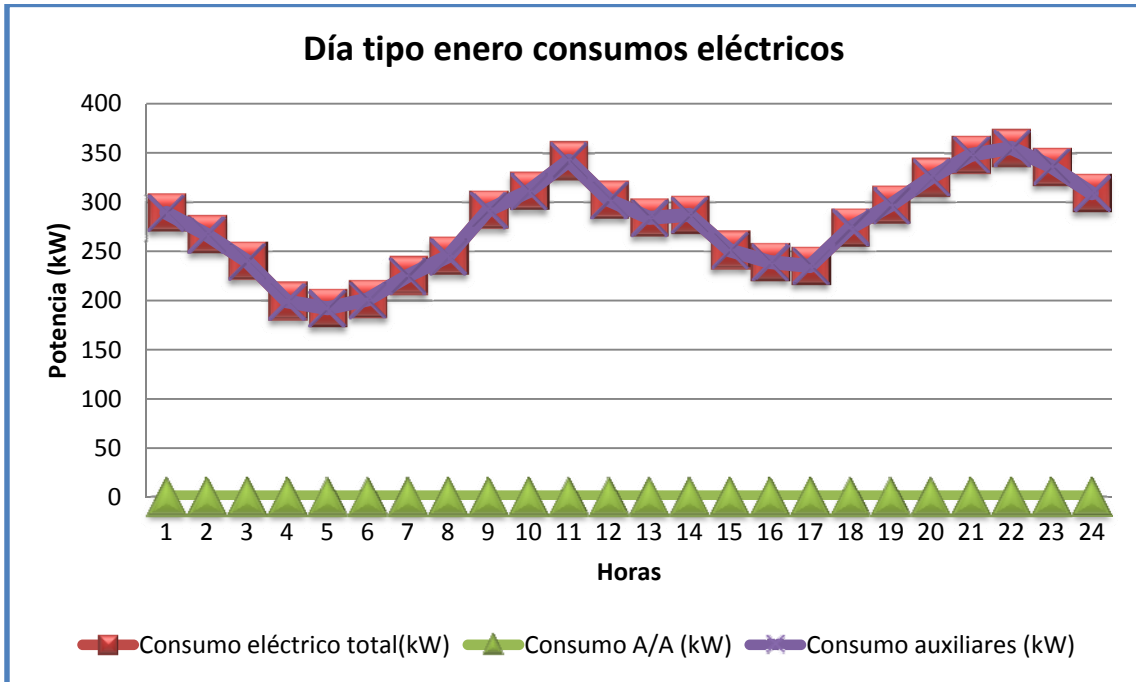


Figura 1. Día-tipo enero, consumo eléctrico.
Elaboración propia.

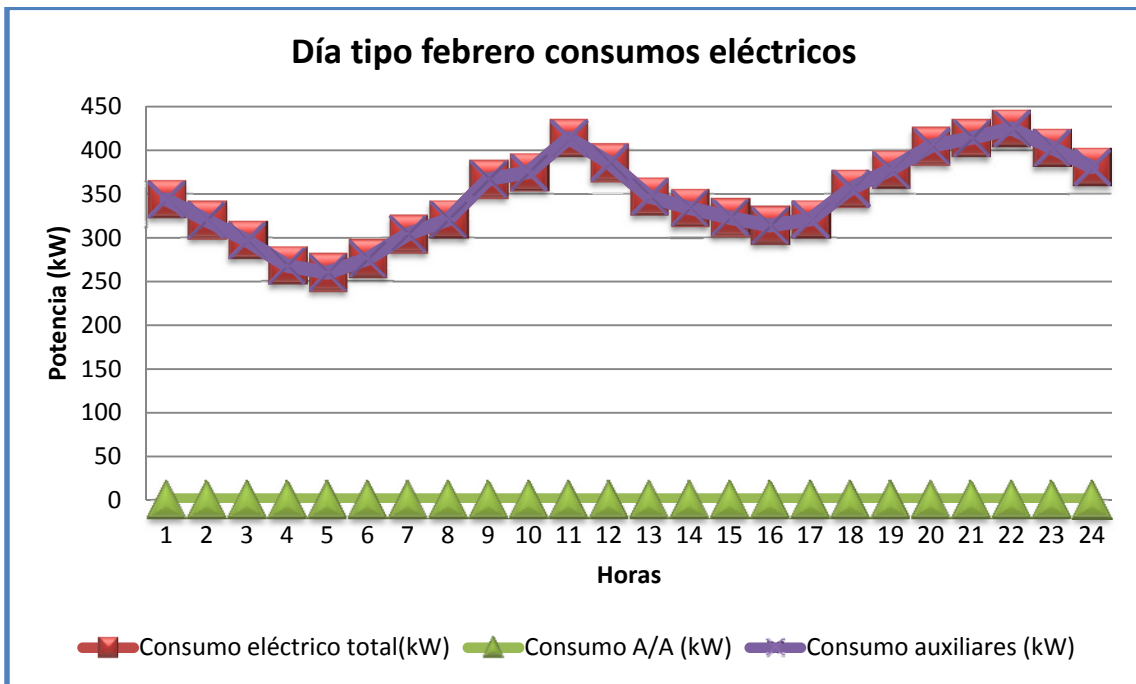


Figura 2. Día-tipo febrero, consumo eléctrico.
Elaboración propia.

MARZO			
Horas	Consumos		
	Eléctrico total(kW)	A/A (kW)	Auxiliares (kW)
1	305	0	305
2	280	0	280
3	263	0	263
4	224	0	224
5	219	0	219
6	235	0	235
7	267	0	267
8	286	0	286
9	316	0	316
10	338	0	338
11	375	0	375
12	331	0	331
13	305	0	305
14	296	0	296
15	282	0	282
16	273	0	273
17	298	0	298
18	315	0	315
19	346	0	346
20	369	0	369
21	373	0	373
22	388	0	388
23	362	0	362
24	334	0	334

Tabla 3. Día tipo marzo, consumo eléctrico.
Elaboración propia

ABRIL			
Horas	Consumos		
	Eléctrico total(kW)	A/A (kW)	Auxiliares (kW)
1	328	115,02	212,98
2	299	104,85	194,15
3	265	92,93	172,07
4	249	87,32	161,68
5	238	83,46	154,54
6	261	91,52	169,48
7	293	102,74	190,26
8	350	122,73	227,27
9	386	135,36	250,64
10	403	141,32	261,68
11	417	146,23	270,77
12	385	135,01	249,99
13	368	129,04	238,96
14	355	124,49	230,51
15	348	122,03	225,97
16	342	119,93	222,07
17	375	131,50	243,50
18	390	136,76	253,24
19	399	139,92	259,08
20	425	149,03	275,97
21	440	154,29	285,71
22	431	151,14	279,86
23	384	134,66	249,34
24	356	124,84	231,16

Tabla 4. Día tipo abril, consumo eléctrico.
Elaboración propia

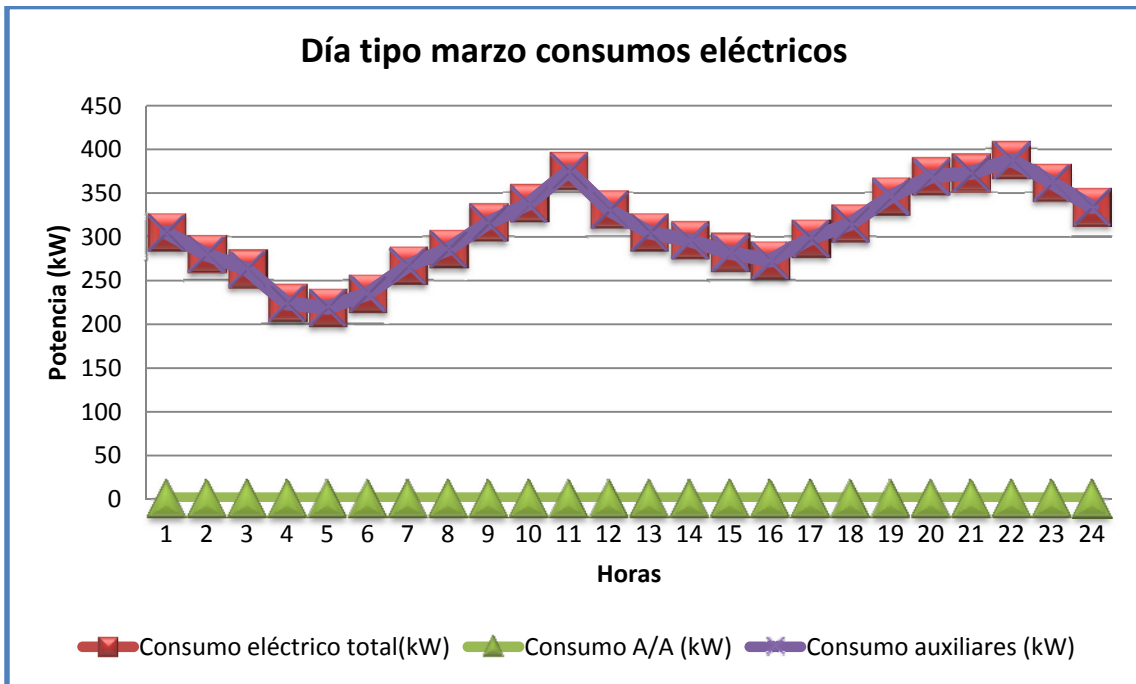


Figura 3. Día-tipo marzo, consumo eléctrico.
Elaboración propia.

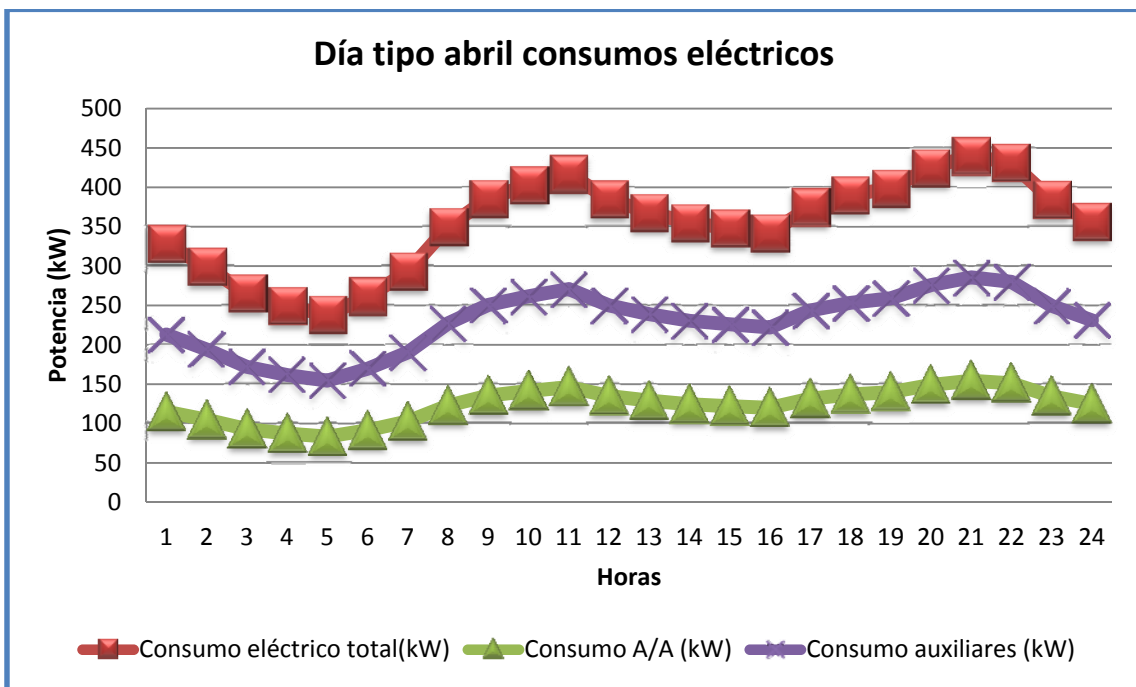


Figura 4. Día-tipo abril, consumo eléctrico.
Elaboración propia.

MAYO			
Horas	Consumos		
	Eléctrico total(kW)	A/A (kW)	Auxiliares (kW)
1	314	131,58	182,42
2	288	120,68	167,32
3	250	104,76	145,24
4	239	100,15	138,85
5	225	94,28	130,72
6	244	102,24	141,76
7	281	117,75	163,25
8	331	138,70	192,30
9	382	160,07	221,93
10	390	163,42	226,58
11	405	169,71	235,29
12	371	155,46	215,54
13	357	149,60	207,40
14	339	142,05	196,95
15	334	139,96	194,04
16	331	138,70	192,30
17	367	153,79	213,21
18	377	157,98	219,02
19	389	163,00	226,00
20	411	172,22	238,78
21	430	180,19	249,81
22	415	173,90	241,10
23	371	155,46	215,54
24	326	136,61	189,39

Tabla 5. Día tipo mayo, consumo eléctrico.
Elaboración propia

JUNIO			
Horas	Consumos		
	Eléctrico total(kW)	A/A (kW)	Auxiliares (kW)
1	371	217,98	153,02
2	352	206,81	145,19
3	317	186,25	130,75
4	295	173,32	121,68
5	287	168,62	118,38
6	314	184,49	129,51
7	341	200,35	140,65
8	397	233,25	163,75
9	435	255,58	179,42
10	451	264,98	186,02
11	464	272,62	191,38
12	428	251,47	176,53
13	415	243,83	171,17
14	407	239,13	167,87
15	395	232,08	162,92
16	381	223,85	157,15
17	429	252,05	176,95
18	442	259,69	182,31
19	456	267,92	188,08
20	469	275,55	193,45
21	485	284,96	200,04
22	474	278,49	195,51
23	429	252,05	176,95
24	390	229,14	160,86

Tabla 6. Día tipo junio, consumo eléctrico.
Elaboración propia

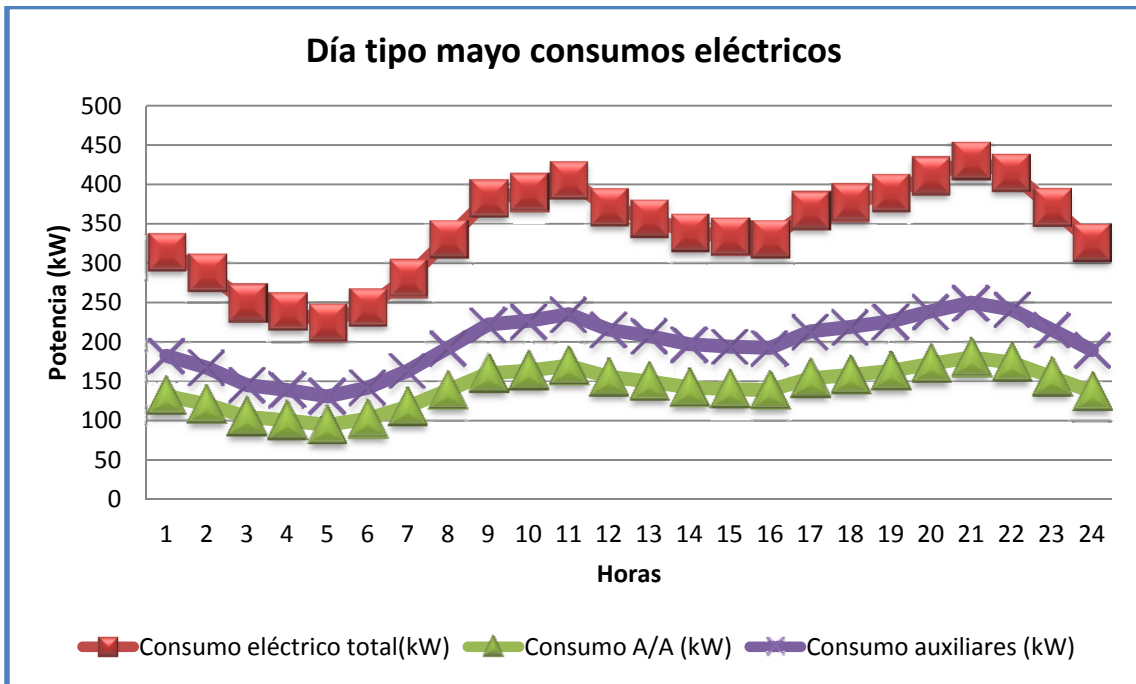


Figura 5. Día-tipo mayo, consumo eléctrico.
Elaboración propia.

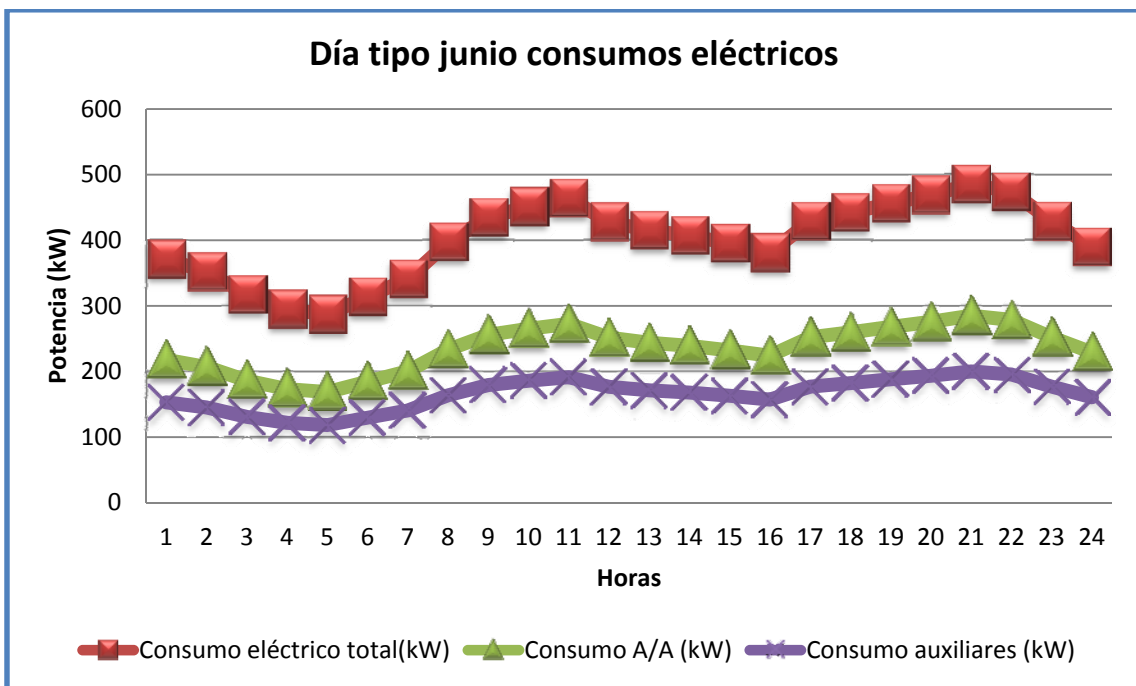


Figura 6. Día-tipo junio, consumo eléctrico.
Elaboración propia.

JULIO			
Horas	Consumos		
	Eléctrico total(kW)	A/A (kW)	Auxiliares (kW)
1	369	255,96	113,04
2	354	245,56	108,44
3	326	226,13	99,87
4	297	206,02	90,98
5	286	198,39	87,61
6	317	219,89	97,11
7	334	231,68	102,32
8	392	271,92	120,08
9	437	303,13	133,87
10	463	321,17	141,83
11	470	326,02	143,98
12	423	293,42	129,58
13	416	288,56	127,44
14	409	283,71	125,29
15	401	278,16	122,84
16	384	266,37	117,63
17	421	292,03	128,97
18	437	303,13	133,87
19	460	319,09	140,91
20	472	327,41	144,59
21	488	338,51	149,49
22	469	325,33	143,67
23	432	299,66	132,34
24	396	274,69	121,31

Tabla 7. Día tipo julio, consumo eléctrico.
Elaboración propia

AGOSTO			
Horas	Consumos		
	Eléctrico total(kW)	A/A (kW)	Auxiliares (kW)
1	308	264,72	43,28
2	290	249,25	40,75
3	269	231,20	37,80
4	231	198,54	32,46
5	218	187,37	30,63
6	251	215,73	35,27
7	275	236,36	38,64
8	323	277,62	45,38
9	380	326,61	53,39
10	391	336,06	54,94
11	401	344,66	56,34
12	362	311,14	50,86
13	348	299,10	48,90
14	340	292,23	47,77
15	339	291,37	47,63
16	325	279,33	45,67
17	360	309,42	50,58
18	373	320,59	52,41
19	396	340,36	55,64
20	416	357,55	58,45
21	429	368,72	60,28
22	406	348,95	57,05
23	370	318,01	51,99
24	336	288,79	47,21

Tabla 8. Día tipo agosto, consumo eléctrico.
Elaboración propia

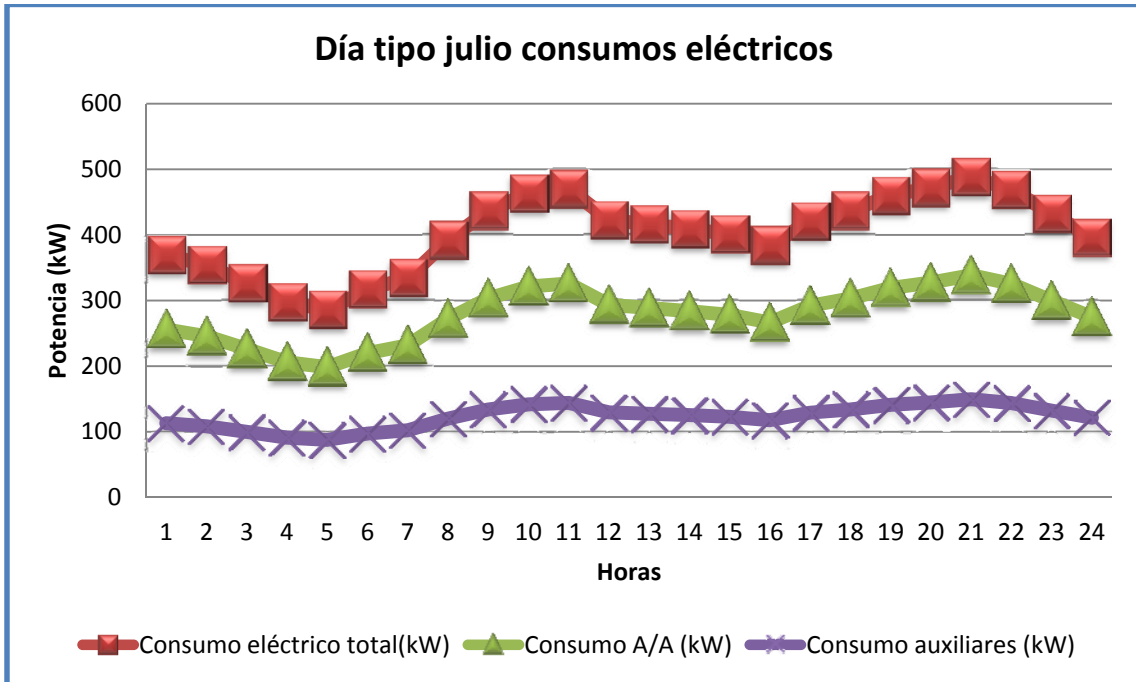


Figura 7. Día-tipo julio, consumo eléctrico.

Elaboración propia.

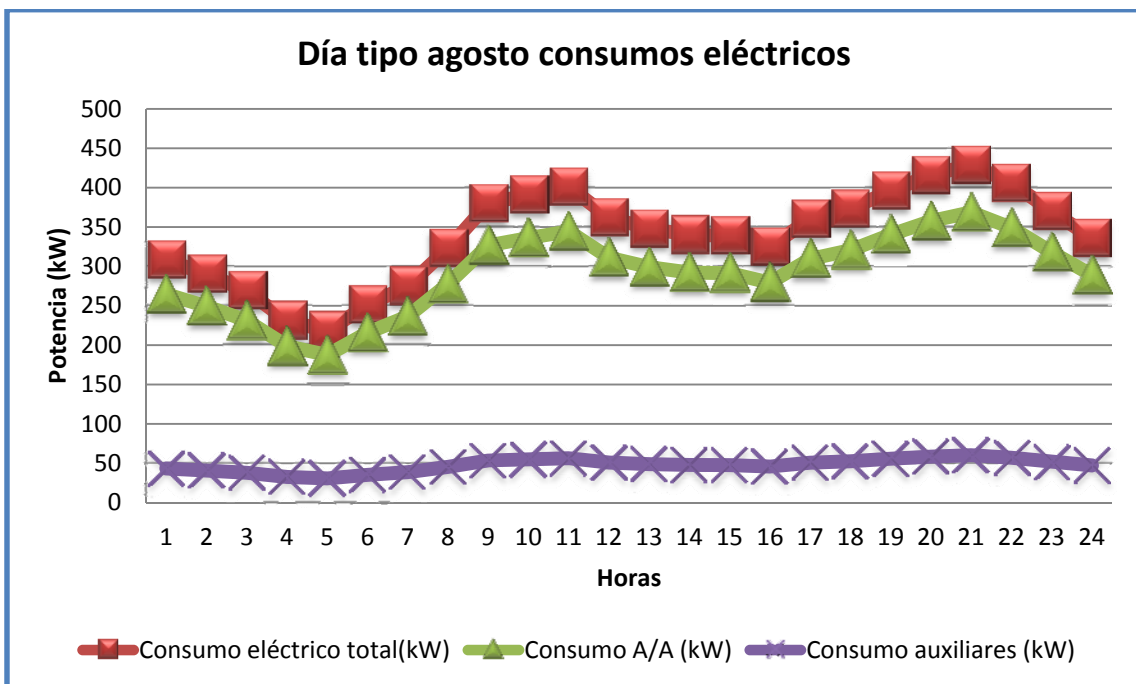


Figura 8. Día-tipo agosto, consumo eléctrico.

Elaboración propia.

SEPTIEMBRE			
Horas	Consumos		
	Eléctrico total(kW)	A/A (kW)	Auxiliares (kW)
1	320	194,41	125,59
2	303	184,08	118,92
3	298	181,05	116,95
4	271	164,64	106,36
5	262	159,18	102,82
6	304	184,69	119,31
7	341	207,17	133,83
8	365	221,75	143,25
9	411	249,70	161,30
10	439	266,71	172,29
11	454	275,82	178,18
12	421	255,77	165,23
13	392	238,16	153,84
14	377	229,04	147,96
15	368	223,57	144,43
16	357	216,89	140,11
17	391	237,55	153,45
18	412	250,31	161,69
19	440	267,32	172,68
20	453	275,22	177,78
21	459	278,86	180,14
22	437	265,49	171,51
23	407	247,27	159,73
24	380	230,86	149,14

Tabla 9. Día tipo septiembre, consumo eléctrico.
Elaboración propia

OCTUBRE			
Horas	Consumos		
	Eléctrico total(kW)	A/A (kW)	Auxiliares (kW)
1	304	96,58	207,42
2	267	84,82	182,18
3	265	84,19	180,81
4	238	75,61	162,39
5	231	73,39	157,61
6	280	88,95	191,05
7	312	99,12	212,88
8	341	108,33	232,67
9	389	123,58	265,42
10	421	133,75	287,25
11	429	136,29	292,71
12	392	124,53	267,47
13	367	116,59	250,41
14	354	112,46	241,54
15	339	107,70	231,30
16	324	102,93	221,07
17	365	115,96	249,04
18	382	121,36	260,64
19	411	130,57	280,43
20	433	137,56	295,44
21	443	140,74	302,26
22	414	131,52	282,48
23	383	121,67	261,33
24	347	110,24	236,76

Tabla 10. Día tipo octubre, consumo eléctrico.
Elaboración propia

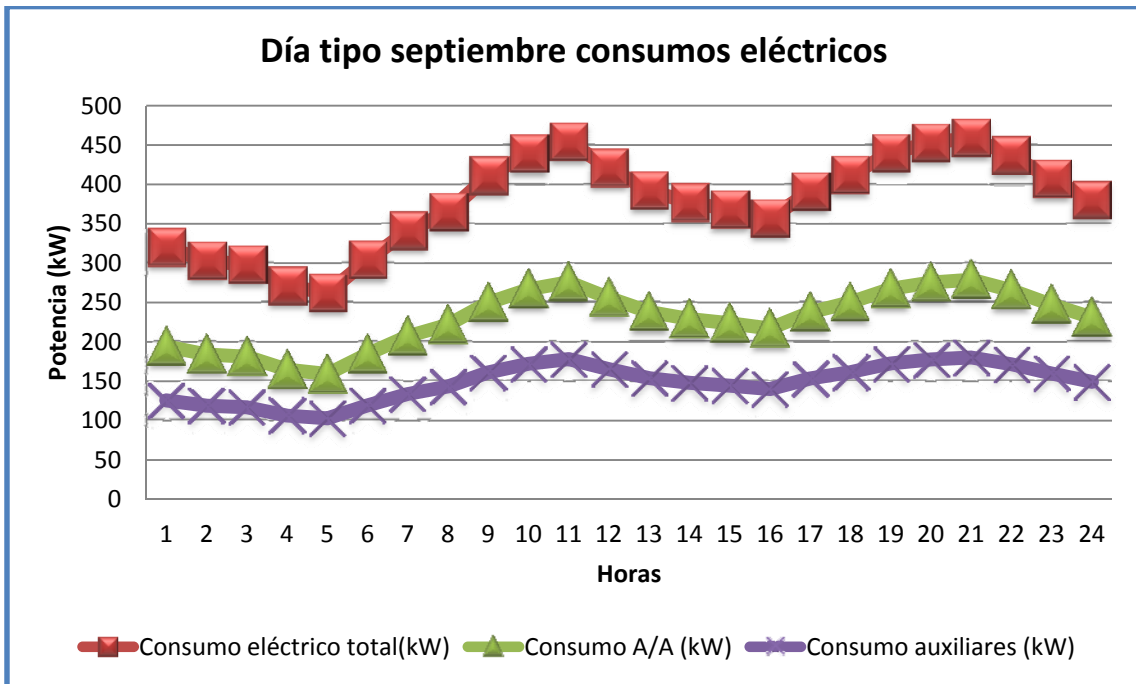


Figura 9. Día-tipo septiembre, consumo eléctrico.

Elaboración propia.

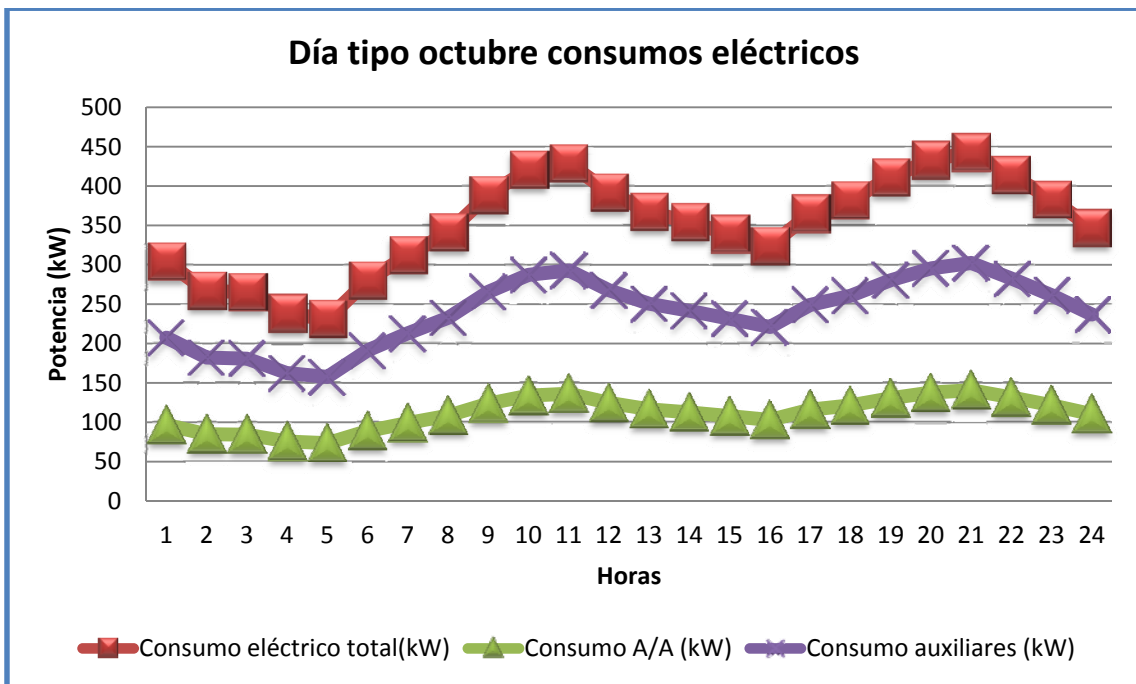


Figura 10. Día-tipo octubre, consumo eléctrico.

Elaboración propia.

NOVIEMBRE			
Horas	Consumos		
	Eléctrico total(kW)	A/A (kW)	Auxiliares (kW)
1	284	0	284
2	251	0	251
3	231	0	231
4	221	0	221
5	215	0	215
6	235	0	235
7	279	0	279
8	307	0	307
9	331	0	331
10	374	0	374
11	383	0	383
12	364	0	364
13	341	0	341
14	328	0	328
15	315	0	315
16	306	0	306
17	338	0	338
18	354	0	354
19	368	0	368
20	391	0	391
21	397	0	397
22	372	0	372
23	361	0	361
24	315	0	315

Tabla 11. Día tipo noviembre, consumo eléctrico.
Elaboración propia

DICIEMBRE			
Horas	Consumos		
	Eléctrico total(kW)	A/A (kW)	Auxiliares (kW)
1	295	0	295
2	257	0	257
3	241	0	241
4	222	0	222
5	213	0	213
6	234	0	234
7	265	0	265
8	302	0	302
9	342	0	342
10	371	0	371
11	385	0	385
12	368	0	368
13	344	0	344
14	325	0	325
15	312	0	312
16	304	0	304
17	342	0	342
18	356	0	356
19	374	0	374
20	391	0	391
21	403	0	403
22	370	0	370
23	362	0	362
24	328	0	328

Tabla 12. Día tipo diciembre, consumo eléctrico.
Elaboración propia

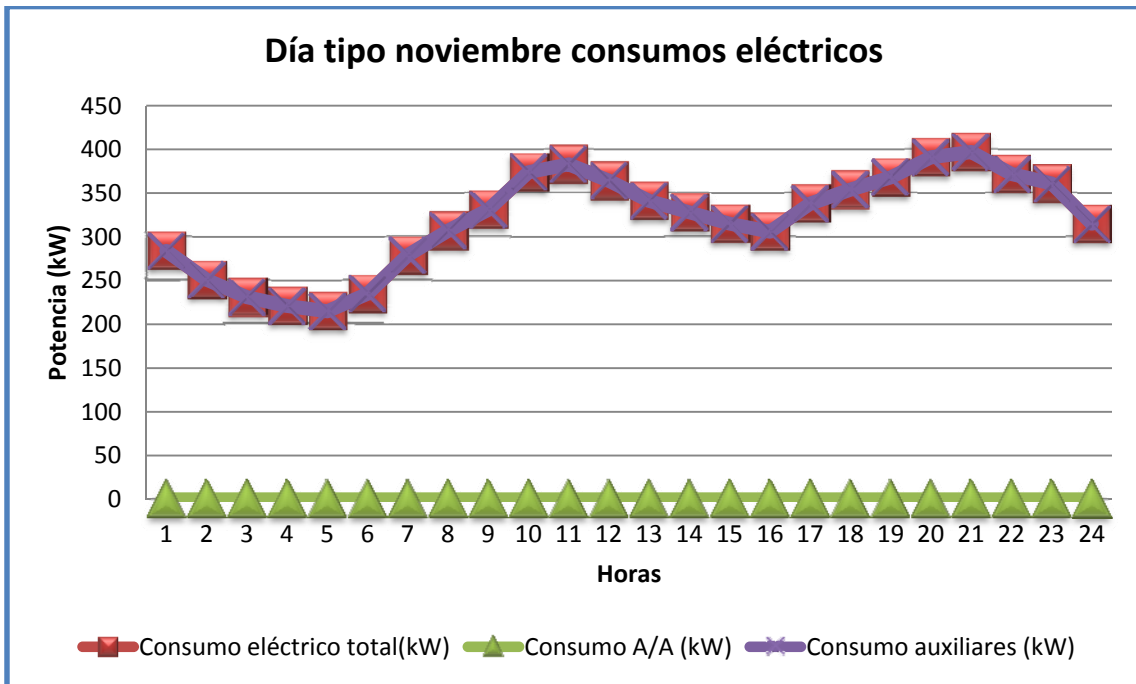


Figura 11. Día-tipo noviembre, consumo eléctrico.
Elaboración propia.

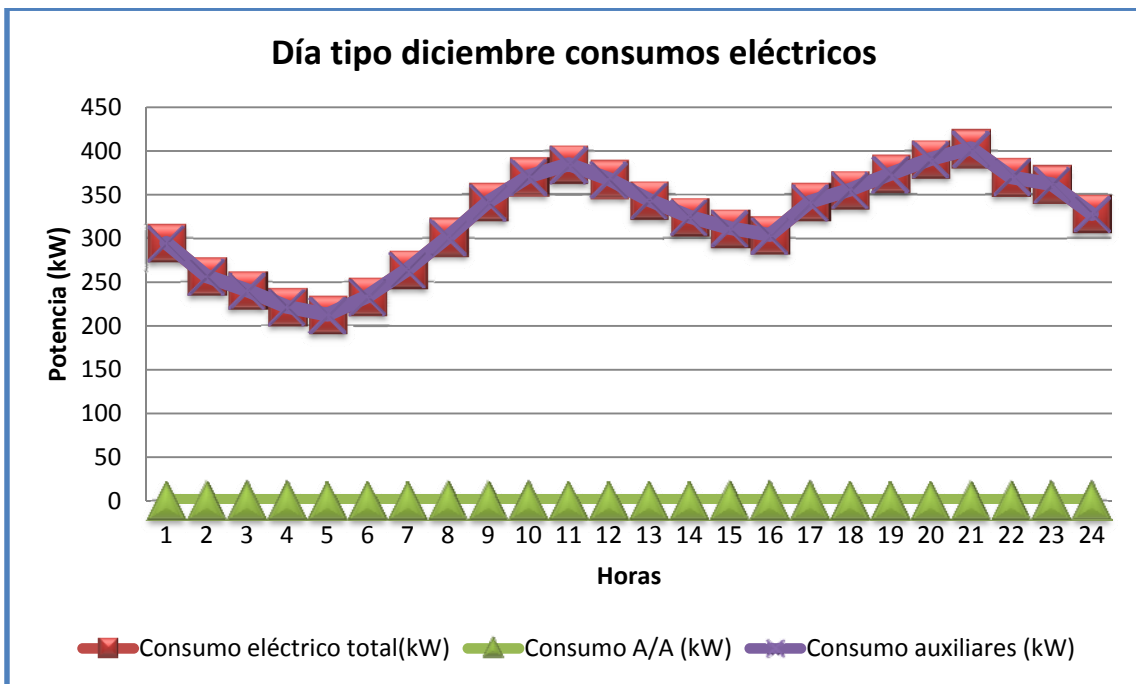


Figura 12. Día-tipo diciembre, consumo eléctrico.
Elaboración propia.

ANEXO 3

DÍA-TIPO MES, NECESIDADES TÉRMICAS

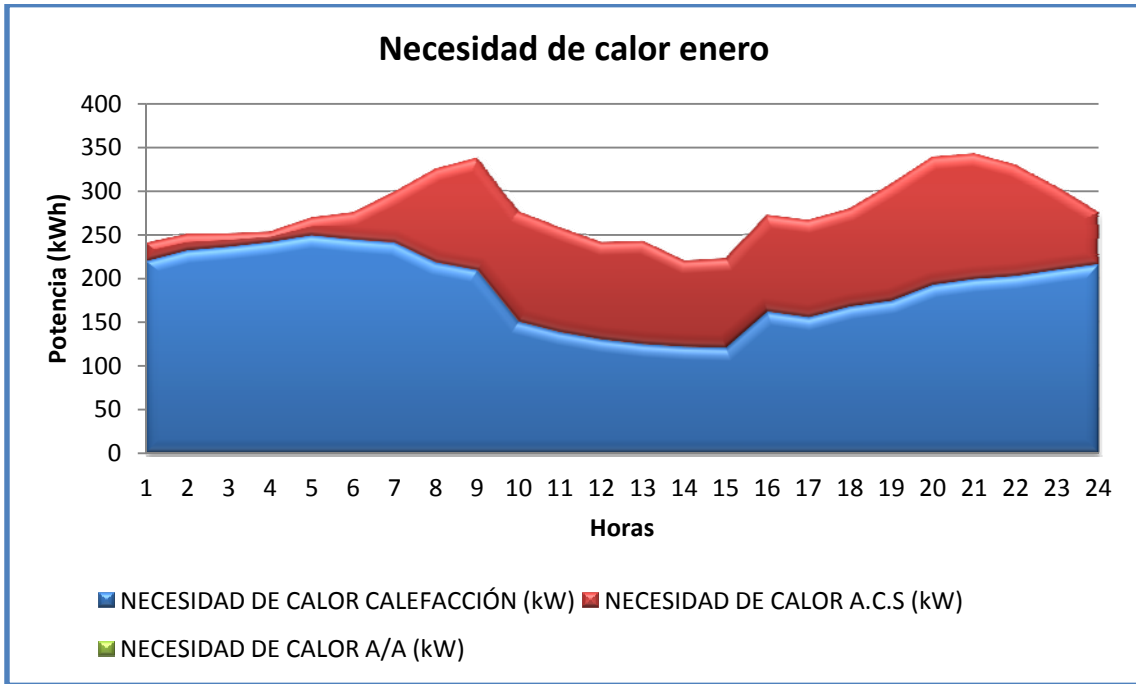


Figura 1. Día-tipo enero, necesidad de calor.
Elaboración propia.

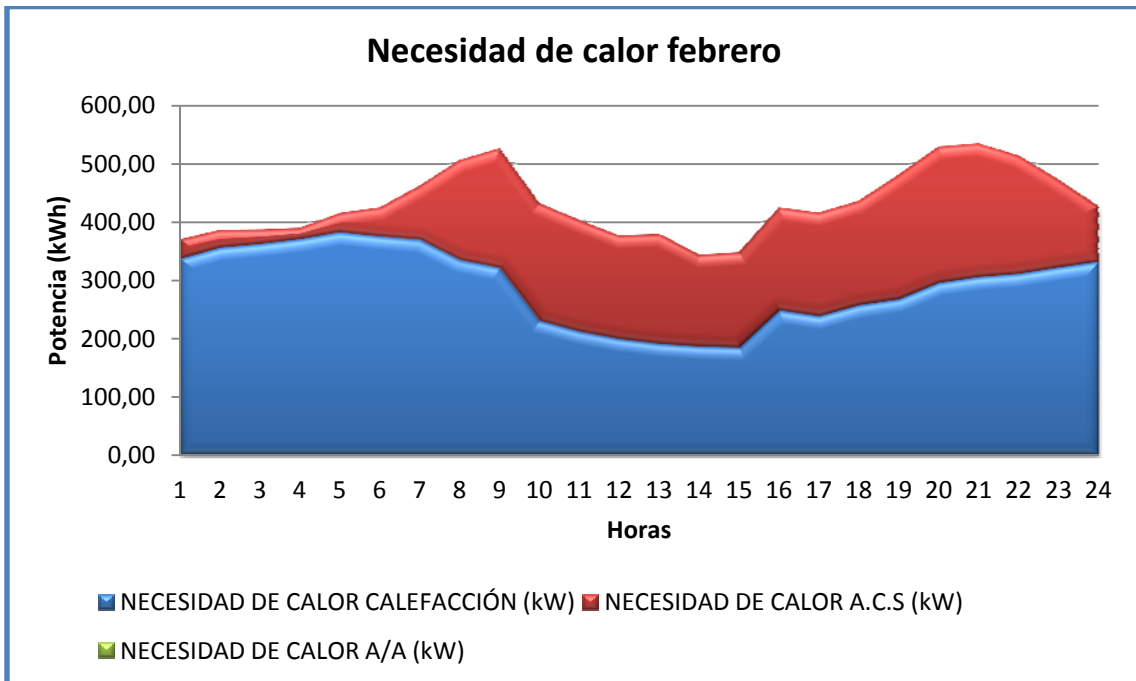
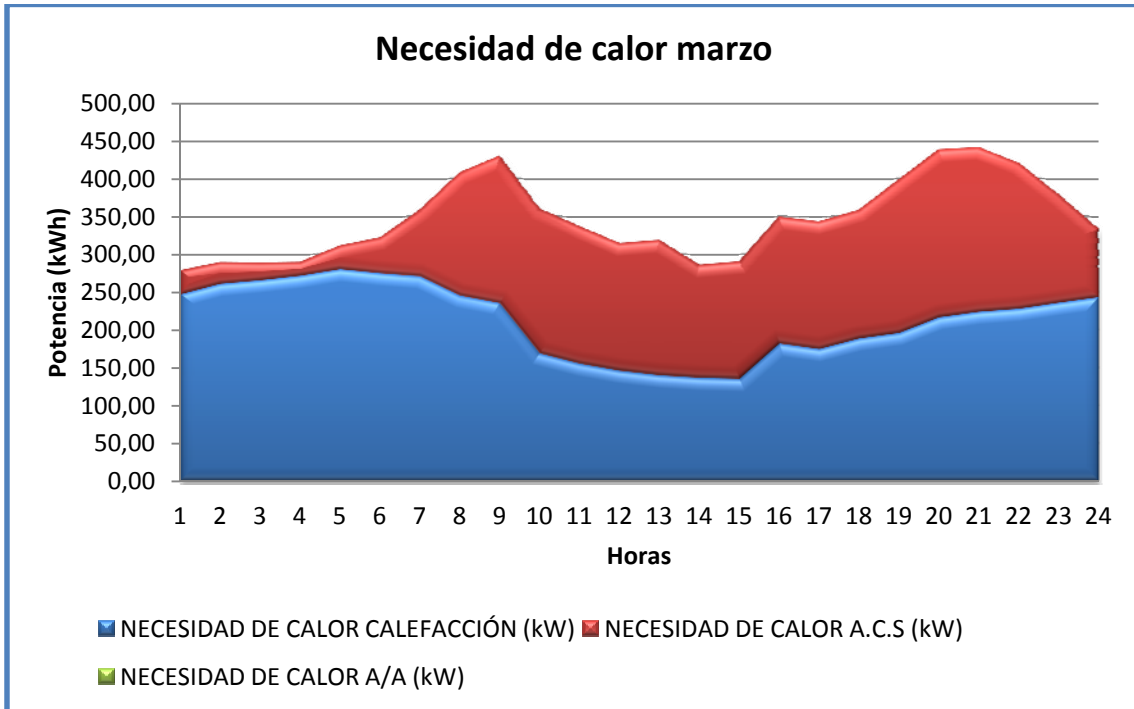
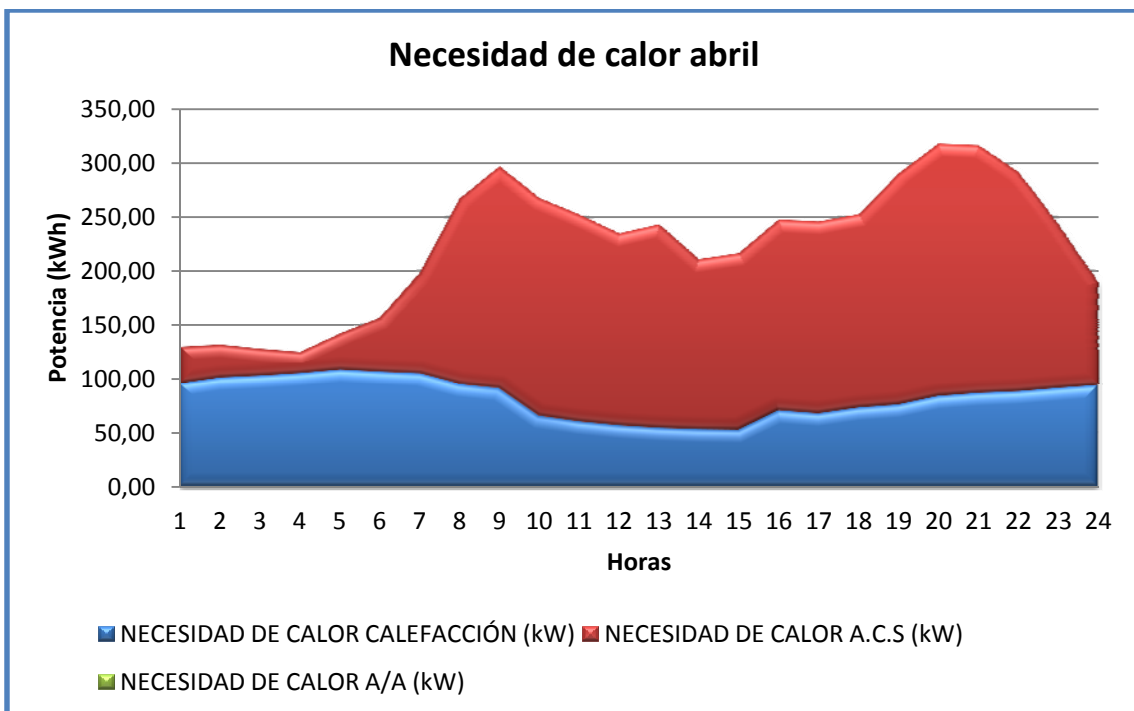


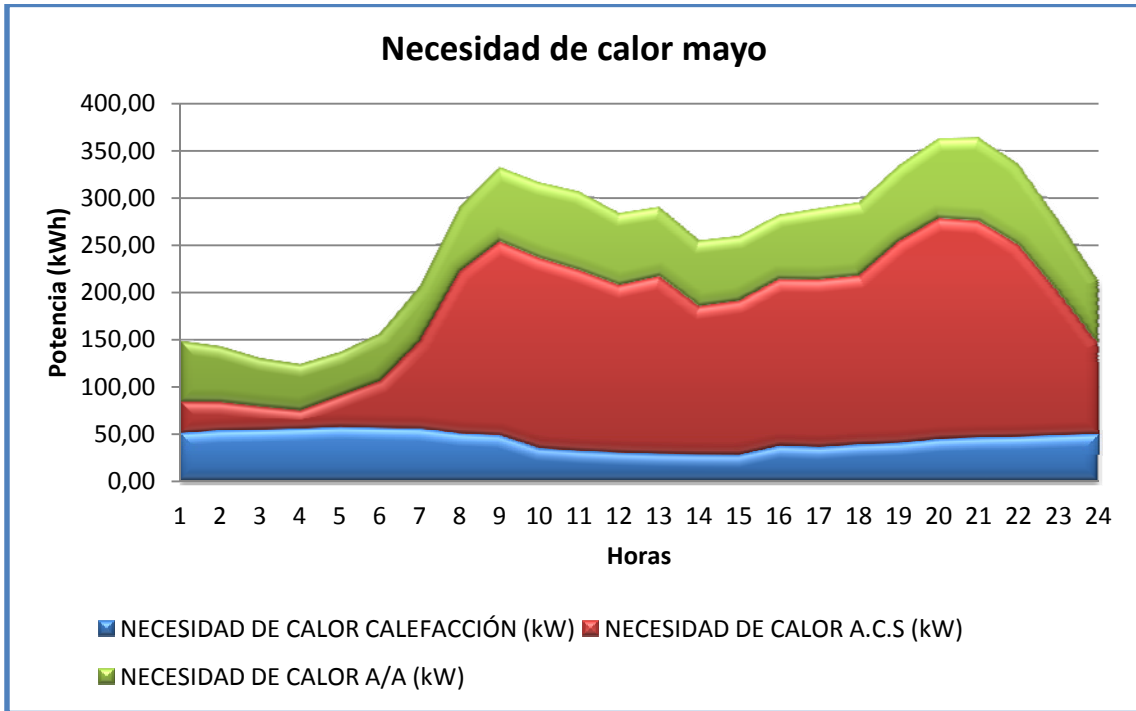
Figura 2. Día-tipo febrero, necesidad de calor.
Elaboración propia.



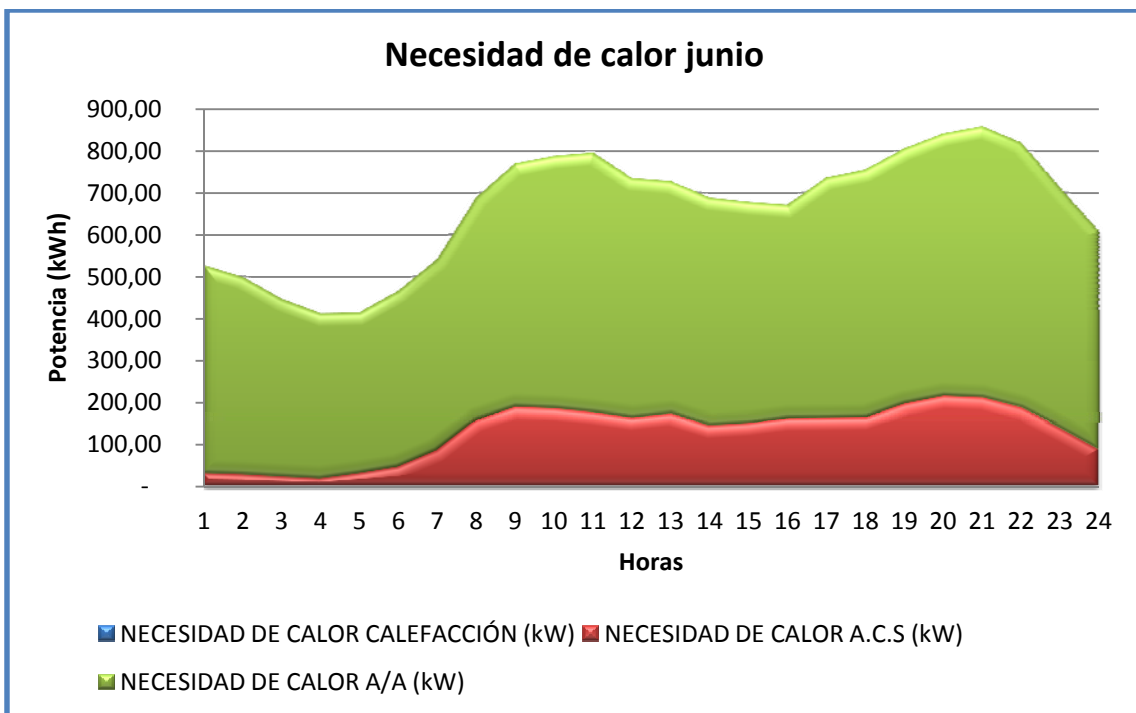
*Figura 3. Día-tipo marzo, necesidad de calor.
Elaboración propia.*



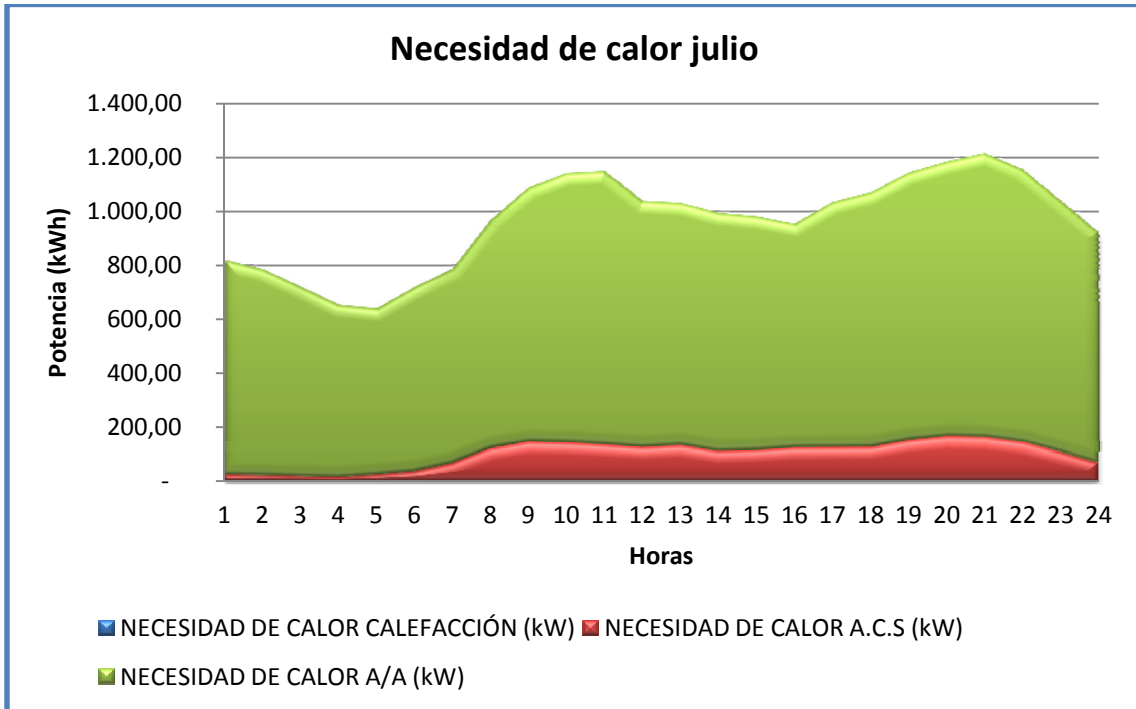
*Figura 4. Día-tipo abril, necesidad de calor.
Elaboración propia.*



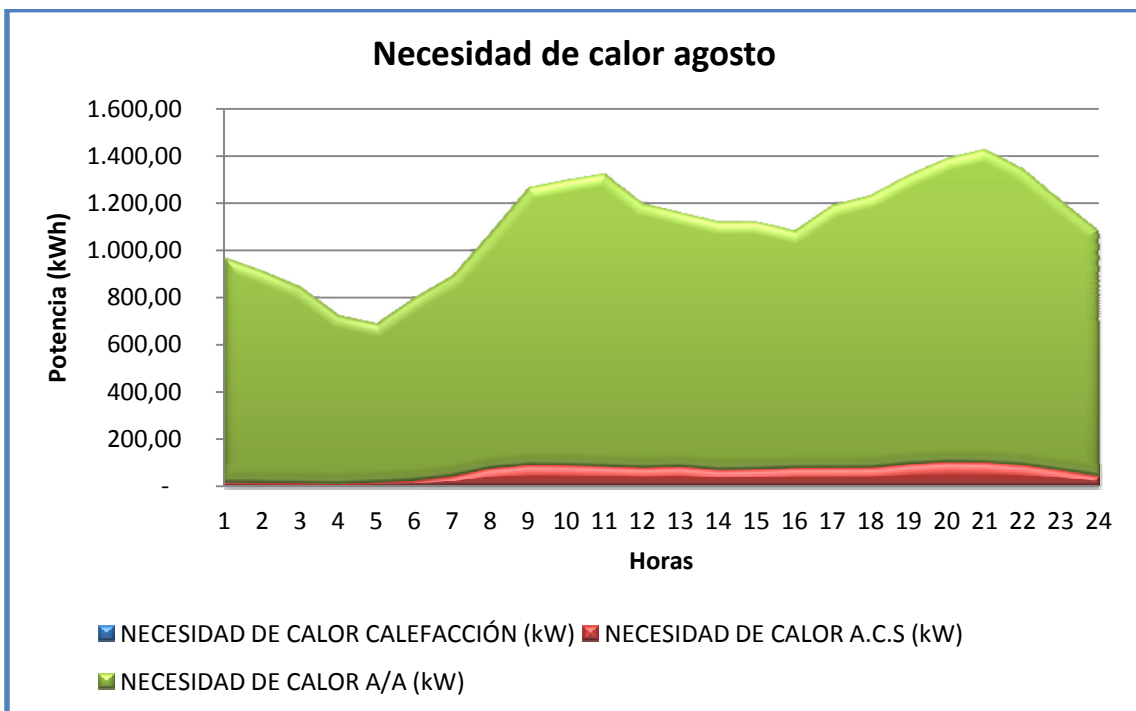
*Figura 5. Día-tipo mayo, necesidad de calor.
Elaboración propia.*



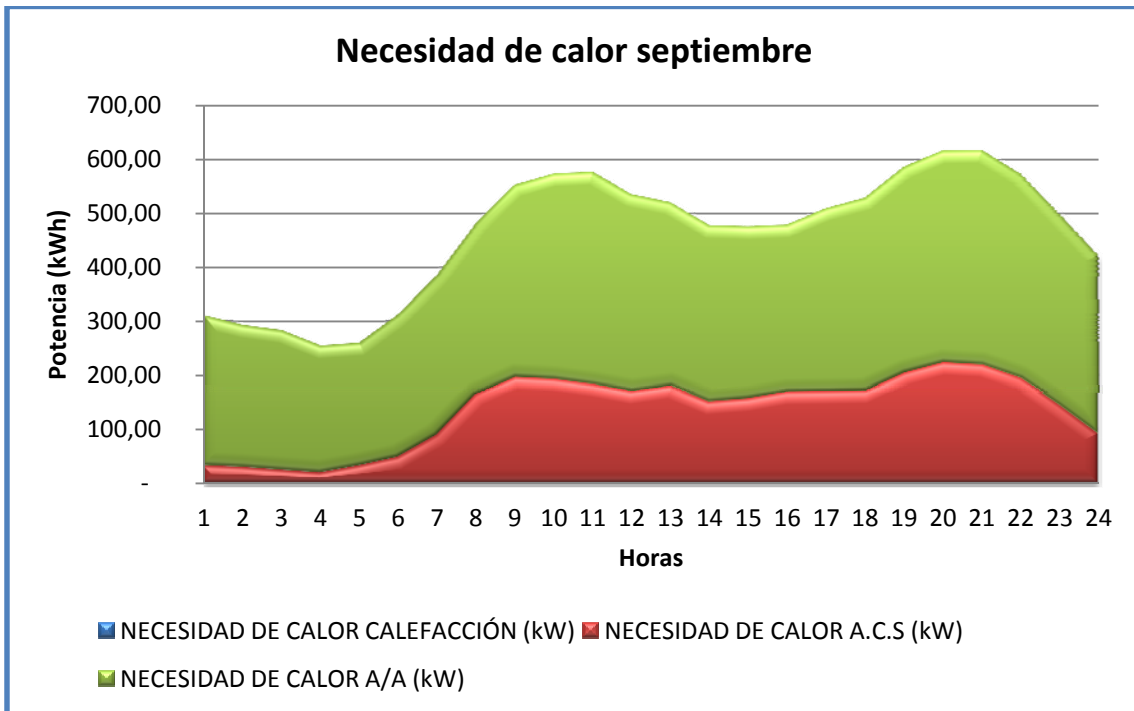
*Figura 6. Día-tipo junio, necesidad de calor.
Elaboración propia.*



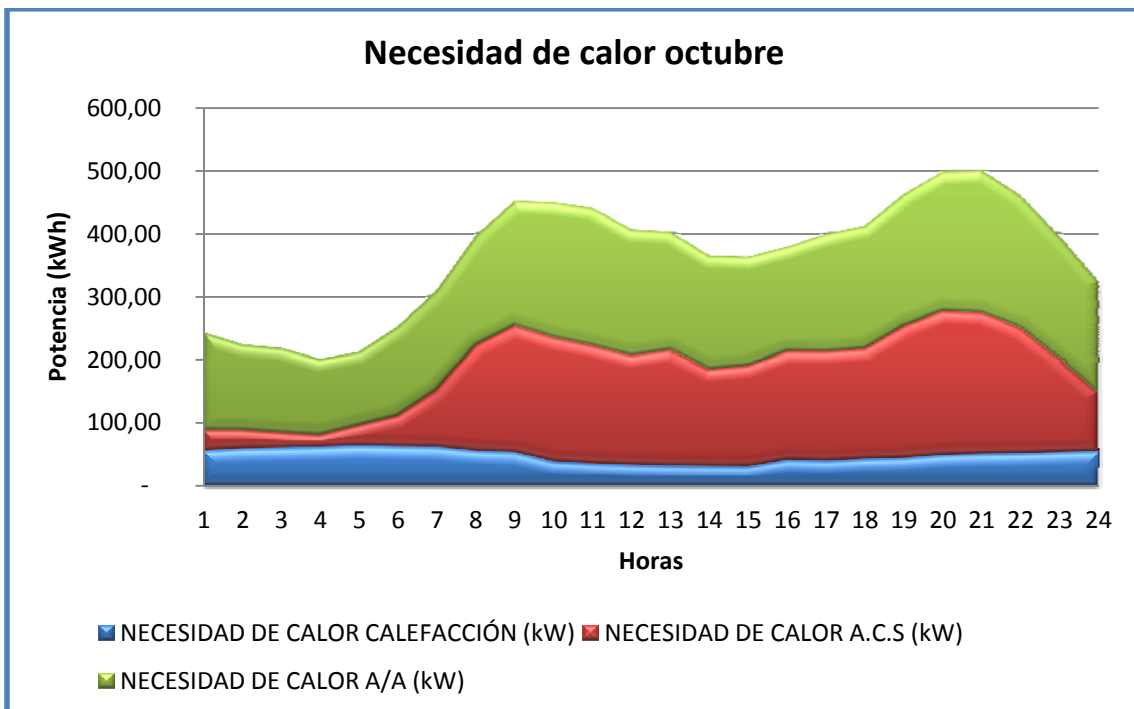
*Figura 7. Día-tipo julio, necesidad de calor.
Elaboración propia.*



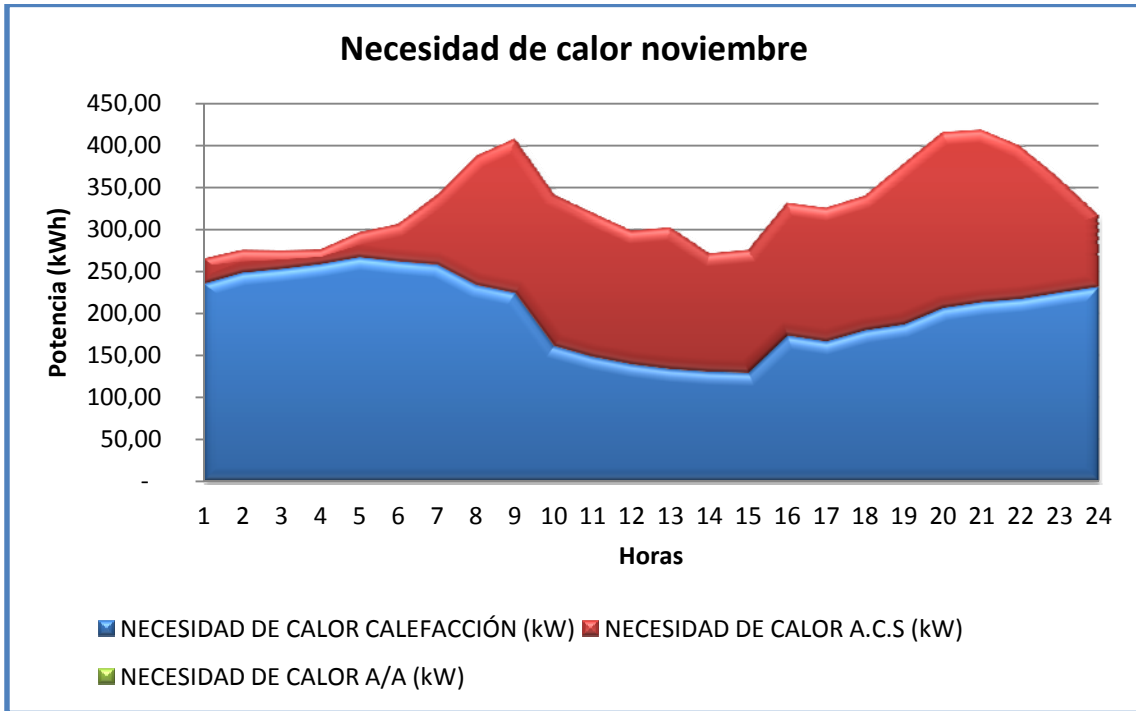
*Figura 8. Día-tipo agosto, necesidad de calor.
Elaboración propia.*



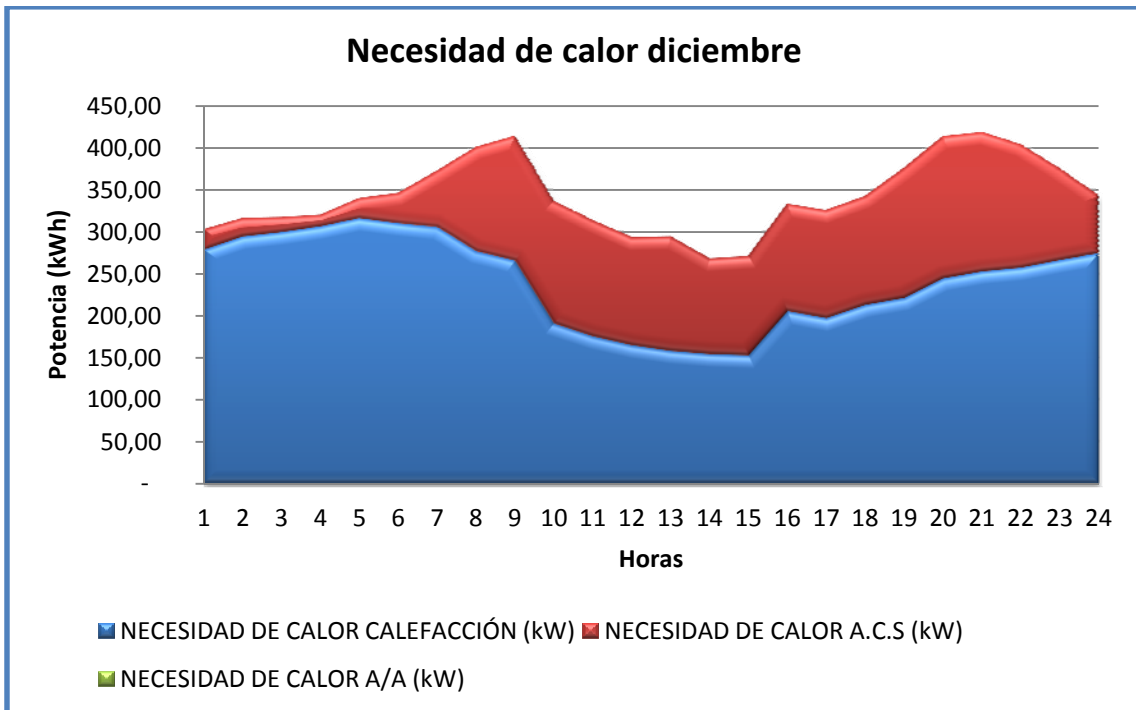
*Figura 9. Día-tipo septiembre, necesidad de calor.
Elaboración propia.*



*Figura 10. Día-tipo octubre, necesidad de calor.
Elaboración propia.*



*Figura 11. Día-tipo noviembre, necesidad de calor.
Elaboración propia.*



*Figura 12. Día-tipo diciembre, necesidad de calor.
Elaboración propia.*

ANEXO 4. Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE)

MES		HORAS											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ENERO	Necesidad de calor	239,53	249,85	250,42	252,41	268,68	274,44	297,82	324,42	336,79	275,59	257,24	240,38
	Aporte de calor	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10
	Diferencia	-803,57	-793,25	-792,68	-790,69	-774,42	-768,66	-745,28	-718,68	-706,31	-767,51	-785,86	-802,72
FEBRERO	Necesidad de calor	368,98	384,72	385,79	388,39	413,72	423,15	460,55	504,14	524,32	430,21	401,68	375,31
	Aporte de calor	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10
	Diferencia	-674,12	-658,38	-657,31	-654,71	-629,38	-619,95	-582,55	-538,96	-518,78	-612,89	-641,42	-667,79
MARZO	Necesidad de calor	278,35	289,19	28,45	289,41	311,09	321,65	658,45	407,55	429,72	359,76	336,62	314,27
	Aporte de calor	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10
	Diferencia	-764,75	-753,91	-754,65	-753,69	-732,01	-721,45	-684,65	635,55	-613,38	-683,34	-706,48	-728,83
ABRIL	Necesidad de calor	129,22	131,31	127,41	124,40	141,53	156,26	197,84	266,86	296,99	267,46	252,08	234,70
	Aporte de calor	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10
	Diferencia	-913,88	-911,79	-915,69	-918,70	-901,57	-886,84	-845,26	-776,24	-746,11	-755,64	-791,02	-808,40
MAYO	Necesidad de calor	148,66	142,95	130,49	124,20	136,82	156,27	205,82	289,11	331,21	315,28	305,49	282,94
	Aporte de calor	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10
	Diferencia	-894,44	-900,15	-912,61	-918,90	-906,28	-886,83	-837,28	-753,99	-711,89	-727,82	-737,61	-760,16
JUNIO	Necesidad de calor	525,52	497,17	445,30	411,12	413,05	464,38	539,78	686,53	768,24	786,01	794,09	733,51
	Aporte de calor	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10
	Diferencia	-517,58	-545,93	-597,80	-634,98	-630,05	-578,72	-503,32	-356,57	-274,86	-257,09	-249,01	-309,59

MES		HORAS											
		13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ENERO	Necesidad de calor	241,75	219,41	222,02	271,58	265,72	278,92	307,19	337,98	341,71	328,82	303,54	274,97
	Aporte de calor	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10
	Diferencia	-801,35	-823,69	-851,08	-771,52	-777,38	-764,18	-735,91	-705,12	-701,39	-714,28	-739,56	-768,13
FEBRERO	Necesidad de calor	377,79	342,41	346,63	423,16	414,22	434,54	479,16	527,14	532,71	512,00	471,38	425,56
	Aporte de calor	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10
	Diferencia	-665,31	-700,69	-696,47	-619,91	-628,88	-608,56	-563,94	-515,96	-510,39	-531,10	-571,72	-617,54
MARZO	Necesidad de calor	318,40	285,69	290,10	349,20	342,83	358,04	398,36	437,93	441,07	420,16	379,11	333,29
	Aporte de calor	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10
	Diferencia	-724,70	-757,41	-753,00	-696,90	-700,27	-685,06	-644,74	-605,17	-602,03	-622,94	-663,99	-709,81
ABRIL	Necesidad de calor	243,09	210,74	216,29	247,55	245,72	252,43	290,15	318,16	316,57	291,79	243,04	189,70
	Aporte de calor	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10
	Diferencia	-800,01	-832,36	-826,81	-795,55	-797,38	-790,67	-752,95	-724,94	-726,53	-751,31	-800,06	-853,40
MAYO	Necesidad de calor	289,48	254,26	259,00	281,15	287,99	294,21	332,82	361,46	362,46	334,08	275,27	211,81
	Aporte de calor	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10
	Diferencia	-753,32	-788,84	-784,10	-761,95	-755,11	-748,89	-710,28	-681,64	-680,64	-818,06	-710,70	-607,39
JUNIO	Necesidad de calor	725,96	686,91	676,47	669,90	764,80	753,31	803,86	839,49	856,77	818,06	710,70	607,39
	Aporte de calor	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10
	Diferencia	-317,14	-356,19	-366,63	-373,20	-308,30	-289,79	-239,24	-203,61	-186,33	-225,04	-332,40	-435,71

MES		HORAS											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
JULIO	Necesidad de calor	817,65	783,04	718,78	652,65	638,75	717,31	784,41	965,03	1.085,89	1.139,05	1.146,93	1.036,09
	Aporte de calor	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00
	Diferencia	-341,35	-375,96	-440,22	-506,35	-520,25	-441,69	-374,59	-193,97	-73,11	-19,95	-12,07	-122,91
AGOSTO	Necesidad de calor	968,82	911,63	844,12	724,11	689,73	799,16	891,98	1.074,47	1.265,62	1.298,04	1.324,69	1.197,96
	Aporte de calor	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00
	Diferencia	-190,18	-247,37	-314,88	-434,89	-469,27	-359,84	-267,02	-84,53	106,62	139,04	165,69	38,96
SEPTIEMBRE	Necesidad de calor	309,76	291,87	282,12	253,65	258,92	311,29	384,31	480,02	552,19	572,78	576,18	534,48
	Aporte de calor	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10
	Diferencia	-733,34	-751,23	-460,98	-789,45	-784,18	-761,81	-658,79	-563,08	-490,91	-470,32	-466,92	-508,62
OCTUBRE	Necesidad de calor	242,02	223,14	217,63	200,10	211,86	251,83	309,07	394,73	449,87	447,86	438,77	404,54
	Aporte de calor	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10
	Diferencia	-801,08	-819,96	-825,47	-843,00	-831,24	-791,27	-734,03	-648,37	-593,23	-595,54	-604,33	-638,56
NOVIEMBRE	Necesidad de calor	265,20	275,56	274,89	275,84	296,43	306,38	341,18	387,46	408,37	341,68	319,68	298,46
	Aporte de calor	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10
	Diferencia	-777,90	-767,54	-768,21	-767,26	-746,67	-736,72	-701,92	-655,64	-634,73	-701,42	-723,42	-744,64
DICIEMBRE	Necesidad de calor	302,74	316,13	317,27	320,19	339,92	346,04	372,68	400,82	414,11	336,41	313,77	293,29
	Aporte de calor	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10
	Diferencia	-740,36	-726,97	-725,83	-722,91	-703,18	-697,06	-670,42	-642,28	-628,99	-706,69	-729,33	-749,81

MES		HORAS											
		13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
JULIO	Necesidad de calor	1.028,62	991,56	978,66	951,47	1.031,76	1.067,09	1.141,27	1.181,26	1.212,54	1.153,03	1.036,74	919,54
	Aporte de calor	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00
	Diferencia	-130,38	-167,44	-180,34	-207,53	-127,24	-91,91	-17,73	22,26	53,54	-5,97	-122,26	-239,46
AGOSTO	Necesidad de calor	1.159,16	1.121,08	1.120,58	1.082,87	1.191,74	1.232,57	1.318,77	1.389,31	1.427,69	1.345,17	1.211,44	1.082,05
	Aporte de calor	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00	1.159,00
	Diferencia	0,16	-37,92	-38,42	-76,13	32,74	73,57	159,77	230,31	268,69	186,17	52,44	-76,95
SEPTIEMBRE	Necesidad de calor	519,48	476,99	474,95	477,97	508,41	527,86	585,26	615,55	616,55	572,49	497,26	420,52
	Aporte de calor	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10
	Diferencia	-532,62	-566,11	-568,15	-565,13	-534,69	-515,24	-457,84	-427,55	-426,55	-470,61	-545,84	-622,58
OCTUBRE	Necesidad de calor	400,92	363,41	361,40	377,02	397,17	410,17	460,40	495,60	498,01	458,62	394,32	323,13
	Aporte de calor	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10
	Diferencia	-642,18	-679,69	-681,70	-666,08	-645,93	-632,93	-582,70	-547,50	-545,09	-584,48	-648,78	-719,97
NOVIEMBRE	Necesidad de calor	302,33	271,35	275,52	331,78	325,71	340,19	378,41	416,01	419,03	399,27	360,47	317,17
	Aporte de calor	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10
	Diferencia	-740,77	-771,75	-767,58	-711,32	-717,39	-702,91	-664,69	-627,09	-624,07	-643,83	-682,63	-725,93
DICIEMBRE	Necesidad de calor	294,25	268,05	270,94	333,12	325,58	342,30	375,78	413,56	418,63	404,13	375,69	343,38
	Aporte de calor	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10	1.043,10
	Diferencia	-748,85	-775,05	-772,16	-709,98	-717,52	-700,80	-667,32	-629,54	-624,47	-638,97	-667,41	-699,72

Tabla 1 . Necesidad, aporte y diferencia de calor. Elaboración propia.

MES	MOTOR	Nº MOTORES	POTENCIA ELÉCTRICA (kW)	POTENCIA TÉRMICA (kW)	COMBUSTIBLE (kW)	POTENCIA ELÉCTRICA TOTAL (kW)	POTENCIA TÉRMICA TOTAL (kW)	TOTAL COMBUSTIBLE (kW)	HORAS /MES	E	Q	V	REE
ENERO	HPC 1200 N	1	1.169	1.159	2.718	1.052	1.043	2.446	744	782.762	1.819.973	206.496,58	
FEBRERO	HPC 1200 N	1	1.169	1.159	2.718	1.052	1.043	2.446	672	707.011	1.643.846	289.734,90	
MARZO	HPC 1200 N	1	1.169	1.159	2.718	1.052	1.043	2.446	744	782.762	1.819.973	258.499,29	
ABRIL	HPC 1200 N	1	1.169	1.159	2.718	1.052	1.043	2.446	360	378.756	880.632	161.738,36	
MAYO	HPC 1200 N	1	1.169	1.159	2.718	1.052	1.043	2.446	744	782.762	1.819.973	189.510,12	
JUNIO	HPC 1200 N	1	1.169	1.159	2.718	1.052	1.043	2.446	720	757.512	1.761.264	478.449,60	
JULIO	HPC 1200 N	1	1.169	1.159	2.718	1.169	1.159	2.718	744	869.736	2.022.192	718.552,63	
AGOSTO	HPC 1200 N	1	1.169	1.159	2.718	1.169	1.159	2.718	744	869.736	2.022.192	826.855,58	
SEPTIEMBRE	HPC 1200 N	1	1.169	1.159	2.718	1.052	1.043	2.446	720	757.512	1.761.264	333.025,00	
OCTUBRE	HPC 1200 N	1	1.169	1.159	2.718	1.052	1.043	2.446	744	782.762	1.819.973	270.670,10	
NOVIEMBRE	HPC 1200 N	1	1.169	1.159	2.718	1.052	1.043	2.446	720	757.512	1.761.264	237.851,81	
DICIEMBRE	HPC 1200 N	1	1.169	1.159	2.718	1.052	1.043	2.446	744	782.762	1.819.973	255.402,11	
TOTAL										9.011.587	20.952.518	4.226.786	0,5544

Tabla 2 . Cálculo del Rendimiento Eléctrico Equivalente.
Elaboración propia.

ANEXO 5

Financiación de la instalación de trigeneración

AÑOS	INTERESES	CAP. AMORTIZADO	TOTAL
1	43.742,73	60.995,97	104.738,40
2	40.940,91	63.797,49	104.738,40
3	38.010,74	66.727,66	104.738,40
4	34.945,97	69.792,43	104.738,40
5	31.740,46	72.997,94	104.738,40
6	28.387,71	76.350,69	104.738,40
7	24.880,98	79.857,42	104.738,40
8	21.213,16	83.525,24	104.738,40
9	17.376,90	87.361,50	104.738,40
10	13.364,44	91.373,96	104.738,40
11	9.167,68	95.570,72	104.738,40
12	4.778,21	99.960,19	104.738,40
13	680,38	51.688,82	52.369,20
TOTAL	309.229,97	1.000.000,3	1.309.230,00

Tabla 1. Resumen anual de la financiación.
Elaboración propia

Capital del préstamo	1.000.000 €
Plazo	12,5 años
Periodicidad de la cuota	Mensual
Tipo de interés inicial	7 %
Índice de referencia utilizado	Euribor 1.499
Diferencia sobre el índice de referencia	3 %
Revisión al tipo	4,499%

Tabla 2. Características de la financiación.
Elaboración propia

PAGO	INTERESES	CAP. AMORTIZADO	AMORTIZACION ACUMULADA	CAPITAL PENDIENTE	INTERESES + CAP. AMORTIZADO
REVISION AL TIPO 4,499%					
1	3.749,17	4.979,03	4.979,03	995.020,97	8.728,20
2	3.730,50	4.997,70	9.976,73	990.023,27	8.728,20
3	3.711,76	5.016,44	14.993,17	985.006,83	8.728,20
4	3.692,95	5.035,25	20.028,42	979.971,58	8.728,20
5	3.674,08	5.054,12	25.082,54	974.917,46	8.728,20
6	3.655,13	5.073,07	30.155,61	969.844,39	8.728,20
7	3.636,11	5.092,09	35.247,70	964.752,30	8.728,20
8	3.617,02	5.111,18	40.358,89	959.641,11	8.728,20
9	3.597,85	5.130,35	45.489,23	954.510,77	8.728,20
10	3.578,62	5.149,58	50.638,81	949.361,19	8.728,20
11	3.559,31	5.168,89	55.807,70	944.192,30	8.728,20
12	3.539,93	5.188,27	60.995,96	939.004,04	8.728,20
13	3.520,48	5.207,72	66.203,68	933.796,32	8.728,20
14	3.500,96	5.227,24	71.430,92	928.569,08	8.728,20
15	3.481,36	5.246,84	76.677,76	923.322,24	8.728,20
16	3.461,69	5.266,51	81.944,27	918.055,73	8.728,20
17	3.441,94	5.286,26	87.230,53	912.769,47	8.728,20
18	3.422,12	5.306,08	92.536,61	907.463,39	8.728,20
19	3.402,23	5.325,97	97.862,57	902.137,43	8.728,20
20	3.382,26	5.345,94	103.208,51	896.791,49	8.728,20
21	3.362,22	5.365,98	108.574,49	891.425,51	8.728,20
22	3.342,10	5.386,10	113.960,59	886.039,41	8.728,20
23	3.321,91	5.406,29	119.366,88	880.633,12	8.728,20
24	3.301,64	5.426,56	124.793,44	875.206,56	8.728,20
25	3.281,30	5.446,90	130.240,34	869.759,66	8.728,20
26	3.260,87	5.467,33	135.707,67	864.292,33	8.728,20
27	3.240,38	5.487,82	141.195,49	858.804,51	8.728,20
28	3.219,80	5.508,40	146.703,89	853.296,11	8.728,20
29	3.199,15	5.529,05	152.232,94	847.767,06	8.728,20
30	3.178,42	5.549,78	157.782,72	842.217,28	8.728,20

Tabla 3. Financiación a 12,5 años.

PAGO	INTERESES	CAP. AMORTIZADO	AMORTIZACION ACUMULADA	CAPITAL PENDIENTE	INTERESES + CAP. AMORTIZADO
REVISION AL TIPO 4,499%					
31	3.157,61	5.570,59	163.353,31	836.646,69	8.728,20
32	3.136,73	5.591,47	168.944,78	831.055,22	8.728,20
33	3.115,76	5.612,44	174.557,22	825.442,78	8.728,20
34	3.094,72	5.633,48	180.190,69	819.809,31	8.728,20
35	3.073,60	5.654,60	185.845,29	814.154,71	8.728,20
36	3.052,40	5.675,80	191.521,09	808.478,91	8.728,20
37	3.031,12	5.697,08	197.218,17	802.781,83	8.728,20
38	3.009,76	5.718,44	202.936,61	797.063,39	8.728,20
39	2.988,32	5.739,88	208.676,48	791.323,52	8.728,20
40	2.966,80	5.761,40	214.437,88	785.562,12	8.728,20
41	2.945,20	5.783,00	220.220,87	779.779,13	8.728,20
42	2.923,52	5.804,68	226.025,55	773.974,45	8.728,20
43	2.901,76	5.826,44	231.851,99	768.148,01	8.728,20
44	2.879,91	5.848,29	237.700,28	762.299,72	8.728,20
45	2.857,99	5.870,21	243.570,49	756.429,51	8.728,20
46	2.835,98	5.892,22	249.462,71	750.537,29	8.728,20
47	2.813,89	5.914,31	255.377,02	744.622,98	8.728,20
48	2.791,72	5.936,48	261.313,50	738.686,50	8.728,20
49	2.769,46	5.958,74	267.272,25	732.727,75	8.728,20
50	2.747,12	5.981,08	273.253,33	726.746,67	8.728,20
51	2.724,69	6.003,51	279.256,83	720.743,17	8.728,20
52	2.702,19	6.026,01	285.282,85	714.717,15	8.728,20
53	2.679,59	6.048,61	291.331,45	708.668,55	8.728,20
54	2.656,92	6.071,28	297.402,74	702.597,26	8.728,20
55	2.634,15	6.094,05	303.496,78	696.503,22	8.728,20
56	2.611,31	6.116,89	309.613,68	690.386,32	8.728,20
57	2.588,37	6.139,83	315.753,50	684.246,50	8.728,20
58	2.565,35	6.162,85	321.916,35	678.083,65	8.728,20
59	2.542,25	6.185,95	328.102,30	671.897,70	8.728,20
60	2.519,06	6.209,14	334.311,44	665.688,56	8.728,20
61	2.495,78	6.232,42	340.543,87	659.456,13	8.728,20
62	2.472,41	6.255,79	346.799,65	653.200,35	8.728,20
63	2.448,96	6.279,24	353.078,90	646.921,10	8.728,20
64	2.425,42	6.302,78	359.381,68	640.618,32	8.728,20
65	2.401,78	6.326,42	365.708,10	634.291,90	8.728,20

PAGO	INTERESES	CAP. AMORTIZADO	AMORTIZACION ACUMULADA	CAPITAL PENDIENTE	INTERESES + CAP. AMORTIZADO
REVISION AL TIPO 4,499%					
66	2.378,07	6.350,13	372.058,23	627.941,77	8.728,20
67	2.354,26	6.373,94	378.432,17	621.567,83	8.728,20
68	2.330,36	6.397,84	384.830,01	615.169,99	8.728,20
69	2.306,37	6.421,83	391.251,84	608.748,16	8.728,20
70	2.282,30	6.445,90	397.697,74	602.302,26	8.728,20
71	2.258,13	6.470,07	404.167,81	595.832,19	8.728,20
72	2.233,87	6.494,33	410.662,13	589.337,87	8.728,20
73	2.209,53	6.518,67	417.180,81	582.819,19	8.728,20
74	2.185,09	6.543,11	423.723,92	576.276,08	8.728,20
75	2.160,56	6.567,64	430.291,57	569.708,43	8.728,20
76	2.135,93	6.592,27	436.883,83	563.116,17	8.728,20
77	2.111,22	6.616,98	443.500,82	556.499,18	8.728,20
78	2.086,41	6.641,79	450.142,61	549.857,39	8.728,20
79	2.061,51	6.666,69	456.809,30	543.190,70	8.728,20
80	2.036,51	6.691,69	463.500,99	536.499,01	8.728,20
81	2.011,42	6.716,78	470.217,77	529.782,23	8.728,20
82	1.986,24	6.741,96	476.959,72	523.040,28	8.728,20
83	1.960,97	6.767,23	483.726,96	516.273,04	8.728,20
84	1.935,59	6.792,61	490.519,57	509.480,43	8.728,20
85	1.910,13	6.818,07	497.337,64	502.662,36	8.728,20
86	1.884,56	6.843,64	504.181,27	495.818,73	8.728,20
87	1.858,91	6.869,29	511.050,57	488.949,43	8.728,20
88	1.833,15	6.895,05	517.945,61	482.054,39	8.728,20
89	1.807,30	6.920,90	524.866,51	475.133,49	8.728,20
90	1.781,35	6.946,85	531.813,36	468.186,64	8.728,20
91	1.755,31	6.972,89	538.786,25	461.213,75	8.728,20
92	1.729,17	6.999,03	545.785,28	454.214,72	8.728,20
93	1.702,93	7.025,27	552.810,55	447.189,45	8.728,20
94	1.676,59	7.051,61	559.862,16	440.137,84	8.728,20
95	1.650,15	7.078,05	566.940,21	433.059,79	8.728,20
96	1.623,61	7.104,59	574.044,80	425.955,20	8.728,20
97	1.596,98	7.131,22	581.176,02	418.823,98	8.728,20
98	1.570,24	7.157,96	588.333,98	411.666,02	8.728,20
99	1.543,40	7.184,80	595.518,78	404.481,22	8.728,20
100	1.516,47	7.211,73	602.730,51	397.269,49	8.728,20

PAGO	INTERESES	CAP. AMORTIZADO	AMORTIZACION ACUMULADA	CAPITAL PENDIENTE	INTERESES + CAP. AMORTIZADO
REVISION AL TIPO 4,499%					
101	1.489,43	7.238,77	609.969,28	390.030,72	8.728,20
102	1.462,29	7.265,91	617.235,19	382.764,81	8.728,20
103	1.435,05	7.293,15	624.528,34	375.471,66	8.728,20
104	1.407,71	7.320,49	631.848,84	368.151,16	8.728,20
105	1.380,26	7.347,94	639.196,78	360.803,22	8.728,20
106	1.352,71	7.375,49	646.572,27	353.427,73	8.728,20
107	1.325,06	7.403,14	653.975,41	346.024,59	8.728,20
108	1.297,30	7.430,90	661.406,30	338.593,70	8.728,20
109	1.269,44	7.458,76	668.865,06	331.134,94	8.728,20
110	1.241,48	7.486,72	676.351,78	323.648,22	8.728,20
111	1.213,41	7.514,79	683.866,57	316.133,43	8.728,20
112	1.185,24	7.542,96	691.409,53	308.590,47	8.728,20
113	1.156,96	7.571,24	698.980,77	301.019,23	8.728,20
114	1.128,57	7.599,63	706.580,40	293.419,60	8.728,20
115	1.100,08	7.628,12	714.208,52	285.791,48	8.728,20
116	1.071,48	7.656,72	721.865,24	278.134,76	8.728,20
117	1.042,77	7.685,43	729.550,67	270.449,33	8.728,20
118	1.013,96	7.714,24	737.264,91	262.735,09	8.728,20
119	985,04	7.743,16	745.008,07	254.991,93	8.728,20
120	956,01	7.772,19	752.780,26	247.219,74	8.728,20
121	926,87	7.801,33	760.581,60	239.418,40	8.728,20
122	897,62	7.830,58	768.412,18	231.587,82	8.728,20
123	868,26	7.859,94	776.272,12	223.727,88	8.728,20
124	838,79	7.889,41	784.161,52	215.838,48	8.728,20
125	809,21	7.918,99	792.080,51	207.919,49	8.728,20
126	779,52	7.948,68	800.029,18	199.970,82	8.728,20
127	749,72	7.978,48	808.007,66	191.992,34	8.728,20
128	719,81	8.008,39	816.016,05	183.983,95	8.728,20
129	689,79	8.038,41	824.054,46	175.945,54	8.728,20
130	659,65	8.068,55	832.123,01	167.876,99	8.728,20

Tabla 3 Financiación a 12,5 años.

PAGO	INTERESES	CAP. AMORTIZADO	AMORTIZACION ACUMULADA	CAPITAL PENDIENTE	INTERESES + CAP. AMORTIZADO
REVISION AL TIPO 4,499%					
131	629,4	8.098,80	840.221,81	159.778,19	8.728,20
132	599,04	8.129,16	848.350,98	151.649,02	8.728,20
133	568,56	8.159,64	856.510,62	143.489,38	8.728,20
134	537,97	8.190,23	864.700,86	135.299,14	8.728,20
135	507,26	8.220,94	872.921,80	127.078,20	8.728,20
136	476,44	8.251,76	881.173,56	118.826,44	8.728,20
137	445,5	8.282,70	889.456,26	110.543,74	8.728,20
138	414,45	8.313,75	897.770,01	102.229,99	8.728,20
139	383,28	8.344,92	906.114,93	93.885,07	8.728,20
140	351,99	8.376,21	914.491,14	85.508,86	8.728,20
141	320,59	8.407,61	922.898,76	77.101,24	8.728,20
142	289,07	8.439,13	931.337,89	68.662,11	8.728,20
143	257,43	8.470,77	939.808,67	60.191,33	8.728,20
144	225,67	8.502,53	948.311,20	51.688,80	8.728,20
145	193,79	8.534,41	956.845,61	43.154,39	8.728,20
146	161,79	8.566,41	965.412,02	34.587,98	8.728,20
147	129,68	8.598,52	974.010,54	25.989,46	8.728,20
148	97,44	8.630,76	982.641,30	17.358,70	8.728,20
149	65,08	8.663,12	991.304,42	8.695,58	8.728,20
150	32,6	8.695,60	1.000.000,00	0	8.728,20

Tabla 3 Financiación a 12,5 años.
Elaboración propia

ANEXO 6

Máquina de absorción



ABSC 112-1660

Enfriadoras de líquido por ciclo de absorción

- 22 tamaños. Capacidades nominales de refrigeración de 390 a 6000 kW
- “Adaptive Control™”
- Pantalla legible en distintos idiomas
- Diseño hermético y monocasco
- Un solo elemento móvil: el conjunto hermético moto-bomba, refrigerado y lubricado por agua destilada.
- Soportes de los tubos del concentrador fijos y flotantes. Tubos sustituibles individualmente.
- Tubos de cuproníquel en el absorbedor, concentrador y evaporador



F10 CA 004 ES

Serie ABSC de enfriadoras de líquido por ciclo de absorción
Capacidades nominales de refrigeración de 390 a 6000 kW

La gama de enfriadoras de absorción de Trane ofrece la más amplia selección disponible en el sector. 22 tamaños con capacidades entre 390 y 6000 kW.

Las enfriadoras de líquido de absorción ABSC de Trane representan los últimos avances en enfriadoras de agua de absorción. Montadas en fábrica y con un diseño exclusivo monocasco, funcionan con el ciclo bien probado de bromuro de litio/agua para enfriar agua para acondicionamiento de aire o procesos industriales. El diseño responde a una versión muy avanzada de la primera máquina de absorción hermética introducida por Trane como pionera en 1959. El diseño original de Trane introdujo el concepto de hermeticidad para grandes máquinas de más de 200 kW y supuso un avance importante en cuanto a la fiabilidad de funcionamiento para los equipos de absorción.

El modelo "C" conserva todas las acreditadas funciones de la máquina hermética original, tales como la construcción compacta con una sola carcasa, pero incluye los últimos avances en diseño, que dan al propietario la máxima seguridad respecto a fiabilidad y duración.

Enfriadoras de líquido por ciclo de absorción. Millares de aplicaciones en el mundo, una fiabilidad reconocida



Construcción hermética monocasco

Trane ha antepuesto a otras consideraciones la integridad del hermetismo en sus prioridades de diseño, porque las fugas de aire reducen la capacidad, aumentan la corrosión y pueden dar lugar a cristalización. Con su única carcasa, la enfriadora de absorción de Trane tiene casi un 50 % menos de superficie y de uniones soldadas que los diseños de carcasas múltiples. Al eliminarse las uniones, se evitan posibles fugas. Puesto que las enfriadoras de absorción se montan en fábrica, todas las soldaduras se hacen allí y la estanqueidad de las unidades se prueba mediante técnicas de espectrometría de masas antes de su envío.

Conjunto motobomba con una sola pieza móvil

Todas las máquinas tienen un único conjunto motobomba hermético con tres impulsores montados en un eje común. Los cojinetes de la bomba y el motor se lubrican y refrigeran con agua destilada, en lugar de solución de bromuro de litio, que podría perjudicar el motor, los cojinetes y los retenes. El motor, cuyo cableado y montaje se hace en fábrica, puede extraerse sin romper el vacío de la máquina ni vaciar la solución de la misma.

La unidad ABSC 1660 está equipada con tres conjuntos motobomba individuales.

Gran bandeja evaporadora

La estabilidad de funcionamiento se asegura gracias a una bandeja evaporadora de grandes dimensiones. La importante carga de refrigerante (agua destilada) permite el funcionamiento sin problemas de la máquina en condiciones de poca carga, sin que se produzcan paradas por nivel bajo ni haga falta inyección de solución diluida en el evaporador.

Toberas de pulverización del absorbedor

El vapor de refrigerante vuelve a la solución en el absorbedor. Las toberas pulverizan la solución sobre los haces del absorbedor, disminuyendo así la temperatura de la solución una media de 5 a 6 °C en el proceso de absorción.

Para evitar que la solución se acerque demasiado al punto de cristalización, las unidades de absorción de Trane disponen

de un sistema que mezcla solución concentrada procedente del concentrador con solución de menor concentra

ción tomada del absorbedor, antes de que pase a través de las toberas de pulverización.

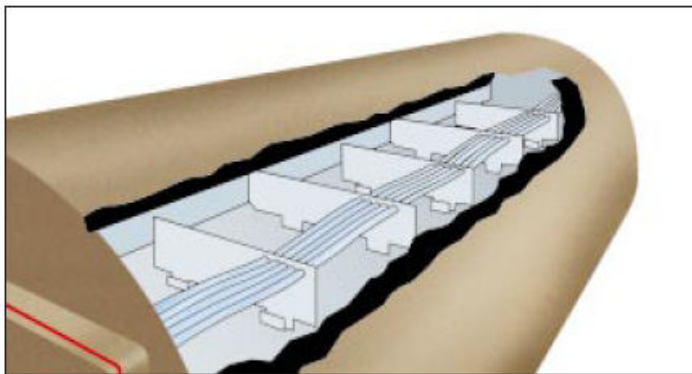
Otra ventaja del sistema está en que la concentración de bromuro de litio de la solución de alta concentración puede ser más alta, absorbiéndose menos calor.

Bomba de vacío

El sistema de purga con bomba de vacío y cámara de purga interna asegura una eliminación eficaz de los gases no condensables. Está preparado para funcionar en todas las condiciones, incluso con la máquina parada. La purga periódica protege los elementos interiores de la máquina contra la corrosión, independientemente de que esté funcionando o no.

Las acreditadas características de Trane aseguran la fiabilidad

Las características exclusivas de Trane, como los soportes flotantes y fijos de los tubos del concentrador, los tubos sustituibles individualmente y los tubos del absorbedor de cuproníquel, aumentan considerablemente la duración y fiabilidad de las enfriadoras de líquido de absorción de Trane.



Colector de pulverización del absorbedor desmontable

Para conservar la capacidad de la máquina durante toda su vida, los colectores de pulverización pueden desmontarse para limpiar o sustituir las boquillas de pulverización. Esa es una característica estándar de los modelos de enfriadoras ABSC 590 a 1660.

Soportes fijos y flotantes de los tubos del concentrador

El sistema de soportes fijos y flotantes de los tubos está patentado por Trane y se utiliza para controlar la dilatación de los tubos en el concentrador, habiéndose demostrado que con ellos se consigue reducir el número de operaciones importantes de mantenimiento de los tubos.

Cuando se calienta el concentrador, la longitud de los tubos aumenta de 5 a 10 mm. Con la disposición exclusiva de Trane, esta dilatación se controla, permitiendo el movimiento libre dentro de ciertos límites y evitando los roces y averías prematuras.

Tubos sustituibles individualmente

Los tubos pueden sustituirse individualmente desde cualquier extremo, lo que reduce el espacio necesario para mantenimiento. En los diseños de otros fabricantes con tubos en U se necesita acceso para mantenimiento por ambos extremos de la unidad, con lo cual se ocupa un espacio valioso.

Tubos de cuproníquel

Para cumplir los objetivos de larga duración de Trane, se utilizan tubos de cuproníquel en el evaporador, concentrador y absorbedor, partes de la máquina en las que otros fabricantes usan tubos de cobre. El cobre no es un material adecuado para el absorbedor. Si se infiltra una pequeña cantidad de aire en una máquina de absorción, el oxígeno reacciona muy rápidamente con las superficies interiores de los tubos. Puesto que el absorbedor es la parte de la máquina sometida a menor presión, el oxígeno pasa a ésta y reacciona con el cobre para formar óxido cuproso, que es soluble en el bromuro de litio. De este modo se producen picaduras y corrosión en los tubos de cobre del absorbedor. Los tubos de cuproníquel resisten este ataque químico y garantizan un funcionamiento sin problemas y una larga duración.

Fácil de instalar y mantener

Fácil de instalar

Las unidades en todos los tamaños, se montan totalmente en fábrica y se envían en una sola pieza. Cuatro pruebas de fugas en fábrica garantizan que las máquinas son herméticas cuando se envían.

Las unidades de absorción de Trane se envían bajo alto vacío para garantizar que se mantiene la hermeticidad durante la instalación. Cuando se entrega una máquina de absorción de Trane al contratista, éste recibe una unidad montada y lista para instalarla y ponerla en marcha.

Fácil de mantener

Las máquinas de absorción de Trane funcionan automáticamente sin atención diaria. Sólo necesitan un mantenimiento mínimo. Su diseño incluye características que simplifican las reparaciones, que puedan producirse y proteger la hermeticidad.

Por ejemplo, el mantenimiento del único elemento móvil, la bomba, puede hacerse sin romper el vacío en la máquina. La bomba puede desmontarse para inspeccionarla sin vaciar la solución de la máquina, gracias al cierre de líquido exclusivo entre la bomba y la máquina.

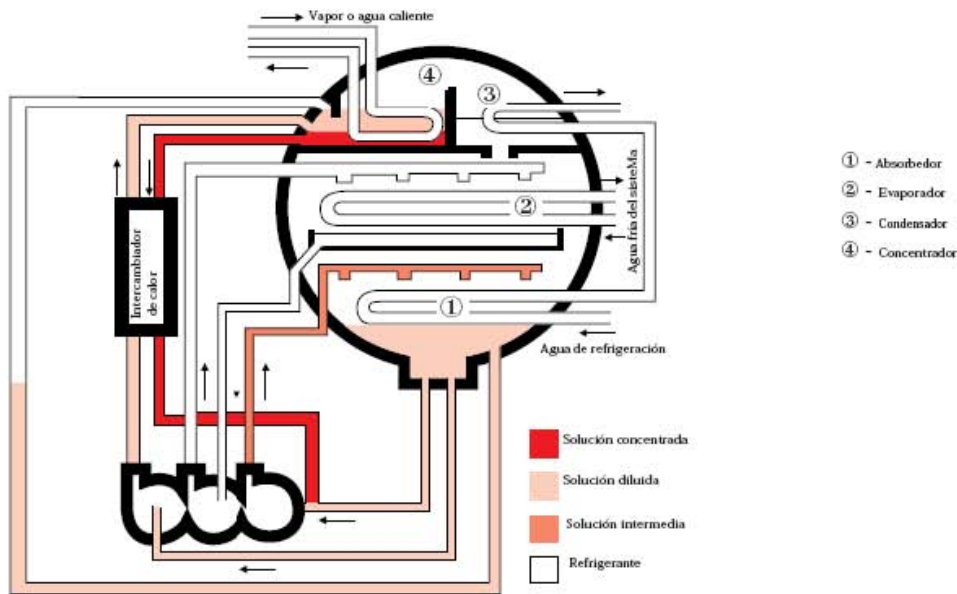
"Adaptive Control™" UCP2

El panel de control de la unidad, que incorpora un microprocesador (UCP2), se monta y prueba en fábrica y mediante la estrategia de control P.I.D. garantiza un control eficiente, estable y óptimo de la temperatura del agua enfriada. Proporciona una gama completa de funciones de protección y control de la seguridad.

En el diseño anterior del control, las dos únicas funciones que se prevenían eran las de control y protección de la enfriadora. Con el "Adaptive Control™", la enfriadora se mantiene en funcionamiento el mayor tiempo posible y el control se hace inteligente.

El "Adaptive Control™" aplica medidas correctivas cuando cualquier variable de control se aproxima a una condición límite y sólo detiene la enfriadora si continúa superándose este límite.

Ciclo de refrigeración de absorción de bromuro de litio/agua



En el **concentrador**, se usa la energía calorífica del vapor o del agua caliente para poner en ebullición una solución diluida de bromuro de litio en agua. Con la ebullición se libera vapor de agua y se concentra la solución restante de bromuro de litio. El agua, vapor o refrigerante así liberados se arrastran al condensador. El concentrador y el condensador constituyen el lado de alta presión de la máquina (presión absoluta 0,1 bar). El agua de la torre de refrigeración que pasa por los tubos del condensador enfría y condensa el refrigerante que pasa entonces por un orificio al evaporador. Aquí se pulveriza sobre un haz de tubos que contienen el agua del sistema del edificio y, en contacto con ésta, se evapora. El evaporador y el absorbedor constituyen la parte de baja presión del sistema (presión absoluta 0,01 bar). La presión en el evaporador corresponde a una temperatura de saturación del refrigerante de aproximadamente 4,5 °C. Es importante advertir que la baja presión en el evaporador es consecuencia de la absorción de vapor de refrigerante en el absorbedor.

El vapor de refrigerante es arrastrado al **absorbedor** debido a la baja presión originada. Con objeto de exponer una gran cantidad de superficie de la solución de

bromuro de litio al vapor de agua, la solución se pulveriza sobre el haz de tubos del absorbedor. En este haz se usa agua de la torre de refrigeración para eliminar el calor de absorción, que se libera cuando el vapor de refrigerante vuelve al estado líquido. El grado de afinidad del absorbente por el vapor de refrigerante es función de la concentración y de la temperatura de la solución de absorbente. Cuanto más concentrada y fría está la solución, mayor es la afinidad por el vapor de refrigerante.

En consecuencia, la presión y por tanto la temperatura de saturación en el evaporador se controlan mediante la concentración de la

solución de bromuro de litio en el absorbedor. La concentración de esta solución viene determinada por la cantidad de calor aplicada al concentrador de la máquina. En el diseño de Trane, la solución concentrada procedente del concentrador se mezcla con solución diluida procedente del absorbedor para aumentar el caudal a través de los pulverizadores de éste.

Al absorber el vapor de refrigerante, la dilución de la solución aumenta y es necesario devolver esta solución diluida al concentrador para que el ciclo sea continuo.

El **intercambiador de calor** intercambia calor entra la solución diluida y relativamente fría que se transfiere del absorbedor al concentrador y la solución concentrada caliente que se devuelve del concentrador al absorbedor.

Al transferirse calor de la solución concentrada a la diluida, se reduce la cantidad de calor necesaria para poner en ebullición la solución diluida.

Simultáneamente, al reducirse la temperatura de la solución concentrada, se reduce la cantidad de calor que ha de eliminarse del absorbedor para obtener en éste la eficiencia deseada. El funcionamiento eficiente del intercambiador de calor tiene una gran importancia en el funcionamiento económico del ciclo de bromuro de litio-agua.

Procedimiento de selección rápida

Para obtener la capacidad disponible estimada de una unidad, la capacidad nominal (tabla 1) ha de multiplicarse por el factor de corrección de la tabla 2, tomando como base los requisitos de:

- Temperatura de salida del agua enfriada
- Temperatura de entrada del agua de torre
- Presión del vapor de entrada a la unidad.

Si se usa agua caliente como fuente de calor, debe hallarse la presión de vapor equivalente en el gráfico 1.

No se permite la selección a capacidades mayores que la máxima admisible indicada para cada tamaño de unidad (tabla 1).

En otro caso, se provocaría la cristalización y se arrastraría el bromuro de litio.

Ejemplo de selección

- Capacidad de diseño requerida 1.550 kW
 - Temperatura del agua enfriada 12/6 °C
 - Temperatura de entrada del agua de torre 28 °C
 - Presión del vapor de entrada a la unidad 100 kPa
- El factor de corrección es 0,681. La máquina deberá tener una capacidad mínima disponible de 2.276 kW (1.550/0,681).

La máquina ABSC 665 con una capacidad nominal de 2.338 kW podría satisfacer a la carga de refrigeración de 1.550 kW en las condiciones de funcionamiento requeridas.

Las oficinas de ventas locales de Trane pueden facilitar selecciones más exactas y detalladas.

Tabla 1 - Capacidad frigorífica nominal y capacidad nominal máxima admisible

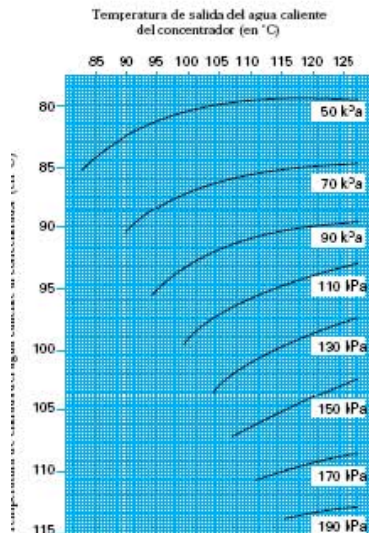
Modelo ABSC	Capacidad nominal (kW)	Capacidad máxima admisible (kW)	Modelo ABSC	Capacidad nominal (kW)	Capacidad máxima admisible (kW)
112	304	443	465	1635	1818
129	453	506	520	1828	2032
148	520	580	590	2075	2306
174	612	682	665	2338	2598
200	703	784	750	2637	2936
228	801	896	852	2995	3330
256	900	1002	955	3358	3745
294	1033	1150	1125	3955	4412
354	1245	1390	1250	4395	4888
385	1354	1505	1465	5151	5731
420	1477	1642	1660	5836	6505

Tabla 2 - Factores de corrección

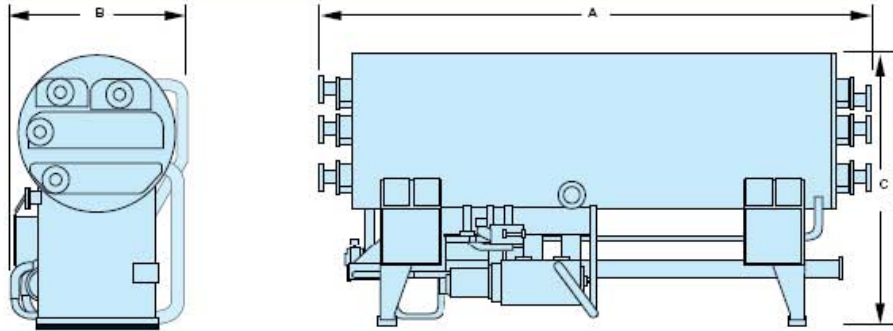
Temperatura de entrada de agua al condensador (°C)	Presión del vapor (kPa)	Temperatura de salida del evaporador (°C)							
		5	6	7	8	9	10	11	12
25	50	0.410	0.430	0.453	0.495	0.535	0.577	0.613	0.646
	70	0.563	0.590	0.623	0.666	0.713	0.756	0.804	0.840
	90	0.691	0.729	0.769	0.810	0.848	0.844	0.920	0.950
	110	0.801	0.843	0.887	0.931	0.973	1.016	1.052	1.088
	130	0.884	0.937	0.981	1.026	1.071	1.108	1.147	1.184
	150	0.984	1.022	1.066	1.111	1.158	1.201	1.241	1.280
	170	1.066	1.108	1.151	1.199	-	-	-	-
	190	1.146	1.190	-	-	-	-	-	-
	27	50	0.380	0.398	0.421	0.455	0.490	0.524	0.560
70		0.519	0.543	0.574	0.610	0.653	0.694	0.736	0.771
90		0.633	0.668	0.705	0.744	0.779	0.810	0.845	0.876
110		0.734	0.773	0.804	0.858	0.896	0.937	0.973	1.009
130		0.811	0.852	0.897	0.942	0.985	1.023	1.067	1.105
150		0.899	0.939	0.984	1.029	1.074	1.119	1.160	1.196
170		0.981	1.026	1.071	1.116	1.158	1.186	-	-
190		1.061	1.113	1.158	-	-	-	-	-
30		50	0.326	0.343	0.361	0.390	0.403	0.428	0.460
	70	0.436	0.461	0.485	0.515	0.550	0.586	0.613	0.645
	90	0.521	0.555	0.592	0.630	0.666	0.702	0.732	0.761
	110	0.608	0.648	0.687	0.731	0.772	0.808	0.849	0.884
	130	0.682	0.726	0.770	0.813	0.853	0.898	0.934	0.976
	150	0.774	0.814	0.859	0.906	0.954	1.000	1.040	1.078
	170	0.856	0.902	0.948	0.991	1.027	1.065	1.101	1.145
	190	0.936	0.990	1.036	1.072	1.087	1.115	1.148	-
	32	50	0.287	0.301	0.319	0.334	0.345	0.363	0.383
70		0.359	0.383	0.412	0.440	0.471	0.507	0.534	0.562
90		0.435	0.473	0.510	0.549	0.585	0.621	0.651	0.685
110		0.511	0.554	0.595	0.635	0.676	0.712	0.754	0.790
130		0.581	0.623	0.662	0.707	0.752	0.797	0.833	0.870
150		0.673	0.713	0.759	0.808	0.854	0.902	0.943	0.984
170		0.755	0.804	0.854	0.897	0.934	0.979	1.015	1.059
190		0.835	0.896	0.949	0.979	1.005	1.050	1.075	1.117
35		50	0.225	0.233	0.245	0.260	0.269	0.277	0.286
	70	0.251	0.274	0.302	0.330	0.355	0.382	0.409	0.428
	90	0.328	0.358	0.390	0.423	0.448	0.478	0.508	0.533
	110	0.386	0.425	0.463	0.503	0.540	0.582	0.618	0.654
	120	0.425	0.465	0.507	0.546	0.590	0.626	0.671	0.709
	150	0.512	0.552	0.597	0.642	0.687	0.732	0.772	0.816
	170	0.594	0.639	0.687	0.737	0.773	0.809	0.854	0.891
	190	0.674	0.726	0.778	0.835	0.858	0.881	0.930	0.966

Observación: Presión del vapor (kPa) = presión absoluta
 Si presión > 1 atm. pres. abs. (kPa) = presión relativa (kPa) + 101,3
 Si presión < 1 atm. pres. abs. (kPa) = 101,3 (vacío (mm Hg) x 0,133)

Gráfico 1 Presión de vapor equivalente



Dimensiones generales y pesos



ABSC	112	129	148	174	200	228	256	294	354	385	420	465	520	590	665	750	852	955	1125	1250	1465	1660
Peso en servicio (kg)	5100	5600	6100	6800	7400	8200	8700	10400	11200	12600	13700	14600	16000	18300	20100	22400	26000	27600	32100	38800	43500	48900
Peso de transporte (kg)	4000	4100	4500	5000	5400	6000	6800	7300	7700	8900	10000	10200	10900	12600	14000	15000	18100	19700	22000	26800	29400	33800
Longitud A (mm)	9970	9900	5000	5900	4900	4900	4400	5000	5950	5050	5950	5050	6620	5950	6520	7900	6670	7120	9600	7420	8400	9050
Ancho B (mm)	1630	1630	1530	1630	1630	1630	1750	1750	1750	1960	1960	1960	1960	2160	2160	2160	2500	2500	2500	2920	2920	3020
Altura C (mm)	2200	2200	2300	2330	2330	2330	2500	2600	2500	2700	2700	2700	2700	3060	3060	3060	3320	3320	3320	3660	3660	3660

Características eléctricas

Tamaño	Potencia absorbida (kW)	50 Ciclos 400 V				
		FLA	LRA	FLA	LRA	
112	3.8	9.3	44	10.5	47	
129	4.2	9.3	44	10.5	47	
148	4.2	9.3	44	10.5	47	
174	5.1	13.0	55	12.0	67	
200	5.4	13.0	55	12.0	67	
228	5.8	13.0	55	12.0	67	
256	7.0	13.0	55	12.0	67	
294	7.2	13.0	55	12.0	67	
354	7.5	16.5	83	16.0	89	
385	8.3	16.5	83	16.0	89	
420	8.3	16.5	83	16.0	89	
465	8.5	16.5	83	16.0	89	
520	8.8	25.0	120	24.5	147	
590	9.0	25.0	120	24.5	147	
665	10.3	25.0	120	24.5	147	
750	10.4	25.0	120	24.5	147	
852	11.0	25.0	120	24.5	147	
955	13.9	25.0	120	24.5	147	
1125	15.1	25.0	120	24.5	147	
1250	17.0	40.0	295	37.0	270	
1465	17.0	40.0	295	37.0	270	
1660	Absorbedor	11.0	20.0	90	19.0	98
	Concentrador	9.0	17.5	90	16.5	98
	Evaporador	5.3	12.5	65	11.5	71

FLA : Plena carga
LRA : Arranque

Consumo de energía y calor disipado

El consumo específico de energía (relación de potencia absorbida a capacidad de refrigeración, ambas en kW) depende de la selección de la unidad y de la presión de vapor (o de la temperatura del agua caliente). En las condiciones de funcionamiento más normales (temperatura de salida del agua enfriada de 5 a 8 °C, temperatura de entrada del agua en el condensador de 28 a 30 °C y presión absoluta de vapor de 190 kPa), el consumo de energía es aproximadamente de 1,5 kW/kW.

El calor a disipar por el circuito de agua de refrigeración es, por tanto, de 2,5 kW por cada kW de capacidad de refrigeración aproximadamente.

El caudal de agua de torre de refrigeración es generalmente de 0,04 a 0,07 l/s por kW de refrigeración y el incremento de temperatura del agua se selecciona entre 8 y 15 °C.

Para obtener más información, consulte a su oficina de ventas local de Trane.

Especificaciones mecánicas

Construcción

Todas las unidades de absorción de Trane son de diseño hermético monocasco que se montan totalmente y se someten a prueba de fugas en fábrica antes de su envío. Los tubos del absorbedor, concentrador y evaporador son de cuproníquel. Los tubos del condensador son de cobre. Todos los tubos pueden sustituirse individualmente desde cualquier extremo de la máquina y tienen los extremos mandrinados en ranuras anulares de las placas tubulares. Los cabezales son desmontables, para permitir el acceso a los haces de tubos. Los cabezales del absorbedor, condensador y evaporador están diseñados para una presión de trabajo de 10,5 bar. Opcionalmente, pueden suministrarse para presiones de trabajo de 21 bar. Los cabezales del concentrador están diseñados para una presión de 3,6 bar en las máquinas que funcionan con vapor de agua y de 28 bar en las máquinas que operan con agua caliente. Todos los cabezales se prueban al 150 % de la presión nominal. Los tamaños 590 a 1660 llevan de serie árboles de pulverización desmontables, para permitir la limpieza o sustitución de las toberas.

Bombas

Todas las máquinas de absorción están equipadas con un conjunto único de motobomba hermética que tiene tres rodetes de bomba montados en un eje común. Los cojinetes del motor y de la bomba se refrigeran con agua destilada refrigerante tomada del colector del evaporador. Hay un filtro mecánico-magnético en el circuito de refrigeración del motor de la bomba. El motor se monta y se cablea en fábrica y puede desmontarse sin romper el vacío de la máquina ni vaciar la solución de la misma. Además, es posible la sustitución de los cojinetes de la bomba sin vaciar la solución y sin que entre aire en la máquina. El tamaño 1660 está equipado con tres conjuntos motobomba individuales.

Sistema de purga

Un sistema de purga elimina los gases no condensables de la máquina, reuniéndolos en una cámara colectora de cuproníquel situada en la sección del absorbedor. Esta cámara de recogida se evacua por medio de una bomba de vacío accionada por motor eléctrico. El sistema de purga debe hacerse funcionar sólo en la medida necesaria para eliminar los gases no condensables que pueda haber presentes.

Protección anti-cristalización

Un sistema de detección y prevención de la cristalización aplica medidas correctivas para evitar disparos molestos. Un sistema automático permite la dilución del bromuro de litio en caso de fallo de la alimentación eléctrica.

Control de capacidad

Las enfriadoras de absorción de Trane disponen de un microprocesador de control que regula automáticamente la temperatura de salida del agua enfriada. El control se logra regulando la potencia absorbida mediante una válvula eléctrica automática de control suministrada por Trane. Se utiliza un limitador de demanda estándar para limitar la potencia absorbida en la puesta en marcha al 120 % de la potencia absorbida a plena carga.

Panel de control por microprocesador UCP2

El "Adaptive Control™" se monta y prueba en fábrica y ofrece las funciones principales siguientes:

- Pantalla a mensajes claros (80 caracteres).
- Puesta en marcha programable mediante software.
- Estrategia de control P.D.I. para conseguir un control de la temperatura del

agua enfriada óptimo, eficiente y estable.

- Visualización de:
 - Temperatura de entrada y salida del agua en el evaporador, absorbedor y condensador.
 - Temperatura de las soluciones concentrada, intermedia y diluida.
 - Temperatura del refrigerante en el condensador y de saturación en el evaporador.
 - Temperatura del condensado de vapor.
- Contadores de las horas de funcionamiento y número de arranques de la bomba de solución.
- Protección eléctrica y mecánica del motor de la bomba de solución.
- Contadores de las horas de funcionamiento y número de arranques de la bomba de purga, con información de la hora y fecha de la última vez que ha funcionado la purga.
- Control del límite de concentración y caudal de la solución.
- Control integrado contra la congelación del agua enfriada.
- Prevención de la cristalización.
- Reajuste de la temperatura de salida del agua enfriada tomando como base la temperatura de retorno de la misma.
- Acciones preventivas para guardar la máquina en funcionamiento lo más tiempo posible
- Resumen de diagnósticos (últimos 20) con fechas y horas.
- Temperatura del refrigerante adaptable y límite de presión alta en el condensador.



ANEXO 7

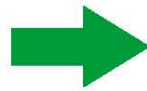
Módulo de cogeneración



MOTORES MWM EN PLANTAS DE COGENERACIÓN

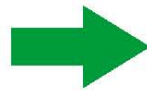
Alcance de suministro. Tipos de suministro.

**Suministro de
equipos sueltos:**



Entrega de los equipos en obra.
Documentación equipos. Asesoría en
detalle. Supervisión instalación y
puesta en marcha.

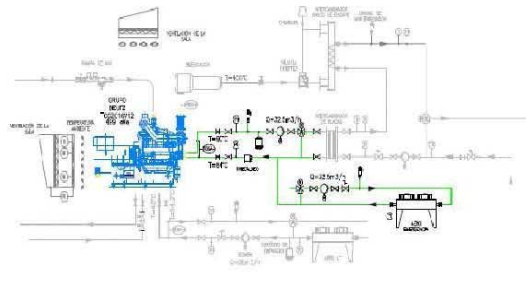
**Suministro
Llave en mano:**



Montaje y puesta en marcha de todo el
suministro (tuberías etc)
Ingeniería de detalle de la unidad de
cogeneración.
Definición obra civil.



ACOPLAMIENTO COGENERACIÓN - PROCESO

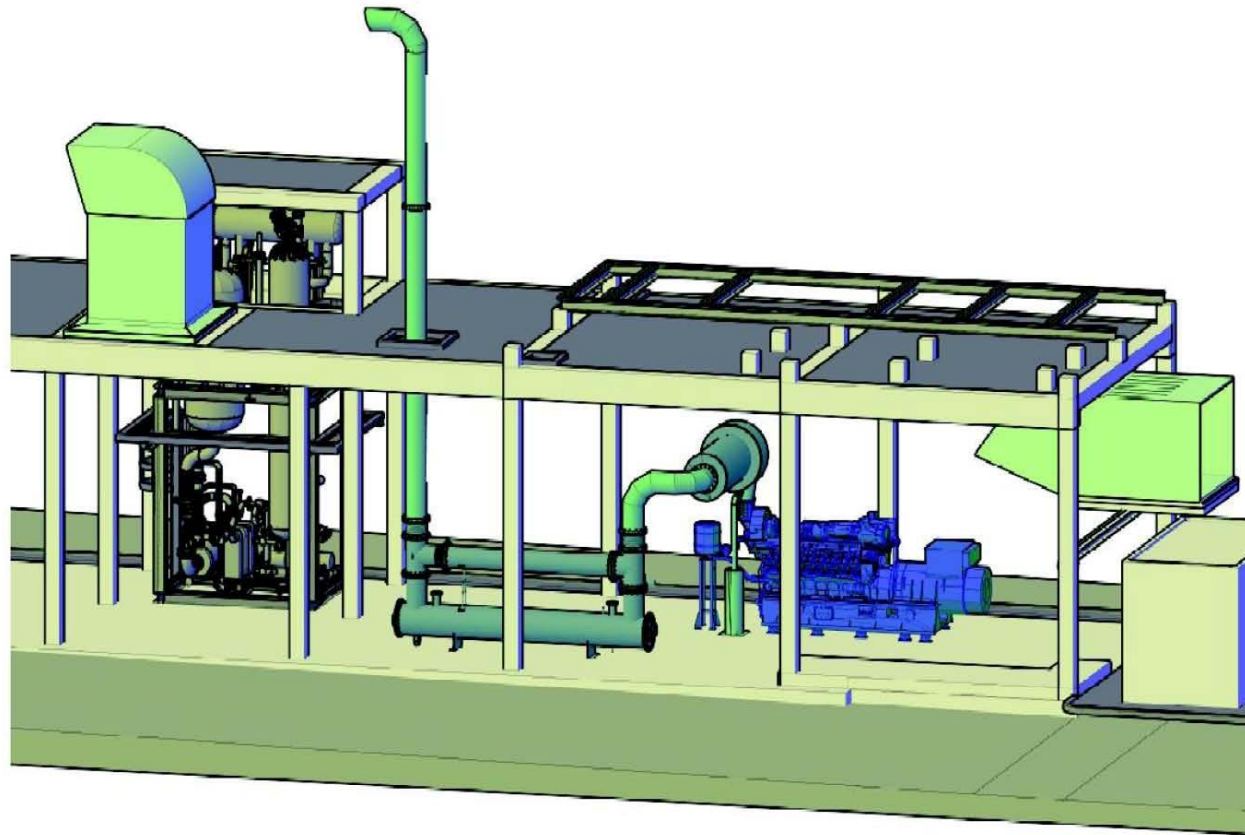


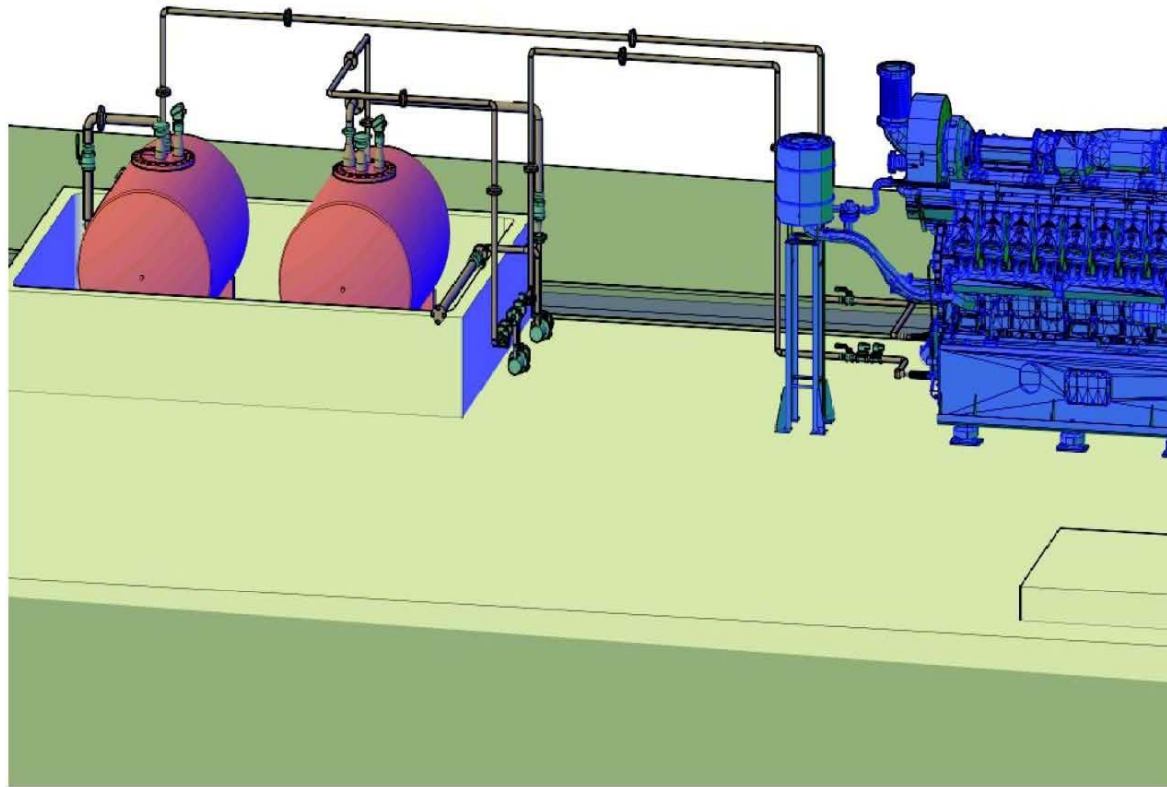
UNIÓN COGENERACIÓN - ABSORCIÓN
CON SISTEMAS ACS FRÍO Y CALEFACCIÓN



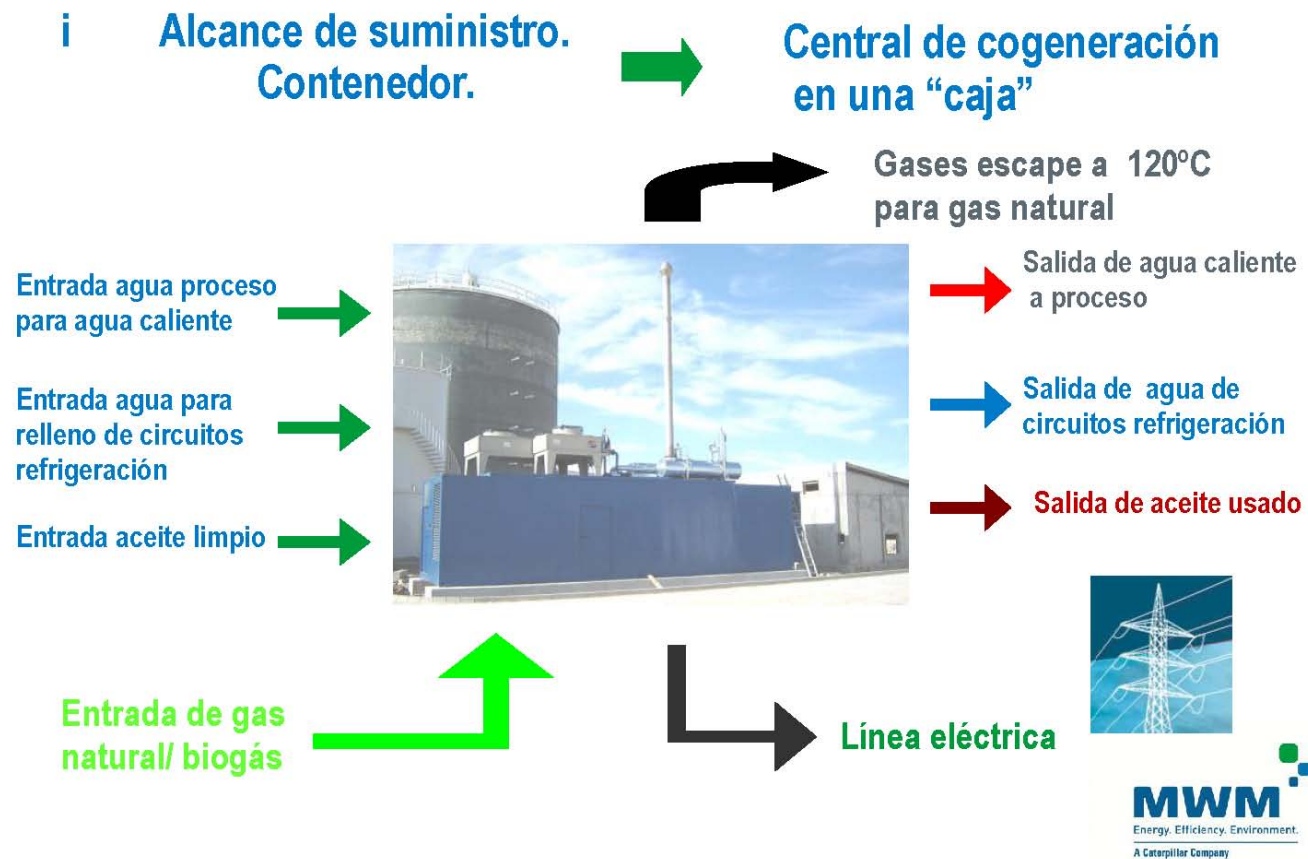
**ACOPLAMIENTO DEBE
PERMITIR EL TRABAJO EN
PARALELO CON SISTEMAS
CONVENCIONALES**





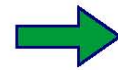


MOTORES MWM EN PLANTAS DE COGENERACIÓN

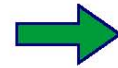


Gama de grupos motogeneradores. TCG2016C.

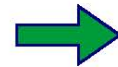
TCG 2016 C



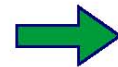
Presión suministro
20 – 100 mbar



64.000 HORAS DE CICLO DE
MANTENIMIENTO



400 kWe V8
500 kWe V12
800 kWe V16



RENDIMIENTO ELÉCTRICO

>42%

MWM
Energy. Efficiency. Environment.
A Caterpillar Company

Gama de grupos motogeneradores. TCG 2020

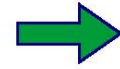
TCG 2020



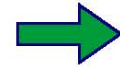
Presión suministro
20 – 100 mbar



1200 Kwe V12
1500 Kwe V16
2000 Kwe V20



➤ Condiciones extremas temperatura y altitud sin reducir prestaciones (familia TCG 2020 ols)
➤ 1200 (v12 ols) y 1500 (v16ols) Kwe.
➤ Alta temperatura de escape (> 500°C)



➤ INTERVALOS DE MANTENIMIENTO 64.000 HORAS
➤ TECNOLOGÍA MUY DESARROLLADA
➤ FIABILIDAD Y EXPERIENCIA

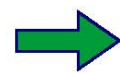
RENDIMIENTO ELÉCTRICO

>43%



Gama de grupos motogeneradores. TCG 2032

TCG 2032



MOTOR DE GAS NATURAL PREPARADO
PARA GASES ESPECIALES.

GAS NATURAL
3300 Kwe V12
4300 Kwe V16



BIOGÁS
POTENCIA SEGÚN
CADA CASO

44,2%



RENDIMIENTO
SEGÚN CADA
CASO

- INTERVALOS DE MANTENIMIENTO **80.000 HORAS**
- FIABILIDAD Y EXPERIENCIA



GRANDES PROYECTOS DE CLIMATIZACIÓN
(HOSPITAL GÓMEZ HULLA DE MADRID. 2 TCG 2032V12)



PROYECTOS INDUSTRIALES
(SECADO BIOMASA EN SOGAMA. 6 X TCG 2032V16)

Datos técnicos 50 Hz – Aplicaciones para gas natural
 $\text{NO}_x \leq 500 \text{ mg / m}^3$ ¹⁾

 Índice mínimo de metano IM 70
 Colector de gases de escape seco

Tipo de motor		TCG 2020 V12		TCG 2020 V16	TCG 2020 V20
		1 MWe	1,1 MWe	1,5 MWe	2,0 MWe
Potencia del motor ²⁾	kW	1027	1178	1541	2055
Revoluciones por minuto	min ⁻¹	1500		1500	1500
Presión media efectiva	bar	18,6		18,1	18,6
Temperatura de gases de escape	aprox. °C	431	422	432	422
Caudal húmedo de gases de escape	aprox. kg/h	5428	6126	8199	11443
Caudal de aire de combustión ²⁾	aprox. kg/h	5237	5932	7914	11054
Temperatura de aire de combustión mínima/diseño	°C	20/25		20/25	30/35
Caudal de aire de ventilación ³⁾	aprox. kg/h	26900	27724	38300	51758

Parámetros del motor					
Diámetro/Carrera	mm	170/195		170/195	170/195
Cilindrada	dm ³	53		71	89
Velocidad media del pistón	m/s	9,8		9,8	9,8
Volumen de aceite en circuito de lubricación ⁴⁾	dm ³	205		265	300
Consumo medio de aceite lubricante ⁵⁾	g/kWh	0,20		0,20	0,20

Generador					
Rendimiento ⁶⁾	%	97,3	97,4	97,3	97,3

Balance energético					
		1 MWe	1,1 MWe	1,5 MWe	2,0 MWe
Potencia eléctrica en bornas ⁵⁾	kW	1000	1147	1500	2000
Calor del circuito de camisas HT	±8 % kW	517	589	734	1063
Calor del circuito de mezcla LT ⁷⁾	±8 % kW	82	95	140	198
Calor de gases de escape hasta 120 °C	±8 % kW	466	568	781	1043
Radiación del motor	kW	41	39	54	71
Radiación del generador	kW	27	31	41	55
Consumo de combustible ⁸⁾	±5 % kW	2331	2637	3476	4708
Rendimiento eléctrico	%	42,9	43,5	43,2	42,5
Rendimiento térmico	%	42,2	43,9	43,6	44,7
Rendimiento total	%	85,1	87,4	86,8	87,2

Parámetros del sistema					
		1 MWe	1,1 MWe	1,5 MWe	2,0 MWe
Caudal de refrigeración circuito HT mín./máx.	m ³ /h	36/56		50/65	60/85
Motor/Valor KVS ⁹⁾	m ³ /h	42		46	66
Caudal de refrigeración circuito LT	m ³ /h	38	42	54	75
Refrigerador de la mezcla/valor KVS ⁹⁾	m ³ /h	30		30	72
Capacidad del circuito HT de refrigeración de camisas	dm ³	111		151	210
Capacidad del circuito de LT refrigeración del aftercooler	dm ³	20	28	20	25
Temperatura de entrada/salida de circuito de refrigeración HT ¹⁰⁾	°C	80/92		80/92	80/92
- con glicol ¹⁰⁾	°C	(80/92)		(80/92)	(80/92)
Temperatura de entrada/salida de circuito de refrigeración LT ¹⁰⁾	°C	40/43		35/39	35/39
Contrapresión de gases de escape mín./máx.	mbar	30/50		30/50	30/50
Máx. depresión de aspiración antes del filtro	mbar	5		5	5
Presión de suministro de gas como valor fijo entre (oscilación de presión ±10%)	mbar	20...300		20...300	20...200
Batería de arranque, capacidad necesaria 24 V	Ah	430		430	430

Dimensiones 50 Hz Grupo		TCG 2020 V12	TCG 2020 V16	TCG 2020 V20
Largo	mm	5450	6170	8420
Ancho	mm	1870	1870	1960
Alto	mm	2500	2500	2620
Peso del grupo vacío	kg	9490	12810	18690

Emisiones de ruido* 50 Hz		Hz	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Banda de frecuencia del sonido										
Tipo de motor TCG 2020 V12										
Ruido del gas de escape 120 dB (A)	dB (Lin)		116	123	122	119	111	110	108	107
Ruido del motor 103 dB (A)	dB (Lin)		92	104	104	100	99	96	99	99
Tipo de motor TCG 2020 V16										
Ruido del gas de escape 124 dB (A)	dB (Lin)		117	127	118	116	113	112	110	103
Ruido del motor 111 dB (A)	dB (Lin)		94	96	99	100	102	100	107	104
Tipo de motor TCG 2020 V20										
Ruido del gas de escape 123 dB (A)	dB (Lin)		129	138	120	110	104	98	100	94
Ruido del motor 112 dB (A)	dB (Lin)		95	109	104	104	104	102	106	107

Ruido del gas de escape en 1 m, $\approx 45^\circ$, $\pm 2,5$ dB (A)

Ruido del motor a 1 m lateral, ± 1 dB (A)

* Datos válidos para aplicaciones de gas natural, medidos como nivel de intensidad acústica.

Beneficios

- Combinación de costes de inversión económicos y costes de explotación reducidos.
- El aprovechamiento máximo de la energía primaria garantiza un consumo de energía muy reducido.
- Los largos intervalos de mantenimiento y la facilidad de conservación y mantenimiento garantizan un mayor ahorro.
- Transformación eficiente de la energía con excelentes grados de eficacia.
- La refrigeración de la mezcla permite el máximo rendimiento incluso en gases con índices de metano muy reducidos.
- La fiabilidad de la regulación y la supervisión, con normas de seguridad muy exigentes, aseguran una combustión óptima y la máxima protección del motor.
- Todas las funciones de regulación, servicio, control y supervisión se pueden manejar de forma sencilla y cómoda.

Características

- Motores modernos de 12, 16 y 20 cilindros en V.
- Turbo-sobrealimentación y refrigeración de la mezcla en dos etapas.
- Culatas individuales con tecnología de cuatro válvulas.
- Bujías dispuestas en el centro con refrigeración intensiva del asiento.
- Instalación de encendido de alta tensión controlada por microprocesador.
- Una bobina de encendido por cada cilindro.
- Control y supervisión electrónicos del funcionamiento del grupo mediante TEM.
- Emisiones contaminantes reguladas mediante la temperatura de la cámara de combustión.

MWM Group
Mail: info@mwm.net
Web: www.mwm.net

