

ESCUELA POLITÉCNICA DE INGENIRÍA DE MINAS Y ENERGÍA

PROYECTO DE VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN DE TRIGENERACIÓN PARA UN CENTRO DEPORTIVO

Autor: Adrián Campo Fernández

Tutor: Juan Carcedo Haya

Coordinador: Raúl Husillos Rodríguez

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA

GRADO EN INGENIERÍA DE LOS RECURSOS ENERGETICOS

JUNIO - 2018





ÍNDICE

DOCUMENTO N.º 1. MEMORIA

- 1.1 Introducción
- 1.2 Objetivo
- 1.3 Alcance
- 1.4 Normativa aplicable
- 1.5 Estado del arte
 - 1.5.1 La cogeneración
 - 1.5.1.1 Tecnologías principales de la cogeneración
 - 1.5.1.1.1 Cogeneración con motor alternativo de gas o fuel
 - 1.5.1.1.2 Cogeneración con turbina de gas
 - 1.5.1.1.3 Cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas
 - 1.5.1.1.4 Cogeneración en ciclo combinado con motor alternativo
- 1.6 Descripción del centro deportivo
- 1.7 Determinación de las cargas térmicas
- 1.8 Estimación de la demanda energética
- 1.9 Propuesta de alternativas energéticas
 - 1.9.1 Motor alternativo
 - 1.9.2 Motor Stirling
 - 1.9.3 Pilas de combustible
 - 1.9.4 Microturbina de gas
 - 1.9.5 Microturbina de vapor
- 1.10 Estudio de la solución adoptada
- 1.11 Resultados obtenidos
- 1.12 Conclusiones
- 1.13 Bibliografía y referencias

DOCUMENTO N.º 2. ANEJOS

- 2.1 Cálculo de las cargas térmicas de acondicionamiento
- 2.2 Cálculo de otras cargas (electricidad)
- 2.3 Cálculo de la demanda energética
- 2.4 Dimensionado de la instalación

DOCUMENTO N.º 3. PLANOS

- 3.1 Emplazamiento y localización
- 3.2 Plantas y zonificación del edificio
- 3.3 Alzados
- 3.4 Esquema de la instalación inicial
- 3.5 Esquema de la instalación futura

DOCUMENTO N.º 4. ESTUDIO DE VIABILIDAD

- 4.1 Presupuesto
- 4.2 Estudio de rentabilidad
- 4.3 Estudio de sensibilidad



1. MEMORIA

1.1. INTRODUCCIÓN

La creciente demanda energética mundial junto con la concienciación paulatina de que el consumo de combustibles fósiles debe moderarse ha llevado a una constante búsqueda de soluciones para disminuir el consumo de los mismos, así como a potenciar las tecnologías basadas en energías renovables. La sociedad actual está concienciada de lo importante que es proteger el medio ambiente y que para ello es indispensable el uso de tecnologías menos contaminantes y más eficientes como la cogeneración, que más adelante se explicara en este proyecto, sobre todo en lo que a emisiones de CO₂ se refiere, ya que es uno de los principales causantes del efecto invernadero. En Europa para el 2020 se han fijado como objetivos, a nivel medioambiental: Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% (30% si se alcanza un acuerdo internacional), ahorrar el 20% del consumo de energía mediante una mayor eficiencia energética, además, en cada país el 10% de las necesidades del transporte deberán cubrirse mediante biocombustibles y promover las energías renovables hasta el 20%.

Este afán por conseguir la mayor eficiencia en una instalación utilizando la menor cantidad de recursos (combustibles) es lo que ha llevado a que las tecnologías de alto rendimiento a casi todos nuestros ámbitos de la vida cotidiana.

1.2. OBJETIVO

El objetivo del proyecto es estudiar la implantación de un sistema de trigeneración en un centro deportivo que dispone de piscina climatizada y zonas de esparcimiento, así como un aparcamiento subterráneo. Para ello se determinarán en primer lugar sus necesidades energéticas y se propondrá una alternativa de suministro energético mediante un motor de cogeneración y un sistema de refrigeración por absorción, comparándolo con un sistema convencional de suministro energético a base de calderas de combustible y enfriadoras de compresión.

1.3. ALCANCE DEL PROYECTO

Para llevar a cabo el estudio propuesto se considerará un edificio de uso deportivo, dotado de piscina semiolímpica climatizada, un gimnasio, cuatro vestuarios, cafetería y un aparcamiento subterráneo de 60 plazas.

En primer lugar, se calcularán las cargas energéticas (térmicas y eléctricas) que demandará el centro durante su uso. Posteriormente, a partir las cargas obtenidas se estimará la demanda energética del edificio a lo largo de un año completo. Tanto las cargas calculadas como las demandas estimadas servirán de punto de partida para el diseño de las posibles soluciones planteadas.



Obviamente la solución energética no es única, por lo cual se considerarán diferentes alternativas, eligiéndose una de ellas en función de su interés tanto práctico como académico. Para estudiar la idoneidad técnica, energética y económica de la solución propuesta se comparará ésta con una instalación convencional de referencia consistente en el suministro eléctrico a partir de calderas de gas y enfriadoras de compresión y suministro eléctrico directamente desde la red de distribución.

La solución propuesta en este caso consiste en la utilización de motores de combustión interna para la generación de una parte de la energía eléctrica, así como una parte de la energía térmica mediante el aprovechamiento del calor residual tanto para la calefacción y la producción de agua caliente sanitaria como para el accionamiento de una enfriadora de absorción de tipo LiBr-agua destinada a la refrigeración del centro deportivo.

1.4. NORMATIVA APLICABLE

Real Decreto 661/2007 del 25 de mayo.

Artículo 2. Ámbito de aplicación.

1. Podrán acogerse al régimen especial establecido en este real decreto las instalaciones de producción de energía eléctrica contempladas en el artículo 27.1 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

Dichas instalaciones se clasifican en las siguientes categorías, grupos y subgrupos, en función de las energías primarias utilizadas, de las tecnologías de producción empleadas y de los rendimientos energéticos obtenidos:

a) Categoría a): productores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad a partir de energías residuales.

Tienen la consideración de productores cogeneradores aquellas personas físicas o jurídicas que desarrollen las actividades destinadas a la generación de energía térmica útil y energía eléctrica y/o mecánica mediante cogeneración, tanto para su propio uso como para la venta total o parcial de las mismas. Entendiéndose como energía eléctrica la producción en barras de central o generación neta, de acuerdo con los artículos 16.7 y 30.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

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.

Esta categoría a) se clasifica a su vez en dos grupos:

1.º Grupo a.1. Instalaciones que incluyan una central de cogeneración siempre que supongan un alto rendimiento energético y satisfagan los requisitos que se determinan en el anexo I. Dicho grupo se divide en cuatro subgrupos:



Subgrupo a.1.1. Cogeneraciones que utilicen como combustible el gas natural, siempre que éste suponga al menos el 95 por ciento de la energía

primaria utilizada, o al menos el 65 por ciento de la energía primaria utilizada cuando el resto provenga de biomasa y/o biogás en los términos previstos en el anexo II; siendo los porcentajes de la energía primaria utilizada citados medidos por el poder calorífico inferior.

Subgrupo a.1.2. Cogeneraciones que utilicen como combustible gasóleo, fuel-oil o bien Gases Licuados del Petróleo (GLP), siempre que estos supongan al menos el 95 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

Subgrupo a.1.3. Cogeneraciones que utilicen como combustible principal biomasa y/o biogás, en los términos que figuran en el anexo II, y siempre que ésta suponga al menos el 90 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

Subgrupo a.1.4. Resto de cogeneraciones que incluyen como posibles combustibles a emplear, gases residuales de refinería, coquería, combustibles de proceso, carbón y otros no contemplados en los subgrupos anteriores.

2.º 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.

b) Categoría b): instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa, o cualquier tipo de biocombustible, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario. Esta categoría b) se clasifica a su vez en ocho grupos:

1.º Grupo b.1. Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:

Subgrupo b.1.1. Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica.

Subgrupo b.1.2. Instalaciones que utilicen únicamente procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad. En estas instalaciones se podrán utilizar equipos que utilicen un combustible para el mantenimiento de la temperatura del fluido transmisor de calor para compensar la falta de irradiación solar que pueda afectar a la entrega prevista de energía. La generación eléctrica a partir de dicho combustible deberá ser inferior, en cómputo anual, al 12 por ciento de la producción total de electricidad si la instalación vende su energía de acuerdo a la opción a) del artículo 24.1 de este real decreto. Dicho porcentaje podrá llegar a ser el 15 por ciento si la instalación vende su energía de acuerdo a la opción b) del citado artículo 24.1.

2.º Grupo b.2. Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la energía eólica. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:

Subgrupo b.2.1. Instalaciones eólicas ubicadas en tierra.

Subgrupo b.2.2. Instalaciones eólicas ubicadas en el mar territorial.



3.º Grupo b.3. Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la geotérmica, la de las olas, la de las mareas, la de las rocas calientes y secas, la oceanotérmica y la energía de las corrientes marinas.

4.º Grupo b.4. Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada no sea superior a 10 MW.

5.º Grupo b.5. Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada sea superior a 10 MW y no sea superior a 50 MW.

6.º Grupo b.6. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos, de residuos de las actividades agrícolas o de jardinerías, o residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones selvícolas en las masas forestales y espacios verdes, en los términos que figuran en el anexo II. Dicho grupo se divide en tres subgrupos:

Subgrupo b.6.1. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos.

Subgrupo b.6.2. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de residuos de las actividades agrícolas o de jardinerías.

Subgrupo b.6.3. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones selvícolas en las masas forestales y espacios verdes.

7.º Grupo b.7. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de estiércoles, biocombustibles o biogás procedente de la digestión anaerobia de residuos agrícolas y ganaderos, de residuos biodegradables de instalaciones industriales o de lodos de depuración de aguas residuales, así como el recuperado en los vertederos controlados, en los términos que figuran en el anexo II. Dicho grupo se divide en tres subgrupos:

Subgrupo b.7.1. Instalaciones que empleen como combustible principal el biogás de vertederos.

Subgrupo b.7.2. Instalaciones que empleen como combustible principal el biogás generado en digestores empleando alguno de los siguientes residuos: residuos biodegradables industriales, lodos de depuradora de aguas urbanas o industriales, residuos sólidos urbanos, residuos ganaderos, agrícolas y otros para los cuales se aplique el proceso de digestión anaerobia, tanto individualmente como en co-digestión.

Subgrupo b.7.3. Instalaciones que empleen como combustible principal estiércoles mediante combustión y biocombustibles líquidos.

8.º Grupo b.8. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales, en los términos que figuran en el anexo II. Dicho grupo se divide en tres subgrupos:

Subgrupo b.8.1. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola.

Subgrupo b.8.2. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector forestal.



Subgrupo b.8.3. Centrales que utilicen como combustible principal licores negros de la industria papelera.

c) Categoría c): instalaciones que utilicen como energía primaria residuos con valorización energética no contemplados en la categoría b). Dicha categoría se divide en cuatro grupos:

1.º Grupo c.1. Centrales que utilicen como combustible principal residuos sólidos urbanos.

2.º Grupo c.2. Centrales que utilicen como combustible principal otros residuos no contemplados anteriormente.

3.º Grupo c.3. Centrales que utilicen como combustible residuos, siempre que éstos no supongan menos del 50 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

4.º Grupo c.4. Centrales que hubieran estado acogidas al Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre y que a la entrada en vigor del presente real decreto se encuentren en explotación, cuando utilicen como combustible productos de las explotaciones mineras de calidades no comerciales para la generación eléctrica, por su elevado contenido en azufre o cenizas, y siempre que su poder calorífico inferior sea inferior a 2.200 kcal/kg y que los residuos representen más del 25 por ciento de la energía primaria utilizada medida por el poder calorífico inferior.

2. A los efectos de la categoría b) anterior, se entenderá como combustible principal aquel combustible que suponga, como mínimo, el 90 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior, excepto lo establecido para el subgrupo b.1.2 en el punto 1.b) anterior. Para la categoría c) el porcentaje anterior será el 70 por ciento, excepto para la c.3 y c.4.

2. Se admite la posibilidad de hibridaciones de varios combustibles y/o tecnologías, en los términos establecidos en el artículo 23 de este real decreto.

TÍTULO IV Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre

Artículo 11. Requisitos de medida de las instalaciones acogidas a las modalidades de autoconsumo.

1. Los puntos de medida de las instalaciones acogidas a las modalidades de autoconsumo se ajustarán a los requisitos y condiciones establecidos en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, y a la reglamentación vigente en materia de medida y seguridad y calidad industrial, cumpliendo los requisitos necesarios para permitir y garantizar la correcta medida y facturación de la energía circulada.



2. Los equipos de medida se instalarán en las redes interiores correspondientes, en los puntos más próximos posibles al punto frontera, y tendrán capacidad de medida de resolución al menos horaria.

La energía neta generada es la definida en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

Las medidas de los equipos serán elevadas al nivel de tensión del punto frontera afectándolas, si procede, por la pérdidas pertinentes. No se podrán aplicar coeficientes de pérdidas distintos en medidas afectadas por las mismas pérdidas.

A excepción de los servicios auxiliares de generación y, en su caso de instalaciones de acumulación, en el circuito que une la instalación de generación con su equipo de medida no podrá intercalarse ningún elemento de consumo.

3. Los encargados de la lectura de cada punto frontera serán los establecidos en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

Para la modalidad de autoconsumo tipo 1, el encargado de la lectura de todos los equipos de medida será el distribuidor, como encargado de la lectura de los puntos frontera de consumidores.

En todo caso, el encargado de la lectura tiene obligación de proceder a las lecturas de las medidas de energía que les correspondan, y, en su caso, el control de potencia y los excesos de energía reactiva, así como la realización de los saldos netos horarios y su puesta a disposición de los participantes en la medida de acuerdo con la normativa en vigor.

Para el ejercicio de sus funciones el encargado de la lectura podrá acceder a todos los datos de medida de aquellos equipos necesarios para realizar los saldos netos horarios.

En los casos en los que no se disponga de medida firme en un punto de medida se estará a lo dispuesto en el artículo 31 del Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

Artículo 12. Requisitos particulares de medida de las instalaciones acogidas a la modalidad de autoconsumo tipo 1.

1. Los equipos de medida de las instalaciones acogidas a la modalidad de autoconsumo tipo 1 tendrán la misma precisión y requisitos de comunicación que le corresponda como tipo frontera de consumidor.



Los equipos de medida instalados en puntos frontera de consumidor tipo 5 se integrarán en los sistemas de telegestión y telemedida de su encargado de la lectura.

Los equipos de medida instalados en puntos frontera de consumidor tipo 4 se integrarán en los sistemas de telegestión y telemedida de su encargado de la lectura previstos para los puntos de medida tipo 5 en el artículo 9.8 del Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto. Deberán cumplir además de las especificaciones propias del sistema de telegestión y telemedida, todos los requisitos establecidos en el citado reglamento y normas de desarrollo para los puntos de medida tipo 4 y 5, el que resulte más exigente en cada caso.

Cuando se trate de puntos de medida de consumidores tipo 3 deberán disponer de los dispositivos de comunicación remota establecidos para los puntos de medida de consumidores tipo 3.

2. Los sujetos consumidores acogidos a esta modalidad de autoconsumo dispondrán de los equipos de medida necesarios para la facturación de los precios, tarifas, cargos, peajes y otros costes y servicios del sistema que le resulten de aplicación. A estos efectos deberán disponer de un equipo de medida que registre la energía neta generada de la instalación de generación y de otro equipo de medida independiente en el punto frontera de la instalación. Opcionalmente se podrá disponer de un equipo de medida que registre la energía consumida total por el consumidor asociado. La energía neta generada será la definida en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

Artículo 13. Requisitos particulares de medida de las instalaciones acogidas a la modalidad de autoconsumo tipo 2.

1. Los equipos de medida de las instalaciones bajo la modalidad de autoconsumo tipo 2 tendrán la misma clasificación en relación con la precisión de sus equipos y requisitos de comunicación. Dicha clasificación será igual a la más exigente de las que corresponderían a los distintos puntos de medida por separado.

Cuando se trate de puntos de medida tipo 5, se integrarán en los sistemas de telegestión y telemedida de su encargado de la lectura.

Cuando se trate de puntos de medida de consumidor tipo 4 deberán cumplir los requisitos establecidos en el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto y normas de desarrollo para los puntos de medida tipo 4 y 5, el que resulte más exigente en cada caso.

Cuando se trate de puntos de medida tipo 3 deberán disponer de dispositivos de comunicación remota de características similares a las establecidas para los puntos de medida tipo 3 de generación.



2. Los sujetos acogidos a la modalidad de autoconsumo tipo 2 dispondrán de los equipos de medida necesarios para la facturación de los precios, tarifas, cargos o peajes que le resulten de aplicación de acuerdo con lo siguiente:

a) Con carácter general los sujetos acogidos a la modalidad de autoconsumo tipo 2 deberán disponer de:

1.º Un equipo de medida bidireccional que mida la energía generada neta.

2.º Un equipo de medida que registre la energía consumida total por el consumidor asociado.

3.º Potestativamente, un equipo de medida bidireccional ubicado en el punto frontera de la instalación.

b) Si la suma de las potencias instaladas de las instalaciones de producción conectadas en la red interior del consumidor no es superior a 100 kW y el sujeto consumidor y los titulares de las instalaciones de producción son la misma persona física o jurídica, alternativamente a lo previsto en el párrafo a) anterior los sujetos deberán disponer de:

1.º Un equipo de medida bidireccional que mida la energía generada neta.

2.º Un equipo de medida bidireccional ubicado en el punto frontera de la instalación.

3.º Potestativamente, un equipo de medida que registre la energía consumida total por el consumidor asociado.

c) No obstante lo anterior, en el caso de los sujetos acogidos a la modalidad de autoconsumo tipo 2 unidos mediante líneas directas los equipos de medida necesarios para la facturación de los precios, tarifas, cargos o peajes que le resulten de aplicación, serán tales que pueda aplicarse el peaje de acceso a las redes de transporte y distribución sobre la potencia y energía demandadas de la red, los cargos asociados a los costes del sistema eléctrico se apliquen sobre todo el consumo con independencia de su procedencia y el cargo por otros servicios del sistema se aplique sobre la energía autoconsumida.

Artículo 14. Régimen económico de la energía excedentaria y consumida.

1. La energía adquirida por el consumidor acogido a la modalidad de autoconsumo tipo 1 será la energía correspondiente a la demanda horaria.

El consumidor acogido a la modalidad de autoconsumo tipo 2 deberá adquirir la energía correspondiente a la demanda horaria del consumidor asociado.



El titular de la instalación de producción acogido a la modalidad de autoconsumo tipo 2 deberá adquirir la energía correspondiente al consumo horario de servicios auxiliares definido en el artículo 3.

2. Al consumidor acogido a cualquier modalidad de autoconsumo Le resultarán de aplicación los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, cargos asociados a costes del sistema y cargos por otros servicios del sistema conforme establece el título V.º

3. Para que pueda percibirse contraprestación económica por el vertido de energía a la red, la instalación deberá estar acogida a la modalidad de autoconsumo tipo 2.

El productor acogido a la modalidad de autoconsumo tipo 2 percibirá por el vertido horario definido en el artículo 3 las contraprestaciones económicas correspondientes, de acuerdo a la normativa en vigor. En el caso de instalaciones con régimen retributivo específico, se aplicará éste, en su caso, sobre dicho vertido horario. La regulación del factor de potencia se realizará y se obtendrá haciendo uso del equipo de medida de la instalación de producción.

4. No obstante, en el caso de que el titular del punto de suministro acogido a una modalidad de autoconsumo, transitoriamente no disponga de un contrato de suministro en vigor con un comercializador en mercado libre y no sea consumidor directo en mercado, pasará a ser suministrado por el comercializador de referencia a la tarifa de último recurso que corresponda por la demanda horaria, de acuerdo con lo previsto en el artículo 15.1.b) del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo. En estos casos, si existe vertido horario de la instalación de generación asociada éste pasará a ser cedido al sistema eléctrico sin ningún tipo de contraprestación económica vinculada a dicha cesión.

Artículo 15. Liquidación y facturación en la modalidad de autoconsumo.

1. Los consumidores acogidos a cualquier modalidad de autoconsumo que adquieran su energía directamente en el mercado de producción liquidarán su energía de acuerdo con lo dispuesto en la normativa de liquidaciones del mercado de producción.

2. Los sujetos consumidores que adquieran su energía a través de una empresa comercializadora liquidarán su energía conforme a lo pactado entre las partes mensualmente con base en lecturas reales de resolución horaria, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 14.4.

3. Corresponderá a la empresa distribuidora realizar la facturación de los peajes de acceso a las redes, los cargos asociados a los costes del sistema eléctrico que le correspondan, así como de los cargos por otros servicios del sistema, en aplicación de lo establecido en el artículo 9.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.



En el caso de que el consumidor tenga contratado el acceso a las redes a través de una comercializadora, la empresa comercializadora realizará al consumidor la facturación por el peaje de acceso a las redes y cargos, así como el cargo por otros servicios del sistema, desglosando estos conceptos en la factura. La empresa comercializadora dará a las cuantías recaudadas el destino previsto en la normativa.

En el caso de consumidores directos en mercado, dichos consumidores asumirán los cargos que, en su caso, les correspondan de acuerdo con la normativa de aplicación.

4. Para la liquidación del vertido horario de los productores acogidos a la modalidad de autoconsumo tipo 2 se aplicará la normativa general de la actividad de producción.

Artículo 16. Peajes de acceso a las redes de aplicación a las modalidades de autoconsumo.

1. Las condiciones de contratación del acceso a las redes y las condiciones de aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución serán las que resulten de aplicación de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, sin perjuicio de las particularidades establecidas en este artículo.

2. Para determinar los componentes de la facturación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución al consumidor acogido a la modalidad de autoconsumo tipo 1 se aplicarán los siguientes criterios:

a) Para la determinación del término de facturación de potencia de los peajes de acceso a las redes, el control de la potencia contratada se realizará en el punto frontera con las redes de distribución.

b) Para la determinación del término de facturación de energía activa la energía a considerar será la energía correspondiente a la demanda horaria.

c) Para la determinación, en su caso, del término de facturación de energía reactiva se utilizará el contador instalado en el punto frontera de la instalación.

3. Para determinar los componentes de la facturación de los peajes de acceso al consumidor asociado de los sujetos acogidos a una modalidad de autoconsumo tipo 2 que dispongan de los equipos de medida indicados en el artículo 13.2.a) se aplicarán los siguientes criterios:

a) Para la determinación del término de facturación de potencia de los peajes de acceso, el control de la potencia demandada se realizará considerando lo siguiente:



1.º Cuando el consumo horario de servicios auxiliares sea mayor que cero:

i. El control de potencia demandada del consumidor asociado se realizará sobre la potencia del consumidor asociado utilizando a estos efectos el equipo que registre la energía horaria consumida.

ii. El control de la potencia demandada de los consumos de los servicios auxiliares de generación se realizará sobre la potencia de dichos servicios auxiliares de generación, utilizando a estos efectos, el equipo que registre la energía generada neta.

2.º Cuando la energía horaria neta generada sea mayor que cero el control de potencia demandada del consumidor asociado se realizará:

i. En el punto frontera de la instalación, si se dispone en dicho punto de equipo de medida que registre las medidas de potencia necesarias para la correcta facturación de acuerdo con la normativa de aplicación, o

ii. Sobre la potencia del consumidor asociado, utilizando a estos efectos el equipo que registre la energía horaria consumida.

b) Para la determinación del término de facturación de energía activa la energía a considerar será:

1.º Para la facturación del consumidor asociado la energía correspondiente a la demanda horaria del consumidor asociado.

2.º Para la facturación de los consumos auxiliares de generación, la energía correspondiente al consumo horario de servicios auxiliares.

c) Para la determinación, en su caso, del término de facturación energía reactiva se utilizará:

1.º Para la facturación del consumidor asociado el equipo que registra la energía horaria consumida.

2.º Para la facturación de los consumos auxiliares de generación, el equipo que registra la energía generada neta.

4. Para determinar los componentes de la facturación de los peajes de acceso al consumidor asociado y los servicios auxiliares de generación de los sujetos acogidos a una modalidad de autoconsumo tipo 2 que dispongan de los equipos de medida indicados en el artículo 13.2.b) se aplicaran los criterios fijados en el apartado 2.



5. Para determinar los componentes de la facturación de los peajes de acceso al consumidor asociado y los servicios auxiliares de generación de los sujetos acogidos a una modalidad de autoconsumo tipo 2 que dispongan de los equipos de medida indicados en el artículo 13.2.c) se aplicaran los criterios fijados en el apartado 3, con las particularidades que les aplique en relación con los equipos de medida utilizados.

Artículo 17. Cargos asociados a los costes del sistema eléctrico.

1. A los consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo les resultarán de aplicación los cargos asociados a los costes del sistema que correspondan al punto de suministro y que se establezcan por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, de acuerdo con lo previsto en el artículo 16 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, teniendo en cuenta las particularidades previstas en este artículo.

Dichos cargos tendrán la consideración de ingresos del sistema de acuerdo con lo previsto en el artículo 13 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

2. Para la determinación de los componentes de facturación de los cargos asociados a los costes del sistema eléctrico en el caso de la modalidad de autoconsumo tipo 1, se aplicará con carácter general lo siguiente:

a) La aplicación de cargos fijos se realizará sobre la potencia de aplicación de cargos.

b) La aplicación de cargos variables se realizará sobre la energía correspondiente a la suma de la demanda horaria y del autoconsumo horario definidos en el artículo 3.

En el caso de la energía correspondiente al autoconsumo horario se deducirá del cargo variable la cuantía correspondiente en cada periodo a las pérdidas del nivel de tensión del peaje de acceso a las redes de aplicación al suministro.

3. Para la determinación de los componentes de facturación de los cargos asociados a los costes del sistema eléctrico a los sujetos acogidos a una modalidad de autoconsumo tipo 2 que dispongan de los equipos de medida indicados en el artículo 13.2.a), se aplicará lo siguiente:

a) La potencia sobre la que se apliquen de cargos fijos será:

1.º Para la facturación del consumidor asociado, la potencia de aplicación de cargos, utilizando a estos efectos el equipo que registra la energía horaria consumida.



2.º Para la facturación de los servicios auxiliares de generación, la potencia de los servicios auxiliares de generación, cuando el consumo horario de servicios auxiliares sea mayor que cero, utilizando a estos efectos el equipo que registre la energía generada neta.

a) La aplicación de cargos variables se realizará sobre las siguientes energías:

1.º Para la facturación del consumidor asociado, sobre la energía correspondiente a la demanda horaria del consumidor asociado y al autoconsumo horario definidos en el artículo 3.

En el caso de la energía correspondiente al autoconsumo horario se deducirá del cargo variable la cuantía correspondiente en cada periodo a las pérdidas del nivel de tensión del peaje de acceso a las redes de aplicación al suministro.

2.º Para la facturación de los servicios auxiliares de generación, sobre la energía correspondiente al consumo horario de servicios auxiliares.

4. Para la determinación de los componentes de facturación de los cargos asociados a los costes del sistema eléctrico a los sujetos acogidos a una modalidad de autoconsumo tipo 2 que dispongan de los equipos de medida indicados en el artículo 13.2.b), serán de aplicación los criterios establecidos en el apartado 2 anterior.

5. Para la determinación de los componentes de facturación de los cargos asociados a los costes del sistema eléctrico a los sujetos acogidos a una modalidad de autoconsumo tipo 2 que dispongan de los equipos de medida indicados en el artículo 13.2.c), se aplicarán los criterios fijados en el apartado 3, con las particularidades que les aplique en relación con los equipos de medida utilizados.

6. Conforme a lo dispuesto en el artículo 9.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se podrán establecer reglamentariamente por el Gobierno reducciones en determinados términos de los cargos asociados a los costes del sistema en los sistemas no peninsulares y para determinadas categorías de consumidores de baja tensión de la modalidad de suministro con autoconsumo.

Artículo 18. Cargo por otros servicios del sistema.

1. Mediante orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se determinará la cuantía correspondiente al cargo por otros servicios del sistema, que se define como el pago a realizar por la función de respaldo que el conjunto del sistema eléctrico realiza para posibilitar la aplicación del



autoconsumo, conforme establece el artículo 9.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Este cargo se calculará considerando el precio estimado, en cada periodo, de otros servicios del sistema eléctrico correspondientes a la demanda peninsular.

2. Los ingresos que se obtengan en aplicación del cargo por otros servicios del sistema irán destinados a cubrir los costes de los servicios de ajuste del sistema en los términos que se establezcan.

3. Las modificaciones y actualizaciones del cargo por otros servicios del sistema serán de aplicación a todos los consumidores acogidos a las distintas modalidades de autoconsumo, con independencia de la fecha en que se hayan suscrito los contratos de acceso y de suministro.

4. Al consumidor acogido a cualquier modalidad de autoconsumo le resultará de aplicación el cargo por otros servicios del sistema previsto en este artículo que se aplicará a la energía correspondiente al autoconsumo horario.

5. Conforme a lo dispuesto en el artículo 9.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se podrán establecer reglamentariamente por el Gobierno reducciones en los cargos por otros servicios del sistema en los sistemas no peninsulares y para determinadas categorías de consumidores de baja tensión de la modalidad de suministro con autoconsumo.

1.5. ESTADO DEL ARTE

1.5.1. La cogeneración

La cogeneración y su variante, la trigeneración, son la mejor forma de mejorar la eficiencia de una instalación. La cogeneración es la producción conjunta de electricidad y calor. En una instalación con un motor de gas acoplado a un generador eléctrico que produce electricidad junto con calor, calor residual del motor que será aprovechado para procesos adicionales. La trigeneración además de producir calor y electricidad también se podrá producir frío con una máquina de absorción.

La cogeneración funciona con un rendimiento del 85% en comparación con un ciclo combinado de turbina de gas con ciclo de vapor, cuyo rendimiento es del 55%. Para un aprovechamiento adecuado de una instalación de cogeneración o de trigeneración es necesaria una elevada demanda de calor y una demanda más o menos constante de electricidad.

La cogeneración y la trigeneración se pueden aplicar en multitud de ámbitos desde edificios de oficinas, hospitales, zonas industriales, zonas residenciales,



piscinas, invernaderos, etc. La cogeneración nació de la mano de la industria en su búsqueda de la mejora del consumo de energía primaria para la reducción de costes.

La cogeneración o trigeneración debe adaptar la producción a la demanda local a lo largo del año. Bien adaptar la producción a la demanda térmica o adaptar la producción a la demanda eléctrica. El primer modo de funcionamiento normalmente da como resultado una producción en exceso de electricidad que se vende a red. En cambio, cuando se sigue la demanda eléctrica normalmente hay un defecto de potencia térmica que se debe suplir con calderas auxiliares y por lo tanto, con un gasto monetario adicional en combustible. En los siguientes gráficos se muestran los dos modos de funcionamiento.

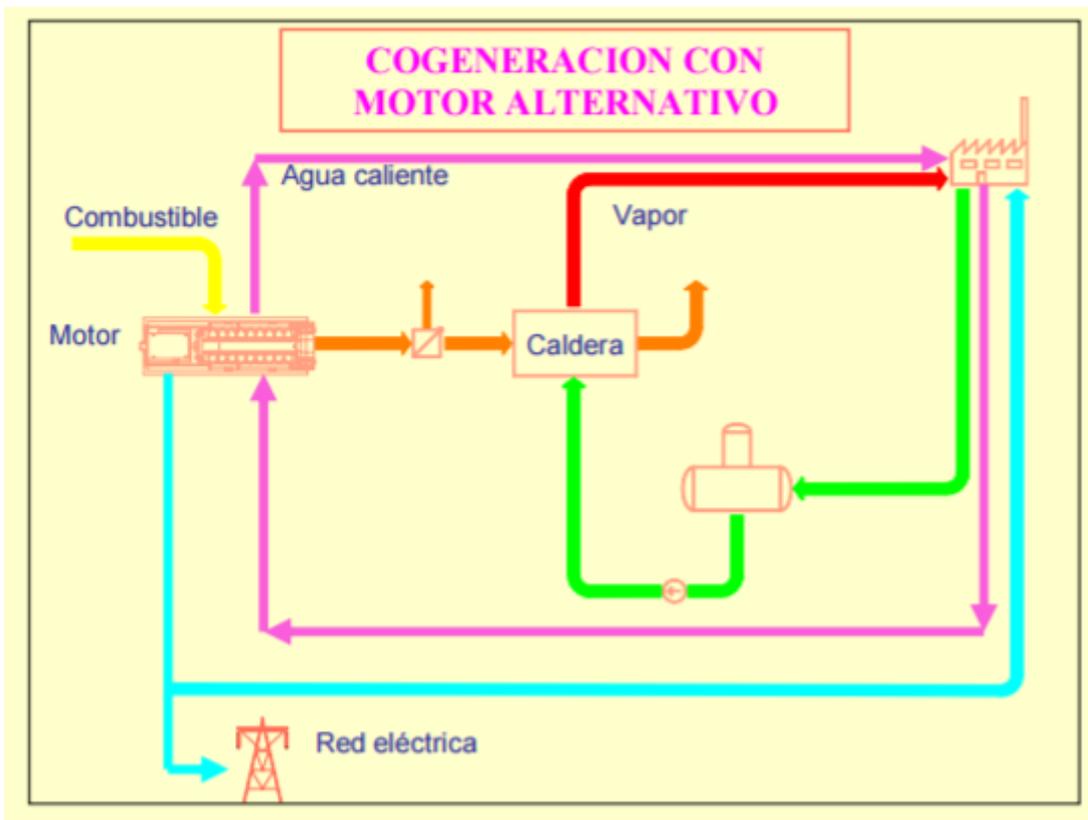
Entre las principales ventajas de la cogeneración tenemos:

- Rendimientos energéticos elevados de entre 70% y 90 %
- Reducción de pérdidas por transporte y distribución de energía eléctrica al producir y consumir la energía en el mismo sitio.
- La electricidad vendida a red puede incrementar la oferta local y aumentar la seguridad de suministro eléctrico local.
- La seguridad de abastecimiento eléctrico de la planta donde esté instalada la cogeneración no depende tanto de las redes de distribución.
- Reducción de emisiones contaminantes a la atmósfera como el CO₂ y el NO_x.
- Reducción de costes energéticos a medio-largo plazo.

1.5.2. Las tecnologías principales de la cogeneración

1.5.2.1. *Cogeneración con motor alternativo de gas o fuel*

Utilizan gas, gasóleo o fuel-oil como combustible. En general se basan en la producción de vapor a baja presión (hasta 10 bares) y en el aprovechamiento del circuito de agua de refrigeración de alta temperatura del motor. Son también adecuadas para la producción de frío por absorción utilizando el calor del agua de refrigeración. Este tipo de instalaciones es conveniente para potencias bajas (hasta 15 MW), en las que la generación eléctrica tiene un gran peso en el cómputo global.



Esquema 1. Planta de cogeneración con motor alternativo



Ilustración 1. Diagrama de sankey de una planta de cogeneración con motor de gas

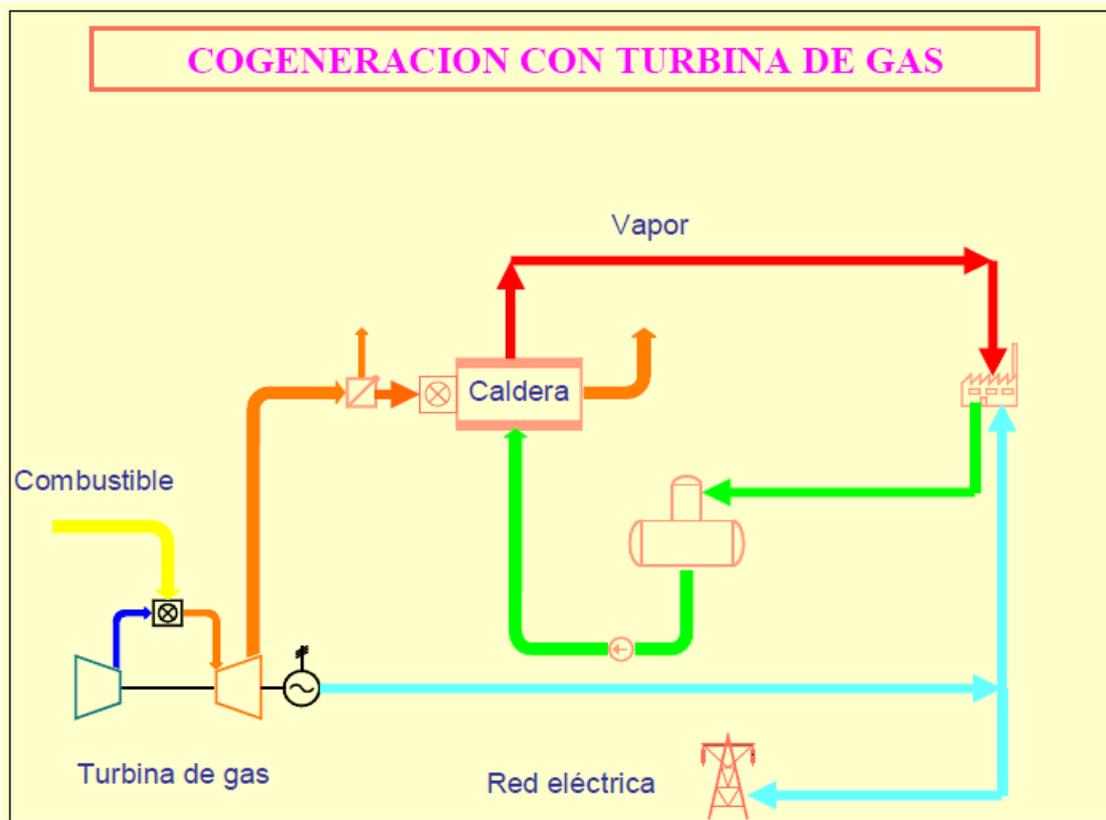


1.5.2.2. *Cogeneración con turbina de gas*

En las plantas con turbina de gas se quema combustible en un turbogenerador. Parte de la energía se transforma en energía mecánica que se transformará con la ayuda del alternador en energía eléctrica. Su rendimiento eléctrico es normalmente inferior al de las plantas con motores alternativos, pero presentan la ventaja de que permiten una fácil recuperación del calor, que se encuentra concentrado casi en su totalidad en los gases de escape, que están a una temperatura de unos 500°C, más que aceptable para producir vapor en una caldera de recuperación.

El sistema consta de una turbina de gas y una caldera de recuperación, generándose vapor a la presión de utilización en la planta de proceso asociada a la cogeneración. Su aplicación es adecuada cuando la demanda de vapor es importante, situación que se da en múltiples industrias (alimentación, química, papelería). Son plantas de gran fiabilidad y económicamente rentables a partir de un determinado tamaño y si tiene un número importante de horas de funcionamiento con demanda de calor continua.

Si la demanda de vapor es mayor que la puede proporcionar los gases de escape, puede producirse una cantidad adicional utilizando un quemador de post-combustión, introduciendo directamente combustible en un quemador especial, con el que cuenta la caldera. Esto puede hacerse porque los gases de escape son aun suficientemente ricos en oxígeno. Por el contrario, los gases de escape de un motor alternativo tienen un contenido menor en oxígeno lo que permite una combustión previo enriquecimiento en oxígeno si se quiere hacer una post-combustión, y ante esta dificultad, se suele optar por mantener calderas auxiliares de reserva para el caso de necesidades suplementarias de calor



Esquema 2. Planta de cogeneración con turbina de gas

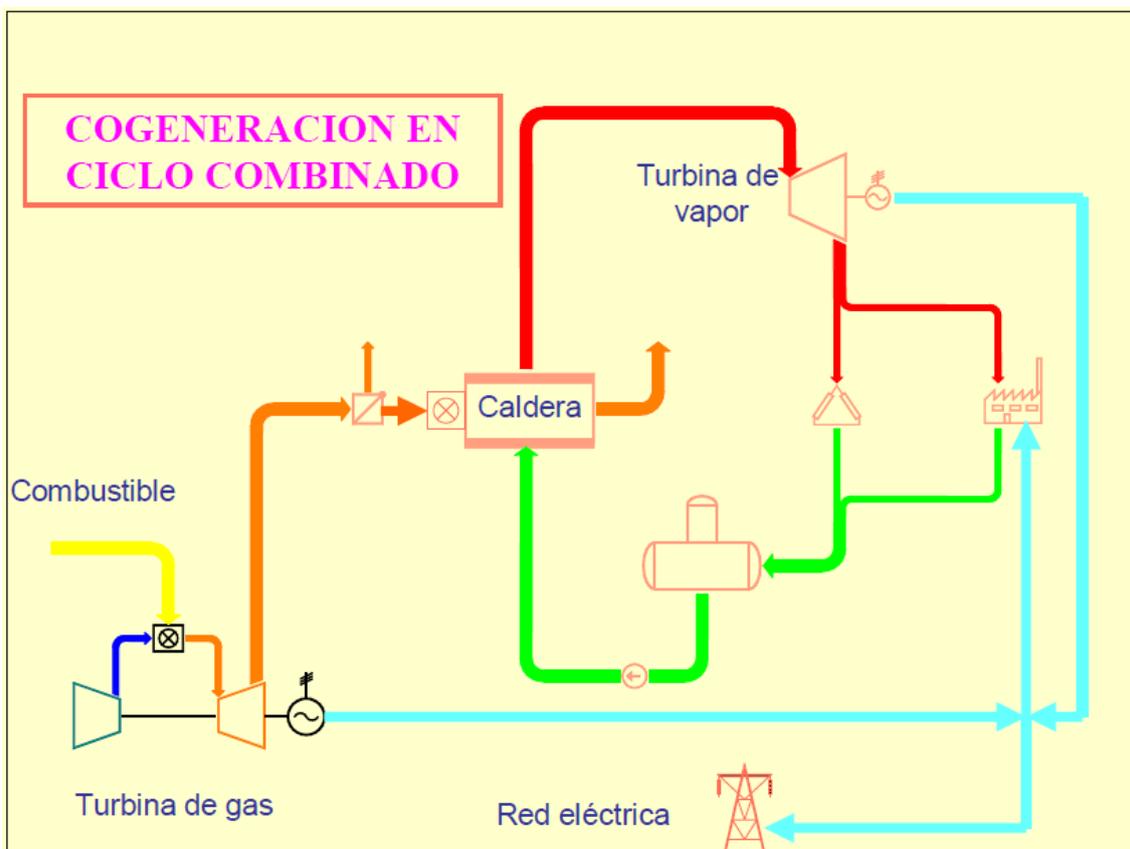


Ilustración 2. Diagrama de sankey de una planta de cogeneración con turbina de gas

1.5.2.3. Cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas

El ciclo combina es la aplicación conjunta de una turbina de gas y una turbina de vapor. Los gases de escape de la turbina atraviesan una caldera de recuperación, donde se produce el vapor a alta presión. Este vapor se expande en una turbina de vapor produciendo energía eléctrica adicional. El escape de la turbina será vapor a baja presión, que puede aprovecharse como tal o condensarse en un condensador, produciendo agua caliente que será utilizada en la industria que está asociada. Si la demanda de calor disminuye, el vapor sobrante en el escape de la turbina puede condensarse, con lo que no toda la energía de los gases se pierde, sino que al menos se produce una cierta cantidad de electricidad.

El ciclo de vapor es fundamental para lograr la eficiencia del ciclo combinado con turbina de gas. La selección de la presión y la temperatura del vapor se hace en función de las condiciones de los gases de escape de la turbina de gas y de las condiciones de vapor necesarias para la industria.



Esquema 3. Planta de cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas



Ilustración 3. Diagrama de sankey de una planta de cogeneración en ciclo combinado

1.5.2.4. Cogeneración en ciclo combinado con motor alternativo

En estas plantas, el calor contenido en los gases de escape del motor se recupera en una caldera de recuperación produciendo vapor que es utilizado en una turbina de vapor para producir más energía eléctrica o energía mecánica. El circuito de refrigeración de alta temperatura del motor se recupera en intercambiadores y el calor recuperado se usa directamente en la industria asociada a la planta de cogeneración. Se usa en plantas con demandas bajas de calor. El calor del escape de la turbina de vapor también puede aprovecharse mejorando el rendimiento.



Esquema 4. Planta de ciclo combinado con motor alternativo

1.6. DESCRIPCIÓN DEL CENTRO DEPORTIVO

El edificio del estudio es un centro deportivo que consta de dos plantas de altura y un parking subterráneo de 1170 m² cada una de ellas.

En la primera planta hay una cafetería, una recepción con un pequeño almacén, una piscina climatizada, dos vestuarios y una entrada.

En la segunda planta encontramos un gimnasio, dos vestuarios y la piscina.

Estancia	Superficie (m ²)
Cafetería	222,9
Vestuario X 2	165
Vestuario X 2	152,25
Recepción	35
Almacén	70
Piscina	478,5
Gimnasio	526,5
Entrada	195,15
Parking	1170

Tabla 1. Superficie de las estancias



Planta 1	Superficie (m ²)
Cafetería	222,9
Vestuario X 2	152,25
Recepción	35
Almacén	70
Piscina	478,5
Entrada	211,35
Total	1170

Tabla 2. Superficie de las estancias en la planta 1

Planta 2	Superficie (m ²)
Piscina	478,5
Gimnasio	526,5
Vestuario X 2	165
Total	1170

Tabla 3. Superficie de las estancias en la planta 2

Planta -1	Superficie (m ²)
Parking	1170

Tabla 4. Superficie de las estancias en la planta -1

Los muros del centro deportivo son cuatro y los diferenciamos en norte, sur, este y oeste.

Las fachadas norte y sur son de 273 m² y las fachadas este y oeste son de 210 m².

Fachada	Superficie de muro (m ²)	Superficie de cristal (m ²)	Superficie total (m ²)
Norte	273	0	273
Sur	171,5	101,5	273
Este	152,25	57,75	210
Oeste	105	105	210

Tabla 5. Superficie de las fachadas



1.7. DETERMINACIÓN DE LAS CARGAS TÉRMICAS

A excepción de la cara norte que es completamente de muro el resto de las fachadas tienen una combinación de muro y cristal. En el interior de todos los muros se encuentra una capa de aislante, en este caso poliestireno extruido.

Las ventanas de las fachadas son 4(15)4 haciendo referencia a las medidas en mm del cristal, de la cámara de aire y de la segunda lamina de cristal respectivamente.

Para la determinación de las cargas térmicas se ha diferenciado entre dos periodos, verano e invierno, ya que se han supuesto los peores casos posibles. Se han calculado las cargas correspondientes a la refrigeración, la calefacción, ACS y las correspondientes a la piscina.

En invierno se han considerado las cargas correspondientes a la calefacción que provienen de las pérdidas de calor a través de los pavimentos y de la ventilación.

Con la fórmula P_P (ec. 1) se ha realizado el cálculo de las pérdidas a través de los pavimentos ya que todo el edificio debe ser calefactado en invierno a la temperatura de consigna, lo mismo ocurre con las pérdidas por ventilación: P_v C_e (ec. 2).

Las cargas correspondientes al verano son principalmente de ventilación ya que se producen ganancias que elevan la temperatura del interior del recinto por encima de la temperatura de consigna. Estas ganancias son a través de los pavimentos $G_P = U \times A \times$ (ec. 3), por ventilación donde diferenciamos entre carga sensible G_v C_e (ec. 4) y carga latente G_v C_l (ec. 5), radiación solar directa en huecos $G_H = A \times R \times F$ (ec. 6), por ocupación, que también diferenciamos sensible $G_{O-S} = n \times C_{ps}$ (ec. 7) de latente $G_{O-L} = n \times C_{ls}$ (ec. 8) y por equipamiento (iluminación, motores, etc)

La terminación de las cargas correspondientes al ACS se ha llevado a cabo conociendo el número de duchas del centro, así como el tiempo que los pulsadores de las duchas permiten la salida de agua y con una estimación de 6 pulsaciones por ducha y 10 usos por ducha sabemos la cantidad de agua gastada al día. Ahora bien, esa agua utilizada viene a una cierta temperatura de la red y debe ser calentada hasta la temperatura de uso, para eso diremos que: $C = (M \times C_e) / s$ (ec. 9).

Algo muy similar sucede a la hora de calcular las cargas correspondientes a la piscina, en este caso la M que es la suma de la masa de agua evaporada y el agua que debe ser recirculado por salubridad, que es el 3% del agua de la piscina. Nuevamente esta agua que debe ser repuesto viene a una temperatura y debe alcanzar su temperatura de uso correspondiente. Utilizando la misma fórmula: $C = (M \times C_e) / s$ (ec. 10).



1.8. ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA ENERGÉTICA

La estimación de la energía consumida por el local se realiza conociendo las potencias, tanto eléctrica como térmica, que hay instaladas y sus horas de funcionamiento.

Elemento	Horas de funcionamiento
Ordenador	16
Fotocopiadora	16
Secador	2
Plancha	4
Cafetera	4
Bombas	4

Tabla 6. Horas de funcionamiento de cada elemento

Las horas de funcionamiento de la iluminación del centro dependen básicamente de las horas de luz natural. En los meses invernales la iluminación se encenderá antes tanto a primera hora de la mañana como por las tardes. Siendo el caso contrario en los meses estivales. Hay una parte de la iluminación que esta encendida las 16 horas que el centro está abierto ya que hay zonas sin ventanas y el parking.

Mes	Horas de funcionamiento
Enero	7
Febrero	5
Marzo	4,5
Abril	2,5
Mayo	1,5
Junio	1
Julio	1,5
Agosto	2,5
Septiembre	4
Octubre	5
Noviembre	6
Diciembre	7

Tabla 7. Horas de funcionamiento de la iluminación

Hay que destacar que tanto la caldera como el sistema de refrigeración no funcionan al 100% de su capacidad durante todas sus horas de funcionamiento.



	CALEFACCIÓN				
	P1	P2	P3	P4	P5
ENE	100%	80%	60%	60%	0%
FEB	100%	70%	60%	60%	0%
MAR	100%	70%	50%	50%	0%
ABR	65%	50%	20%	30%	0%
MAY	10%	0%	0%	0%	0%
JUN	0%	0%	0%	0%	0%
JUL	0%	0%	0%	0%	0%
AGO	0%	0%	0%	0%	0%
SEP	10%	0%	0%	0%	0%
OCT	20%	10%	0%	0%	0%
NOV	70%	50%	20%	40%	0%
DIC	90%	80%	60%	60%	0%

Tabla 8. Porcentaje de carga al que funciona la calefacción por mes

	REFRIGERACIÓN				
	P1	P2	P3	P4	P5
ENE	10%	20%	20%	10%	0%
FEB	20%	30%	30%	20%	0%
MAR	30%	40%	50%	50%	0%
ABR	30%	60%	80%	60%	0%
MAY	40%	60%	90%	70%	0%
JUN	40%	60%	95%	80%	0%
JUL	40%	70%	95%	80%	0%
AGO	50%	80%	95%	85%	0%
SEP	40%	60%	90%	80%	0%
OCT	30%	40%	70%	60%	0%
NOV	20%	30%	30%	20%	0%
DIC	10%	20%	20%	10%	0%

Tabla 9. Porcentaje de carga al que funciona la refrigeración por mes



	ACS				
	P1	P2	P3	P4	P5
ENE	50%	20%	10%	50%	0%
FEB	50%	20%	10%	50%	0%
MAR	50%	20%	10%	50%	0%
ABR	50%	20%	10%	50%	0%
MAY	50%	20%	10%	50%	0%
JUN	50%	20%	10%	50%	0%
JUL	50%	20%	10%	50%	0%
AGO	50%	20%	10%	50%	0%
SEP	50%	20%	10%	50%	0%
OCT	50%	20%	10%	50%	0%
NOV	50%	20%	10%	50%	0%
DIC	50%	20%	10%	50%	0%

Tabla 10. Porcentaje de carga al que funciona el agua caliente sanitario por mes

	CALENTAMIENTO PISCINA				
	P1	P2	P3	P4	P5
ENE	100%	90%	80%	100%	0%
FEB	100%	90%	80%	100%	0%
MAR	100%	90%	80%	100%	0%
ABR	100%	90%	80%	100%	0%
MAY	100%	90%	80%	100%	0%
JUN	100%	90%	80%	100%	0%
JUL	100%	90%	80%	100%	0%
AGO	100%	90%	80%	100%	0%
SEP	100%	90%	80%	100%	0%
OCT	100%	90%	80%	100%	0%
NOV	100%	90%	80%	100%	0%
DIC	100%	90%	80%	100%	0%

Tabla 11. Porcentaje de carga al que funciona el calentamiento de la piscina por mes

P1	P2	P3	P4	P5
DE 6 A 10	DE 10 A 14	DE 14 A 18	DE 18 A 22	DE 22 A 6

Tabla 12. División de los periodos

Las horas del día se han dividido en 5 periodos, 4 de 4 horas y 1 de 8 horas, este último corresponde a las horas de noche, periodo durante el cual el centro permanece cerrado.



En las tablas anteriores se ha realizado una estimación simplificada de la capacidad a la que trabajan la caldera y el sistema de refrigeración basándose principalmente en el mes del año en el que nos encontremos, así como en el periodo del día, de estos aspectos depende la temperatura del agua de la red y la temperatura exterior

1.9. PROPUESTA DE ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS

Para la realización de este proyecto se podrían adoptar varias tecnologías, por ejemplo, la instalación de motores de combustión interna, motores Stirling, pilas de combustible, microturbinas de gas o microturbinas de vapor.

1.9.1 Motor alternativo de combustión interna

Los motores alternativos de combustión interna son los más utilizados de entre los motores térmicos para la transformación de la energía química de los combustibles en trabajo mecánico, tienen una gran versatilidad, ya que con un diseño adecuado pueden utilizar todo tipo de combustibles líquidos y gaseosos.

Se caracterizan por un rango de aplicación, en cuanto a potencia eléctrica, desde potencias de unos 5 kWe hasta unos 15.000 kWe, de ahí que sea una tecnología de aplicación en el sector de la microgeneración.

Los motores alternativos de combustión interna tienen a su favor el elevado rendimiento eléctrico que presentan, un buen comportamiento a carga parcial, operación intermitente. Su mayor inconveniente es la dificultad del aprovechamiento de su energía residual, muy repartida en agua de refrigeración, aceite y gases de escape y energía de nivel térmico bajo. Su campo natural de aplicación es el sector residencial, comercial y aquellas industrias con demandas de energía térmica a baja temperatura (calefacción, agua caliente sanitaria, evaporación, secado, etc.) y elevadas demandas de energía eléctrica.

1.9.2 Motor Stirling

Los motores Stirling hoy en día, debido a varios factores entre los que se incluye el aumento de las preocupaciones ambientales, la mayor demanda de electricidad, la apertura del mercado eléctrico, así como la búsqueda de una mejor eficiencia y disminución de emisiones, el mercado está atrayendo oportunidad para el desarrollo de los motores Stirling. La tecnología actualmente todavía no está completamente desarrollada y por lo tanto no está



ampliamente utilizada, sin embargo, existe un interés muy grande en desarrollar esta tecnología para el uso de microcogeneración dado que tiene un alto potencial debido a su habilidad de alcanzar altas eficiencias, flexibilidad de combustible, bajas emisiones, bajo nivel de vibración y ruido y buen desempeño a carga.

1.9.3 Pilas de combustible

La tecnología de las pilas de combustible es una tecnología con gran potencia para la generación de electricidad y cogeneración con ventajas en el rendimiento y respetuosa del medio ambiente. Estos sistemas de pila de combustible utilizan un enfoque en la producción eléctrica totalmente diferente a las tradicionales tecnologías donde se emplea un motor primario, de ahí que esta tecnología presente importantes ventajas. Las ventajas de las pilas de combustibles incluyen bajo nivel de ruido, bajo mantenimiento, comportamiento destacable a carga parcial, bajas emisiones y potencial para alcanzar una eficiencia global del 85 al 90% aún con pequeñas unidades, por lo tanto tienen un gran potencial de producción de energía eléctrica.

Las pilas de combustible funcionan con gas natural, y liberan cantidades de emisiones muy bajas comparadas con las tecnologías de combustión tradicionales. Sin embargo, las pilas de combustible a pesar de tener importantes ventajas, tiene problemas importantes como es el hecho de estar fabricados con materiales costosos, la complejidad del sistema y la durabilidad dado que es un producto no probado lo suficiente lo que hace que provoca problemas de fiabilidad. Estos factores se traducen en elevados costes de capital, falta de infraestructura de apoyo, y riesgos técnicos. A simple vista puede parecer que los inconvenientes son demasiados importantes pero el hecho de que tenga ventajas sustanciales hace que se busque fomentar el desarrollo de la tecnología y la reducción de costes.

1.9.4 Microturbinas de gas

Las microturbinas son pequeños generadores de electricidad y de calor que queman combustibles líquidos y gaseosos para crear una rotación de alta velocidad que mueve el generador eléctrico. Se caracterizan por poseer una eficiencia eléctrica razonable de alrededor del 30%, ser un sistema multicomcombustible, con bajas emisiones, alto potencial de recuperación de calor y mínimo mantenimiento.

El rango de tamaños de microturbinas disponibles va desde los 30kW a los 250kW, por lo tanto son equipos de microcogeneración aptos para cuando se demanden potencias más elevadas. En estas situaciones o aplicaciones de microcogeneración, se pueden alcanzar eficiencias globales del 90% aproximadamente. Frente a los motores alternativos de combustión interna que



son su principal rival en microgeneraciones de mayor potencia ofrecen las siguientes ventajas: tamaño compacto, menor peso, menor número de partes móviles y menor ruido, bajo mantenimiento (pero se requiere de personal altamente especializado), menor vibración y corto tiempo de entrega. Sin embargo cuando nos acercamos a menores potencias los motores alternativos de combustión interna ofrecen mejor eficiencia y potencias muy pequeñas no pueden competir ni con las pilas de combustible ni con los motores Stirling de ahí que se fabriquen equipos de 30kW o más.

1.9.5 Microturbinas de vapor

Las microturbinas de vapor, a diferencia de las microturbinas de gas y de los motores alternativos de combustión interna donde el calor es un subproducto y se prioriza la generación de electricidad, se prioriza la producción de energía térmica y la electricidad aparece más en un plano secundario, de ahí que este sistema se emplee mucho más en situaciones donde se requiera energía térmica.

Las microturbinas de vapor ofrecen la mayor versatilidad en el empleo de combustibles dado que permite el empleo de cualquier fuente de energía. Además, ofrecen una amplia gama de diseños dado que se adaptan perfectamente a las condiciones requeridas por la instalación de ahí su gran versatilidad.

La capacidad de las turbinas de vapor puede variar desde los 50 kWe (microturbinas de vapor) hasta varios cientos de MW para las grandes plantas de generación de energía, siendo empleadas en grandes plantas de cogeneración y actualmente también en pequeñas instalaciones siendo aquí donde se instalarían las microturbinas de vapor.

A pesar de todas estas ventajas que puede tener, es una tecnología con un uso prácticamente nulo dentro de la microgeneración a pesar de la existencia de equipos, y todo eso se debe al poco rendimiento eléctrico que tiene dado que ronda el 15%, y por lo tanto no puede competir frente a tecnologías plenamente implantadas en el mercado (motores alternativos de combustión interna, microturbinas de gas) o de plena investigación (pilas de combustible). Este bajo rendimiento eléctrico hace que su amortización para equipos pequeños no sea viable dado que prioriza la generación de energía térmica. Su uso como ya se ha comentado de limita a grandes instalaciones dentro ciclos combinados de generación de energía, o en situaciones donde se puede obtener un rendimiento de un 25% y además el aprovechamiento térmico es máximo y entonces su instalación si es rentable.



1.10. ESTUDIO DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA

El hecho de sustituir el sistema convencional, formado por caldera y equipos de refrigeración aire-agua, por un sistema de cogeneración formado por un motor de gas alternativo y un equipo de absorción para la generación de frío supondría un ahorro en los costes de explotación anuales. Esta opción es la elegida para la resolución de este proyecto porque es la más completa y la más interesante desde el punto de vista de cálculos, así como desde el punto de vista académico.

	Coste de adquisición	Coste de mantenimiento	Aplicaciones	Fiabilidad	Ruido	Emisiones	Académico	Puntuación total
Motor alternativo de combustión interna	5	5	4	3	3	3	5	23
Motor Stirling	5	5	2	3	3	3	3	19
Turbina de gas	4	4	2	3	4	4	3	20
Turbina de vapor	4	4	2	3	4	4	3	20
Pilas de combustible	0	0	2	3	5	5	3	18
Puntuaciones de 0 a 5. Siendo 0 lo más bajo o peor y 5 lo más alto o mejor								

Tabla 13. Matriz de decisión

Desde el punto de vista de la estrategia de operación, las alternativas planteadas son dos:

La primera consiste en la instalación de un motor de cogeneración capaz de cubrir la totalidad de la demanda térmica, vertiendo en su caso el excedente de energía eléctrica a la red. Esta opción implica la necesidad de regular el régimen de trabajo del motor, puesto que ha de seguir a la demanda térmica, lo cual llevará en ocasiones a una infrutilización del motor.

La segunda consiste en instalar un motor de menor potencia funcionando a plena carga durante un mayor número de horas al año. En este caso, la parte de la energía térmica que el motor no alcanzase a cubrir debería encomendarse a un grupo de calderas auxiliares.

El hecho de seguir a la demanda térmica se debe a que la energía térmica no es fácilmente acumulable, mientras que la energía eléctrica puede evacuarse a la red.



1.11. RESULTADOS OBTENIDOS

A continuación, se muestran los consumos totales de energía térmica y electricidad al año necesarios para el funcionamiento del centro.

kWh/año	Situación inicial	Situación futura
Consumo térmico	298198	605549
Consumo eléctrico	336009	59321

Tabla 14. Consumos anuales

Estos valores son obtenidos de la suma de los datos de las tablas

Conociendo estos consumos si se multiplica por los precios correspondientes al gas y a la electricidad se calculan los costes de explotación como se muestra en el apartado 4.3.

Para calcular los costes de explotación se ha tenido en cuenta el rendimiento total de la instalación (caldera, pérdidas en las tuberías y el acumulador)

1.12. CONCLUSIONES

El hecho de utilizar un motor de cogeneración con una enfriadora de absorción hace que el consumo térmico de la situación futura sea más del doble que con respecto a la situación inicial, por otra parte, el consumo eléctrico es 5,6 veces menor (esto sucede porque la demanda de refrigeración deja de ser eléctrica para transformarse en térmica). Lo cual lleva a que como la electricidad es más cara e e as a e es na ener a e aborada ob enida a ar ir de o ras fuentes de energía), esta nueva situación tendrá un determinado ahorro respecto la situación inicial.

Con respecto a la amortización el factor más determinante es el precio del gas ya que como se puede apreciar en las r ficas en el momento en el que s ere os a a ori ación es osibe ero e ando casi a i e de la vida útil del motor. Esta situación se da en ambas opciones.

En a o ción en e o en o e e recio de as a cance os los costes de explotación de la situación futura se igualan a los costes de explotación de la situación inicial haciendo que la amortización sea imposible no recuperando la inversión, esto mismo sucede en la opción 2 con un precio de as de

Cabe destacar que en la opción 1 la electricidad excedente que se vierte a la red se podría vender a precio 0 y aun así la instalación sería rentable y la



amortización sería posible y en un tiempo razonable debido a lo ya mencionado respecto al cambio del consumo de refrigeración y la diferencia de precios entre la electricidad y el gas. Esta situación se repite en la opción 2 con la diferencia de que no es tan interesante económicamente ya que la inversión es mayor y el tiempo de amortización se alarga. Además, el principal objetivo de esta nueva situación es la rápida amortización gracias a la venta de la electricidad excedente.

A criterio del alumno la opción 1 es más recomendable que la opción 2 pese a que el precio más constante al que se vende la electricidad excedente es de a a o r i a c i o n o n sea menor que en la opción 1 hay que tener en cuenta que el precio de venta de la electricidad puede variar drásticamente y como se aprecia en las gráficas la amortización de la opción 1 es más lineal y no se ve tan afectada por este parámetro como la amortización de la opción 2

1.13. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

Trabajos consultados para la realización del documento:

- Instalación eléctrica e iluminación de un complejo deportivo. Autor Rafael Doblas Holgado. Marzo de 2004
- Instalación de trigeneración para un hospital con producción de electricidad, calor y frío. Autor: Enrique Criado Cámara
- Diseño de instalación térmica de climatización y producción de acs del polideportivo municipal de Polanco. Autor: Ricardo Herrera Torres. Septiembre de 2014
- Sistema de cogeneración para producción de energía térmica y eléctrica en una lavandería industrial. Autora: Haizea Ortega Leoz. Febrero de 2013
- Análisis de la situación actual de la microgeneración en el sector de la edificación. Autor: Manuel Fernández Fernández. Septiembre de 2011



2. ANEJOS

2.1. CALCULO DE LAS CARGAS TÉRMICAS DE ACONDICIONAMIENTO

Haciendo referencia al apartado 1.7 y utilizando las fórmulas descritas en el mismo se procederá al cálculo de las ganancias y las pérdidas a través de los muros y el tejado en las dos épocas del año consideradas:

Potencia calorífica que se debe aportar para alcanzar la temperatura de consigna (W)				
INVIERNO	Norte	Este	Oeste	Sur
1ª Planta	1235,56	772,728	260,32	275,485
2ª Planta	1235,56	781,33	745,81	275,485
Piscina	575,65	327,44	9832,71	6153,91
Tejado	5993,58			

Tabla 15. Carga térmica por planta - invierno

Potencia calorífica que debe evacuarse para mantener la temperatura de consigna (W)				
Verano	Norte	Este	Oeste	Sur
1ª Planta	315,97	76,56	227,25	93,17
2ª Planta	315,97	347,28	363,82	93,17
Piscina	-575,65	-327,44	-774,62	-1285,81
Tejado	1760,85			

Tabla 16. Carga térmica por planta - verano

Para la determinación de las dos tablas anteriores se ha utilizado la fórmula (1) teniendo en cuenta los siguientes factores de mayoración en función de la orientación de los pavimentos. Por los cuales en la cara norte se tendrán un 15% más de pérdidas en invierno, siendo el caso inverso en verano donde se obtendrá un 15% más de ganancias en la cara sur.

Orientación	Mayoración
Norte	15%
Sur	0
Este	10%
Oeste	5%

Tabla 17. Porcentajes de mayoración en función de la orientación

También se han calculado las pérdidas y las ganancias por ventilación debidas a la renovación del aire en las diferentes estancias utilizando la fórmula (2).

INVIERNO	
Estancia	Potencia calorífica que se debe aportar al aire de renovación para mantener la temperatura de consigna (W)
Gimnasio	13171,38
Piscina	4196,76
Vestuario x 4	13003,47
Recepción	351,23
Almacén	0
Parking	0
Cafetería	8780,92

Tabla 18. Carga térmica por ventilación - invierno

VERANO	
Estancia	Potencia calorífica que se debe evacuar del aire de renovación para mantener la temperatura de consigna (W)
Gimnasio	3585,51
Piscina	597,58
Vestuario x 4	3824,55
Recepción	95,61
Almacén	0
Parking	0
Cafetería	2390,34

Tabla 19. Carga térmica por ventilación - verano

Además, en verano se han calculado las ganancias debidas a la radiación que entra por los huecos del edificio y las ganancias debidas a la ocupación utilizando las fórmulas (6), (7) y (8) respectivamente.

Potencia calorífica que se debe evacuar debido a las ganancias por huecos (W)			
Norte	Este	Oeste	Sur
0	10361,92	23026,5	14010,04

Tabla 20. Carga térmica por cerramientos - invierno

Potencia calorífica que se debe evacuar debida a las ganancias por ocupación (W)		
Lugar	Sensible	Latente
Gimnasio	13875	25500
Vestuarios	6000	-
Cafetería	3750	-

Tabla 21. Carga térmica por ocupación - verano

Existen una serie de elementos que también poseen una potencia calorífica que debe ser evacuada.

Elemento	Unidades	Q sensible W/uni	Q latente W/uni
Ordenador	2	250	
Fotocopiadora	1	2625	
Secador	8	600	110
Plancha	1	3000	
Cafetera	1	5000	

Tabla 22. Otras cargas internas

2.2. CALCULO DE OTRAS CARGAS

En este apartado se calcularán todas aquellas cargas que afectan a la demanda energética global del edificio, que serán principalmente las cargas eléctricas correspondientes a la iluminación del centro y las cargas eléctricas de una serie de elementos considerados.

Conociendo el número de puntos de luz del recinto y la potencia de los mismo se puede establecer la potencia eléctrica de cada una de las estancias.

Estancia	N.º puntos de luz	Potencia (W)
Gimnasio	167	1336
Piscina	252	2016
Vestuario 1	25	200
Vestuario 2	27	216
Recepción	12	96
Almacén	15	120
Parking	93	744
Cafetería	71	568
Total	662	5296

Tabla 23. Potencia por estancia de los puntos de luz

Hay un total de 662 puntos de luz de 8 W cada uno, lo cual suponen 5296 W de iluminación. Los elementos considerados son los siguientes:

Elemento	Unidades	Potencia (W)
Ordenador	2	300
Fotocopiadora	1	1150
Secador	8	2000
Plancha	1	3500
Cafetera	1	5500

Tabla 24. Potencia asignada a otras cargas

Junto con la cantidad que hay de cada uno de ellos y su potencia unitaria. Esto supone un total de 26750 W eléctricos. También hay que considerar una potencia de 9200 W de las bombas de la piscina.

2.3. CALCULO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA

Las potencias calculadas anteriormente no son utilizadas a todas horas a plena carga ya que no todos los días del año hace el mismo frío o el mismo calor o no hay las mismas horas de luz. Debido a la complejidad que supondría realizar estos cálculos para todo un año se ha realizado una estimación de las horas de funcionamiento de los equipos y la carga a la cual funcionan.

La estimación de dichas horas se ha realizado en el apartado 1.8 junto a la estimación de la potencia a la que trabajan los equipos durante el año.

Ahora solo hay que multiplicar estas horas de funcionamiento por las potencias calculadas en los apartados 2.1 y 2.2 para obtener los kWh que precisa nuestra instalación.

kWh	CALEFACCIÓN				
	P1	P2	P3	P4	P5
ENE	8273,15	6618,52	4963,89	4963,89	0,00
FEB	8273,15	5791,21	4963,89	4963,89	0,00
MAR	8273,15	5791,21	4136,58	4136,58	0,00
ABR	5377,55	4136,58	1654,63	2481,95	0,00
MAY	827,32	0,00	0,00	0,00	0,00
JUN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
JUL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
AGO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SEP	827,32	0,00	0,00	0,00	0,00
OCT	1654,63	827,32	0,00	0,00	0,00
NOV	5791,21	4136,58	1654,63	3309,26	0,00
DIC	7445,84	6618,52	4963,89	4963,89	0,00

Tabla 25. Energía consumida por periodo cada mes en calefacción



kWh	REFRIGERACIÓN				
	P1	P2	P3	P4	P5
ENE	1192,31	2384,61	2384,61	1192,31	0,00
FEB	2384,61	3576,92	3576,92	2384,61	0,00
MAR	3576,92	4769,23	5961,54	5961,54	0,00
ABR	3576,92	7153,84	9538,46	7153,84	0,00
MAY	4769,23	7153,84	10730,76	8346,15	0,00
JUN	4769,23	7153,84	11326,92	9538,46	0,00
JUL	4769,23	8346,15	11326,92	9538,46	0,00
AGO	5961,54	9538,46	11326,92	10134,61	0,00
SEP	4769,23	7153,84	10730,76	9538,46	0,00
OCT	3576,92	4769,23	8346,15	7153,84	0,00
NOV	2384,61	3576,92	3576,92	2384,61	0,00
DIC	1192,31	2384,61	2384,61	1192,31	0,00

Tabla 26. Energía consumida por periodo cada mes en refrigeración

kWh	ACS				
	P1	P2	P3	P4	P5
ENE	1824,96	729,98	364,99	1824,96	0,00
FEB	1824,96	729,98	364,99	1824,96	0,00
MAR	1824,96	729,98	364,99	1824,96	0,00
ABR	1824,96	729,98	364,99	1824,96	0,00
MAY	1824,96	729,98	364,99	1824,96	0,00
JUN	1824,96	729,98	364,99	1824,96	0,00
JUL	1824,96	729,98	364,99	1824,96	0,00
AGO	1824,96	729,98	364,99	1824,96	0,00
SEP	1824,96	729,98	364,99	1824,96	0,00
OCT	1824,96	729,98	364,99	1824,96	0,00
NOV	1824,96	729,98	364,99	1824,96	0,00
DIC	1824,96	729,98	364,99	1824,96	0,00

Tabla 27. Energía consumida por periodo cada mes en agua caliente sanitaria



kWh	CALENTAMIENTO PISCINA				
	P1	P2	P3	P4	P5
ENE	2554,94	2299,45	2043,96	2554,94	0,00
FEB	2554,94	2299,45	2043,96	2554,94	0,00
MAR	2554,94	2299,45	2043,96	2554,94	0,00
ABR	2554,94	2299,45	2043,96	2554,94	0,00
MAY	2554,94	2299,45	2043,96	2554,94	0,00
JUN	2554,94	2299,45	2043,96	2554,94	0,00
JUL	2554,94	2299,45	2043,96	2554,94	0,00
AGO	2554,94	2299,45	2043,96	2554,94	0,00
SEP	2554,94	2299,45	2043,96	2554,94	0,00
OCT	2554,94	2299,45	2043,96	2554,94	0,00
NOV	2554,94	2299,45	2043,96	2554,94	0,00
DIC	2554,94	2299,45	2043,96	2554,94	0,00

Tabla 28. Energía consumida por periodo cada mes en el calentamiento del agua de la piscina

kWh	OTRAS CARGAS
ENE	4039,33
FEB	4039,33
MAR	4039,33
ABR	4039,33
MAY	4039,33
JUN	4039,33
JUL	4039,33
AGO	4039,33
SEP	4039,33
OCT	4039,33
NOV	4039,33
DIC	4039,33

Tabla 29. Energía eléctrica consumida por otras cargas, considerados por mes



kWh	ILUMINACIÓN
ENE	1331,28
FEB	1054,36
MAR	985,14
ABR	708,22
MAY	569,77
JUN	500,54
JUL	569,77
AGO	708,22
SEP	915,91
OCT	1054,36
NOV	1192,82
DIC	1331,28

Tabla 30. Energía eléctrica consumida por los puntos de luz

Los consumos globales necesarios para el correcto funcionamiento del centro son los mismos en la situación inicial que en la futura con la salvedad de que toda la energía designada a la refrigeración pasa, de la situación inicial a la futura, a ser un consumo térmico y no eléctrico.

kwh	Situación inicial				
	ENE	12653	9648	7373	9344
FEB	12653	8821	7373	9344	0
MAR	12653	8821	6546	8516	0
ABR	9757	7166	4064	6862	0
MAY	5207	3029	2409	4380	0
JUN	4380	3029	2409	4380	0
JUL	4380	3029	2409	4380	0
AGO	4380	3029	2409	4380	0
SEP	5207	3029	2409	4380	0
OCT	6035	3857	2409	4380	0
NOV	10171	7166	4064	7689	0
DIC	11826	9648	7373	9344	0

Tabla 31. Consumos totales mensuales en la situación inicial en cada uno de los periodos

kwh	Situación futura				
	ENE	13978	12298	10022	10669
FEB	15303	12795	11347	11993	0
MAR	16627	14120	13169	15140	0
ABR	13732	15115	14662	14811	0
MAY	10506	10978	14332	13653	0
JUN	9679	10978	14994	14978	0
JUL	9679	12303	14994	14978	0
AGO	11004	13628	14994	15641	0
SEP	10506	10978	14332	14978	0
OCT	10009	9156	11682	12329	0
NOV	12821	11140	8038	10339	0
DIC	13151	12298	10022	10669	0

Tabla 32. Consumos totales mensuales en la situación futura en cada uno de los periodos

2.4. DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN

Como ya se mencionó en el apartado 1.10. se han estudiado dos posibles soluciones. La opción del motor de menor potencia que funcione a plena carga todas las horas que este el centro abierto. Conociendo la demanda de calor y la demanda eléctrica de nuestro centro y discretizando en periodos de 4 horas se obtiene la siguiente tabla.

	CALOR	DEMANDA (kWh)	CARGA	PROD (kWh)	DIF (kWh)
ENE	DE 6 A 10	13977,84	100%	7543,17	6434,67
	DE 10 A 14	12297,53	100%	7543,17	4754,36
	DE 14 A 18	10022,41	100%	7543,17	2479,24
	DE 18 A 22	10668,58	100%	7543,17	3125,41
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
FEB	DE 6 A 10	15302,63	100%	7543,17	7759,46
	DE 10 A 14	12795,00	100%	7543,17	5251,83
	DE 14 A 18	11347,20	100%	7543,17	3804,03
	DE 18 A 22	11993,37	100%	7543,17	4450,20
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
MAR	DE 6 A 10	16627,41	100%	7543,17	9084,25
	DE 10 A 14	14119,78	100%	7543,17	6576,62
	DE 14 A 18	13169,45	100%	7543,17	5626,28
	DE 18 A 22	15140,41	100%	7543,17	7597,24
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
ABR	DE 6 A 10	13731,81	100%	7543,17	6188,64
	DE 10 A 14	15114,72	100%	7543,17	7571,56
	DE 14 A 18	14661,86	100%	7543,17	7118,70

	DE 18 A 22	14810,56	100%	7543,17	7267,40
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
MAY	DE 6 A 10	10506,36	100%	7543,17	2963,19
	DE 10 A 14	10978,15	100%	7543,17	3434,98
	DE 14 A 18	14332,02	100%	7543,17	6788,85
	DE 18 A 22	13653,40	100%	7543,17	6110,24
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
	JUN	DE 6 A 10	9679,05	100%	7543,17
DE 10 A 14		10978,15	100%	7543,17	3434,98
DE 14 A 18		14994,41	100%	7543,17	7451,24
DE 18 A 22		14978,19	100%	7543,17	7435,02
DE 22 A 6		0,00	0%	0,00	0,00
JUL	DE 6 A 10	9679,05	100%	7543,17	2135,88
	DE 10 A 14	12302,93	100%	7543,17	4759,77
	DE 14 A 18	14994,41	100%	7543,17	7451,24
	DE 18 A 22	14978,19	100%	7543,17	7435,02
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
AGO	DE 6 A 10	11003,83	100%	7543,17	3460,66
	DE 10 A 14	13627,72	100%	7543,17	6084,55
	DE 14 A 18	14994,41	100%	7543,17	7451,24
	DE 18 A 22	15640,58	100%	7543,17	8097,42
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
SEP	DE 6 A 10	10506,36	100%	7543,17	2963,19
	DE 10 A 14	10978,15	100%	7543,17	3434,98
	DE 14 A 18	14332,02	100%	7543,17	6788,85
	DE 18 A 22	14978,19	100%	7543,17	7435,02
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
OCT	DE 6 A 10	10008,89	100%	7543,17	2465,72
	DE 10 A 14	9155,89	100%	7543,17	1612,72
	DE 14 A 18	11682,45	100%	7543,17	4139,28
	DE 18 A 22	12328,62	100%	7543,17	4785,45
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
NOV	DE 6 A 10	12820,68	100%	7543,17	5277,51
	DE 10 A 14	11140,37	100%	7543,17	3597,20
	DE 14 A 18	8037,93	100%	7543,17	494,77
	DE 18 A 22	10338,74	100%	7543,17	2795,57
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
DIC	DE 6 A 10	13150,53	100%	7543,17	5607,36
	DE 10 A 14	12297,53	100%	7543,17	4754,36
	DE 14 A 18	10022,41	100%	7543,17	2479,24
	DE 18 A 22	10668,58	100%	7543,17	3125,41
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
TOTAL		605548,76		362072,06	243476,70

Tabla 33. Balance de energía térmica – opción 1



Donde la demanda térmica es todo el calor que se necesita en cada periodo, la carga a la que trabaja el motor, la producción de calor gracias al motor y la diferencia es la energía térmica que se debe aportar con el equipo de calderas auxiliares para poder cubrir la demanda en cada periodo. Lo mismo ocurre con la electricidad solo que en esta ocasión la diferencia entre el consumo y la producción es negativa, por tanto, este exceso de electricidad se vierte a la red y se vende.

ELECTRICIDAD		DEMANDA (kWh)	CARGA	PROD (kWh)	DIF (kWh)
ENE	DE 6 A 10	1546,11	100%	5231,55	-3685,45
	DE 10 A 14	583,26	100%	5231,55	-4648,29
	DE 14 A 18	583,26	100%	5231,55	-4648,29
	DE 18 A 22	2657,87	100%	5231,55	-2573,68
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
FEB	DE 6 A 10	1407,65	100%	5231,55	-3823,90
	DE 10 A 14	583,26	100%	5231,55	-4648,29
	DE 14 A 18	583,26	100%	5231,55	-4648,29
	DE 18 A 22	2657,87	100%	5231,55	-2573,68
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
MAR	DE 6 A 10	1338,43	100%	5231,55	-3893,13
	DE 10 A 14	583,26	100%	5231,55	-4648,29
	DE 14 A 18	583,26	100%	5231,55	-4648,29
	DE 18 A 22	2519,42	100%	5231,55	-2712,13
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
ABR	DE 6 A 10	1338,43	100%	5231,55	-3893,13
	DE 10 A 14	583,26	100%	5231,55	-4648,29
	DE 14 A 18	583,26	100%	5231,55	-4648,29
	DE 18 A 22	2242,51	100%	5231,55	-2989,04
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
MAY	DE 6 A 10	1269,20	100%	5231,55	-3962,35
	DE 10 A 14	583,26	100%	5231,55	-4648,29
	DE 14 A 18	583,26	100%	5231,55	-4648,29
	DE 18 A 22	2102,00	100%	5231,55	-3129,55
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
JUN	DE 6 A 10	1199,97	100%	5231,55	-4031,58
	DE 10 A 14	583,26	100%	5231,55	-4648,29
	DE 14 A 18	583,26	100%	5231,55	-4648,29
	DE 18 A 22	2173,28	100%	5231,55	-3058,27
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
JUL	DE 6 A 10	1269,20	100%	5231,55	-3962,35
	DE 10 A 14	583,26	100%	5231,55	-4648,29
	DE 14 A 18	583,26	100%	5231,55	-4648,29
	DE 18 A 22	2173,28	100%	5231,55	-3058,27
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
AGO	DE 6 A 10	1338,43	100%	5231,55	-3893,13
	DE 10 A 14	583,26	100%	5231,55	-4648,29

	DE 14 A 18	583,26	100%	5231,55	-4648,29
	DE 18 A 22	2242,51	100%	5231,55	-2989,04
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
SEP	DE 6 A 10	1407,65	100%	5231,55	-3823,90
	DE 10 A 14	583,26	100%	5231,55	-4648,29
	DE 14 A 18	583,26	100%	5231,55	-4648,29
	DE 18 A 22	2380,96	100%	5231,55	-2850,59
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
OCT	DE 6 A 10	1476,88	100%	5231,55	-3754,67
	DE 10 A 14	583,26	100%	5231,55	-4648,29
	DE 14 A 18	583,26	100%	5231,55	-4648,29
	DE 18 A 22	2450,19	100%	5231,55	-2781,36
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
NOV	DE 6 A 10	1407,65	100%	5231,55	-3823,90
	DE 10 A 14	583,26	100%	5231,55	-4648,29
	DE 14 A 18	583,26	100%	5231,55	-4648,29
	DE 18 A 22	2519,42	100%	5231,55	-2712,13
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
DIC	DE 6 A 10	1476,88	100%	5231,55	-3754,67
	DE 10 A 14	583,26	100%	5231,55	-4648,29
	DE 14 A 18	652,48	100%	5231,55	-4579,07
	DE 18 A 22	2657,87	100%	5231,55	-2573,68
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
TOTAL		59321,07		251114,50	-191793,43

Tabla 34. Balance de energía eléctrica – opción 1

De igual manera sucede con la segunda opción en la que un motor de mayor potencia va siguiendo la demanda térmica intentando que la diferencia sea lo más próxima a cero, pero sin llegar a ser negativa ya que eso supondría un exceso de producción de energía térmica y el problema de esta situación es que, a diferencia de la electricidad, no se puede verter a ninguna red para su aprovechamiento.

	CALOR	DEMANDA (kWh)	CARGA	PROD (kWh)	DIF (kWh)
ENE	DE 6 A 10	13977,84	100%	12166,40	1811,44
	DE 10 A 14	12297,53	100%	12166,40	131,13
	DE 14 A 18	10022,41	82%	9976,45	45,96
	DE 18 A 22	10668,58	87%	10584,77	83,81
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
FEB	DE 6 A 10	15302,63	100%	12166,40	3136,23
	DE 10 A 14	12795,00	100%	12166,40	628,60
	DE 14 A 18	11347,20	93%	11314,75	32,44
	DE 18 A 22	11993,37	98%	11923,07	70,29
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
MAR	DE 6 A 10	16627,41	100%	12166,40	4461,01
	DE 10 A 14	14119,78	100%	12166,40	1953,38
	DE 14 A 18	13169,45	100%	12166,40	1003,05

	DE 18 A 22	15140,41	100%	12166,40	2974,01
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
ABR	DE 6 A 10	13731,81	100%	12166,40	1565,41
	DE 10 A 14	15114,72	100%	12166,40	2948,32
	DE 14 A 18	14661,86	100%	12166,40	2495,46
	DE 18 A 22	14810,56	100%	12166,40	2644,16
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
MAY	DE 6 A 10	10506,36	86%	10463,10	43,26
	DE 10 A 14	10978,15	90%	10949,76	28,39
	DE 14 A 18	14332,02	100%	12166,40	2165,62
	DE 18 A 22	13653,40	100%	12166,40	1487,00
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
JUN	DE 6 A 10	9679,05	79%	9611,46	67,59
	DE 10 A 14	10978,15	90%	10949,76	28,39
	DE 14 A 18	14994,41	100%	12166,40	2828,01
	DE 18 A 22	14978,19	100%	12166,40	2811,79
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
JUL	DE 6 A 10	9679,05	79%	9611,46	67,59
	DE 10 A 14	12302,93	100%	12166,40	136,53
	DE 14 A 18	14994,41	100%	12166,40	2828,01
	DE 18 A 22	14978,19	100%	12166,40	2811,79
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
AGO	DE 6 A 10	11003,83	90%	10949,76	54,07
	DE 10 A 14	13627,72	100%	12166,40	1461,32
	DE 14 A 18	14994,41	100%	12166,40	2828,01
	DE 18 A 22	15640,58	100%	12166,40	3474,18
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
SEP	DE 6 A 10	10506,36	86%	10463,10	43,26
	DE 10 A 14	10978,15	90%	10949,76	28,39
	DE 14 A 18	14332,02	100%	12166,40	2165,62
	DE 18 A 22	14978,19	100%	12166,40	2811,79
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
OCT	DE 6 A 10	10008,89	82%	9976,45	32,44
	DE 10 A 14	9155,89	75%	9124,80	31,09
	DE 14 A 18	11682,45	96%	11679,74	2,70
	DE 18 A 22	12328,62	100%	12166,40	162,22
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
NOV	DE 6 A 10	12820,68	100%	12166,40	654,28
	DE 10 A 14	11140,37	88%	10706,43	433,93
	DE 14 A 18	8037,93	66%	8029,82	8,11
	DE 18 A 22	10338,74	84%	10219,78	118,96
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
DIC	DE 6 A 10	13150,53	100%	12166,40	984,13
	DE 10 A 14	12297,53	100%	12166,40	131,13
	DE 14 A 18	10022,41	82%	9976,45	45,96
	DE 18 A 22	10668,58	87%	10584,77	83,81

	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
	TOTAL	605548,76		548704,64	56844,12

Tabla 35. Balance de energía térmica – opción 2

ELECTRICIDAD		DEMANDA (kWh)	CARGA	PROD (kWh)	DIF (kWh)
ENE	DE 6 A 10	1546,11	100%	8273,15	-6727,05
	DE 10 A 14	583,26	100%	8273,15	-7689,89
	DE 14 A 18	583,26	82%	6783,98	-6200,73
	DE 18 A 22	2657,87	87%	7197,64	-4539,77
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
FEB	DE 6 A 10	1407,65	100%	8273,15	-6865,50
	DE 10 A 14	583,26	100%	8273,15	-7689,89
	DE 14 A 18	583,26	93%	7694,03	-7110,77
	DE 18 A 22	2657,87	98%	8107,69	-5449,82
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
MAR	DE 6 A 10	1338,43	100%	8273,15	-6934,73
	DE 10 A 14	583,26	100%	8273,15	-7689,89
	DE 14 A 18	583,26	100%	8273,15	-7689,89
	DE 18 A 22	2519,42	100%	8273,15	-5753,73
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
ABR	DE 6 A 10	1338,43	100%	8273,15	-6934,73
	DE 10 A 14	583,26	100%	8273,15	-7689,89
	DE 14 A 18	583,26	100%	8273,15	-7689,89
	DE 18 A 22	2242,51	100%	8273,15	-6030,64
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
MAY	DE 6 A 10	1269,20	86%	7114,91	-5845,71
	DE 10 A 14	583,26	90%	7445,84	-6862,58
	DE 14 A 18	583,26	100%	8273,15	-7689,89
	DE 18 A 22	2102,00	100%	8273,15	-6171,15
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
JUN	DE 6 A 10	1199,97	79%	6535,79	-5335,82
	DE 10 A 14	583,26	90%	7445,84	-6862,58
	DE 14 A 18	583,26	100%	8273,15	-7689,89
	DE 18 A 22	2173,28	100%	8273,15	-6099,87
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
JUL	DE 6 A 10	1269,20	79%	6535,79	-5266,59
	DE 10 A 14	583,26	100%	8273,15	-7689,89
	DE 14 A 18	583,26	100%	8273,15	-7689,89
	DE 18 A 22	2173,28	100%	8273,15	-6099,87
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
AGO	DE 6 A 10	1338,43	90%	7445,84	-6107,41
	DE 10 A 14	583,26	100%	8273,15	-7689,89
	DE 14 A 18	583,26	100%	8273,15	-7689,89
	DE 18 A 22	2242,51	100%	8273,15	-6030,64
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00



SEP	DE 6 A 10	1407,65	86%	7114,91	-5707,26
	DE 10 A 14	583,26	90%	7445,84	-6862,58
	DE 14 A 18	583,26	100%	8273,15	-7689,89
	DE 18 A 22	2380,96	100%	8273,15	-5892,19
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
OCT	DE 6 A 10	1476,88	82%	6783,98	-5307,11
	DE 10 A 14	583,26	75%	6204,86	-5621,61
	DE 14 A 18	583,26	96%	7942,23	-7358,97
	DE 18 A 22	2450,19	100%	8273,15	-5822,96
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
NOV	DE 6 A 10	1407,65	100%	8273,15	-6865,50
	DE 10 A 14	583,26	88%	7280,37	-6697,12
	DE 14 A 18	583,26	66%	5460,28	-4877,02
	DE 18 A 22	2519,42	84%	6949,45	-4430,03
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
DIC	DE 6 A 10	1476,88	100%	8273,15	-6796,27
	DE 10 A 14	583,26	100%	8273,15	-7689,89
	DE 14 A 18	652,48	82%	6783,98	-6131,50
	DE 18 A 22	2657,87	87%	7197,64	-4539,77
	DE 22 A 6	0,00	0%	0,00	0,00
TOTAL		59321,07		373119,16	-313798,09

Tabla 36. Balance de energía eléctrica – opción 2

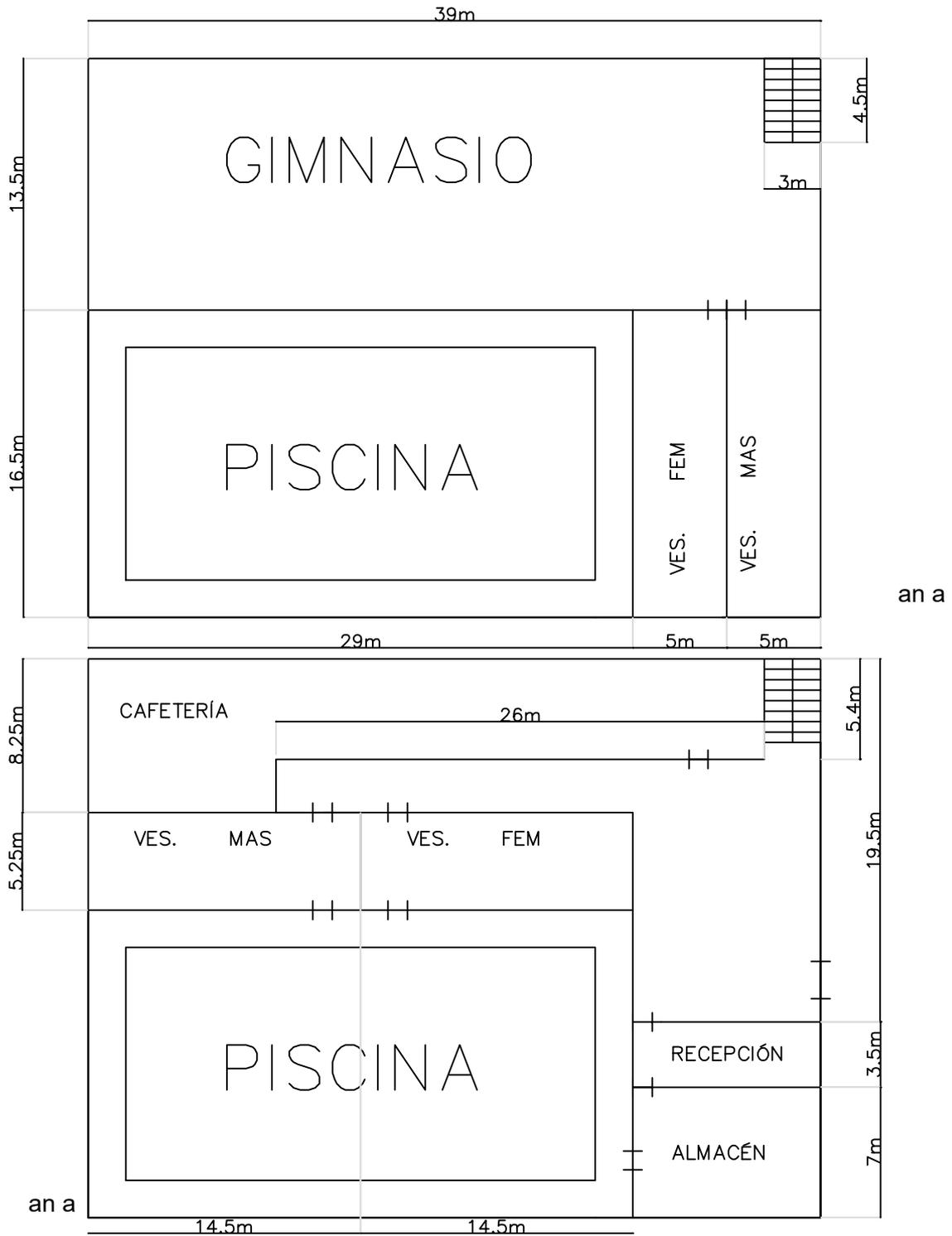


3. PLANOS

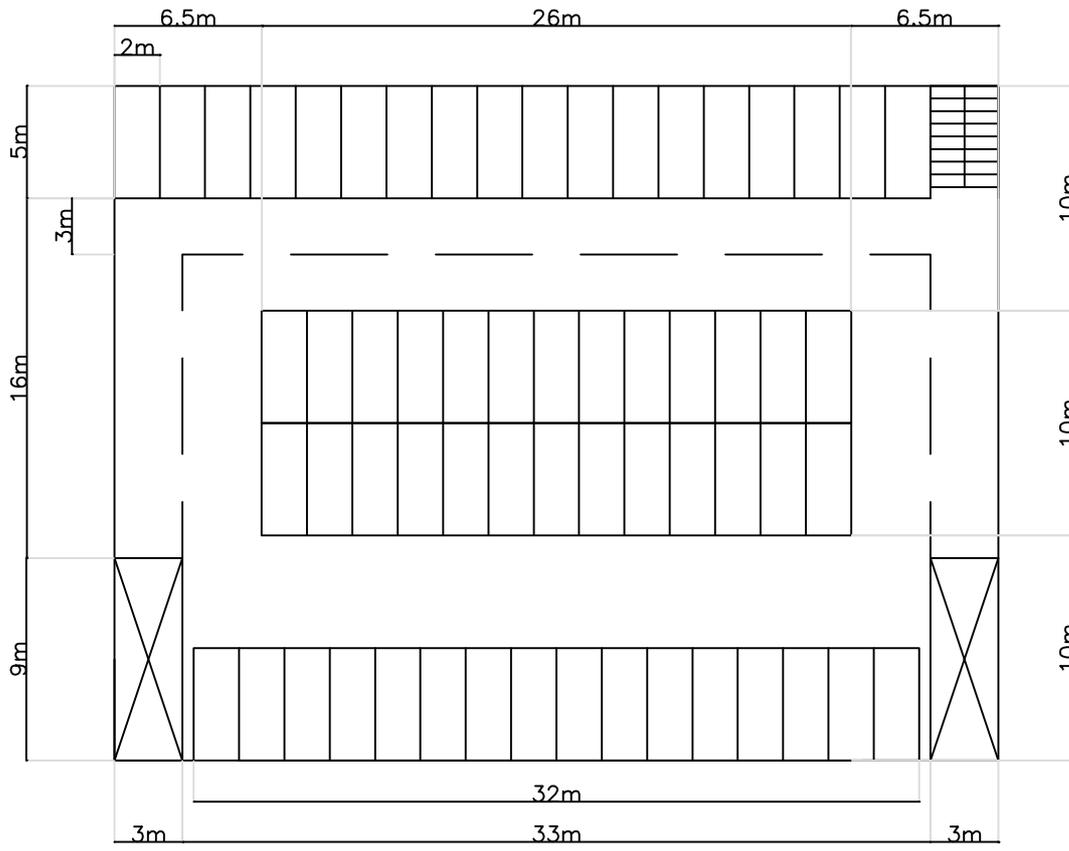
- 3.5. EMPLAZAMIENTO Y LOCALIZACIÓN
- 3.6. PLANTAS Y ZONIFICACIÓN DEL EDIFICIO
- 3.7. ALZADOS
- 3.8. ESQUEMA DE LA INSTALACIÓN INICIAL
- 3.9. ESQUEMA DE LA INSTALACIÓN FUTURA



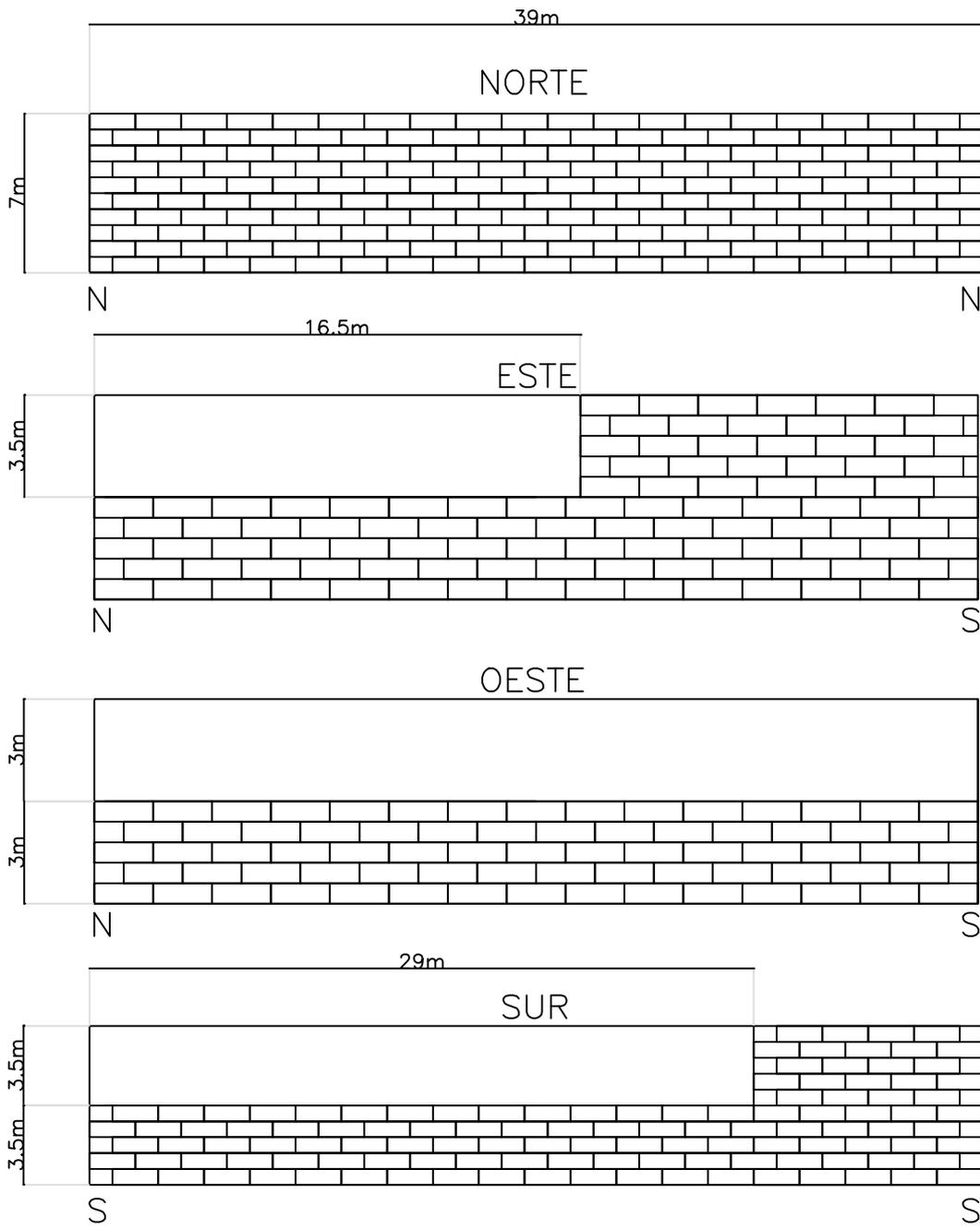
		TITULO de plano: EMPLAZAMIENTO			
		FECHA: 06/18	PROPIEDAD: ADRIÁN CAMPO FERNÁNDEZ	FIRMADO	
ESCALA: S/E	PROYECTO: PROYECTO DE VIABILIDAD DE LA INSTALACIÓN DE TRIGENERACIÓN PARA UN CENTRO DEPORTIVO		PLANO Nº:	1	



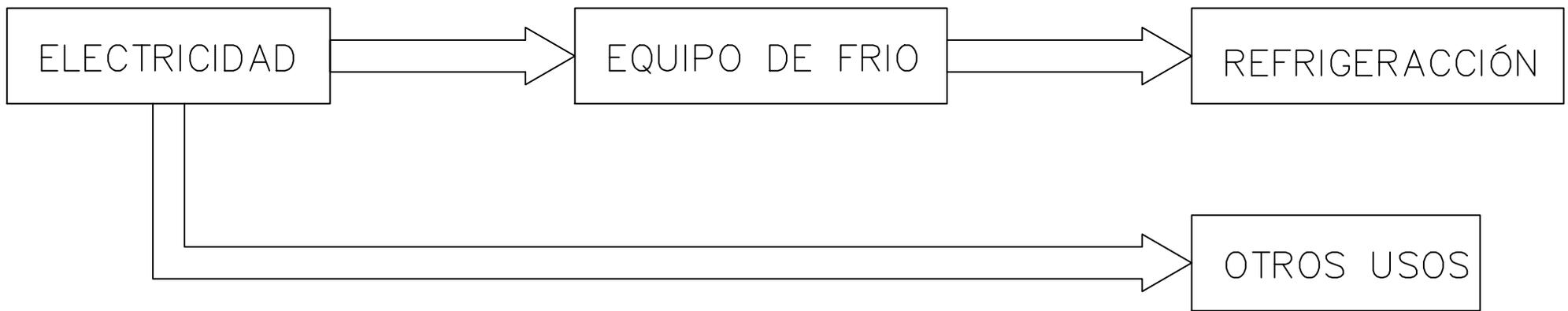
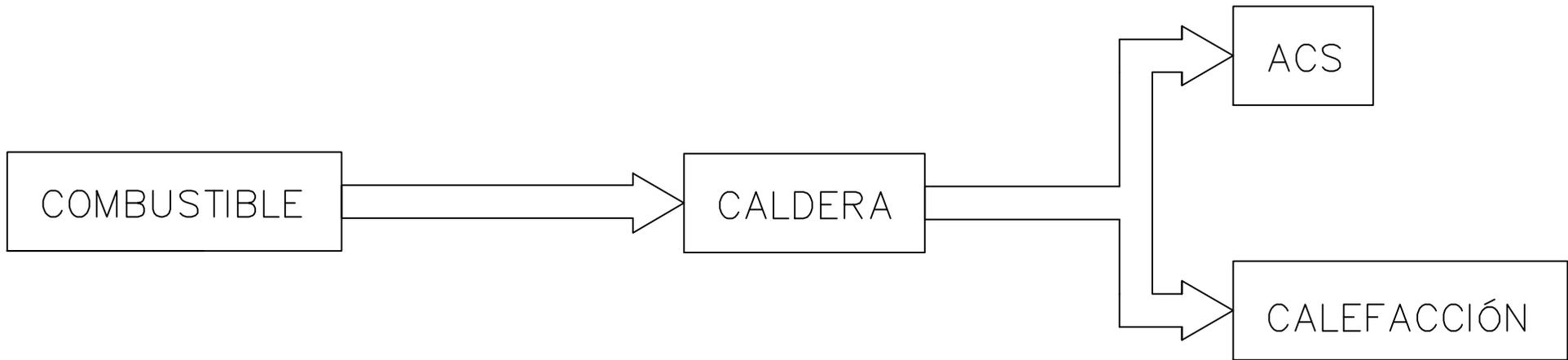
		TITULO de plano: 1º Y 2º PLANTA			
FECHA:	06/18	PROPIEDAD: ADRIÁN CAMPO FERNÁNDEZ		FIRMADO	
ESCALA:	S/E	PROYECTO: PROYECTO DE VIABILIDAD DE LA INSTALACIÓN DE TRIGENERACIÓN PARA UN CENTRO DEPORTIVO		PLANO Nº:	2



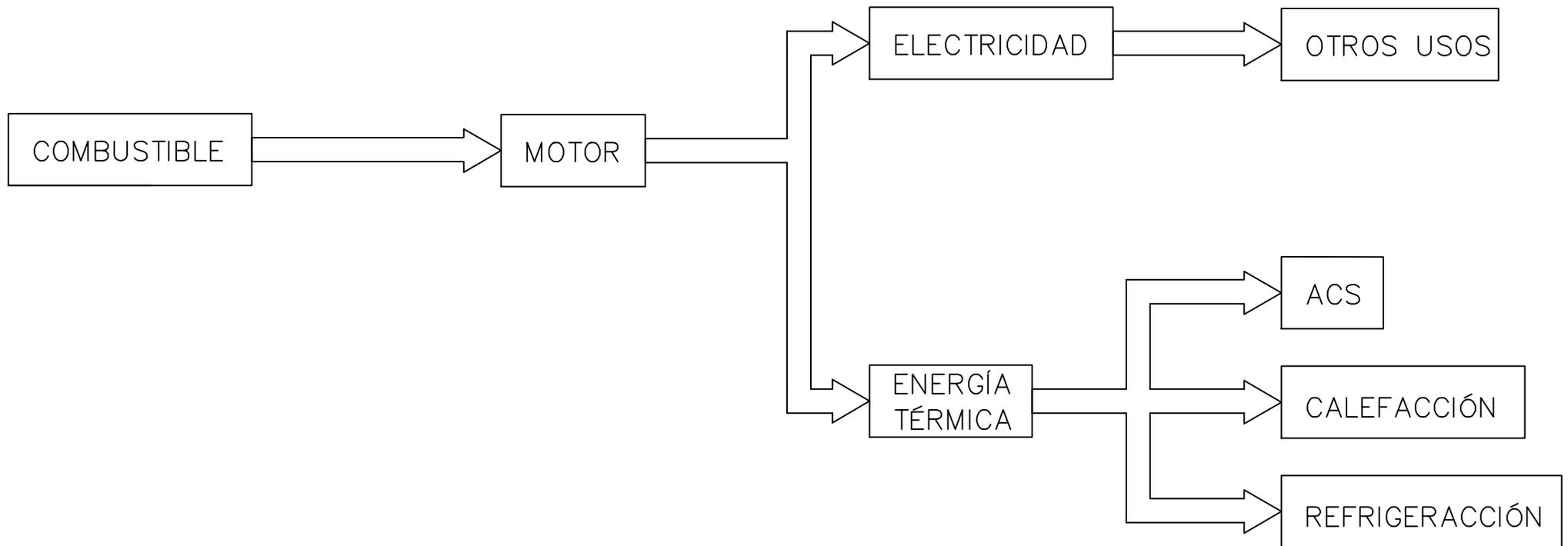
		TITULO de plano:	PARKING	
FECHA:	06/18	PROPIEDAD:	ADRIÁN CAMPO FERNÁNDEZ	FIRMADO
ESCALA:	S/E	PROYECTO:	PROYECTO DE VIABILIDAD DE LA INSTALACIÓN DE TRIGENERACIÓN PARA UN CENTRO DEPORTIVO	PLANO Nº: 3



	TITULO de plano:		ALZADOS		
	FECHA: 06/18	PROPIEDAD: ADRIÁN CAMPO FERNÁNDEZ		FIRMADO	
ESCALA: S/E	PROYECTO: PROYECTO DE VIABILIDAD DE LA INSTALACIÓN DE TRIGENERACIÓN PARA UN CENTRO DEPORTIVO		PLANO Nº:	4	



	TITULO de plano: SITUACIÓN INICIAL			
	FECHA: 06/18	PROPIEDAD: ADRIÁN CAMPO FERNÁNDEZ		FIRMADO
	ESCALA: S/E	PROYECTO: PROYECTO DE VIABILIDAD DE LA INSTALACIÓN DE TRIGENERACIÓN PARA UN CENTRO DEPORTIVO		PLANO Nº: 5



 UNIVERSIDAD DE CANTABRIA		TÍTULO de plano: SITUACIÓN FUTURA	
FECHA:	06/18	PROPIEDAD: ADRIÁN CAMPO FERNÁNDEZ	FIRMADO
ESCALA:	S/E	PROYECTO: PROYECTO DE VIABILIDAD DE LA INSTALACIÓN DE TRIGENERACIÓN PARA UN CENTRO DEPORTIVO	PLANO Nº: 6



4. ESTUDIO DE VIABILIDAD

4.5. PRESUPUESTO

Los presupuestos presentados son una aproximación de los costes de inversión necesarios para realizar cada una de las opciones planteadas en el proyecto

Opción 1:

Elementos	
Motor alternativo de cogeneración	44075
Enfriadora de absorción BrLi	57930
Materia de fontanería	13002
Mano de obra	26004
Total	141012

Tabla 37. Presupuesto – opción 1

Opción 2:

Elementos	
Motor alternativo de cogeneración	69700
Enfriadora de absorción BrLi	57930
Materia de fontanería	13002
Mano de obra	26004
Total	166637

Tabla 38. Presupuesto – opción 2

4.6. ESTUDIO DE RENTABILIDAD

Conociendo los consumos en la situación inicial y estimando unos precios de
de as de e ec ricidad se obtienen los costes de explotación en el ejercicio anual

Comparando los costes de explotación en la situación inicial con los de la situación futura, vemos que estos últimos son menores y por tanto se produce un ahorro.

En el supuesto de utilizar todo el capital ahorrado para suplir el coste de inversión que supone la compra e instalación de los equipos de la situación futura se obtiene en un primer instante:

Opción 1	Coste Inversión	Costes Explotación	Amortización (Años)
Situación inicial	-	67233,88	-
Situación futura	141011,50	38898,85	4,98
Ahorro		28335,03	

Tabla 39. Amortización – opción 1

Opción 2	Coste Inversión	Costes Explotación	Amortización (Años)
Situación inicial	-	67233,88	-
Situación futura	166636,50	33099,63	4,88
Ahorro		34134,24	

Tabla 40. Amortización – opción 2

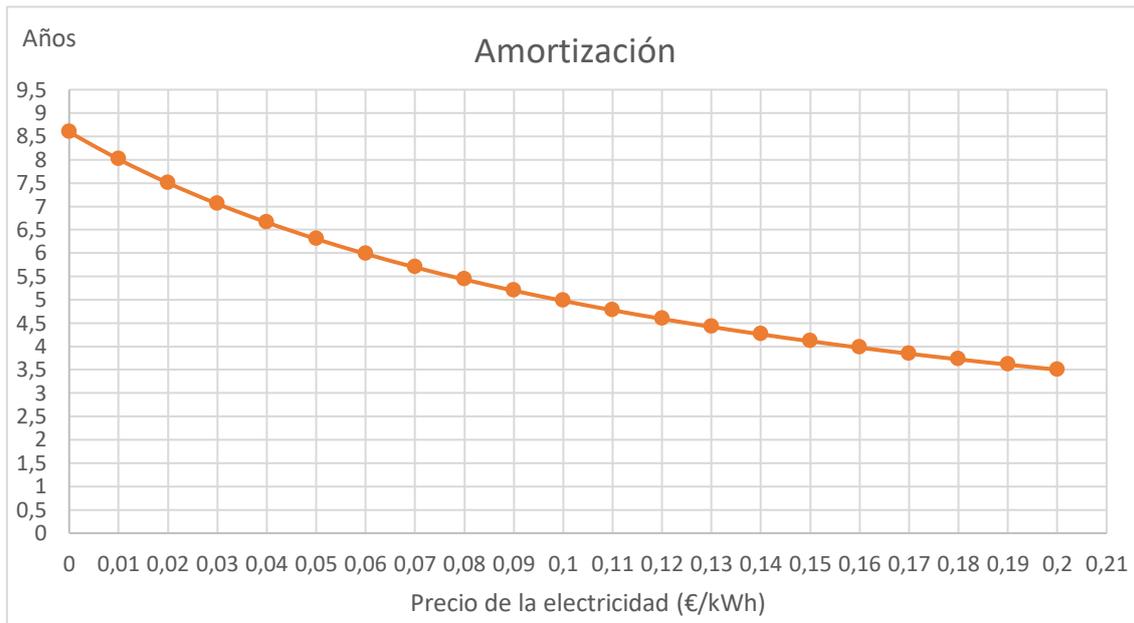
4.7. ESTUDIO DE SENSIBILIDAD

En este apartado se analizará como puede afectar la variación de los precios del gas y de la electricidad a la viabilidad del proyecto.

Opción 1:

Precio de venta de la electricidad	Costes de explotación	Amortización (años)
0	50821,36	8,59
0,01	49629,11	8,01
0,02	48436,86	7,50
0,03	47244,61	7,05
0,04	46052,35	6,66
0,05	44860,10	6,30
0,06	43667,85	5,98
0,07	42475,60	5,70
0,08	41283,35	5,43
0,09	40091,10	5,20
0,1	38898,85	4,98
0,11	37706,60	4,78
0,12	36514,34	4,59
0,13	35322,09	4,42
0,14	34129,84	4,26
0,15	32937,59	4,11
0,16	31745,34	3,97
0,17	30553,09	3,84
0,18	29360,84	3,72
0,19	28168,58	3,61
0,2	26976,33	3,50

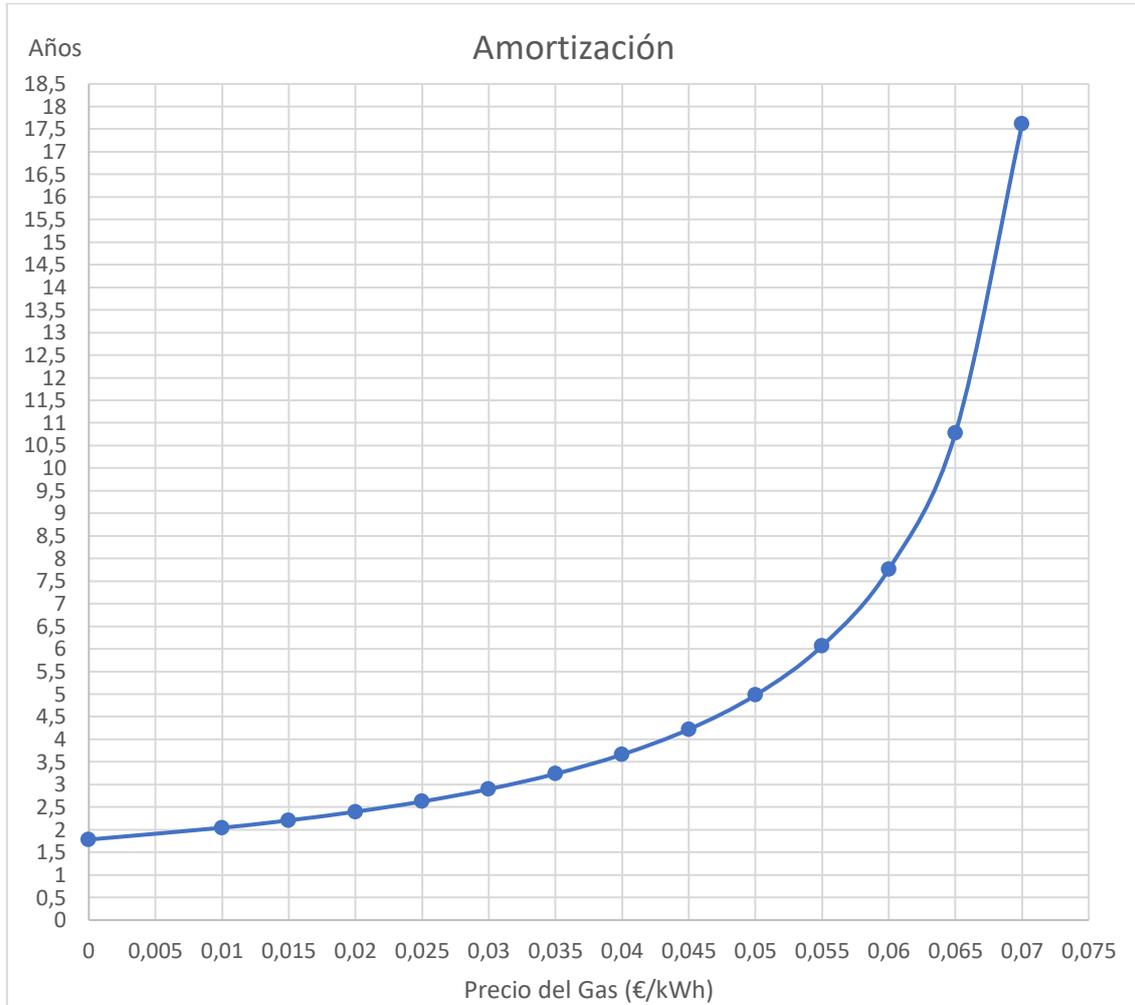
Tabla 41. Análisis de sensibilidad – electricidad – opción 1



Grafica 1. Amortización – electricidad – opción 1

Precio de compra del gas	Costes de explotación	Amortización (años)
0	-11922,51	1,78
0,01	-1758,24	2,04
0,015	3323,90	2,21
0,02	8406,03	2,40
0,025	13488,17	2,62
0,03	18570,30	2,90
0,035	23652,44	3,24
0,04	28734,57	3,66
0,045	33816,71	4,22
0,05	38898,85	4,98
0,055	43980,98	6,06
0,06	49063,12	7,76
0,065	54145,25	10,77
0,07	59227,39	17,61

Tabla 42. Análisis de sensibilidad – gas – opción 1



Grafica 2. Amortización – gas – opción 1

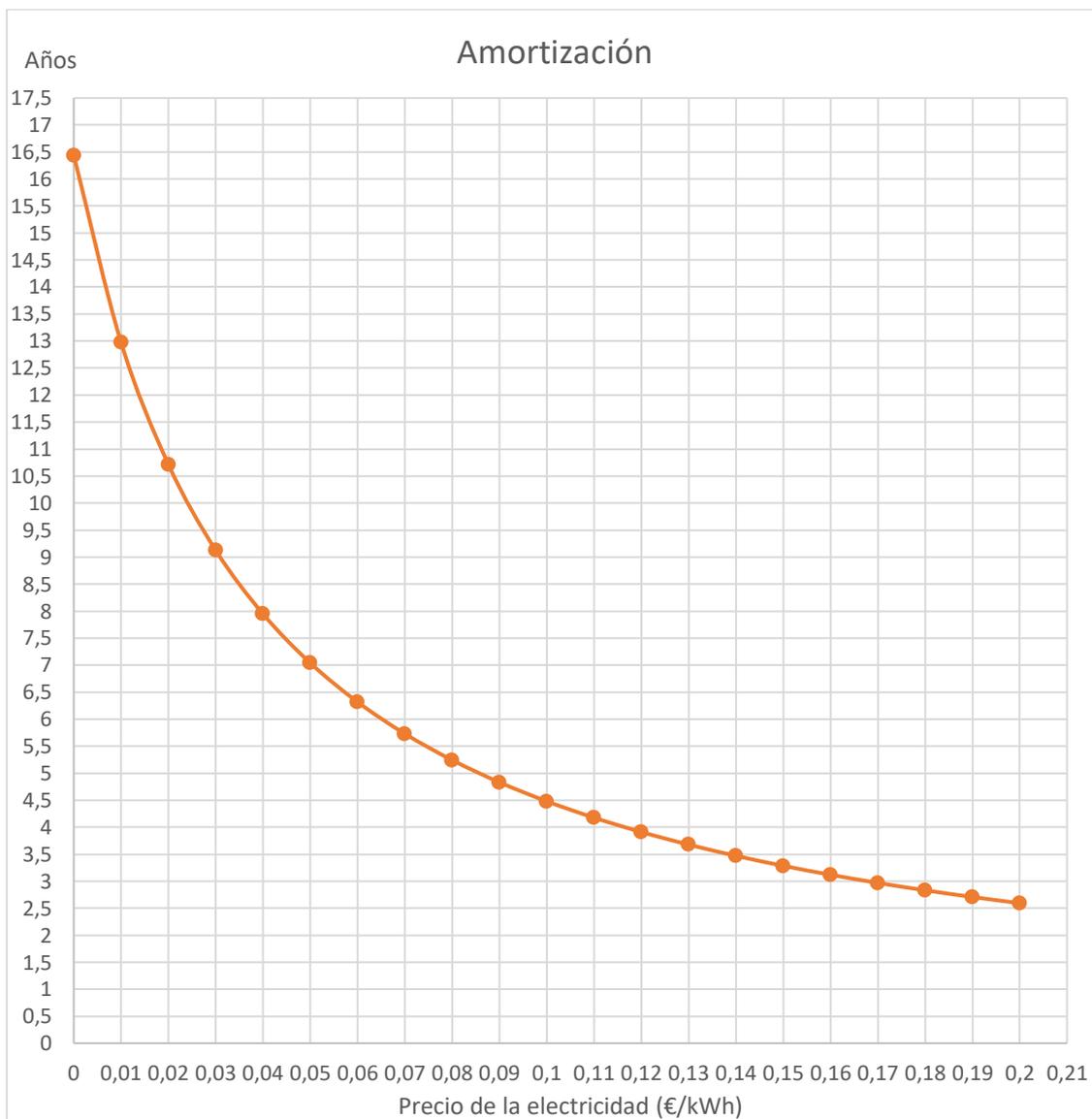
Opción 2:

Precio de venta de la electricidad /kWh)	Costes de explotación	Amortización (años)
0	58656,74	16,44
0,01	56366,45	12,98
0,02	54076,15	10,72
0,03	51785,86	9,13
0,04	49495,57	7,95
0,05	47205,27	7,04
0,06	44914,98	6,32
0,07	42624,69	5,73
0,08	40334,39	5,24
0,09	38044,10	4,83
0,1	35753,81	4,48



0,11	33463,51	4,18
0,12	31173,22	3,91
0,13	28882,93	3,68
0,14	26592,64	3,47
0,15	24302,34	3,28
0,16	22012,05	3,12
0,17	19721,76	2,97
0,18	17431,46	2,83
0,19	15141,17	2,71
0,2	12850,88	2,59

Tabla 43. Análisis de sensibilidad – electricidad – opción 2

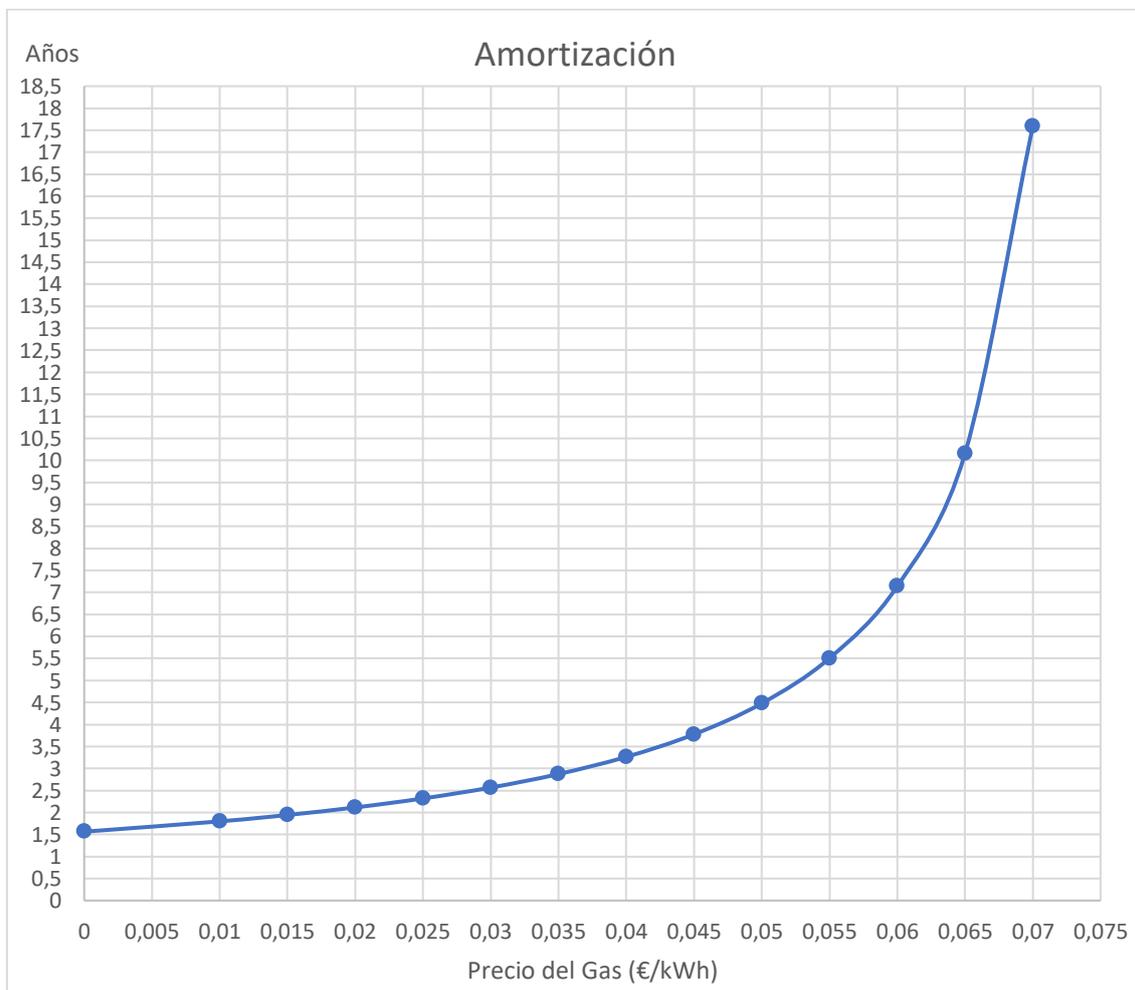


Grafica 3. Amortización – electricidad – opción 2



Precio de compra del gas	Costes de explotación	Amortización (años)
0	-22902,93	1,56
0,01	-11171,58	1,80
0,015	-5305,91	1,94
0,02	559,76	2,11
0,025	6425,44	2,32
0,03	12291,11	2,57
0,035	18156,79	2,87
0,04	24022,46	3,26
0,045	29888,13	3,78
0,05	35753,81	4,48
0,055	41619,48	5,51
0,06	47485,16	7,14
0,065	53350,83	10,16
0,07	59216,50	17,59

Tabla 44. Análisis de sensibilidad – gas – opción 2



Gráfica 4. Amortización – gas – opción 2