



Universidad
Zaragoza

Proyecto Fin de Carrera

Especialidad: Energía y tecnología de calor y fluidos

Instalación de trigeneración en un centro comercial con
autosuficiencia energética generada a partir de la
combustión de hidrógeno

Autor

Eduardo Molinos Ledesma

Director

Eva María Llera Sastresa

Escuela de Ingeniería y Arquitectura
2015

¿Qué es lo que van a quemar en lugar de carbón?

Agua -respondió Pencroft-. El agua, descompuesta en sus elementos por la electricidad. Sí, amigos míos, creo que algún día se empleará el agua como combustible, que el hidrógeno y el oxígeno de los que está formada, usados por separado o de forma conjunta, proporcionará una fuente inagotable de luz y calor.

El agua será el carbón del futuro.

Julio Verne
“La isla misteriosa” (1874)

Resumen

Uno de los retos del nuevo siglo es alcanzar un cambio energético hacia la utilización de nuevas formas de energía que solucionen los defectos de las actuales, entre los que destacan la dependencia energética de gran parte de los países, el agotamiento de los recursos y las emisiones contaminantes que afectan al clima mundial.

En la búsqueda de nuevos modelos energéticos, el Hidrógeno, como vector energético, se perfila como una alternativa real poderosa, de futuro y presente. Durante el proyecto se resumirán y analizarán alguna de las posibilidades de este nuevo combustible.

Para su estudio y comparativa se ha propuesto su utilización en una instalación convencional como las instalaciones de trigeneración. De esta forma se muestra uno de sus posibles usos principales, la combustión en motores de combustión interna de alta potencia, tecnología sobre la que se vislumbra gran potencial, pero a la que no se ha dado tanta difusión como a otras, como la pila de combustible.

En un principio se estudiará un caso hipotético extremo, donde debe cubrirse toda la demanda energética del recinto a partir de hidrógeno obtenido con electricidad de renovables, sin conexión con otras fuentes, estudiando si esta opción es posible o no.

Primeramente se recopila toda la información existente sobre estos nuevos motores, que en la actualidad no es demasiado extensa.

A continuación se procederá a dimensionar, configurar y seleccionar una instalación de trigeneración a partir de motores de hidrógeno. Esta debe tener una instalación de generación de hidrógeno que suministre el combustible a los motores, dado que no hay red de distribución, por lo que también se dimensionará y mostrará su conexión.

Finalmente se realizará un amplio análisis crítico de los resultados arrojados por el estudio, analizando posibles escenarios de utilización de esta tecnología en este tipo de instalaciones, comparándola con tecnologías que utilizan fuentes energéticas convencionales, así como mostrar su tendencia, sustitutos, puntos fuertes y débiles, etc.

El Proyecto Fin de Carrera se desarrolla dentro del Departamento de Máquinas y Motores Térmicos de la Universidad de Zaragoza.

Índice de Contenidos

Resumen.....	1
Índice de Contenidos	2
Lista de Acrónimos	5
1. Introducción	6
1.1. Antecedentes	6
1.2. Motivación del proyecto	7
1.3. Alcance y objetivos del mismo.....	8
1.4. Estructura de la memoria	9
2. Descripción del Caso de Estudio	11
3. Obtención de la Demanda Energética	12
4. Dimensionado de la Instalación de Trigeneración IH₂-T	16
4.1. Preselección y modo de operación del sistema de trigeneración.....	17
4.2. Dimensionado de la instalación de trigeneración	19
4.3. Selección de equipos.....	20
4.3.1. Elección del número de motores.....	20
4.3.2. Selección del motor y de los equipos de intercambio de calor	23
4.3.3. Configuración de la instalación	25
4.4. Reconversión del motor de gas a motor de hidrógeno.....	28
4.4.1. Características que presenta un motor de hidrógeno.....	28
4.4.2. Cambios a realizar sobre el motor de gas natural para trabajar con hidrógeno....	30
4.4.3. Estimaciones de los nuevos parámetros de funcionamiento del motor.....	31
4.5. Estudio de la operación de la instalación IH ₂ -T.....	33
5. Definición de la Instalación de Generación de Hidrógeno.....	37
5.1. Introducción al estudio.....	37
5.2. Metodología para la selección de equipos	38

5.2.1.	Evaluación de equipos	38
5.2.2.	Pasos previos a la simulación	39
5.3.	Selección de la instalación óptima.....	41
6.	Estudio Comparativo de la Instalación	44
6.1.	Análisis de la instalación final.....	44
6.2.	Análisis crítico comparando con el caso base IGN	47
6.2.1.	Eficiencia energética.....	47
6.2.2.	Rentabilidad económica.....	49
6.3.	Análisis de variabilidad de los parámetros	53
6.3.1.	Ajuste de parámetros para viabilidad de la tecnología.....	53
6.3.2.	Reducción y optimización de la potencia máxima de la instalación IH ₂	56
6.3.3.	Diferenciación en lugares con mayor potencial solar	59
6.3.4.	Previsiones de futuro de las tecnologías	59
6.3.5.	Comparación coste de producción del hidrógeno con otras tecnologías.....	61
6.3.6.	Comparación con las pilas de combustible	62
7.	Conclusiones.....	65
Bibliografía	67	
Referencias bibliográficas	67	
Referencias a archivos adjuntos.....	70	
Archivos Excel.....	70	
Archivos EES.....	70	
Archivos HOMER	71	
 ANEXOS		
A.	Modelo de Adecuación de la Demanda Energética	72
A.1	Ajuste demanda eléctrica	73
A.2	Ajuste demanda térmica.....	74
A.3	Perfil horario de demanda térmica.....	76
B.	Dimensionado de la Instalación de Trigeneración IH₂-T	77

B.1	Preselección de un sistema de trigeneración.....	77
B.2	Selección de la política de operación.....	79
B.3	Dimensionado de la instalación de trigeneración	80
B.4	Selección de equipos.....	84
B.5	Problemas y posibles soluciones correspondientes a los motores de hidrógeno.	95
B.6	Modelo de obtención de parámetros del motor de hidrógeno a partir del motor base de gas natural.	97
B.7	"Programa" de visualización de las necesidades en operación de la instalación IH ₂ -T.....	100
C.	Anexo Instalación de Generación de Hidrógeno	103
C.1	Proceso de introducción de datos al programa	103
C.2	Introducción de los parámetros de los equipos	105
C.3	Parámetros de la simulación	108
C.4	Selección de la instalación óptima.....	108
D.	Anexo Estudio Comparativo de la Instalación	116
D.1	Estudio comparativo con la tecnología base convencional IGN	116
D.2	Reducción y optimización de la potencia máxima de la instalación IH ₂	117
D.3	Pilas de combustible.	122
E.	Catálogo Motor MTU 12V4000L64	124
	Bibliografía de los Anexos.....	126
	Índice de Tablas y Figuras	129

Lista de Acrónimos

IGN: Instalación de trigeneración convencional de gas natural ([Figura 4.5](#))

IH₂: Instalación de trigeneración motores H₂ + Generación de hidrógeno mediante renovables: ([Figura 6.1](#))

IH₂-G: Subsistema de generación de hidrógeno a partir de renovables (sin contar la trigeneración): ([Figura 6.1](#), color azul).

IH₂-T: Subsistema de trigeneración con motores de hidrógeno (sin contar la producción de H₂): ([Figura 6.1](#), color naranja)

EES: Engineering Equation Solver

ACS: Agua Caliente Sanitaria

REQ: Relación electricidad - calor

MACI: Motor Alternativo de Combustión Interna

GE: Gases de Escape

FC: Factor de Carga

MEC: Motor de Encendido por Compresión

MEP: Motor de Encendido Provocado

RC: Relación de Compresión

PCI: Poder Calorífico Inferior

PCS: Poder Calorífico Superior

°CA: Ángulo del Cigüeñal (Degrees of Crank Angle)

PMS: Punto Muerto Superior

NO_x: Óxidos de Nitrógeno

CO₂: Dióxido de Carbono

REE: Rendimiento eléctrico equivalente

IAF: Índice de ahorro de energía primaria

VAN: Valor actual neto

TIR: Tasa Interna de Retorno

COP: Coeficiente de Rendimiento

PV: Paneles Solares Fotovoltaicos

T_{CO₂eq}: Toneladas de dióxido de carbono equivalentes

1. Introducción

1.1. Antecedentes

La demanda mundial de energía está creciendo a ritmos importantes en la actualidad. Debido a la aparición de países emergentes como China, India o Latinoamérica esta demanda se encuentra en niveles record, y se prevé que la tendencia creciente se mantenga durante los próximos años.

El principal recurso energético actual son los combustibles fósiles, especialmente el petróleo. Este ha sido el combustible por excelencia del siglo pasado, sin embargo, comienza a dar síntomas de agotamiento.

Este combustible obliga a una alta dependencia energética a la mayoría de sus consumidores, ya que sólo se encuentra en unas pocas zonas del mundo. Esto provoca conflictos entre países y grandes desigualdades entre la población. Se trata de un recurso limitado, con estimaciones entorno de 40-50 años de reservas, agravando estas tensiones comentadas. Además su combustión emite contaminación a la atmósfera, provocando cambios climáticos de orden mundial.

Estos problemas y limitaciones, el aumento paulatino del precio, junto con el aumento de las necesidades de energía mundiales, obligan a la aparición de un nuevo modelo energético mundial orientado hacia nuevas fuentes energéticas respetuosas con el medio ambiente, con recursos no finitos y que permitan a cada zona obtener la energía consumida sin dependencia de terceros.

Con estos objetivos, numerosos países han tomado la decisión de apostar por nuevas fuentes de energía denominadas "renovables", potenciándose durante los últimos años la energía fotovoltaica, solar, hidráulica, etc.

Además de estas, existe otro gran abanico de energías potenciales que subsanarían las carencias del modelo energético actual. De entre todas, existe un combustible que destaca por sus características, el hidrógeno.

Es un elemento que, si se obtiene a partir de la electrólisis de agua (recurso abundante y renovable en todo el planeta) subsanaría los defectos de los recursos energéticos actuales. Además su combustión no origina emisiones contaminantes. Este ofrece la posibilidad de utilizarse como un vector energético potente en el transporte y distribución de energía.

Gracias a estas ventajas, se están promoviendo fuertes investigaciones y propuestas [1], [2] para conseguir mejorar las eficiencias y costes en obtención y consumo.

Actualmente, su principal limitación es la tecnología de obtención del mismo, ya que la electrólisis tiene unos elevados costes de inversión y operación que hace que el hidrógeno no pueda competir en precio con el petróleo.

También presentan problemas los equipos de obtención de energía a través de su "combustión". Los dos principales sistemas en la actualidad son la pila de combustible y la utilización en motores de combustión interna.

De ambas, probablemente esté más difundida la tecnología de las células de combustible, sin embargo, es una tecnología de impulso reciente con los problemas de costes, vida útil, operación o eficiencias que ello conlleva.

Esto no sucede con la tecnología de motores de combustión interna, donde se puede aprovechar todo el desarrollo que estos han tenido durante las últimas décadas para aplicarlo a motores que utilicen hidrógeno.

1.2. Motivación del proyecto

La motivación de realizar este estudio está basada en los problemas comentados sobre el estado actual del modelo energético. Surge una necesidad de llevar a cabo nuevos estudios que potencien la nueva línea energética que ofrece el hidrógeno, cimentada en la potente y mejorable base tecnológica que posee y en las grandes ventajas que lo caracterizan.

Se ha observado la mayor proporción de estudios y fomento que tienen las pilas de combustible frente a la tecnología MACI, la que, por contra, actualmente presenta mejores características para su utilización y un mayor avance al aprovechar el desarrollo de los motores actuales que utilizan combustibles fósiles.

La mayoría de estudios sobre el hidrógeno están centrados en su utilización en aplicaciones móviles, como sustituto directo de la gasolina. Sin embargo, existen otras posibilidades de utilización menos estudiadas que pueden resultar incluso más interesantes, como son **los motores de combustión interna estacionarios que combustionan hidrógeno**, minimizándose uno de los grandes inconvenientes actuales, el almacenaje de este hidrógeno, ya que el peso y volumen del depósito no serían parámetros limitantes. Por estas razones será esta tecnología la base del proyecto.

1.3. Alcance y objetivos del mismo.

El objetivo que se persigue con este proyecto es el de pre-diseñar una posible instalación basada en motores de hidrógeno de gran potencia gracias a la cual conseguir asentar y resumir información actual existente sobre hidrógeno, mostrar sus posibilidades de utilización práctica, y realizar un análisis crítico donde se muestren sus ventajas e inconvenientes, evaluar el estado y posibilidades de uso, así como una estimación de soluciones.

Otro objetivo del proyecto es subordinar la instalación a no perpetrar los principales defectos del modelo energético actual, por lo que emplearán todas las fuentes energéticas de carácter renovable, sin emisiones contaminantes y procurándose el máximo nivel de autosuficiencia energética.

Se trata de un estudio totalmente teórico, pero como se quiere orientarlo hacia un perfil más práctico, se aplica la tecnología comentada sobre un caso real.

Para alcanzar estos objetivos se contemplan las siguientes actividades:

1. Se decide estudiar su implantación en una instalación de trigeneración real al considerarse que la cobertura de la demanda energética de un gran recinto comercial

- puede manifestar de forma adecuada el potencial de uso de la tecnología de motores MACI estacionarios, tecnología más que interesante para analizarla.
2. Este tipo de recintos presentan un perfil muy completo en las demandas energéticas, incluye demanda eléctrica y térmica a diferentes niveles de temperatura que permiten estudiar en el informe todas las ofertas energéticas que puede suministrar el motor de hidrógeno.
 3. De este modo será necesario hacer un trabajo de recopilación, síntesis y evaluación de toda la información existente alrededor de esta línea energética para definir la posibilidad de operación e interconexión de la tecnología con equipos reales en una instalación de trigeneración, con un estudio de análisis crítico en detalle para finalizar.

1.4. Estructura de la memoria

El trabajo va a seguir una línea argumental bastante definida a lo largo del proyecto.

En primer lugar será necesaria una recopilación, síntesis y evaluación de toda la tecnología puntera en este campo del hidrógeno para aplicarla sobre la instalación posterior.

A continuación se procederá al diseño de la instalación. Se podrán diferenciar dos partes principales en la tarea de diseño, la generación del hidrógeno y la posterior instalación de trigeneración.

Para dimensionar una instalación de trigeneración real se debe partir de unas demandas energéticas típicas de un recinto comercial sobre las que trabajar, realizado en el Apartado [2](#) y [3](#).

Posteriormente se comenzará con el diseño de la instalación de trigeneración que cubrirá la demanda energética del centro ([Apartado 4](#)).

Para ello se comienza dimensionando como una instalación convencional de gas natural ([Apartado 4.1](#) hasta [4.3](#)) para, posteriormente, reconvertirla para trabajar con motores de hidrógeno ([Apartado 4.4](#)), método más adecuado para dimensionarla ya que

la mayoría de motores actuales de hidrógeno son motores reconvertidos, adaptados a trabajar con este combustible pero que en un principio fueron diseñados para utilizar combustibles fósiles.

Tras este subsistema se diseñará la generación de hidrógeno $\text{IH}_2\text{-G}$ en el [Apartado 5](#). Esta instalación deberá partir de energías renovables, para mantener el carácter inagotable, sin emisiones contaminantes y autosuficiente de la energía utilizada por ser objetivos de partida. En este apartado se realizará con el programa informático HOMER como apoyo para dimensionar la instalación.

Realizado esto se tiene perfectamente definida la instalación objetivo inicial IH_2 y se procederá a analizar los resultados obtenidos, evaluándose y comparándose con otras tecnologías indicadas en el [Apartado 6](#).

Todo el estudio se completa con los anexos, los cuales apoyan los resultados incluidos en la memoria y entre los que destacan el [Anexo B.6](#) en el que se incluye un modelo que muestra los parámetros estimados de trabajo del motor de hidrógeno a partir de los reales del motor de gas natural, el [Anexo B.7](#) que incluye la política de operación del sistema de trigeneración y el [Anexo D.2](#) en el que se optimiza la potencia de la instalación.

2. Descripción del Caso de Estudio

Se aplica la tecnología de motores de hidrógeno sobre una instalación de trigeneración sobre un gran recinto real, con el fin de mostrar, orientar y analizar su viabilidad de uso en aplicaciones prácticas.

Se han seleccionado los datos de demanda térmica del centro comercial "GranCasa" por ser un centro comercial de la ciudad de Zaragoza con una superficie óptima y con unas demandas de energía elevadas y conocidas, afines a las que podría tener un centro comercial situado en zonas con climatología similar. Se consideran estas demandas energéticas (obtenidas como se explica en el apartado posterior) como las de un centro comercial "tipo".

En el presente apartado sólo se incluyen los parámetros energéticos de interés de la [Tabla 2.1](#), suficientes para dimensionar la capacidad de la instalación IH₂-T.

Demandas	Energía eléctrica (kWh/año)	Energía Térmica (kWh/año)	Valor Medio de Potencia Térmica anual (kW)	Potencia Térmica Máxima (kW)
Refrigeración		8.556.790	1.646	4.304
Calefacción		1.735.007	351	1.200
ACS		151.447	25,93	34,76
Total	5.826.100	10.443.244	2.023	4.339

Tabla 2.1 Necesidades energéticas del recinto

3. Obtención de la Demanda Energética

Para estos casos se debería realizar un estudio térmico del recinto a climatizar, sin embargo, debido al extenso trabajo que requeriría y dado que no es el tema central del estudio, lo que se hace es tomar una demanda energética típica obtenida a partir de las necesidades de un centro comercial existente.

Se han elegido los datos de demanda energética del centro comercial "GranCasa", por ser un centro comercial "tipo" de la ciudad de Zaragoza.

Estos se han obtenido tras un sencillo modelo de adecuación de los datos iniciales facilitados por la referencia [3].

Se han considerado como demandas "tipo" por las características del centro comercial del que han sido obtenidas, al ser un recinto con una superficie promedio sobre el que se implantó un sistema de cogeneración con características de demanda similares a las que se desean en el proyecto.

Además las operaciones de ajuste de los parámetros utilizan valores tipo, como los horarios de utilización del centro que marcan horarios de demanda térmica, los ratios utilizados para la adecuación a la demanda de punta, etc. [3], [4], [5]

Además de la [Tabla 2.1](#), las necesidades energéticas se muestran gráficamente en las Figuras [3.1](#), [3.2](#) y [3.3](#).

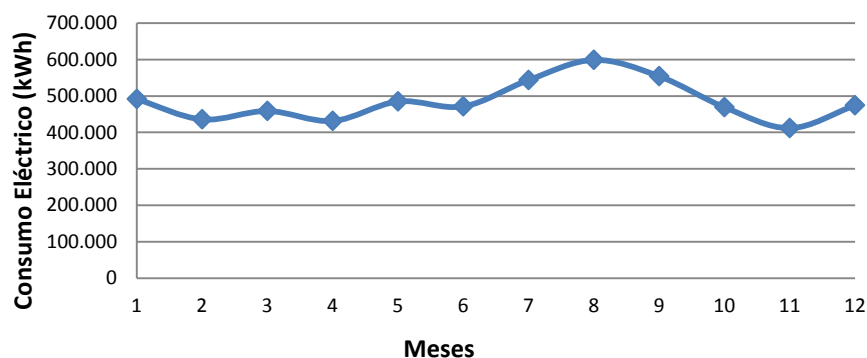


Figura 3.1 Energía eléctrica consumida mensual

Para estos valores de energía eléctrica se requiere una potencia necesaria máxima de 1.245 kW, dada durante el mes de Agosto. Únicamente se han tenido en cuenta los consumos de las zonas comunes, si se tuviesen en cuenta los consumos de los negocios particulares se requeriría una potencia de 8.200 kW extra.

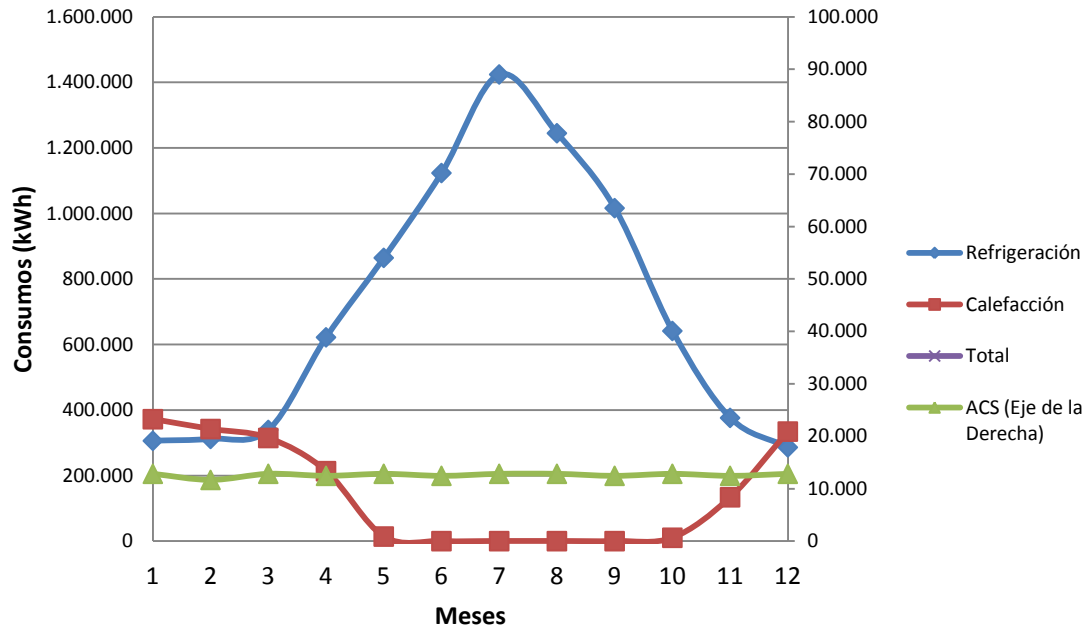


Figura 3.2 Consumo mensual de energía térmica

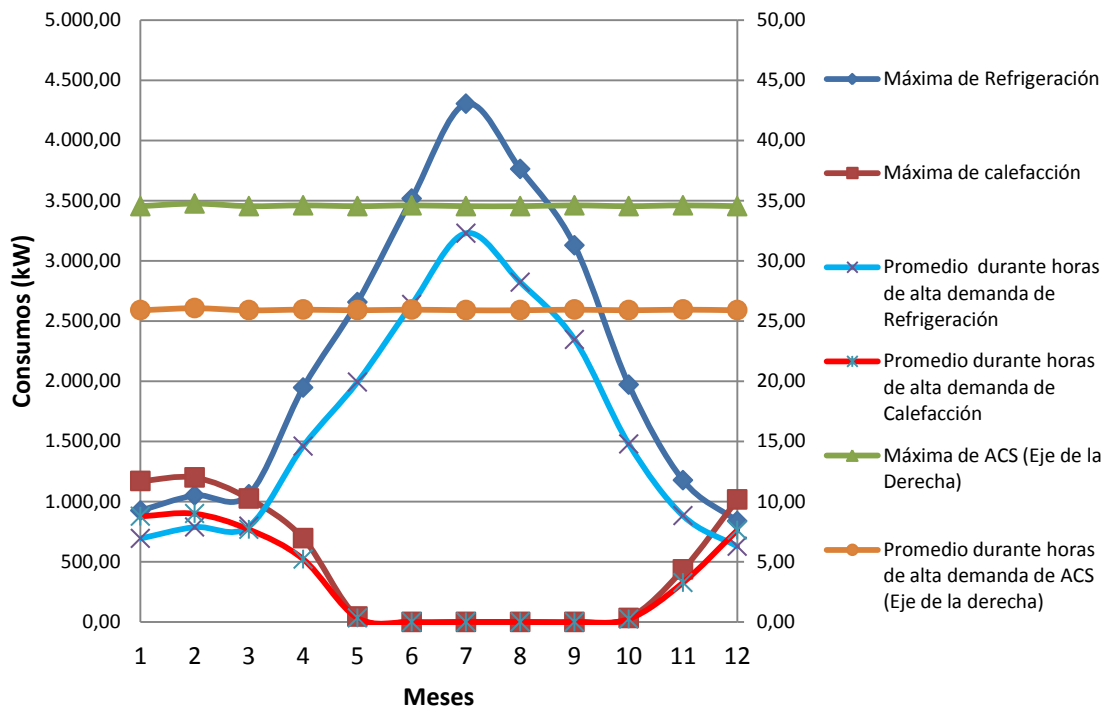


Figura 3.3 Demanda mensual de potencia térmica

La última gráfica presenta los valores máximos mensuales de potencia térmica, a partir de los cuales se dimensiona la capacidad que debe tener la instalación IH₂.

Se puede consultar el detalle de la metodología y operaciones de adecuación en [Anexo A](#) y [Excel 1](#).

Posterior a la obtención de las demandas térmicas, se calculan los perfiles horarios de demanda. Se emplearán para conocer el perfil de operación diario de la instalación con el que se obtendrá el perfil de demandas térmicas sobre los motores, las características de la operación, las descargas y dimensionado de los acumuladores térmicos, etc.

La [Figura 3.4](#) muestra un perfil horario "tipo" de demandas de refrigeración y de calefacción + ACS durante un día, con potencias en porcentaje sobre la máxima. Este se ha extrapolado a partir de [6] y [7], ajustándolo a la política de operación de "GanCasa" (corrección horarios, consideraciones y restricciones del recinto, etc.), al no tener datos horarios propios.

El perfil no será exacto al dado en "GranCasa", pero se considera una aproximación fiable y suficiente como perfil "tipo" del recinto a climatizar.

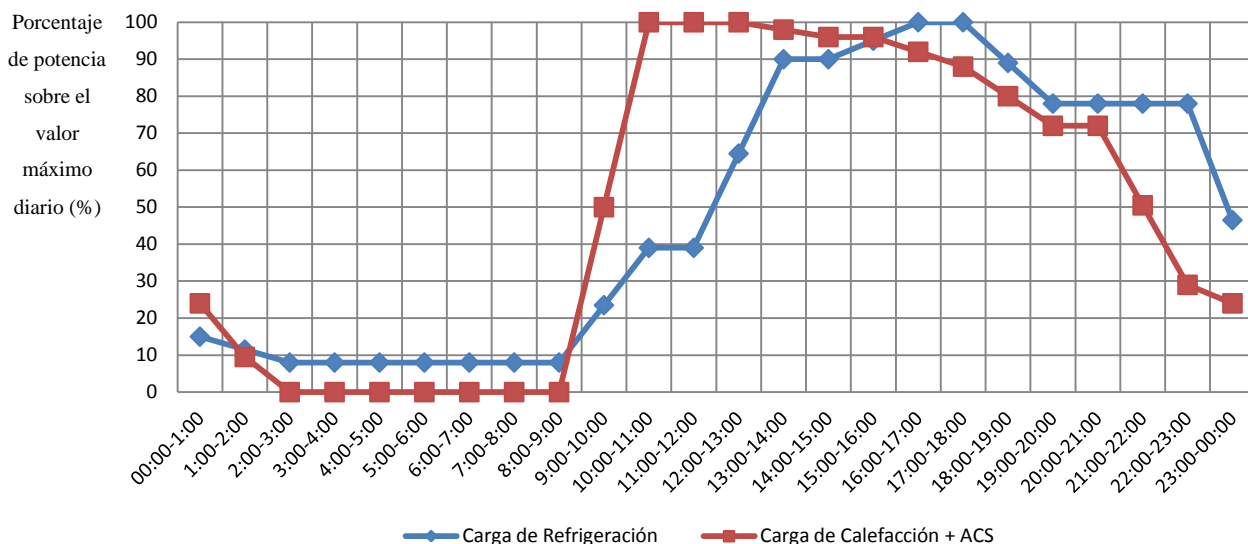


Figura 3.4 Perfil horario de potencias en porcentaje respecto a la máxima diaria

Se explica detenidamente el [Anexo A.3](#) y [Excel 3.4](#).

Estos datos se consideran afines a los de un centro comercial "tipo", y se toman como los datos de las demandas energéticas del recinto.

Por tanto va a ser sobre estas necesidades sobre las que se dimensione y configure la instalación IH₂ desarrollada en el presente estudio. En consecuencia, va a presentar las características reales típicas de una instalación de trigeneración genérica.

4. Dimensionado de la Instalación de Trigeneración IH₂-T

En el presente apartado se desarrolla la instalación de trigeneración IH₂-T necesaria para cubrir la demanda energética de un recinto comercial estimada anteriormente.

Esta instalación de trigeneración está subordinada a la utilización de motores de hidrógeno, pero ante la falta de modelos comerciales, únicamente de pequeño tamaño ([8], [9]), se dimensiona una trigeneración con motor de Gas Natural para posteriormente reconvertirla a trabajar con hidrógeno.

La reconversión es actualmente el modo más utilizado de obtener motores de hidrógeno. Incluso modelos actuales comercializados como motores de hidrógeno han sido reconvertidos de motores convencionales (catálogos de fabricantes [9], [10])

El proceso de caracterización de una instalación de trigeneración consta de una serie de pasos generales los cuales se indican, de forma aproximada, en la [Figura 4.1](#).

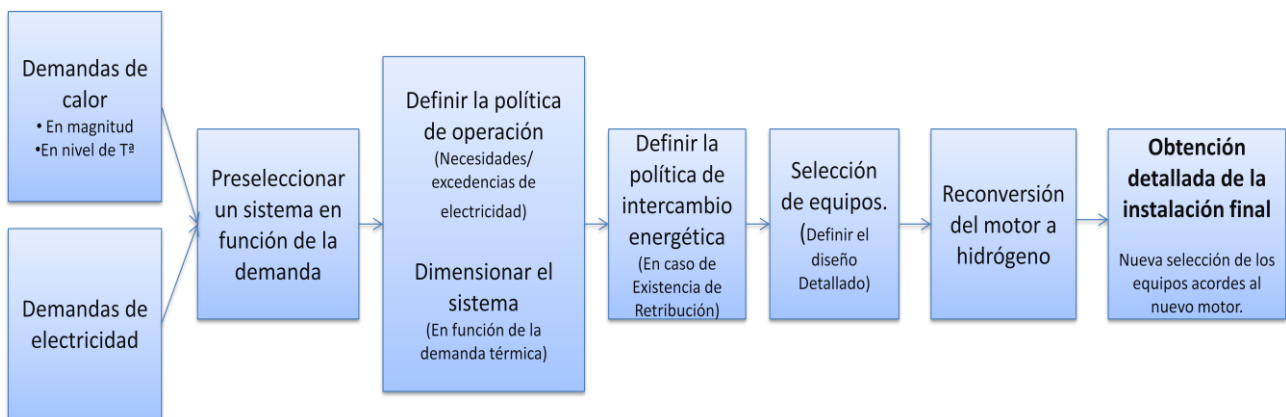


Figura 4.1 Proceso de dimensionado de la instalación de trigeneración

En la [Figura 4.2](#) se muestra la configuración básica de la instalación de trigeneración de partida.

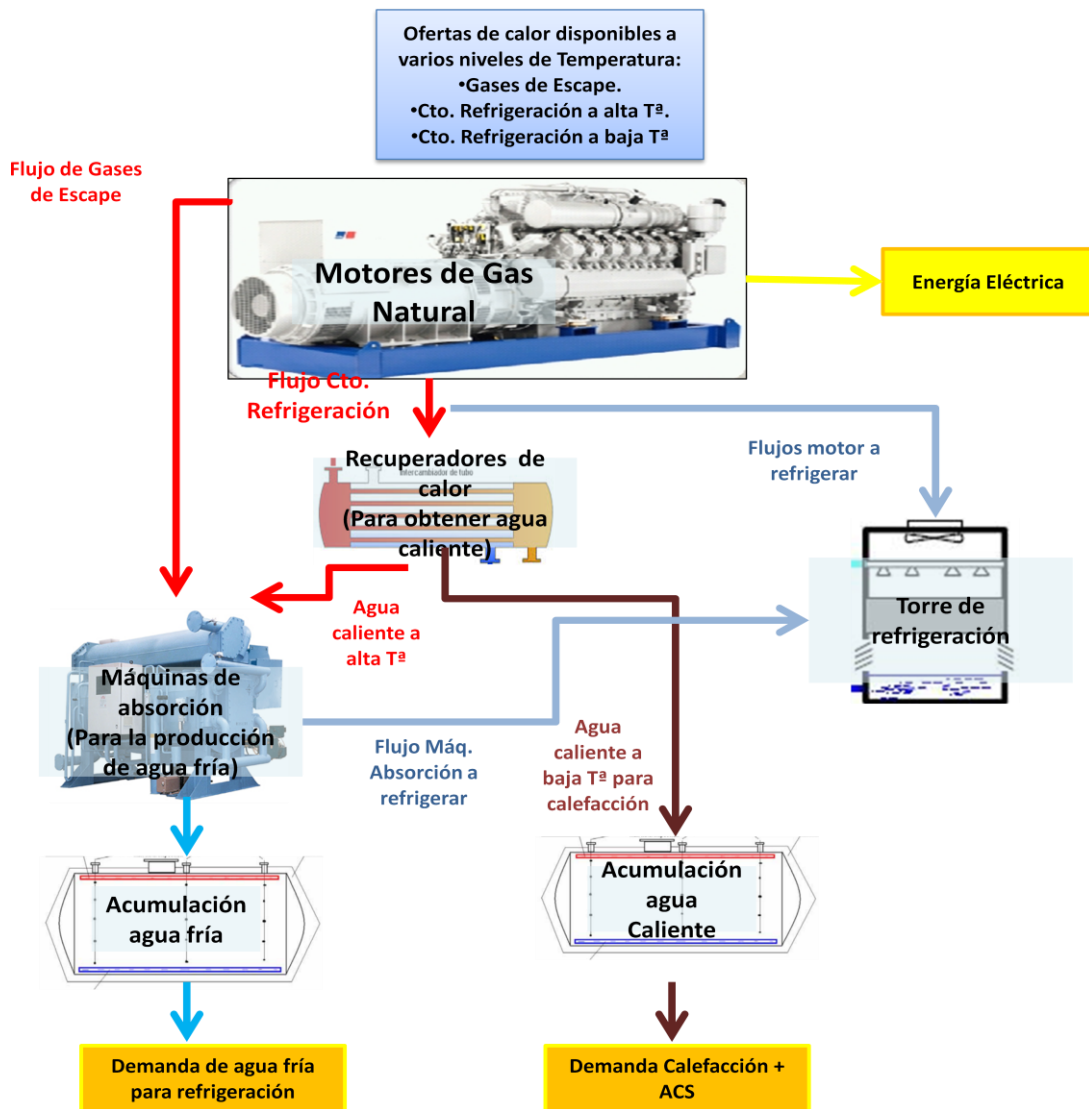


Figura 4.2 Configuración básica de una instalación de trigeneración

4.1. Preselección y modo de operación del sistema de trigeneración

Se emplea la tecnología MACI, frente a las otras posibilidades existentes.

Se elige por su adecuación al rango de demanda energética y por su buena flexibilidad durante operación, lo que, ante una demanda variable como en este caso, supone un punto capital para el correcto funcionamiento del sistema, como se defiende en detalle en el [Anexo B.1](#).

Como estrategia de operación se selecciona el **diseño ajustado para la cobertura de la demanda térmica**, ya que es la que mejor se ajusta a las restricciones y consideraciones iniciales, por lo que se seguirá a la hora de caracterizar la operación del sistema IH₂-T ([11]).

No se va a permitir el despilfarro de calor y se deberá llevar a cabo una compra-venta de electricidad según la demanda eléctrica en cada momento, donde la venta de electricidad es mayoritaria por presentar valores de demanda bajos respecto a la térmica (REQ bajos, consultar [Figura B.1](#)). Basándose en esta relación REQ, esta política de operación ofrece una cobertura que incluye la demanda de electricidad de las zonas comunes además de la térmica durante la mayor parte de los meses del año, como se comprueba en el [Excel 11.2](#).

El sistema opera ajustado a la demanda térmica modulando su operación a cargas parciales en caso necesario, buscando la máxima eficiencia y el mínimo desperdicio energético.

Los motivos que han conducido a este modo de operación se explican extensamente en el [Anexo B.2](#).

Realizado este pre-análisis se puede concluir que el objetivo inicial de autosuficiencia energética completa del recinto comercial sin ninguna conexión con el exterior es muy ambicioso, inviable para la capacidad de la instalación. La demanda de electricidad es muy grande, alrededor de 8.200 kW para la zona de tiendas de particulares ([Excel 1](#)), inadecuado para cubrir con la instalación de trigeneración basada en tecnología MACI ya que requeriría un motor muy grande y estaría sobredimensionado para la demanda térmica.

Además, con esta estrategia de operación existen unos excesos de electricidad que podrían ofrecer beneficios añadidos de su venta.

Por estos motivos se considera que la instalación debe tener una conexión a red eléctrica y, a partir de ahora, se pasa a perseguir el objetivo de autosuficiencia energética para la demanda térmica.

4.2. Dimensionado de la instalación de trigeneración

Dada la variabilidad de la demanda, la selección y optimización del diseño de una instalación de cogeneración se puede convertir en algo realmente complejo. Por ello se han desarrollado numerosas técnicas de selección basadas en la resolución de problemas lineales mediante computación.

Sin embargo, debido a limitaciones, tanto de alcance del proyecto como de medios, no se realiza un problema de combinación lineal, sino que se plantea una serie de ecuaciones sobre los modelos presentados a continuación para la selección basada en un proceso iterativo, hasta dar con la solución óptima.

El ajuste de la capacidad térmica de la instalación se fundamenta en el artículo [5] donde se definen una serie de **modelos** que permiten llevar a cabo un dimensionado de los equipos que presente buenos resultados, sin necesidad de realizar un cálculo muy complejo que requiera de sistemas informáticos.

De los 7 modelos, los que mejor se adecúan al estudio desarrollado en el proyecto se muestran en la [Tabla 4.1](#):

MODELO	DESCRIPCIÓN
D4	Trigeneración basada en demandas bianuales (diferenciando verano-invierno).
D5	Trigeneración con acumulación térmica diaria basada en demanda anual (máximos de calor y frío anuales).
D7*	Caso de desarrollo propio: Trigeneración basada en demandas bianuales (diferenciando verano-invierno) con "aplanamiento" de la punta de demanda térmica mediante acumulación térmica diaria.

Tabla 4.1 Modelos óptimos para la selección de equipos

Los demás modelos y el motivo de la decantación por estos se pueden consultar en el [Anexo B.3](#).

Se van a definir tres instalaciones de trigeneración según estos tres modelos, entre las que se elegirá la que presente resultados económicos y de eficiencia más favorables.

Se muestran los valores de potencia máxima requerida según cada modelo en la [Tabla 4.2](#), a partir de los cuales se dimensiona la capacidad de la instalación IGN.

Modelos	Potencia Calefacción + ACS (kW)	Potencia Refrigeración (kW)	Potencia Total (kW)	Sobredimensionado
D4	730	4.304	5.035	1,16
D5	613	2.100	2.714	1,28
D7*	522	3.357	3.879	1,14

Tabla 4.2 Parámetros de dimensionado de la instalación

Para los diseños D4 y D7*, el caso de mayor necesidad de demanda térmica se da en verano, por lo que para concretar la capacidad máxima de estas instalaciones se suman las potencias de calor y frío máximas durante esta estación. Para el modelo D5 se utilizan las anuales según se concibe en [5].

La capacidad de los almacenes térmicos de los modelos D5 y D7* marcan la reducción de la potencia "pico" necesaria a cubrir, pudiendo consultarse en detalle en el [Anexo B.3](#).

4.3. Selección de equipos

En el apartado se seleccionan los equipos para los tres modelos presentados con anterioridad con el objeto de, una vez estudiados los parámetros característicos de evaluación de cada modelo, elegir el que mejores resultados presente.

Por motivos de similitud en la metodología, a continuación únicamente se explica la selección de los equipos de D7*, modelo elegido al final del proceso.

4.3.1. Elección del número de motores.

En este apartado se obtiene el número de motores en que se debe dividir la cobertura de la demanda, para conseguir optimizar la operación de los mismos.

Lo primero es conocer la potencia térmica que debe cubrir cada motor, que con los modelos del [Apartado 4.2](#) ya se tienen. La potencia térmica que deberá cubrir la instalación completa será de: 3.879 kW térmicos ([Tabla 4.2](#)).

Esta deberá cubrirse a partir de las ofertas de calor aprovechables en el motor, que son el flujo de gases de escape y el circuito de refrigeración, principalmente, por tener la potencia y rango de temperaturas adecuados (consultar cálculo [Anexo B.4](#)).

Estas ofertas presentan diferentes niveles de entalpías, los gases de escape con alta entalpía (gases a unos 500°C) se utilizarán sobre el equipo de absorción de doble efecto para la producción de frío, y el circuito de refrigeración de menor entalpía se utilizará o bien para obtener agua caliente (sobre 90°C) para el equipo de absorción de simple efecto que produce frío, o bien en los recuperadores de calor para suministrar agua a temperatura adecuada para calefacción (sobre 70°C), según las exigencias de refrigeración o calefacción de la demanda en cada momento.

En segundo lugar se estudia el número de motores óptimo para la instalación. Para ello se persiguen dos objetivos, buenos factores de carga y buenos factores de eficiencia energética y económicos.

1. Se analiza el factor de carga para configuraciones de 1, 2, 3, 4 o 5 motores, rango típico de motores utilizados en un sistema de trigeneración.

Este parámetro define el punto de operación del motor, dividiendo la potencia entregada en ese momento entre la potencia máxima que puede entregar.

Su importancia radica en que existen rangos de trabajo dónde el motor es más eficiente que en otros, perdiendo eficiencia mecánica y no siendo aconsejable su trabajo por debajo del 50% de carga.

El cálculo y una explicación más extensa del factor de carga se incluye en el [Anexo B.4](#) y los resultados en el [Excel 3.3](#) para el modelo D7*.

2. También se realiza un estudio complementario, donde se incluyen las eficiencias energéticas y los rendimientos económicos, del rango de motores anterior.

Para establecer los parámetros característicos de estos motores se utilizarán motores reales con una potencia térmica similar a la requerida en cada caso, de los que se obtendrán los parámetros energéticos y económicos para su comparación.

Se detallan los cálculos en el [Anexo B.4](#) y los resultados en el [Excel 8](#).

La configuración óptima debe conseguir una buena correlación entre los dos objetivos anteriores, factores de carga y eficiencia energética y económica. La que mejor se ajusta a ambas solicitudes es la configuración de 3 motores.

Esta presenta buenos resultados económicos, mejores que la opción con 4 motores, y factores de utilización, mejores que con 2. Gracias a este equilibrio, desplegando buenos resultados sobre ambos objetivos, se selecciona frente a las configuraciones de 2 y 4 motores que, aunque presentan mejores resultados económicos y de utilización respectivamente, no mantienen estos buenos resultados sobre otro parámetro objetivo.

También se elige por la buena flexibilidad que presenta, tanto durante operación, como durante posibles averías de un motor.

Se muestra la [Figura 4.3](#) como apoyo en la selección de 3 motores.

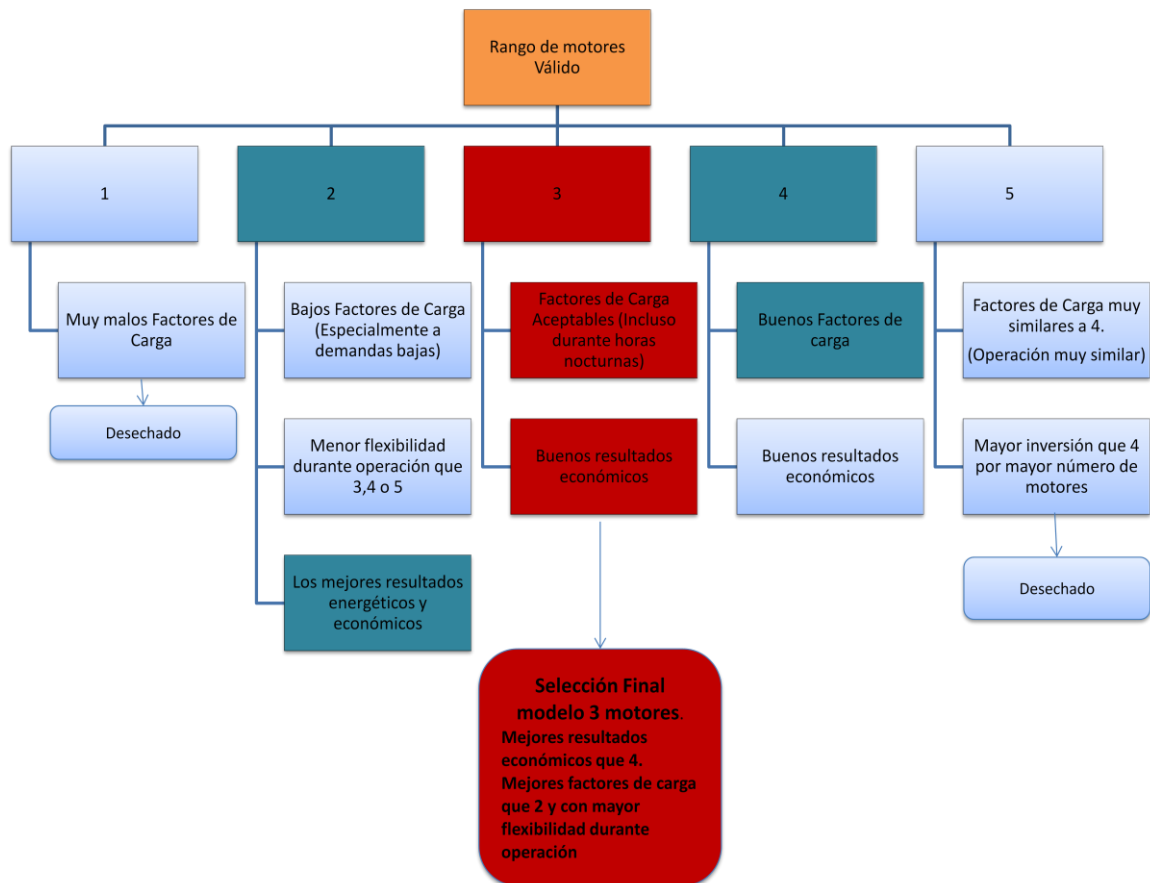


Figura 4.3 Elección del número de motores óptimo

Dada la importancia de conseguir buenos factores de utilización, se obliga a los motores a trabajar con la misma carga. Así, cuando trabajen dos motores, se asegura un factor de carga mínimo del 50% y, cuando trabajen los tres, del 66,66%.

4.3.2. Selección del motor y de los equipos de intercambio de calor

Resultando como configuración óptima la de 3 motores, se selecciona el motor comercial sobre el catálogo del fabricante [12] con la capacidad térmica que más se aproxima a la exigida teórica según el modelo D7* a caracterizar, dando comienzo al proceso iterativo de la [Figura 4.4](#).

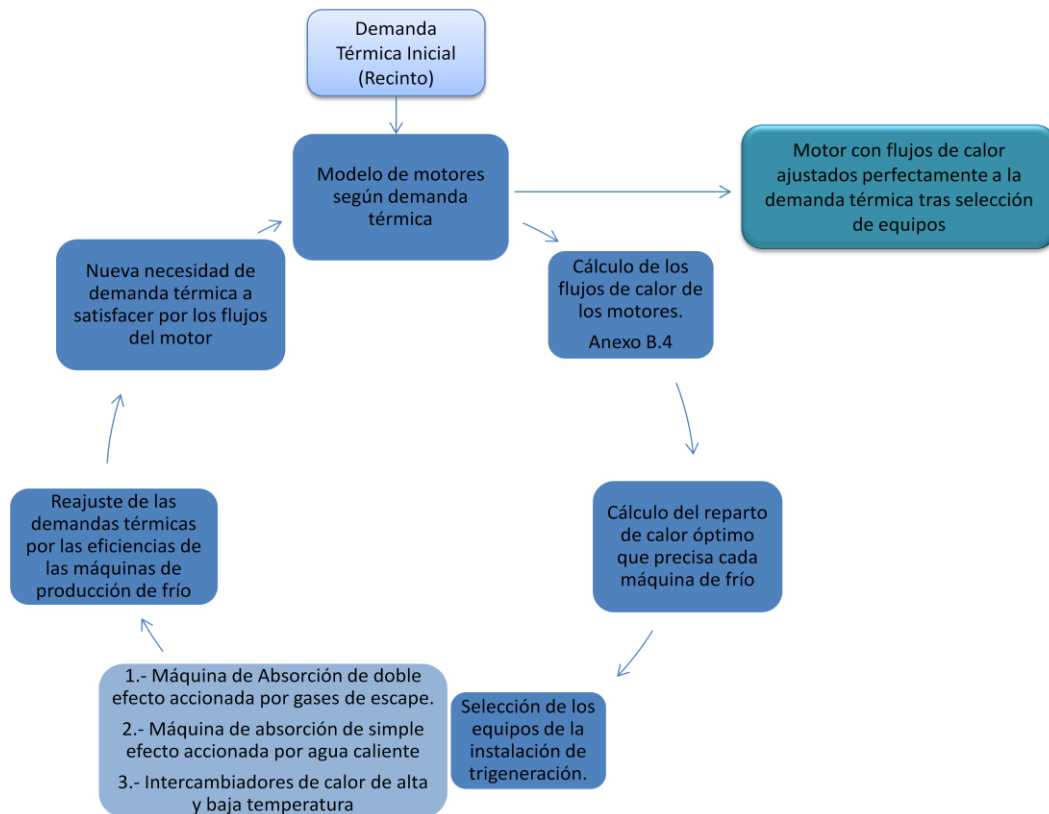


Figura 4.4 Proceso iterativo de selección de equipos

Es un proceso de selección de relativa sencillez. Elegido el motor comercial se pasan a calcular sus flujos de calor (gases de escape y circuito de refrigeración) y a conocerse de qué modo se reparten, entre las máquinas de absorción, para la producción de frío en la instalación. Estos valores de reparto óptimo indican la potencia que necesita cada máquina de frío para conseguirse la cobertura total de la demanda energética.

Se utilizan dos máquinas para la producción de frío, la de doble efecto que utiliza el flujo de gases de escape y funcionará durante todo el año, y la de simple efecto como apoyo en verano, cuando no existe demanda de calefacción, que empleará un flujo de agua caliente entorno de 80-90°C procedente de un recuperador de calor de alta temperatura del circuito de refrigeración.

Para la cobertura de calefacción en invierno se tiene un recuperador de calor de baja temperatura entorno de 60-70°C, dado que la exigencia de temperatura para calefacción es menor (empleo fan-coils). Para ACS se emplea un intercambiador de calor individual de baja temperatura durante todo el año.

Seleccionados los equipos, se conocen los rendimientos COP de las máquinas de absorción que obtienen el agua fría, por lo que la demanda de refrigeración sobre los motores variará al modificar la potencia que estos deben entregar para la generación de frío.

De esta forma se itera reajustando la capacidad del sistema de motores hasta encontrar el modelo óptimo que ofrezca el mínimo valor de exceso de potencia térmica. Iterando tres veces se ha encontrado la solución óptima en los tres modelos.

El método se explica, de forma concreta, en el [Anexo B.4](#), mostrándose los cálculos en el [Excel 10.1](#).

4.3.3. Configuración de la instalación

El proceso de selección se ha realizado para los tres modelos presentados en la [Tabla 4.1](#), por lo que ya se puede elegir la instalación final IGN óptima.

En la [Tabla 4.3](#) se resumen parámetros de cada modelo tras el proceso de selección optimizado D4, D5 y D7* (consultar [Excel 5](#), [Excel 7](#) y [Excel 10](#)). Se emplean parámetros que permiten evaluar su eficiencia térmica (fila 1 de la tabla), y su rendimiento económico (fila 4 de la tabla).

Modelo	REE	IAF	Factor de Utilización	Consumo (MWh/año)
D4	83,7 %	0,212	0,219	22.765
D5	81,4 %	0,185	0,439	22.063
D7*	81,7 %	0,204	0,308	23.060
Modelo	Inversión (€)	Costes de operación (€/año)	VAN (€) * Tasa de interés: 5%	Pay-Back
D4	4.613.490	786.200	3.668.966	7
D5	3.010.493	756.235	4.365.360	5
D7*	3.846.773	848.003	4.140.201	6

*Tabla 4.3 Factores característicos de los modelos D4, D5 y D7**

Se puede consultar cada parámetro para aclaraciones oportunas, así como su fórmula, en la [Tabla B.5](#) del [Anexo B.4](#).

El modelo D4 muestra una eficiencia energética bastante buena, pero no así el factor de utilización, ni los resultados económicos, los más bajos de todos.

Analizando el modelo D5, se ve que este caso presenta buenos resultados tanto económicos como de eficiencia. Por contra, al analizar los equipos en detalle, se observan unos tamaños de depósitos de agua fría y caliente muy elevados:

1. Depósito de agua fría: 17,4 MWh --> 2.989.629 kg.
2. Depósito de agua caliente: 5,3 MWh --> 456.667 kg.

Son volúmenes de agua demasiado elevados para poder integrarlos en el recinto, por lo que esta opción se desechará por inviabilidad técnica.

El modelo D7* se compara con D4, una vez eliminado el caso D5 por limitaciones tecnológicas, observándose que presenta mejores resultados económicos manteniendo buenos resultados de eficiencia energética, por lo que se selecciona finalmente.

De este modo se elige como óptimo el caso D7*, que caracteriza la instalación "tipo" IGN. Esta es la tecnología común en instalaciones de trigeneración, por lo que, además de utilizarse como base para reconvertir este motor a hidrógeno y así obtener la instalación IH₂ que se busca y desarrolla en el estudio, también servirá como tecnología convencional a comparar con la instalación innovadora de estudio IH₂.

El esquema de la instalación IGN y las características de los equipos empleados se pueden consultar en la [Figura 4.5](#) y [Tabla 4.4](#).

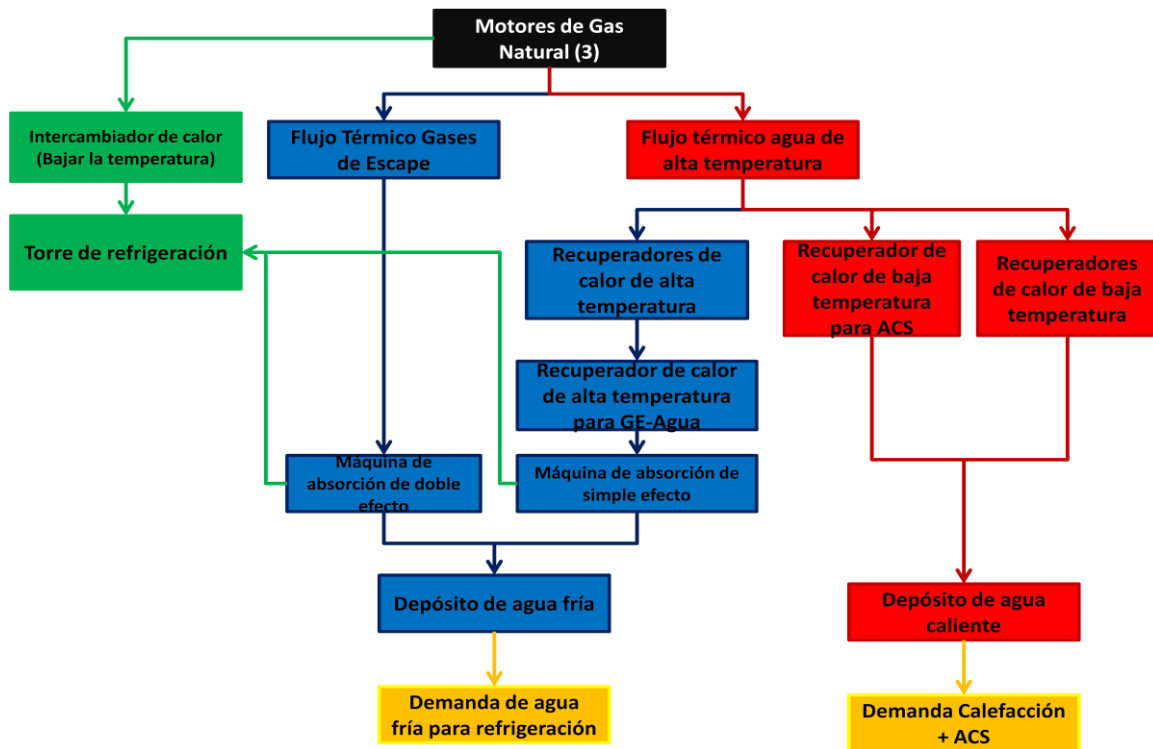


Figura 4.5 Configuración de la instalación IGN

TENOLOGÍA		TAMAÑO	PROVEEDORES
Motor Gas Natural MTU 12V4000GSL64		3x1.206 kWe	MTU [12]
Sistema de absorción de doble efecto a partir de gases de escape		2.371 kW	Thermax "ED 50B TCU" [13]
Máquina de simple efecto accionada a partir de agua caliente		1.477 kW	Nova Energía "HWAR L420" [14]
Intercambiador de calor de alta temperatura	Normal (2 Casos)	2x603 kW	Modelo Alpha Laval "TL6B Alloy 316 0.40mm CounterCurrent" [15]
	Déficit de potencia correspondiente a ACS	1x580	Modelo Alpha Laval "TL6B Alloy 316 0.40mm CounterCurrent" [15]
Intercambiador de calor de baja temperatura	Normal (2 Casos)	2x603 kW	Modelo Alpha Laval "TL6B Alloy 316 0.40mm CounterCurrent" [15]
	Déficit de potencia correspondiente a ACS	1x580	Modelo Alpha Laval "TL6B Alloy 316 0.40mm CounterCurrent" [15]
Intercambiador de calor de baja temperatura para ACS		1x23 kW	Modelo Alpha Laval "T2B Alloy 316 0.50mm CounterCurrent" [15]
Intercambiador de calor de alta temperatura para GE-Agua		1x117 kW	Modelo Danfoss "MPHE D118-134" [16] Se ajusta para la potencia que falta para la cobertura de calor

Intercambiador de calor conexión Motor-Torre Refrigeración (ajustar la temperatura a la de la Torre)	500 kW	Modelo Alpha Laval "M10M Alloy 316 0.40mm CounterCurrent" [15]
Depósito de agua fría	4,13 MWh	[17]
Depósito de agua caliente	1,56 MWh	[17]
Torre de Refrigeración	2x4.143 kW	Torre SPX Marley "NC8414W-1" [18]

Tabla 4.4 Instalación de trigeneración con motores de gas natural (IGN)

4.4. Reconversión del motor de gas a motor de hidrógeno

Seleccionada la configuración D7* y el modelo de motor de gas [12], se ajustan sus componentes para reconvertirlos a funcionar con hidrógeno, consiguiéndose finalmente el motor de hidrógeno a utilizar en la instalación IH₂-T.

Recordar que la reconversión es el modo de obtención de motores de hidrógeno más habitual, de hecho, existen varias empresas dedicadas a esto [19] [20].

Para la elaboración de este apartado ha sido necesaria una exhaustiva recopilación de información y análisis de varias referencias [21], [22], [23], [24].

4.4.1. Características que presenta un motor de hidrógeno.

En primer lugar se muestran resumidamente, en la [Tabla 4.5](#) y [Tabla 4.6](#), las ventajas e inconvenientes de este tipo de motores.

Densidad muy baja	$\rho = 0,0899 \text{ kg/m}^3$ Poder calorífico por unidad de volumen muy bajo PCS = 10.050 kJ/m ³ Mayor necesidad de volumen de combustible en los cilindros
Alto punto de Autoignición	Dificultad para utilizar en MEC
Muy baja energía de ignición (0,02 mJ)	Incentiva el efecto de pre-ignición del combustible por puntos calientes.
Alta velocidad de llama (2,65-3,25 m/s)	La pérdida de calor a través de los cilindros es mayor
Baja distancia de apagado	Provoca mayores pérdidas a través de las camisas del cilindro Menor distancia de apagado sobre las válvulas Necesidad de una mayor refrigeración y resistencia de estas. Mayor facilidad de retorno de llama o petardeo si se encuentra alguna entre-abierta en el momento de la ignición.

Problemas para el almacenaje de combustible	
Color de llama azul claro	Dificulta la detección de fugas de llama. Necesidad de cámaras especiales de detección
Fragilización por hidrógeno: Pérdida de resistencia y ductilidad	Materiales a utilizar Acero inoxidable austenítico Aleaciones de cobre y aluminio

Tabla 4.5 Inconvenientes de los motores de hidrógeno

Gran poder calorífico por unidad de masa	PCS = 141,8 MJ/kg (3 Veces superior al Gas Natural)
Ausencia de contaminantes: Teóricamente únicamente nitrógeno y agua a la salida	En la realidad no va a ser así pudiendo aparecer óxidos de nitrógeno por las altas temperaturas alcanzadas en combustión. Se soluciona utilizando mezclas pobres. La gran formación de vapor de agua en los productos puede agravar la corrosión.
Alto punto de Autoignición	Mayor compresión de la mezcla sin que explote ($RC_{Típicas} = 7,5-14,5:1$). Va a estar limitada por la resistencia de los materiales.
Muy baja energía de ignición (0,02 mJ)	Necesidad de una menor potencia de chispa para detonar la mezcla.
Alta velocidad de llama (2,65-3,25 m/s)	El tiempo de quemado es mejor por lo que se ajusta de mejor al ciclo OTTO ideal
Amplio rango de inflamabilidad con el dosado.	Facilidad a la hora de quemarse mezclas más pobres
Al tratarse de un motor estacionario en este caso, los problemas de almacenaje del hidrógeno se minimizan.	
Alta difusividad del combustible	Se consigue un buen mezclado del hidrógeno en el aire al inyectarlo Posibilidad de inyectar el combustible más tarde durante la carrera de admisión En caso de fuga se dispersará rápidamente
Es una tecnología bastante asentada y desarrollada ya que puede aprovechar todos los conocimientos que ya se tienen sobre los motores de combustión interna (se deben realizar pequeños ajustes)	
Ventajas sobre las pilas de combustible	Menores costes de inversión (hasta 10 veces más baratos) Mayor vida útil Menores problemas durante operación Menor peso del equipo
Recurso abundante a través de la electrólisis del agua	
Recurso renovable si se obtiene a partir de la electrólisis mediante electricidad a partir de renovables	
Mayor limpieza de combustión consiguiendo motores más limpios (ni hollín ni impurezas)	

Tabla 4.6 Ventajas de los motores de hidrógeno

Presentan problemas derivados de algunas de las propiedades del hidrógeno, aunque también una serie de ventajas entre las que destacan su carácter renovable y sin emisiones contaminantes en combustión.

Un motor de hidrógeno no presenta cambios radicales en la estructura, componentes o funcionamiento de los motores actuales, si bien es cierto, es necesario una serie de reajustes para su actividad ya que, sin ellos, el motor nunca podría funcionar.

4.4.2. Cambios a realizar sobre el motor de gas natural para trabajar con hidrógeno.

A continuación se estudian los principales problemas de operación debido a los inconvenientes señalados, así como sus posibles soluciones y ajustes ([Anexo B.5](#)). Esto es necesario para conocer los cambios que se deben realizar en los componentes del motor de gas natural para adecuarlo a trabajar con hidrógeno.

Una de las medidas comunes que minimiza los principales problemas de auto-ignición, retroceso de llama y las altas pérdidas por refrigeración en el motor de hidrógeno es la de disminuir el dosado para trabajar con mezclas pobres. Este es el principal parámetro que afecta a la emisión de NO_x y al rendimiento indicado.

Se ha tomado un valor de dosado de 0,5 (factor lambda = 2), óptimo para un amplio número de expertos [24], [21], [23]. Para este límite las emisiones de NO_x son mínimas y el rendimiento indicado mejora apreciablemente debido a que las pérdidas de refrigeración son menores utilizando dosados pobres.

Analizados los problemas y las posibles soluciones, se plantean en la [Figura 4.6](#) una serie de reajustes sobre el motor de gas MTU 12V (óptimo para la IGN) para su correcto funcionamiento con el nuevo combustible hidrógeno.

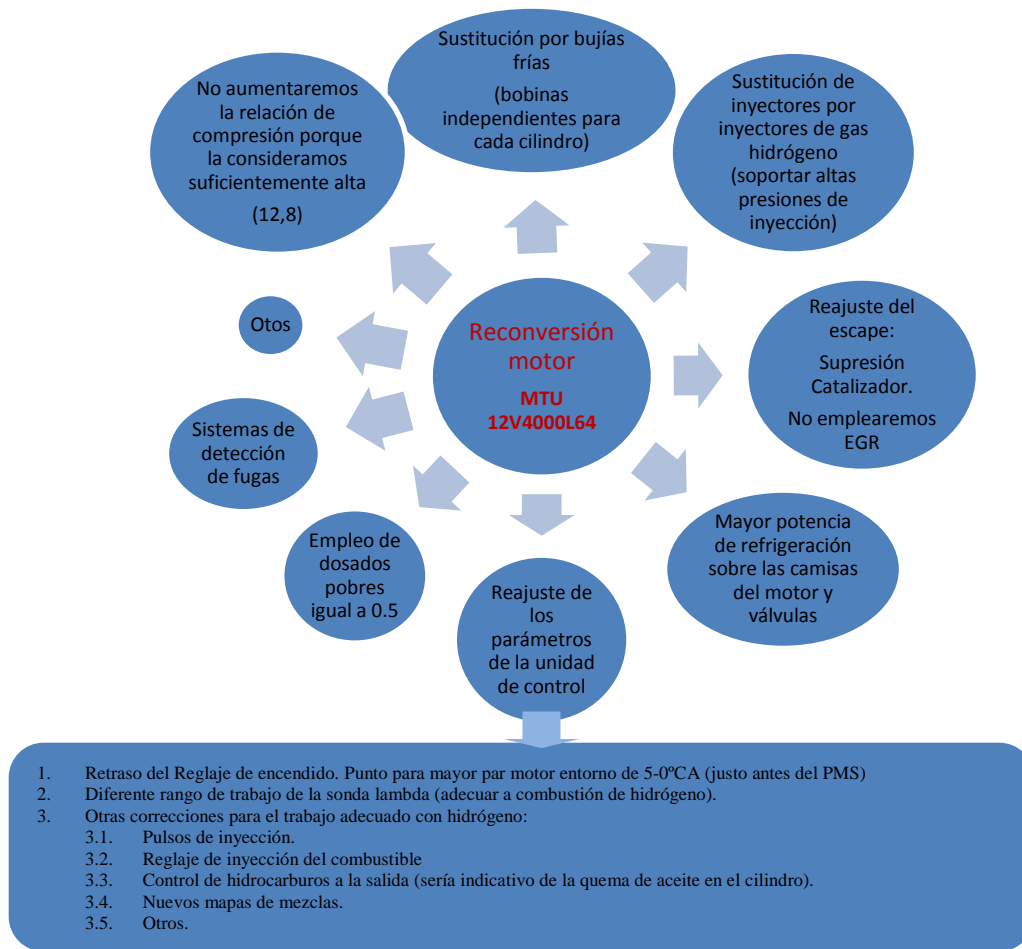


Figura 4.6 Reajustes en el motor de gas natural de la instalación IGN para transformarlo a funcionar con hidrógeno

4.4.3. Estimaciones de los nuevos parámetros de funcionamiento del motor.

Se necesita conocer cómo van a cambiar las ofertas de calor, consumos, potencia eléctrica, etc. del motor reconvertido. Para ello se crea un **modelo** basado en ratios que relacionan las características en operación entre los motores originales y reconvertidos, y en las ecuaciones de comportamiento de los motores, obtenidos de [22], [23], [25], [26].

Este modelo ofrece unas estimaciones sobre potencias, consumos y otros parámetros de interés que va a tener el motor reconvertido a hidrógeno, según los valores que tenía el motor original de gas natural.

En primer lugar, se estima la cantidad de aire que se puede introducir a los cilindros, que en este caso va a ser muy similar al que se introducía en el motor de gas

natural. Conocido el aire y dosado en el que se trabaja, se puede determinar la cantidad de hidrógeno introducida y, en consecuencia, la energía que da la combustión en cada cilindro.

Posteriormente, se estima mediante ratios de relación cómo van a variar los rendimientos en el motor reconvertido, su rendimiento debido a pérdidas por refrigeración, su rendimiento indicado y efectivo y su rendimiento de pérdidas por los flujos de escape, así como su rango de temperaturas a la salida. Conocidos estos rendimientos, ya se puede conocer cómo se reparte la energía de combustión para estimar la potencia mecánica y los flujos de calor en el motor de hidrógeno.

La [Tabla 4.7](#) incluye los valores de los parámetros característicos del motor de hidrógeno y sus diferencias con respecto al de gas natural original.

Parámetro	Motor con Hidrógeno (EES 4)	Motor con Gas Natural (I12)	Variación en porcentaje
Potencia de combustión (kW)	3.210	2.934	9,5%
Potencia eléctrica (kW)	1.054	1.284	- 18%
Potencia Térmica agua de alta T ^a (kW)	831,8	603	38%
Potencia Gases Escape (kW)	690,4	627	10%
T ^a Gases de Escape (°C)	435	421	3,5%

Tabla 4.7 Parámetros característicos del motor de hidrógeno

El modelo se ha desarrollado según ecuaciones que se pueden consultar en el [Anexo B.6](#) y [EES 4](#) adjuntos.

Caracterizado el motor de hidrógeno, se vuelve a realizar el proceso de selección del resto de los equipos necesarios en la instalación de trigeneración como se hacía en el [Apartado 4.3.2](#), máquinas de absorción, intercambiadores y torre de refrigeración. Esta selección se realiza en el [Excel 11.1](#).

Los equipos finalmente elegidos para la instalación IH₂-T se muestran en la [Figura 6.1](#) y [Tabla 6.1](#), junto con los equipos de la instalación de generación de hidrógeno IH₂-G, mostrándose la instalación global desarrollada en el estudio IH₂.

Así se ha conseguido obtener la configuración de la instalación de trigeneración basada en motores de hidrógeno que se buscaba inicialmente, mostrando la viabilidad tecnológica de este caso.

La instalación IH₂-T está perfectamente caracterizada y definida, por lo que únicamente faltaría la instalación IH₂-G para completar la instalación.

4.5. Estudio de la operación de la instalación IH₂-T

En este último apartado de la instalación IH₂-T se realiza un estudio del funcionamiento de los equipos durante operación.

Con estos estudios se comprueba el correcto dimensionado y conexión de los equipos, ya que se muestra la operación durante días característicos con lo que se puede obtener información sobre las cargas de trabajo, consumos, perfiles horarios, análisis de errores por diferentes causas: simultaneidad de trabajo de equipos, exceso o defecto de potencia, diferencias entre horas del día, etc.

Se ha partido de una serie de operaciones, ajustes y consideraciones con la finalidad de conseguir una política de operación adecuada.

Lo que hace este sistema de ecuaciones es modular las necesidades térmicas del recinto y adecuarlas cada hora a unas nuevas exigencias sobre la instalación de trigeneración, teniendo en cuenta el apoyo del acumulador durante las horas de alta y la necesidad de llenado durante las horas de baja.

Así se obtiene el perfil estimado de demandas energéticas que muestra la política de operación de los motores y acumuladores.

La instalación IH₂-T ofrece unos resultados en operación coherentes respecto a los esperados, por lo que se defiende que el dimensionado de la instalación es correcto.

Las Figuras [4.7](#), [4.8](#) y [4.9](#) muestran la operación durante el día de máxima demanda de refrigeración (potencia térmica máxima esperada 4.304 kW) como ejemplo de la estimación de la operación que siguen los equipos en la instalación (muestran gráficamente los resultados expresados de la [Tabla B.6](#) del [Anexo B.7](#)).

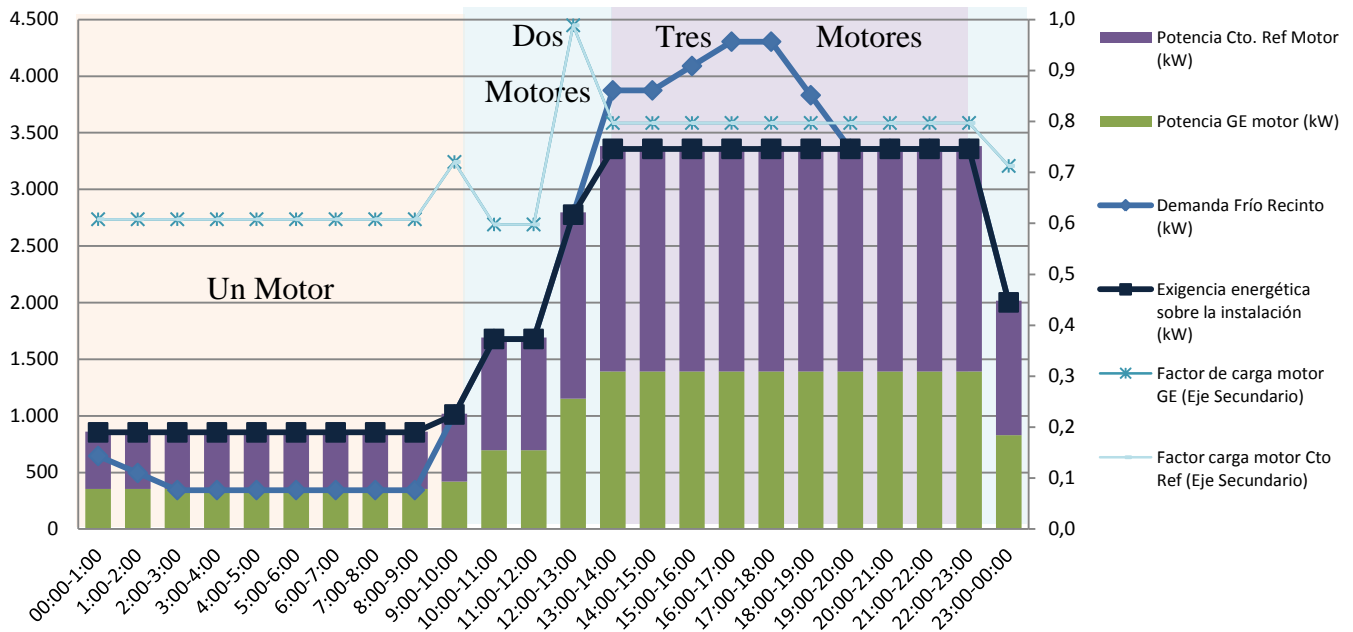


Figura 4.7 Operación de los motores día máxima demanda de frío

Existen dos niveles de requerimiento térmico, las horas de baja (de 00 a 9 horas) y las de alta (de 13 a 23 horas), con un seguimiento a la carga durante las horas de transición de un rango a otro, "aplanando" la punta de demanda, como se observa en la [Figura 4.7](#).

El factor de carga sobre el que trabajan los motores no se representa acumulado, así durante las horas de valle de baja demanda de 00 a 10 horas sólo se emplea un motor, durante alguna de las horas de transición de 10 a 13 horas y de 23 a 00 horas se emplean dos motores, y durante las horas de punta de 13 a 23 horas se emplearán los 3 motores.

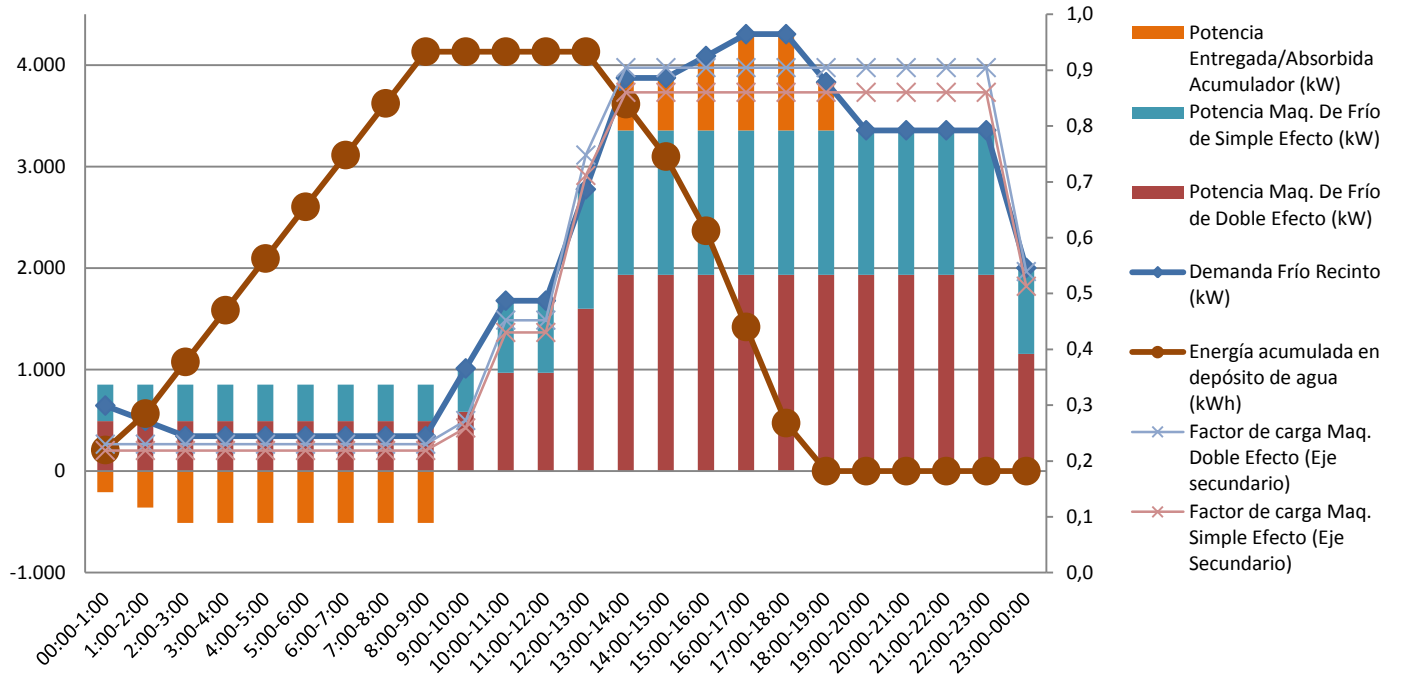


Figura 4.8 Operación de los equipos de la instalación de trigeneración que muestra la potencia de frío entregada al recinto

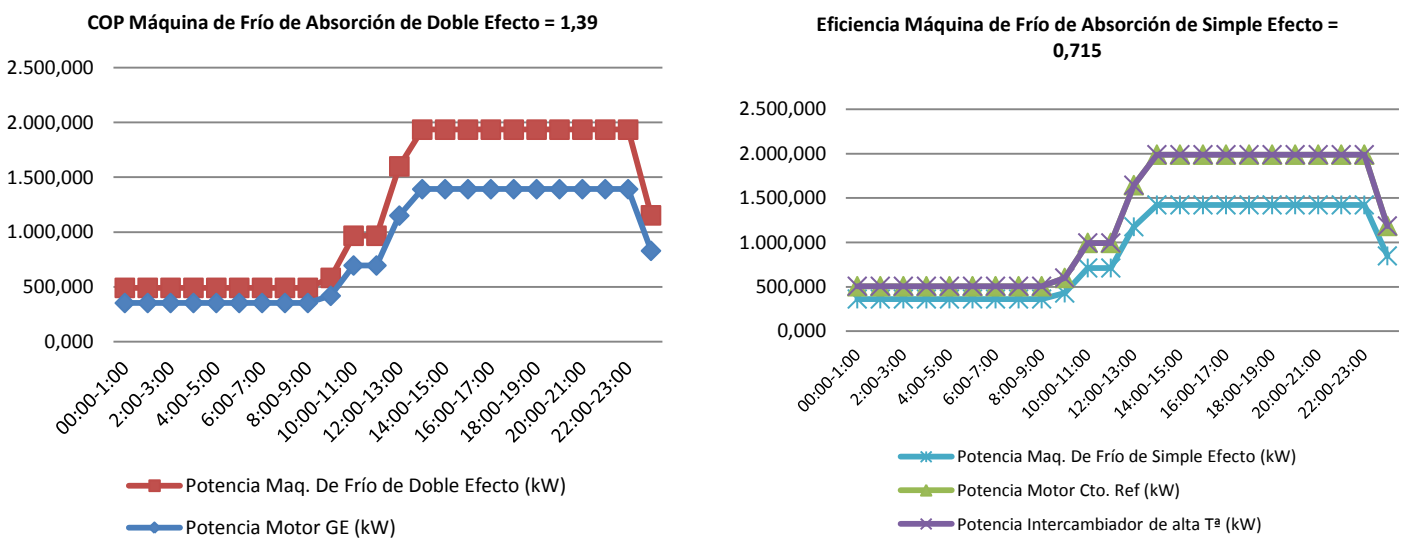


Figura 4.9 Comparación de los flujos de calor entregados por el motor y su correspondencia con el frío producido por las máquinas de frío

De los factores de carga sobre los que trabajan los equipos mostrados en las Figuras 4.7 y 4.8 se concluye que todos los equipos están bien dimensionados (trabajan entorno del 80-90% a demanda máxima) teniendo en cuenta el sobredimensionado que se dio según el modelo D7*.

Se cubre completamente la demanda de frío con los equipos, como se muestra en la [Figura 4.8](#), comprobándose además el correcto funcionamiento de los acumuladores, alcanzando el máximo esperado y vaciándose de nuevo.

Los flujos de calor del motor se aprovechan al máximo con el fin de minimizar las pérdidas de calor y trabaja con un factor de carga del motor igual para ambos flujos ([Figura 4.7](#)). Se comprueba en la [Figura 4.9](#) que los flujos de calor dados por el motor son los dados por las máquinas frigoríficas por sus correspondientes rendimientos.

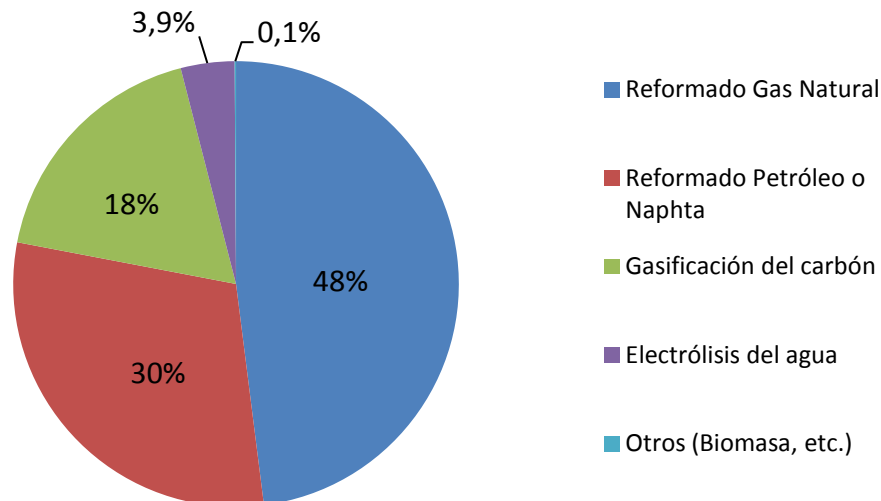
Se han realizado otros estudios durante días característicos de cada mes, que se pueden consultar en el [Excel 11.2](#), como se aclara en el [Anexo B.7](#).

5. Definición de la Instalación de Generación de Hidrógeno

En el presente apartado se llevará a cabo la selección y dimensionado de la instalación de renovables $\text{IH}_2\text{-G}$ encargada de la generación del hidrógeno que posteriormente se consumiría en los motores de hidrógeno de $\text{IH}_2\text{-T}$.

5.1. Introducción al estudio

Destacar que existen numerosos métodos para la producción de hidrógeno, los principales se muestran en la [Figura 5.1](#).



*Figura 5.1 Principales fuentes de obtención de hidrógeno
Elaboración propia a partir de [27]*

De todos estos únicamente se eligen los basados en recursos renovables por ser objetivos de partida:

1. Electrólisis mediante electricidad a partir de solar-fotovoltaica.
2. Electrólisis mediante electricidad a partir de eólica (con tamaños de aerogeneradores adaptados al consumo).

Estas opciones válidas se van a modelar, estudiar y comparar para elegir finalmente la opción con la tecnología óptima para la instalación final.

El dimensionado se realiza mediante una herramienta informática. El programa utilizado será el "*HOMER, the micropower optimization model*" [28]. Este software está diseñado para trabajar con instalaciones de renovables como la del presente proyecto, entre otras posibilidades, motivo por el que ha sido elegido.

5.2. Metodología para la selección de equipos

A continuación se explica el desarrollo seguido hasta la obtención de resultados fiables mediante esta aplicación informática.

5.2.1. Evaluación de equipos.

En la [Figura 5.2](#) se definen los equipos mínimos necesarios para llevar a cabo la producción de hidrógeno a partir de renovables.

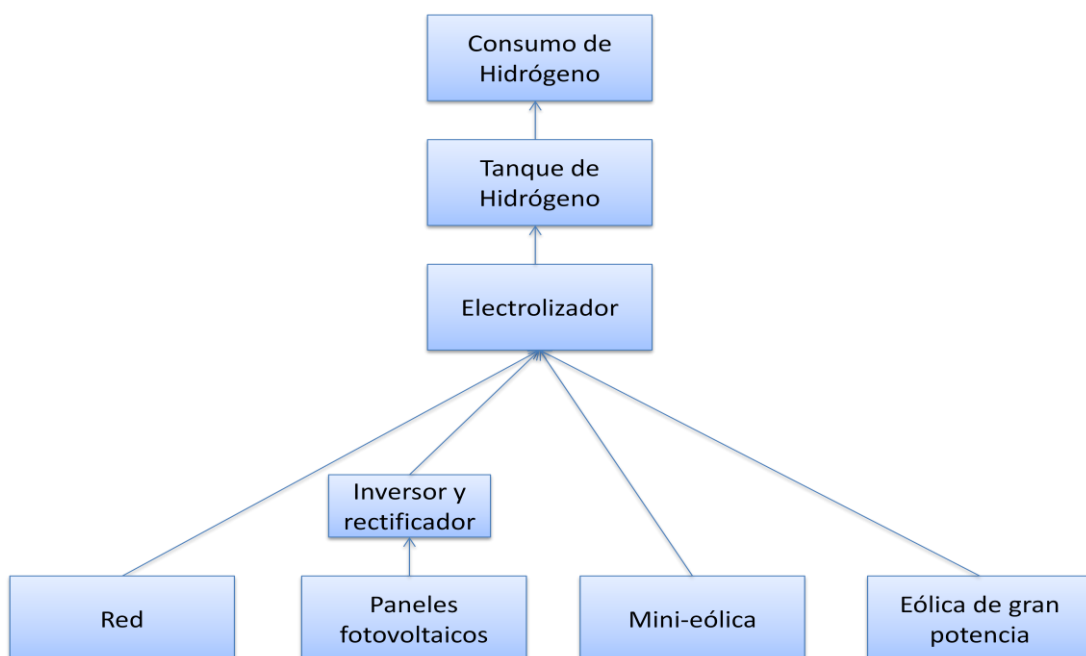


Figura 5.2 Esquema de la obtención de hidrógeno

Se estudian las diferentes variantes tecnológicas actuales de cada uno, con sus características y modos de funcionamiento, parámetros típicos de eficiencia, costes de inversión inicial y mantenimiento, etc., información obtenida de [29], [30], [31], [32] como fuentes más representativas.

El objetivo final es elegir tecnologías actuales adecuadas a cada equipo y casos, que se evaluarán y compararán para seleccionar el caso óptimo que caracterizará la instalación de generación de hidrógeno.

Estas tecnologías se incluirán en el programa HOMER, que calculará la instalación óptima para cada configuración, mostrando los tamaños de los equipos y una evaluación económica.

5.2.2. Pasos previos a la simulación

El programa está diseñado con una interfaz muy visual e intuitiva, pudiéndose consultar su tutorial en [33].

Para introducir, caracterizar, modelar y simular una instalación de renovables basta con seguir un orden lógico de realización de tareas según la [Figura 5.3](#).

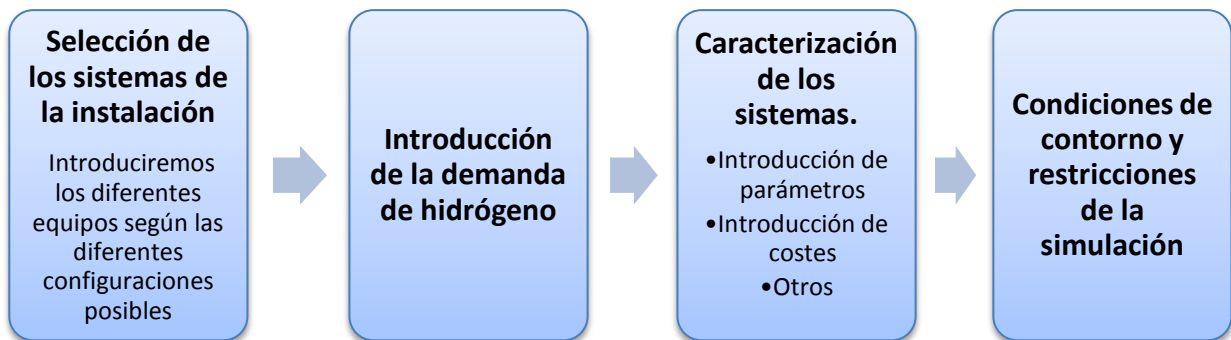


Figura 5.3 Introducción de la simulación en HOMER

La introducción de equipos al programa va a depender de la configuración que se simule, siguiendo los equipos de la [Figura 5.2](#), según las diferentes variantes tecnológicas de cada configuración.

A continuación se requiere introducir la carga de hidrógeno. En este caso se incluirán las necesidades de consumo promedio de los motores utilizados en la trigeneración.

Para la introducción de la demanda de hidrógeno se utiliza una variante del estudio anual de operación de los motores ([Apartado 4.5](#)). Se trata de un sistema de ecuaciones tal que, introduciendo la demanda térmica promedio mensual del recinto ([Apartado 3](#)), se obtiene el perfil horario estimado que muestra el promedio de demanda térmica exigida a los motores.

Apoyándose en estos resultados se puede conocer, en promedio, el número de motores y el consumo necesario para cada mes, que cubra la potencia térmica que deben entregar (se tiene en cuenta una corrección en el consumo dependiendo del factor de carga sobre el que trabaja cada motor).

Introducidos los consumos, se corrigen los parámetros de variabilidad de la carga de hidrógeno en el programa.

Como medida de comprobación, se compara el valor de consumo dado por el programa con el calculado con el número de horas equivalentes a plena carga por el consumo a plena carga del [Excel 11.1](#). **Ambos valores difieren un 2,26%, lo que demuestra la fiabilidad a la hora de introducir los datos de este modo.**

Este proceso se explica detalladamente en el [Anexo C.1](#).

Posteriormente, se incluyen todos los parámetros, eficiencias, costes, etc. solicitados por el programa sobre cada equipo. Estos se han extraído de un número elevado de referencias actuales, pudiéndose consultar los valores finalmente elegidos en las Tablas [C.1](#) y [C.2](#) del [Anexo C.2](#).

A continuación se simulará, para lo cual se dan valores de capacidad a las diferentes tecnologías para que HOMER optimice con estos valores y muestre la instalación con mejores resultados económicos.

Se deben realizar varias simulaciones, la primera con valores dispersos de tamaño de los equipos para ir posteriormente a rangos de valores más precisos según el valor óptimo dado en la simulación anterior.

El programa ofrece un amplio abanico detallado de resultados de la instalación óptima: estudio económico, estudio de funcionamiento, realización de gráficas, etc. que sirven de apoyo para la elegir la instalación adecuada.

5.3. Selección de la instalación óptima

Para conocer la instalación óptima capaz de cubrir la demanda de hidrógeno solicitada por los motores, se han realizado diferentes simulaciones para cada posible configuración, subordinadas a los tres posibles métodos de obtención de electricidad ya comentados (fotovoltaica, eólica de gran potencia o mini-eólica).

Para cada uno se van a tener diferentes variantes, ya que existen varias opciones tecnológicas para cada equipo utilizado. Se simularán 27 posibles configuraciones de la instalación IH₂-G según las diferentes tecnologías.

En la [Tabla 5.1](#) se incluyen únicamente las configuraciones con las variantes tecnológicas que mejores resultados económicos presentan para cada método de obtención de la electricidad.

Tecnología	PV (MW)	Eólica (Nº)	Inversor (MW)	Electrolizador (MW)	Tanque (kg)	Inversión (M€)	Exceso de electricidad (MWh/año) ¹	Coste del H2 producido (€/kg)	VAN (Millones de €) *Tasa Interés: 5%
1	20	0	17	17	12.000	53,2	7.719,3	6,21	-50,96
2	0	7	0	11	11.000	47,08	17.812,9	3,25	-27
3	20	2	16	16	12.000	53,34	8.435,8	6,1	-50
4	20	6	16	16	10.000	53,32	9.872,7	5,86	-48
1. Fotovoltaica con seguimiento solar a dos ejes (sin eólica) [31]. 2. Eólica de gran potencia modelo Vestas 82 de 1.650 kW cada uno [35]. 3. Mixto (2 aerogeneradores) a. Fotovoltaica con seguimiento solar a dos ejes [31]. b. Mini-eólica modelo "Northern Power NW100/16" de 100 kW cada uno [36] 4. Mixto (6 aerogeneradores) a. Fotovoltaica con seguimiento solar a dos ejes [31]. b. Mini-eólica modelo "Northern Power NW100/16" de 100 kW cada uno [36]									

Tabla 5.1 Casos con mejores resultados económicos en la instalación de generación de hidrógeno

¹ Para el cálculo de este flujo de caja, y para los posteriores se considera un precio de electricidad de: 0,114734 €/kWh [34] G. España, "Informe de precios energéticos regulados," IDAE, Agosto 2013.

El caso 1 es el primero en descartarse por presentar los resultados económicos más negativos, además de una necesidad mayor de tamaño de inversor, electrolizador y tanque.

Mención aparte es el caso 2, eólica de gran potencia. Los resultados obtenidos son más favorables que con el resto de tecnologías, sin embargo, no se ha tenido en consideración por diferentes motivos.

Puede presentar problemas derivados de realizar el parque eólico para los 7 aerogeneradores (necesidad de un gran proyecto de obra, de grandes estudios ambientales, permisos administrativos, etc. para un parque de baja potencia con respecto a los que se están instalando en la actualidad en el mundo).

Es muy probable la aparición de problemas a la hora de encontrar una localización cercana al recinto que tenga unas características de viento muy buenas para el parque eólico como las que han sido consideradas [37]. Asimismo esta climatología marcada por un viento constante sería del todo indeseable para el centro comercial.

Esta tecnología presenta mejores resultados económicos basándose en un exceso de electricidad muy alto, indicativo del peor ajuste de la instalación eólica sobre la carga de hidrógeno, pudiendo ser más útil en instalaciones con mayores necesidades de hidrógeno que sean más constantes.

La instalación mixta 4 ofrece un mejor ajuste a la carga de hidrógeno y una mayor flexibilidad de instalación, posibilitando su emplazamiento en un mayor número de zonas que la anterior, las cuales pueden presentar mejores características climatológicas y geográficas para albergar también un recinto comercial cercano.

Por esto se descarta la configuración 2, eligiéndose la instalación mixta 4 (Figura 5.4), ya que tiene un coste por hidrógeno menor y un mayor VAN (recordar que es negativo) frente a la instalación 3. Se debe principalmente a que la instalación 4 va a dar mayor electricidad y menor necesidad de tanque.

Las 27 simulaciones se pueden consultar en [HOMER 1](#) (la instalación elegida 4 en [HOMER 2](#)), y los resultados de las configuraciones resumidos en el [Anexo C.4](#), que incluye informe completo de la instalación 4 elegida dado por HOMER ,y [Excel 12.2](#).

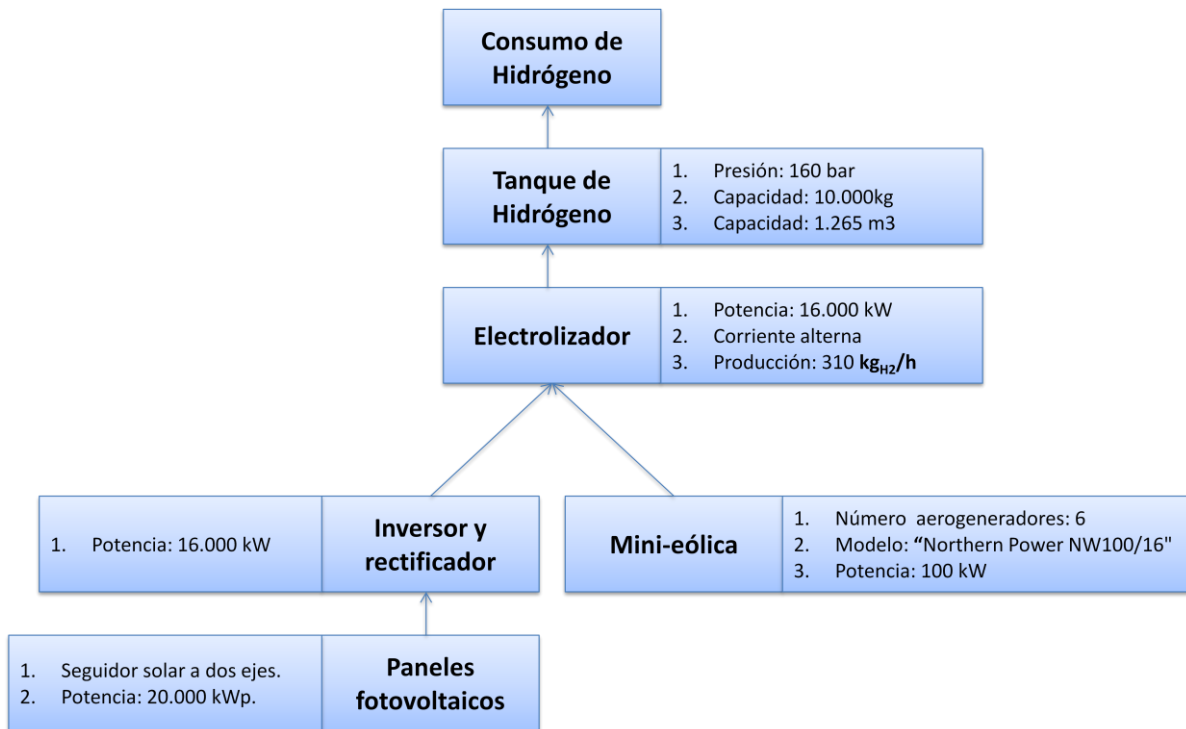


Figura 5.4 Instalación caso 4 elegida

De este modo se ha dimensionado la instalación generadora de hidrógeno que alimenta los motores de la instalación de trigeneración.

Se da por finalizado uno de los objetivos principales del proyecto, el de dimensionar, interconectar y configurar la instalación IH₂. La instalación completa se define en la [Figura 6.1](#) y [Tabla 6.1](#).

A continuación se procede a realizar el análisis crítico.

6. Estudio Comparativo de la Instalación

En este apartado se va a realizar un análisis crítico de la instalación IH₂ desarrollada en el estudio.

También se realiza una comparativa con otras instalaciones similares de interés, mostrando los niveles de oportunidades de esta tecnología.

6.1. Análisis de la instalación final.

Primeramente se detalla la instalación IH₂ desarrollada ([Figura 6.1](#), [Tabla 6.1](#)) para cubrir una demanda térmica de un recinto "tipo" con una instalación de trigeneración a partir de motores de hidrógeno con recursos ilimitados, sin emisiones y con autosuficiencia térmica, objetivos del estudio.

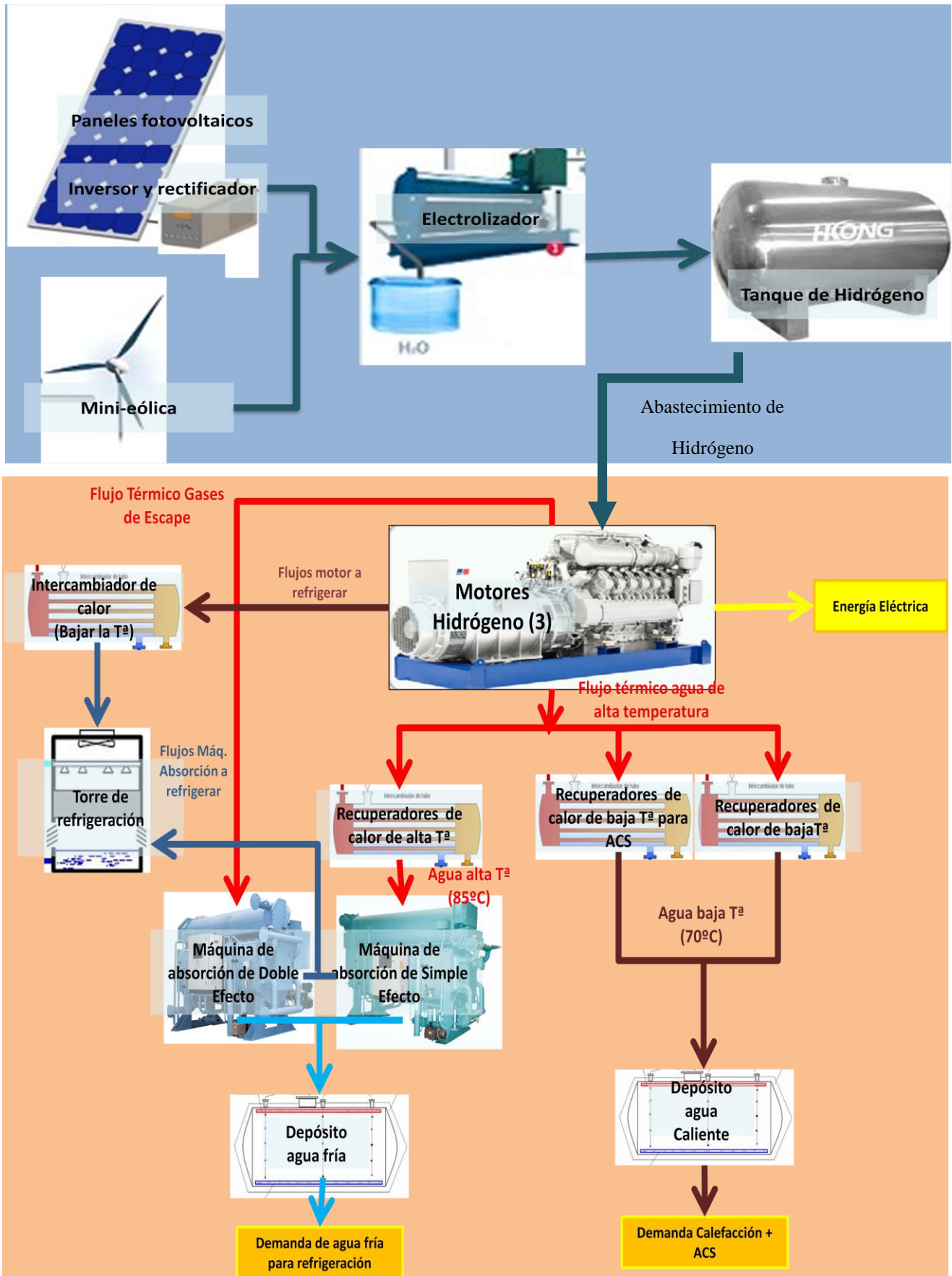


Figura 6.1 Configuración de la instalación de trienergación IH₂

TENOLOGÍA		TAMAÑO	PROVEEDORES
<u>IH₂-G</u>			
Paneles solares fotovoltaicos con seguimiento a dos ejes		20.000 kW	
Inversor y Rectificador		16.000 kW	
Mini-eólica		600 kW (6)	"Northern Power NW100/16" [36]
Electrolizador AC		16.000 kW	
Tanque de Hidrógeno		10.000 kg	
<u>IH₂-T</u>			
<u>Motor de hidrógeno</u>		3x1.010 kWe	Reconversión a partir del motor de gas natural: "MTU 12V4000L64" ([12], [20], [19])
Máquina de absorción de doble efecto a partir de gases de escape		2.140 kW	Thermax "ED 50A TCU" ([13])
Máquina de absorción de simple efecto a partir de agua caliente		1653. kW	Nova Energía "HWAR L470" ([14])
Intercambiador de calor de alta temperatura	Normal (2 casos)	2x749 kW	Modelo Alpha Laval "TL6B Alloy 316 0.40mm CounterCurrent" ([15])
	Con déficit de potencia correspondiente a ACS	1x726 kW	Modelo Alpha Laval "TL6B Alloy 316 0.40mm CounterCurrent" ([15])
Intercambiador de calor de baja temperatura	Normal (2 casos)	2x749 kW	Modelo Alpha Laval "M6M Alloy 316 0.50mm CounterCurrent" ([15])
	Con déficit de potencia correspondiente a ACS	1x726 kW	Modelo Alpha Laval "M10M Alloy 316 0.50mm CounterCurrent" ([15])
Intercambiador de calor de baja temperatura para ACS		1x23 kW	Modelo Alpha Laval "T2B Alloy 316 0.50mm CounterCurrent" ([15])
Intercambiador de calor conexión Motor-Torre Refrigeración		828 kW	Modelo Alpha Laval "M10M Alloy 316 0.40mm CounterCurrent" ([15])
Depósito de agua fría		4,13 MWh	[17]
Depósito de agua caliente		1,56 MWh	[17]
Torre de Refrigeración		2x4.143 kW	Torre SPX Marley "NC8414W-1" ([18])

Tabla 6.1 Equipos de la instalación de trigeneración IH₂

En principio, se trataría de una instalación factible de llevarse a cabo, dado que todos los equipos pueden ser adquiridos en el mercado. Sin embargo, algunos equipos están poco asentados tecnológicamente (electrolizador, tanque de hidrógeno, etc.) por lo que requieren altas inversiones, visualizándose una pobre rentabilidad económica.

6.2. Análisis crítico comparando con el caso base IGN

Para un análisis crítico apropiado, será necesario compararla con la instalación base IGN de la [Figura 4.5](#), tecnología convencional para la utilización en sistemas de trigeneración.

Analizados ambos esquemas, se concluye:

1. Semejanza de ambos sistemas de trigeneración.
 - Utiliza equipos con una configuración muy similar (pequeñas diferencias en potencias).
2. Diferencias basadas principalmente en la energía primaria que alimenta a los motores:
 - Para la IGN, se utilizará una conexión a la red de gas comprando combustible siempre que se demande.
 - Para la IH₂, el hidrógeno carece de una red de suministro, por lo que se produce en una instalación de generación limpia, renovable y autosuficiente para la demanda térmica.
 - La instalación resultante IH₂ constará de un número mayor de equipos.
3. Mayor terreno ocupado por IH₂ debido a la necesidad de superficie para albergar esta instalación de renovables.
 - La ocupación será mínimo de unos 200.000 m² añadidos, contando únicamente con la instalación solar fotovoltaica.

La instalación IH₂ tiene un mayor número de equipos, con los costes de espacio y económicos asociados. Además la tecnología no está asentada, como sí ocurre al utilizar motores de gas, por lo que parece más sensato elegir la instalación convencional IGN desde el punto de vista esquemático.

6.2.1. Eficiencia energética.

Se calculan diferentes valores de análisis que facilitan los rendimientos energéticos. Los más característicos para su comparación desde el punto de vista energético y económico se muestran en la [Tabla 6.2](#).

PARÁMETRO CARACTERÍSTICO	TENOLOGÍA	VALOR FINAL	
Rendimiento energético Caso trigeneración REE Caso renovables: Anexo	IGN	82%	
	IH ₂ -T	IH ₂	65%
	IH ₂ -G		17,55%
Factor de Utilización	IGN	30.85%	
	IH ₂ -T	IH ₂	27,38%
	IH ₂ -G		25,23%
Consumo de Combustible (kWh/año) *Sobre PCI	IGN	23.060.181	
	IH ₂ -T	IH ₂	21.917.973
	IH ₂ -G		
Energía eléctrica (kWh/año) * No se muestra la energía térmica porque va a ser igual a la demanda anual del recinto (modo de operación ajustado a demanda térmica)	IGN	9.965.687	
	IH ₂ -T	IH ₂	7.262.216
	IH ₂ -G		9.872.702
Relación Calor/ Trabajo	IGN	0,981	
	IH ₂ -T	1,401	
Eficiencias Motores (*Promedio Durante Operación) Rend. Eléctrico Rend. Térmico	IGN	43,21%	42,41%
	IH ₂ -T	32,4%	45,4%
Emisiones Contaminantes (TmCO ₂ /año) (Durante operación)	IGN	4.981	
	IH ₂	0	

Tabla 6.2 Comparación parámetros de eficiencia

El resto de parámetros, así como la obtención se pueden consultar en el [Anexo D.1](#) y en el [Excel 12.3](#).

Del análisis de la tabla y de los anexos se concluye:

1. Principales diferencias:

- La tecnología IGN presenta una buena eficiencia, un 26% superior a su análoga con motor de hidrógeno IH₂-T.
 - Esto es debido a mejores eficiencias del motor de gas natural frente al de hidrógeno.
- Por contra, la instalación IH₂ presenta una baja eficiencia, unas 7 veces inferior a la trigeneración IGN.
 - Se debe a una muy mala eficiencia de la instalación IH₂-G (bajas eficiencias de captación de irradiación solar y viento)

- La producción eléctrica es mayor en el caso IH₂ por los excesos procedentes de la instalación IH₂-G.
- **La principal ventaja de la instalación IH₂ es su carácter renovable y autosuficiente sobre la demanda térmica**, con los beneficios que ello conlleva.
- Otra ventaja de la instalación IH₂ es su menor cantidad de emisiones en operación.
 - Partida cada vez más importante en la actualidad donde la concienciación social es cada vez mayor y la permisividad menor.

2. Principales similitudes:

- Factor de utilización bajo (para una instalación de trigeneración típica se exigen mayores del 55-60%).
 - Se debe al bajo derroche de calor (se podría aumentar disminuyendo el REE que presenta valores altos) y al costoso dimensionado de la instalación para la cobertura también durante los periodos de punta.
- Consumo de combustible en niveles aceptables: Es algo menor en IH₂ por tener mejor rendimiento térmico los motores de hidrógeno.

Se concluye que la instalación convencional de gas natural IGN posee un rendimiento energético mejor, lo cual no compensa la ausencia de emisiones contaminantes, el recurso ilimitado y la autosuficiencia térmica de la instalación de hidrógeno IH₂. Ponderando las ventajas de cada instalación, tienen un peso y una importancia mayor las de la instalación IH₂, que cumple los objetivos iniciales del empleo de energías con características "renovables".

6.2.2. Rentabilidad económica

Se utilizan los parámetros para la evaluación económica de la [Tabla 6.3](#).

PARÁMETRO CARACTERÍSTICO	TENOLOGÍA		VALOR FINAL	
Inversión Inicial (€)	IGN		3.846.773	
	IH ₂ -T	IH ₂	4.139.564	59.620.539
	IH ₂ -G		55.480.974	
Costes de operación (€/año)	IGN		848.000	
	IH ₂ -T	IH ₂	88.654	806.000
	IH ₂ -G		717.343	
Flujo de caja anual (€/año)	IGN		643.129	
	IH ₂ -T	IH ₂	1.106.405	1.521.804
	IH ₂ -G		415.391	
Pay-back (Años)	IGN		6	
	IH ₂ -T	IH ₂	3,74	39,18
	IH ₂ -G		71,38	
VAN (€) * Tasa de interés: 5%	IGN		4.140.201	
	IH ₂ -T	IH ₂	9.648.687	-40.655.491
	IH ₂ -G		-45.795.000	
TIR	IGN		15,83 %	
	IH ₂ -T	IH ₂	26,48 %	
	IH ₂ -G		No existe tasa para VAN = 0	
Coste del combustible (€/kWh)	IGN		0,032	
	IH ₂ -T	IH ₂		0,1488
	IH ₂ -G		0,1676	
Coste de la energía térmica entregada (€/kWh _{Térmico})	IGN		-0,0313	
	IH ₂		0,3106	

Tabla 6.3 Comparación parámetros económicos

Las operaciones realizadas se pueden consultar en el [Anexo B.1](#) y [Excel 12.3](#).

Para una visualización más clara de las partidas económicas, se introducen varios gráficos de acumulación. En la [Figura 6.2](#) se observarán los diferentes parámetros separados según escalas. En la [Figura 6.3](#) se desglosan las partidas de inversión necesarias para la implantación de la instalación IH₂.

Se desglosará la instalación de hidrógeno IH₂ en las instalaciones IH₂-T y IH₂-G, para mostrar las diferencias de costes entra las diferentes partida.

6. Estudio Comparativo de la Instalación

Eduardo Molinos

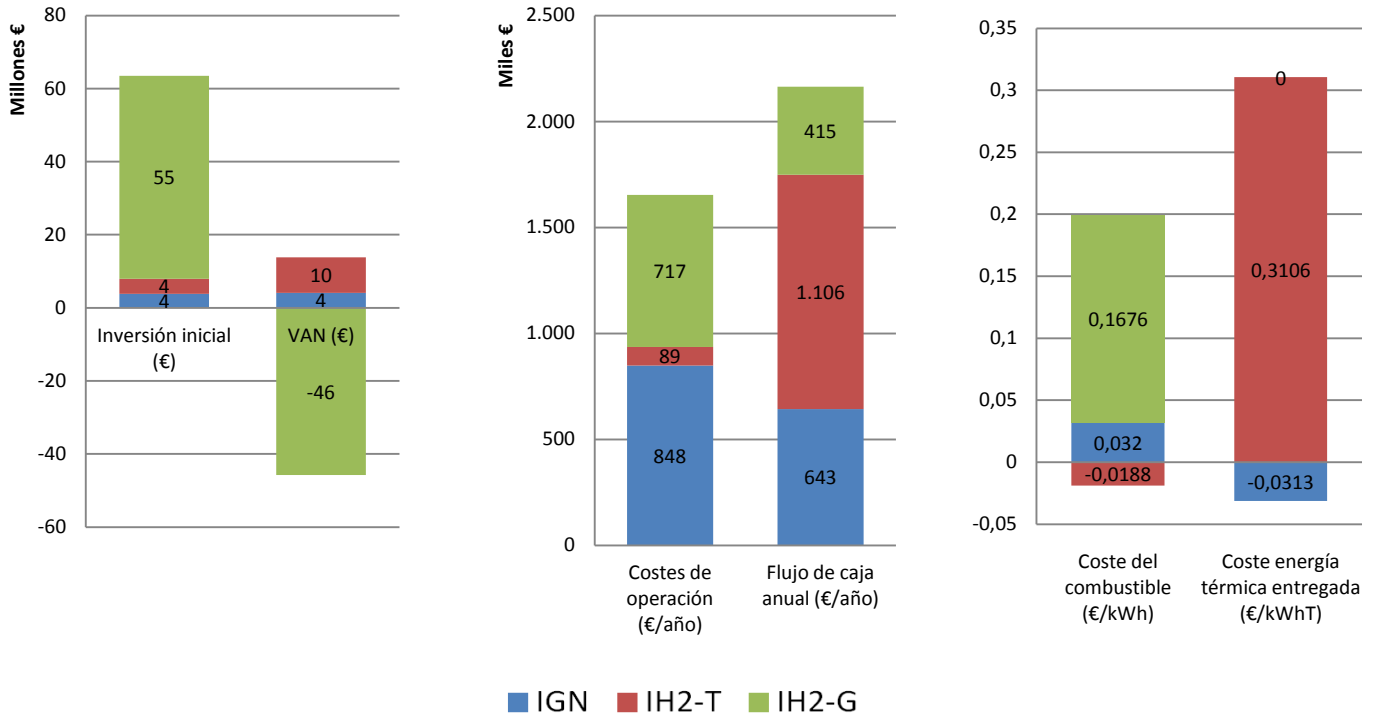


Figura 6.2 Costes acumulados de cada tecnología

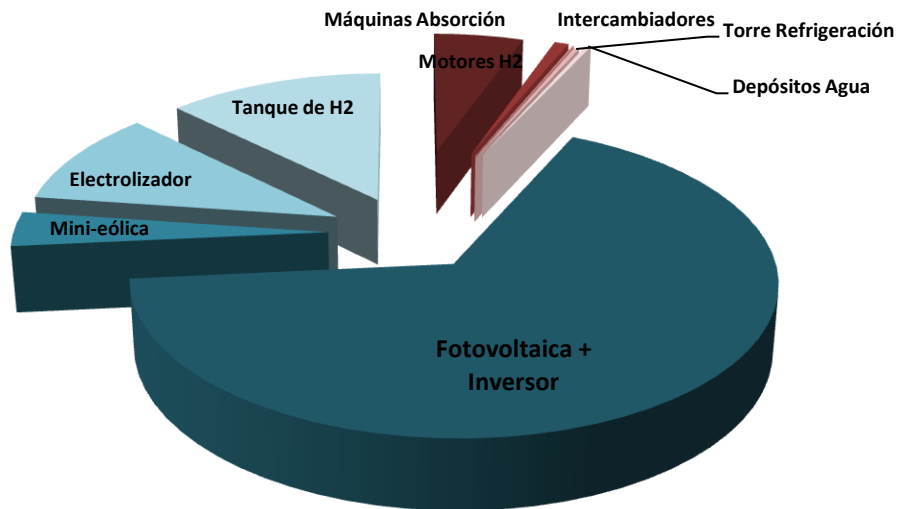


Figura 6.3 Desglose de las partidas de inversión de la instalación IH₂

Del análisis económico se concluye:

1. La diferencia en la rentabilidad económica de ambos casos viene marcada por la gran inversión inicial en los equipos de IH₂-G, que no se recupera.
 - Las instalaciones de trigeneración IGN y IH₂-T tienen una inversión inicial similar de unos 4 millones de euros.
 - La inversión en IH₂-G es de 55 millones, unas 14 veces superior a la trigeneración, de ahí la gran diferencia. La partida principal es la fotovoltaica instalada (60-65% del total).
2. Los costes de operación son similares en ambos sistemas.
3. El flujo de caja es superior en el caso IH₂, aunque no es suficiente para cubrir la inversión, gracias a la venta del exceso de electricidad dado por IH₂-G durante periodos de demanda térmica baja que no exigen grandes producciones de H₂ (la instalación está dimensionada para poder cubrir los "picos" de demanda).
4. El VAN es positivo en la instalación tradicional IGN, y negativo en el caso IH₂ (supone una pérdida unos 40 millones de euros).
 - Se debe a la gran inversión en la parte de generación de hidrógeno IH₂-G.
 - El VAN de la parte IH₂-T es superior al del caso convencional, dado que no tiene como partida de gasto en operación la compra de gas natural.
5. El TIR y Pay-back confirman la no rentabilidad del sistema novedoso IH₂.

El coste de cada combustible revela las causas de la baja rentabilidad de IH₂, con un coste del hidrógeno 5 veces superior al del gas natural.

Se concluye la inviabilidad económica de la instalación propuesta IH₂, dados sus altos costes de inversión para la generación de hidrógeno.

Sin embargo, si se diese la oportunidad de obtener este hidrógeno a precio similar al del gas natural, ambas instalaciones darían unos resultados económicos similares.

No obstante, se trata de una tecnología innovadora, todavía en desarrollo, donde se prevé una disminución de los costes, como se analiza posteriormente.

6.3. Análisis de variabilidad de los parámetros

Se realiza un análisis de sensibilidad para diferentes parámetros de interés, con el objetivo de mostrar soluciones, configuraciones con mejora de resultados, perspectivas futuras y otras comparativas con la tecnología de trigeneración con motores de hidrógeno IH₂.

6.3.1. Ajuste de parámetros para viabilidad de la tecnología.

Como se ha indicado, esta tecnología no es viable económicamente, por lo que se van a establecer valores límite en algunos parámetros de control que aportarían esta viabilidad ([Tabla 6.4](#)).

PARÁMETRO	VALOR LÍMITE	
Coste del hidrógeno para la obtención de un beneficio nulo al final de la vida útil. *A partir de este valor se obtendrían beneficios	4,96 €/kg 0,1488 €/kWh	
Coste del hidrógeno para igualar rentabilidad de IGN. *VAN instalación convencional = 4.168.043€	5,467 €/kg 0,1641 €/kWh	
Coste por las emisiones contaminantes a partir del cual es más rentable la instalación IH ₂ .	722 €/T _{CO2eq}	
Reducción promedio de costes de inversión de cada tecnología para igualar rentabilidad de IGN. *Deben mejorar las tecnologías en conjunto (no basta con mejorar una)	80,79%	
	Fotovoltaica	351 €/kWp
	Mini-eólica	711 €/kW
	Electrolizador	73 €/kW
	Tanque de hidrógeno	144 €/kg

Tabla 6.4 Valores límite de viabilidad de la tecnología

Todos estos valores y las operaciones para su obtención se pueden consultar en el [Excel 12.4](#).

Se vislumbran varias soluciones posibles para el impulso de la tecnología de hidrógeno:

1. Penalización por emisiones de toneladas equivalentes de CO₂.

- El mínimo valor de tasa debe ser de $722 \text{ €/T}_{\text{CO}_2\text{eq}}$ para igualar rentabilidades de ambas tecnologías IGN y IH_2 .
- Es un valor muy elevado de canon comparado con los que se están imponiendo actualmente (casi 15 veces mayor), que no se espera a corto-medio plazo.
- La rentabilidad de instalaciones con esta tasa es negativa: $\text{VAN} = -40.655.595 \text{ €}$
- Por lo comentado anteriormente difícilmente llegaría a ser una solución factible.

2. Reducción de costes de inversión y operación.

- Apartado muy interesante ya que se están produciendo reducciones drásticas en los costes de los equipos en la actualidad y se prevé que se mantenga la tendencia.
- Se realiza un apartado de estudio aparte para esta situación ([Apartado 6.3.4](#)).

3. Mejora de la eficiencia.

- Esta tecnología nunca será viable con una mejora en las eficiencias de los equipos.
- Deberá ir asociada de una reducción de costes de inversión y operación, una multa por emisiones contaminantes o una prima a la energía producida.

4. Prima a la energía producida.

Es una solución que ya se ha propuesto y se sigue proponiendo para tecnologías energéticas punteras de carácter renovable.

Se necesitaría un mínimo valor de prima sobre la producción de hidrógeno de **0,1488 €/kg** para obtener beneficios. Este es un precio 4,65 veces superior al del gas natural (según [38]). La prima mínima para obtener beneficios sobre la producción de electricidad sería de **0,3051 €/kWh**, valor 2,66 veces superior al de mercado (según [34]).

También resultaría interesante mostrar las primas que igualan la rentabilidad económica del caso convencional IGN ($\text{VAN} = 4.168.043 \text{ €}$). La prima sobre hidrógeno producido debe ser de **0,1641 €/kg**, 5,13 veces superior al del gas natural (según [38]). En este caso la electricidad debería pagarse a **0,3246 €/kWh** lo que supone una prima de 2,83 veces el precio considerado (según [34]).

5. Variación de los precios de los combustibles:

Es interesante definir el precio del hidrógeno para igualar la rentabilidad económica, **0,0201 €/kWh**. Es un precio menor que el del gas natural porque la partida de beneficios de IH₂-T no es tan favorable (menor producción de electricidad).

También se contempla el caso contrario, debe darse un aumento del precio del gas natural a **0,1880 €/kWh** para igualar la rentabilidad económica de IH₂, algo que no se contempla a corto-medio plazo ([27])

La opción de primar la tecnología resulta muy interesante ya que, como se ha comentado, se ha dado en nuestro país y se da en otros países actualmente.

Algunas primas que se dieron en España:

- Prima de 2,5 a 5 veces el precio de la electricidad (caso paneles fotovoltaicos).
- Prima de 0,027844 €/kWh (1,4 veces el precio de la electricidad) para cogeneración con potencias similares [39].

Otros países:

- Alemania (Año 2012): Prima a la renovable fotovoltaica con 0,1876 €/kWh (3,75 veces superior al precio de mercado) ([40]).

Pese a la necesidad de primar esta tecnología de forma muy potente, se han dado marcos regulatorios en Europa, e incluso en España, donde se hubiesen cubierto los sobrecostes de esta tecnología para hacerla viable (prima sobre electricidad necesaria de 2,83).

Sin embargo, se debe tener en cuenta que la potencia de la instalación es muy grande, suponiendo cuantías de subvención muy altas al final de la vida útil, lo que dificulta su fomento.

Una posibilidad sería el fomento de forma sostenible y controlada, para evitar casos desmesurados como la fotovoltaica en España, primando instalaciones de menor potencia inicialmente, que aseguren un desarrollo de la tecnología, e ir reduciendo las primas y aumentando la capacidad de las instalaciones que se

puedan acoger a estas ayudas cuando mejoren la eficiencia e inversión de estos equipos, favoreciendo así un cambio paulatino hacia esta tecnología.

6.3.2. Reducción y optimización de la potencia máxima de la instalación IH₂.

Se realiza una optimización de la potencia máxima a cubrir por la instalación, con el fin de aumentar el factor de utilización de la misma, cubriendo la demanda de punta mediante equipos auxiliares de menor coste y mayor rendimiento (se empleará una caldera convencional de gas natural), con el objetivo de mejorar los resultados económicos.

No se dimensionó así la instalación por la premisa de utilizar energías con recursos inagotables, con autosuficiencia térmica y sin emisiones.

Se estudian, reducen y establecen unos valores óptimos ajustados sobre la nueva capacidad de la instalación IH₂, dejándose los valores "punta" de la demanda a cubrir mediante estos equipos auxiliares.

Para ello, se va a estimar un valor óptimo de cobertura de demanda térmica que consiga un buen funcionamiento de todos los equipos de la trigeneración durante la mayor parte de horas del año, basándose en los perfiles mensuales de necesidad energética.

El análisis estima el déficit óptimo de energía térmica cubierta entorno del 25-30%, que arrojará valores muy similares de déficit de producción de hidrógeno por la relación entre ambos parámetros (recordar que los motores trabajan ajustados a la demanda térmica).

Para llegar a cubrir el 70-75% de la demanda térmica la potencia máxima de la instalación de trigeneración se podrá reducir en, aproximadamente, un 66% respecto del caso anterior, por lo que se utilizará un único motor. El valor de reducción de la potencia máxima a entregar por los motores se considera en la misma medida sobre el resto de equipos de la trigeneración.

Así, se simulará en el software un nuevo modelo que tenga en cuenta la menor necesidad de hidrógeno a generar, obteniéndose una nueva instalación de generación de hidrógeno acorde al menor consumo de los motores. También debe considerarse un

exceso de electricidad de esta instalación menor del 5%, indicativo del buen ajuste a la carga de H₂.

El proceso de optimización de la capacidad se describe detalladamente en el [Anexo D.2](#).

Los resultados y características de la instalación final optimizada se resumen en la [Tabla 6.5](#) (trabajo más extenso en [Excel 12.4](#) y simulación en [HOMER 4](#)).

	Nº Motores de hidrógeno	Fotovoltaica (kW)	Eólica (Nº)	Inversor (kW)	Electrolizador (kW)	Tanque (kW)
Optimizado	1 P _{Térmica} = 1.414 kWt	12.000	0	10.000	10.000	2.000
Reducción de cada equipo	66,66%	40%	100%	37,5%	37,5%	80%
	Inversión (€)	Defecto de Hidrógeno (%)	Costes Operación (€/año)	Exceso Electricidad (%)	VAN (€)	Coste del hidrógeno producido (€/kg)
Optimizado	29.608.343	31 %	622.639	5,67 % (Inst. Generación H ₂) *1.477.681 kWh/año	-23.580.824	4,17 *5,88 (únicamente instalación de renovables según HOMER)
Reducción de cada equipo	50,34%	31%	22,75%	62,13%	42%	15,76%

Tabla 6.5 Valores de la instalación IH₂ con potencia optimizada

Este caso presenta mejores valores de rentabilidad económica, aunque siguen siendo negativos, y menores necesidades en la capacidad de los equipos.

Para una reducción en la entrega de hidrógeno a los motores del 31%, considerada adecuada (la reducción en energía térmica cubierta va a ser del mismo valor aproximadamente por la operación del motor ajustada a la cobertura térmica), se tienen las siguientes variaciones:

1. Reducción en el tamaño de los equipos en mayor proporción.

2. Reducción de los parámetros económicos:

2.1. El VAN se ha visto reducido en mayor medida gracias a la reducción a la mitad de la inversión necesaria.

2.2. Por contra, debido a la drástica reducción del exceso de electricidad, el flujo de caja también se ve reducido en casi un 70%.

La reducción a una operación más constante y ajustada a la potencia de los equipos permite obtener **reducciones de mayor proporción en la potencia de los componentes que el 31% de defecto en la energía cubierta**, al no tener la necesidad de cubrir la demanda de punta. Además asegura mayores factores de utilización.

La rentabilidad económica también mejora en mayor proporción, gracias a una reducción de la inversión inicial a la mitad.

Sin embargo, los flujos de caja son menores, por lo que el coste de hidrógeno (se toma como medida de la prima necesaria sobre la tecnología para hacerla rentable) sólo se vería reducido un 15%.

Pese a la menor reducción en proporción de la prima necesaria, se ha reducido la potencia e inversión en gran medida, por lo que la cuantía final de la subvención requerida para asegurar su rentabilidad se verá reducida en porcentajes similares al VAN.

Se defiende la necesidad de ajustar la capacidad de la instalación a un valor óptimo y cubrir los periodos de punta térmica mediante sistemas auxiliares, dada la alta sensibilidad que presenta la instalación al aumentar el factor de utilización, obteniéndose mejoras significativas en la potencia instalada y el rendimiento económico.

La búsqueda de la cobertura total de la demanda energética mediante la tecnología MACI utilizando hidrógeno, premisa inicial al caracterizar la instalación completa con las ventajas de las "renovables", es desaconsejable teniendo en cuenta la baja eficiencia y los altos costes extra que requeriría, inversión que no compensa las ventajas de utilización de energías renovables sin emisiones, debido al bajo porcentaje de horas que representa la demanda de punta al año.

6.3.3. Diferenciación en lugares con mayor potencial solar

Se ha realizado un análisis de sensibilidad sobre la variable irradiación solar. Para ello se simula en el programa una instalación solar con un aumento de la irradiación solar promedio de un 5%, produciendo las variaciones de la [Tabla 6.6](#).

Se pueden consultar los resultados ampliados en [Excel 12.4](#).

Parámetro	VAN *Tasa Interés: 5%	Coste del hidrógeno producido	Fotovoltaica	Inversión	Costes de operación
Reducción	0,97%	1,45%	5%	5%	4,3%

Tabla 6.6 Reducción parámetros al aumentar la irradiación solar un 5%

Los valores de rendimiento económico son muy similares, muestra de una baja sensibilidad de la instalación a zonas con mayor irradiación solar.

6.3.4. Previsiones de futuro de las tecnologías

En apartados anteriores se estableció una necesidad de reducción de costes entorno del 80% para conseguir una rentabilidad similar al caso convencional IGN, por lo que se va a estudiar la tendencia de reducción de precios a corto-medio plazo.

La reducción de costes prevista para esta tecnología se muestra en la [Tabla 6.7](#), junto con su porcentaje respecto al precio actual. En el [Excel 12.4](#) adjunto, se puede consultar la tabla ampliada.

Tecnología	Año 2020		Año 2030		Año 2050		Fuente Bibliográfica
	Inversión (€/kW)	Reducción	Inversión (€/kW)	Reducción	Inversión (€/kW)	Reducción	
Fotovoltaica + Inversor	1285	24%	755	56%	605	64%	[31]
Electrolizador	300	21%	225	41%	*	*	[29]
Acumulador	529	29%	*	*	*	*	[30]
Mini-eólica	296	20%	222	40%	*	*	[32]

Tabla 6.7 Previsión de costes de tecnologías en un futuro

Se esperan reducciones importantes en los costes de inversión de los equipos, sin embargo, no se estima que lleguen al 80% a corto-medio plazo.

Según las perspectivas, esta tecnología no llegará a igualar la rentabilidad económica de la inversión tradicional IGN únicamente con la reducción de costes a corto-medio plazo, deberá llevar asociadas otras medidas que hagan rentable la tecnología.

Para analizar más detalladamente los resultados económicos que arrojará esta tecnología según la estimación futura, se han realizado nuevas simulaciones en el software informático ([HOMER 3](#)) con los nuevos precios previstos, recopilando los valores obtenidos en el [Excel 12.4](#).

Los parámetros de evaluación que caracterizan la previsión de la instalación IH₂ a corto-medio plazo se muestran en la [Tabla 6.8](#).

Año	Inversión (€)	Costes de operación (€/año)	Coste del hidrógeno producido (€/kg)	VAN (€) *Tasa Interés: 5%	Pay-Back
Actual	59.620.539	805.997	4,96	-40.655.491	39,18
2020	40.322.564	648.980	2,48	-20.305.104	25
2030	24.806.564	372.021	0,35	-2.848.890	14
2050	22.256.564	353.445	0,01	-67.392	12,5

Tabla 6.8 Estudio económico con costes año 2020, 2030 y 2050

La reducción en costes de inversión tiene como consecuencia una mejora drástica en la rentabilidad de las instalaciones.

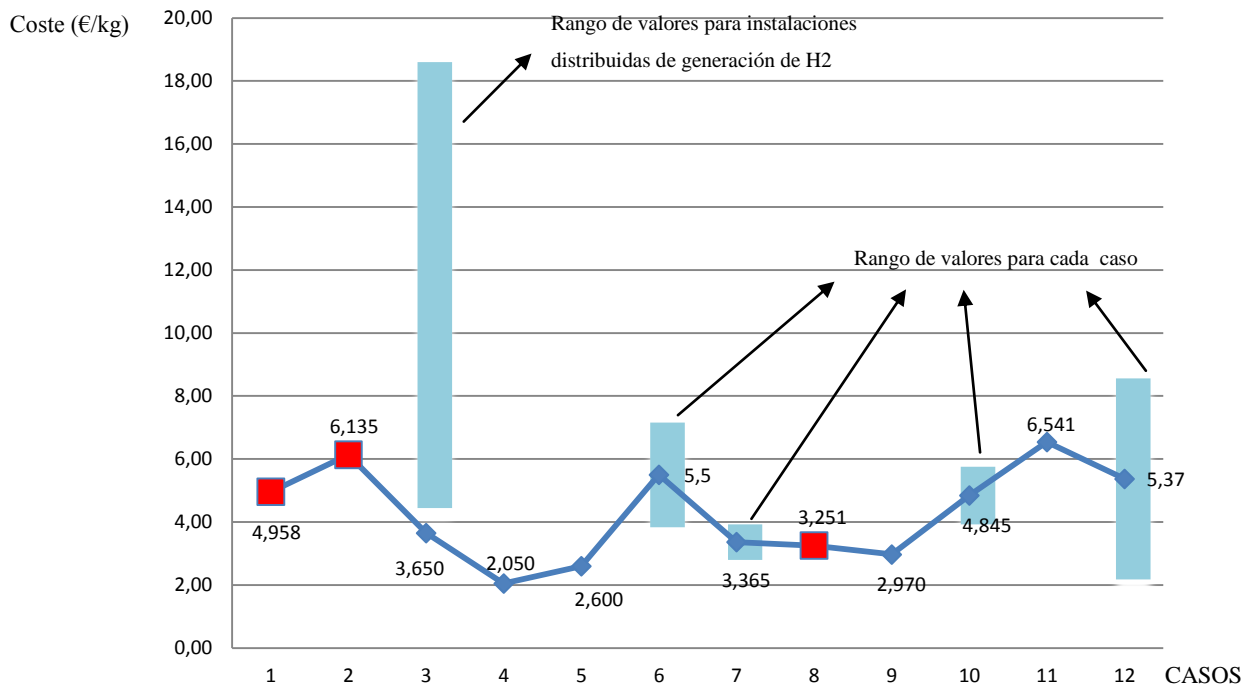
Se prevé una mejora muy alta en la rentabilidad de la inversión para años venideros, llegándose a duplicar en el año 2.020, mejoras por valor de 10 veces en el año 2.030 y a instalaciones prácticamente viables en el año 2.050 sin necesidad de subvencionar.

Esta reducción está muy ligada a la reducción de costes de la fotovoltaica, la cual presenta un porcentaje mayoritario en la inversión inicial ([Figura 6.3](#)).

6.3.5. Comparación coste de producción del hidrógeno con otras tecnologías.

Se realiza un estudio comparativo sobre el coste de producción del hidrógeno según diferentes tecnologías, mostrado en la [Figura 6.4](#), evaluando la posición de la tecnología desarrollada en el estudio sobre el resto.

Los costes se obtienen de [27], [41] (junto con los de elaboración propia obtenidos durante el estudio).



Caso 1 = Tecnología IH_2 (caso propio)

Caso 2 = Generación IH_2 -G (caso propio)

Caso 3 = Electrólisis a partir de fotovoltaica

Caso 4 = Reformado a partir de Gas Natural

Caso 5 = Gasificación a partir del carbón.

Caso 6 = Gasificación a partir de biomasa.

Caso 7 = Electrólisis a partir de nuclear.

Caso 8 = Electrólisis a partir de eólica de gran potencia (caso propio)

Caso 9 = Electrólisis a partir de eólica de gran potencia.

Caso 10 = Electrólisis a partir de hidráulica.

Caso 11 = Electrólisis a partir de electricidad de red (caso con precio propio)

Caso 12 = Electrólisis a partir de electricidad de red

Figura 6.4 Costes de la producción de hidrógeno

Los costes de la instalación IH_2 se encuentran dentro del rango de instalación de generación distribuida a partir de fotovoltaica, cercano al límite inferior. Se debe a la alta potencia de la instalación que disminuye los costes relativos gracias a las economías de escala. Es una forma de mostrar la coherencia de los resultados obtenidos en el presente estudio.

El caso de eólica también presenta resultados muy similares. Presenta un coste bajo, aunque no ha sido elegido por los motivos comentados en el [Apartado 5.3](#).

El caso más favorable es el de la gasificación a partir de gas natural, método más utilizado en la actualidad. Este se desechó por no ser una fuente renovable y limpia.

Actualmente la peor forma de obtención de hidrógeno es a partir de instalaciones distribuidas de fotovoltaica, sin embargo, es finalmente el método principal elegido por su gran flexibilidad y debido a la dificultad de generación a partir del resto de fuentes renovables en la zona.

6.3.6. Comparación con las pilas de combustible

Se trata de la tecnología actual más similar a la estudiada, ya que también utiliza hidrógeno como combustible y que, por tanto, compiten dentro de la misma línea energética.

Se ha realizado un cálculo de las características que debería tener una instalación con pilas de combustible para satisfacer la demanda térmica del [Apartado 4.2](#) (modelo D7*) para que la comparación sea válida. Se ha elaborado a partir de los datos ofrecidos por la referencia principal [42], junto con otros como [43] y [44].

Se comparan equipos, eficiencias energéticas y rendimientos económicos de ambas tecnologías para su evaluación que se muestran en la [Tabla 6.9](#).

Tecnología	REE	Rend. Eléctrico	Rend. Térmico	Consumo de H ₂ para cubrir demanda térmica (kg _{H2} /kWh _T)	Consumo H ₂ (kg/año)	Nº horas equivalentes a plena carga
Motor H ₂	65,4%	32,4%	45,4%	0,068	657.923	2.398
Pila Combustible	81,4%	47,6%	37,4%	0,08	816.735	2.623
	Inversión (€)	Costes de operación (€/año)	Flujo de Caja (€/año)	VAN (€) *Tasa Interés: 5%	Pay-Back	Precio de electricidad para beneficio nulo (€/kWh _e)
Motor H ₂	4.139.564	88.654	1.106.413	8.550.909	3,74	0,0619
Pila Combustible (Actual)	15.870.735	647.619	1.200.304	-2.103.334	13,22	0,1568
Pila Combustible (Previsión año 2.020)	7.053.660	518.095	1.847.924	8.199.369	5,3	0,0875

Tabla 6.9 Estudio comparativo entre tecnología de pilas de combustible y tecnología de motor de combustión interna alimentado con hidrógeno para trigeneración

Se ha mostrado un estudio para el año 2.020 ya que se espera una bajada de costes en las pilas de combustible.

1. Eficiencia energética de las pilas de combustible:

- Presenta mejor eficiencia energética global, lo que conlleva a un mejor REE.
- Por contra, el rendimiento térmico es menor, por lo que para estos sistemas dimensionados a partir de la demanda térmica es preferible la utilización de motores (tener en cuenta que el coste del combustible es muy alto).

2. Rendimiento económico:

- Las pilas presentan resultados económicos negativos, dada la alta inversión y a su baja vida útil.
- Para el año 2.020 se espera un acercamiento hasta valores de rentabilidad próximos:
 - Reducción en los costes de las pilas de combustible.
 - No se verán reducidos en esa proporción los motores de hidrógeno, cuya tecnología está bastante asentada debido a su similitud con los motores actuales.

En la actualidad se defiende la utilización de motores de hidrógeno frente a pilas de combustible para cogeneración de medio-gran tamaño, ya que se trata de una tecnología más asentada y con mejores rendimientos económicos.

Esto puede cambiar en un futuro a medio plazo, si se consolida la tecnología de pilas de combustible mejorando su fiabilidad y costes. Su superioridad estaría basada en su mejor eficiencia energética.

El papel de las instalaciones de motores de hidrógeno puede ser el de una utilización a corto-medio plazo, frente a las pilas de combustible con una utilización a medio-largo plazo.

El dimensionado detallado de la pila, así como los rendimientos y costes se muestran en el [Anexo D.3](#) y [Excel 12.4](#).

7. Conclusiones

Se han corroborado las ventajas y la potente base energética que tiene el hidrógeno como combustible, cumpliendo todos los requisitos para encabezar el cambio en el orden energético que se reivindicaba en la introducción. Sin embargo, también se ha demostrado la inviabilidad económica de estas instalaciones en la actualidad, lo que impide, al menos por ahora, que este cambio sea viable de llevarse a cabo.

En el presente Proyecto Fin de Carrera se han dado todas las herramientas necesarias para dimensionar de forma aceptable una instalación de trigeneración basada en motores de hidrógeno sin caer en las carencias del empleo de recursos con dependencia externa, limitados y con emisiones contaminantes, del modelo energético actual. Ha sido un trabajo algo dificultoso debido a la menor cantidad de trabajos bibliográficos sobre esta tecnología.

De todas las herramientas dadas se destacan los reajustes propuestos y el modelo de reconversión de los motores para funcionar con hidrógeno, así como el desarrollo de la instalación de alimentación de estos motores correctamente configurada y conexas con la instalación de trigeneración; mostrándose la posibilidad de obtener este hidrógeno lejos de las tecnologías actuales de reformado utilizando combustibles fósiles.

También se quiere mostrar la importancia del análisis exhaustivo al que ha sido expuesta la tecnología, mostrando puntos fuertes y débiles, tendencias, posibles soluciones, mejoras, etc.

De hecho, el uso de la tecnología MACI para obtención de energía a partir del hidrógeno se muestra como una alternativa bastante poderosa en la actualidad, con buena eficiencia energética, con buenos costes de operación y de inversión para uso en instalaciones de trigeneración, por lo que podría llegar a competir a corto plazo con los motores actuales que utilizan combustibles fósiles, si se igualasen los precios de ambos combustibles (frente a las tecnologías de pila de combustible que no están tan desarrolladas ni presentan tan buenos parámetros de inversión y operación).

A pesar de presentar actualmente buenas características durante operación, se defiende la necesidad de un breve desarrollo añadido sobre los motores reconvertidos a

hidrógeno, necesario para las adaptaciones y ajustes oportunos, pudiéndose obtener en un corto periodo de tiempo una tecnología muy asentada y que iguale las altas prestaciones durante operación de los motores actuales que utilizan combustibles fósiles.

El principal lastre que presenta es el alto coste de obtención del hidrógeno a partir de energías renovables frente al coste de los combustibles fósiles actuales.

Se han defendido posibles soluciones para su viabilidad, entre las que destaca la prima como medio de impulsar esta tecnología. Se insta a primar instalaciones de menor tamaño a esta, como se defendía en el [Apartado 6.3.1](#).

La tecnología de generación de hidrógeno a partir de electrólisis está en desarrollo en la actualidad, por lo que estas primas incentivarían el impulso de las mismas, reduciendo costes y mejorando eficiencias, para hacerla viable a medio plazo, periodo en el que se espera una alta reducción en los costes.

Para finalizar, se quiere resaltar la idoneidad potencial del hidrógeno como vector energético. Este tipo de instalaciones de trigeneración con motor de hidrógeno podrían instalarse a nivel más residencial, con menores potencias, y aprovechar los excesos de electricidad de renovables durante periodos de baja demanda para generar el hidrógeno que las alimente en instalaciones similares a la aquí propuesta.

El impulso de esta trigeneración, como se ha demostrado, estaría basado en sus buenas características de funcionamiento con las que incluso podrían competir con las convencionales con unas mínimas subvenciones.

Bibliografía

Referencias bibliográficas

- [1] "DOE American," <http://www.energy.gov/eere/transportation/hydrogen-and-fuel-cells>, (Último acceso Diciembre 2014).
- [2] "Europe Agency," <http://www.h2euro.org/>, (Último acceso Diciembre 2014).
- [3] A. A. Martínez, "Análisis de la viabilidad técnica y económica del empleo de sistemas de cogeneración en un centro comercial tipo," *PFC Universidad Pontificia Comillas*, Junio 2010.
- [4] "Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.," *BOE*, Junio 2014.
- [5] S. Man and C. Wai, "Integration of trigeneration system and thermal storage under demand uncertainties," *Applied Energy*, vol. 87, pp. 2868-2880, Julio 2009.
- [6] S. Man and C. Wai, "Feasibility and flexibility for a trigeneration system," *Energy*, vol. 34, pp. 1693-1704, Junio 2009.
- [7] R. Yin, P. Xu, M. A. Piette, and S. Kiliccote, "Study on Auto-DR and pre-cooling of commercial buildings with thermal mass in California," *Energy and Buildings*, vol. 42, pp. 967-975, Enero 2010.
- [8] 2G-Cenergy, "Modelo Argenitor 206," www.2g-cenergy.com
<http://www.2g-cenergy.com/pdfs/2G-CENERGY-News-Letter-June-2013.pdf>
Se ha pedido a contacto <k.heijnk@2g-drives.de>, (Último acceso Diciembre 2014).
- [9] Senergie, "Modelo H160L," <http://www.senergie.de>
Pedido sobre contacto <P.Winter@funkesenergie.de>.
- [10] Omnitek, "Reconversión Motores," <http://www.omnitekcorp.com/hydrogen.htm>, (Último acceso Diciembre 2014).
- [11] L. I. Díez, "Cogeneración " *Apuntes Asignatura Sistemas Térmicos de Generación*.
- [12] MTU, "Modelo 12V4000L64," *Adjuntado en Anexo E*.
- [13] Thermax, <http://www.thermaxindia.com/home.aspx>.
- [14] GrupoNovaEnergia,
<http://www.gruponovaenergia.com/docs/absorcion/catalogo-tecnico-maquina-absorcion-agua-caliente.pdf>, (Último acceso Noviembre 2014).
- [15] AlfaLaval, "Software Informático cálculo intercambiadores Alfa Select," <http://www.alfalaval.com>, El software se adjunta.

- [16] Danfoss, "Intercambiadores de calor GE-Agua," <http://www.danfoss.com/Spain/Products/Categories/Group/RA/Heat-Exchangers/9eba3a3e-035b-4de1-b84e-59a219bbf31a.html>, (Último acceso Diciembre 2014).
- [17] J. d. Wit, "Heat Storages for CHP Optimisation," *PowerGen Europe 2007 paper (ID-94)*, 2007.
- [18] "Marley SPX," <http://spxcooling.com/library/detail/marley-nc-alpha-engineering-data-and-specifications/>.
- [19] PureEnergyCentre, "Reconversión de motores," <http://pureenergycentre.com/hydrogen-engine/>, (Último acceso Diciembre 2014).
- [20] ITM-Power, "Reconversión de motores," <http://www.itm-power.com/product/hpac-40/>, (Último acceso Diciembre 2014).
- [21] M. Fàbrega, "HIDRÓGENO, Aplicación en Motores de Combustión Interna," *PFC Universidad de Nàutica de Barcelona*, 2009.
- [22] S. Verhelst, P. Maesschalck, N. Tombaut, and R. Sierens, "Increasing the power output of hydrogen internal combustion engines by means of supercharging and exhaust gas recirculation," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 34, pp. 4406-4412, Abril 2009.
- [23] K. Nakagawa, K. Yamane, and T. Ohira, "Potential of Large Output Power, High Thermal Efficiency, Near-zero NO_x Emission, Supercharged, Lean-burn, Hydrogen-fuelled, Direct Injection Engines," *Energy Procedia*, vol. 29, pp. 455-462, 2012.
- [24] C. D. Rakopoulos, G. M. Kosmadakis, J. Demuynck, M. D. Paepe, and S. Verhelst, "A combined experimental and numerical study of thermal processes, performance and nitric oxide emissions in a hydrogen-fueled spark-ignition engine," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 36, pp. 5163-5180, Febrero 2011.
- [25] T. Shudo, "Improving thermal efficiency by reducing cooling losses in hydrogen combustion engines," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 32, pp. 4285-4293, Agosto 2007.
- [26] M. Muñoz, F. Moreno, and J. F. Morea, "Motores Alternativos de Combustión Interna," *Libro Universitario*.
- [27] R. Gorrero and J. M. Martínez, "Updated hydrogen production costs and parities for conventional and renewable technologies," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 35, pp. 3929-3936, Marzo 2010.
- [28] HOMER_ENERGY, <http://homerenergy.com/>, (Último acceso Enero 2015).
- [29] U. S. Department, "Current State-of-the-Art Hydrogen Production Cost Estimate Using Water Electrolysis," *DOE American*, 2009.
- [30] Z. Feng, "Stationary High-Pressure Hydrogen Storage," *Oak Ridge national Laboratory (U.S Department of Energy)*.
- [31] IEA, "Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy," *International Energy Agency*, 2014 Edition.

- [32] "2012 Market Report on Wind Technologies in Distributed Applications," *DOE American*, Agosto 2013.
- [33] HOMER_ENERGY, <http://support.homerenergy.com/index.php?/Knowledgebase/List/Index/2/homer-model>, (Último acceso Enero 2015).
- [34] G. España, "Informe de precios energéticos regulados," *IDAE*, Agosto 2013.
- [35] Vestas_V82, vol. www.vestas.com.
- [36] NorthernPower, <http://www.northernpower.com/>.
- [37] Weatherbase, "Velocidad del viento y Temperaturas," <http://www.weatherbase.com/weather/weather.php3?s=006180&refer=geobase>, (Último acceso Diciembre 2014).
- [38] J. C. Ramos, "Optimización del diseño y operación de sistemas de cogeneración para el sector residencial comercial," *Tesis Universidad Zaragoza*, 2012.
- [39] G. España, "RD 661/2007," www.minetur.gob.es, (Último acceso Diciembre 2014).
- [40] B. K. Sahu, "A study on global solar PV energy developments and policies with special focus on the top ten solar PV power producing countries," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 43, Noviembre 2014.
- [41] J. R. Bartels, M. B. Pate, and N. K. Olson, "An economic survey of hydrogen production from conventional and alternative energy sources," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 35, pp. 8371-8384, Junio 2010.
- [42] S. Sevenscan, T. Guan, G. Lindbergh, C. Lagergren, P. Alvfors, and B. Tidell, "Fuel cell based cogeneration: Comparison of electricity production cost for Swedish conditions," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, pp. 3858-3864, Febrero 2013.
- [43] P. E. Dodds, I. Staffell, A. D. Hawkes, F. Li, P. Grunewald, W. McDowall, *et al.*, "Hydrogen and fuel cell technologies for heating: A review," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 40, pp. 2065-2083, Noviembre 2014.
- [44] T. Elmer, M. Worall, S. Wu, and S. B. Riffat, "Fuel cell technology for domestic built environment applications: State of-the-art review," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, pp. 913-931, Noviembre 2014.

Referencias a archivos adjuntos

Archivos Excel

1. Eduardo Molinos, "Demandas Energéticas"
2. Eduardo Molinos, "Curva de rendimiento global a diferentes cargas"
3. Eduardo Molinos, "Operación Motores"
 - 3.1. Eduardo Molinos, "Operación Motores" Hoja Cálculo "Cálculo FC y Operación D4"
 - 3.2. Eduardo Molinos, "Operación Motores" Hoja Cálculo "Cálculo FC y Operación D5"
 - 3.3. Eduardo Molinos, "Operación Motores" Hoja Cálculo "Cálculo FC y Operación D7"
 - 3.4. Eduardo Molinos, "Operación Motores" Hoja Cálculo "Cálculo Demanda Horaria"
 - 3.5. Eduardo Molinos, "Operación Motores" Hoja Cálculo ""Programa" Operación"
4. Eduardo Molinos, "Parámetros Motores Modelo D4"
5. Eduardo Molinos, "Selección Final Motor Modelo D4"
6. Eduardo Molinos, "Parámetros Motores Modelo D5"
7. Eduardo Molinos, "Selección Final Motor Modelo D5"
8. Eduardo Molinos, "Parámetros Motores Modelo D7"
9. Eduardo Molinos, "Desechados Motor Modelo D7"
10. Eduardo Molinos, "Motor Final Modelo D7"
 - 10.1. Eduardo Molinos, "Motor Final Modelo D7" Hoja Cálculo "MTU 12V4000L64 ELEGIDO".
 - 10.2. Eduardo Molinos, "Motor Final Modelo D7" Hoja Cálculo "Estudio de operación MTU 12V".
11. Eduardo Molinos, "Equipos D7 H2 Selección Final"
 - 11.1. Eduardo Molinos, "Equipos D7 H2 Selección Final" Hoja Cálculo "Estudio Motor y Equipos".
 - 11.2. Eduardo Molinos, "Equipos D7 H2 Selección Final" Hoja Cálculo "Estudio de operación".
12. Eduardo Molinos, "Estudios Comparativos"
 - 12.1. Eduardo Molinos, "Estudios Comparativos" Hoja Cálculo "Introducción Carga H2"
 - 12.2. Eduardo Molinos, "Estudios Comparativos" Hoja Cálculo "Estudio IH2-G"
 - 12.3. Eduardo Molinos, "Estudios Comparativos" Hoja Cálculo "Comparación IGN e IH2"
 - 12.4. Eduardo Molinos, "Estudios Comparativos" Hoja Cálculo "Análisis de Variabilidad"

Archivos EES

El instalable del programa se adjunta en la carpeta "Archivos EES a Utilizar" de los anexos, *programa EES*.

1. Eduardo Molinos, "Modelo D4"
2. Eduardo Molinos, "Modelo D5"
3. Eduardo Molinos, "Modelo D7"
4. Eduardo Molinos, "Modelo Reconversión MTU-12V4000L64"
5. Eduardo Molinos, "Cálculos Auxiliares"

Archivos HOMER

El instalable del programa se adjunta en la carpeta "Archivos HOMER a Utilizar" de los anexos, archivo comprimido *HOMER268Beta*.

1. Eduardo Molinos, "Simulación de los 27 casos de estudio"
2. Eduardo Molinos, "Simulación del caso elegido "Solar Minieólica 6 aeroturbinas"
3. Eduardo Molinos, "Simulaciones con precios estimados de las tecnologías"
4. Eduardo Molinos, "Optimización de la potencia de los equipos "Caso optimizado PV""

ANEXOS

A. Modelo de Adecuación de la Demanda Energética

Este anexo recoge el modelo utilizado para la obtención de las demandas energéticas del recinto que constituye el caso a estudio.

Es un trabajo necesario ya que, para un correcto dimensionado de la instalación de trigeneración que cubrirá la demanda I_{H_2-T} , es necesario partir de unos determinados parámetros energéticos. Sin embargo, dado que no va a ser el objeto principal de este estudio, el ajuste de datos no va a ser de gran precisión.

Se utilizarán métodos y operaciones para la obtención de datos válidos de carácter básico que condensen las demandas "tipo" de esta clase de recintos (recordar que el tema central del proyecto es el desarrollo y análisis de la instalación posterior).

Los datos iniciales obtenidos de la referencia [1], sólo incluyen consumos energéticos mensuales por lo que son insuficientes para dimensionar la instalación.

Además de estos necesitaremos, como mínimo, tener los perfiles horarios de consumo de los días más característicos, mínimo tres ([2]), que ofrezcan los parámetros siguientes:

1. Máximos de potencia y consumo de energía diaria.
2. Mínimos de potencia y consumo de energía diaria.
3. Potencia y consumo energético diario promedio.

Ante la ausencia de datos reales, se ha creado un modelo bastante aproximado a la obtención y a la demanda energética "tipo" de estos recintos que a partir de los datos de energía mensual proporcione los parámetros de potencias máximas y promedios necesarias para el correcto dimensionado de la instalación.

Se trabajan las demandas de electricidad y calor, teniendo en cuenta una serie de consideraciones iniciales:

1. Días hábiles: Días con apertura de la zona comercial y la zona de ocio.
 - 1.1. Horas hábiles (H_{Hab}): 12
 - 1.2. Horas inhábiles (H_{In}): 4 (durante las 4 horas finales sólo está abierta la zona de ocio)
 - 1.3. Horas nocturnas (H_{Noc}): 8

2. Días inhábiles: Apertura únicamente de la zona de ocio (supondrá una caída en la demanda térmica).

2.1. Horas hábiles: 0.

2.2. Horas inhábiles: 16

2.3. Horas nocturnas: 8

A.1 Ajuste demanda eléctrica

Para el caso de la demanda sobre la instalación de trigeneración únicamente cuentan los consumos de las zonas comunes, modo de operación habitual en estas instalaciones, donde no se tienen en cuenta las zonas de tiendas particulares.

Se calculan las demandas de potencia de cada mes a partir de los datos de consumo energético. La metodología seguida, que se puede consultar en el [Excel 1](#), se explica a continuación:

1. Establecer parámetros de diferenciación entre los consumos durante las horas hábiles, inhábiles y nocturnas (200 kW según [1]).

1.1. Para ello se realiza un promedio de la caída de consumo de los días hábiles a inhábiles como se muestra en el Excel.

2. Una vez conocida la diferenciación de consumo en cada caso, se procede a la obtención de la potencia de alta promedio a partir de la fórmula:

$$E_{Mensual} = P * H_{Hab} + P * F_{Consumo} * H_{In} + P_{Noc} * H_{Noc}$$

$E_{Mensual}$ = Energía consumida mensualmente (kWh/mes)
 P = Potencia de alta promedio mensual (kW)
 $F_{Consumo}$ = Factor de caída de consumo en horas inhábiles
 P_{Noc} = Potencia nocturna = 200 kW

2.1. De esta se despeja el valor de la potencia promedio mensual de alta demanda².

3. Para conocer la máxima potencia mensual se aplica un factor de 1,15 a este valor de potencia promedio ([3]).

² Es el promedio de la potencia requerida durante las horas de alta demanda de cada mes (demanda promedio sobre las horas hábiles de mayor consumo).

1.1. Será útil para ajustar el promedio de los requerimientos de potencia y, en consecuencia, de energía promedio mensual requerida.

A.2 Ajuste demanda térmica

En este caso se va a operar de forma muy similar al método seguido en el caso anterior.

Primeramente se deberá realizar una serie de suposiciones coherentes con la forma de operación del centro:

1. El ACS se empleará para todos los locales, por lo que también será necesaria durante las horas inhábiles de ocio.
2. Se considera una sectorización en la climatización por zonas, zona de tiendas que sigue el horario hábil y zona de ocio que sigue el inhábil.
3. Se considera que la calefacción y refrigeración se conecta 1 hora antes de la apertura del centro y se cierra a la vez.
4. Durante las horas nocturnas se consumirá un 8% de la potencia máxima diaria (Figura A.1).

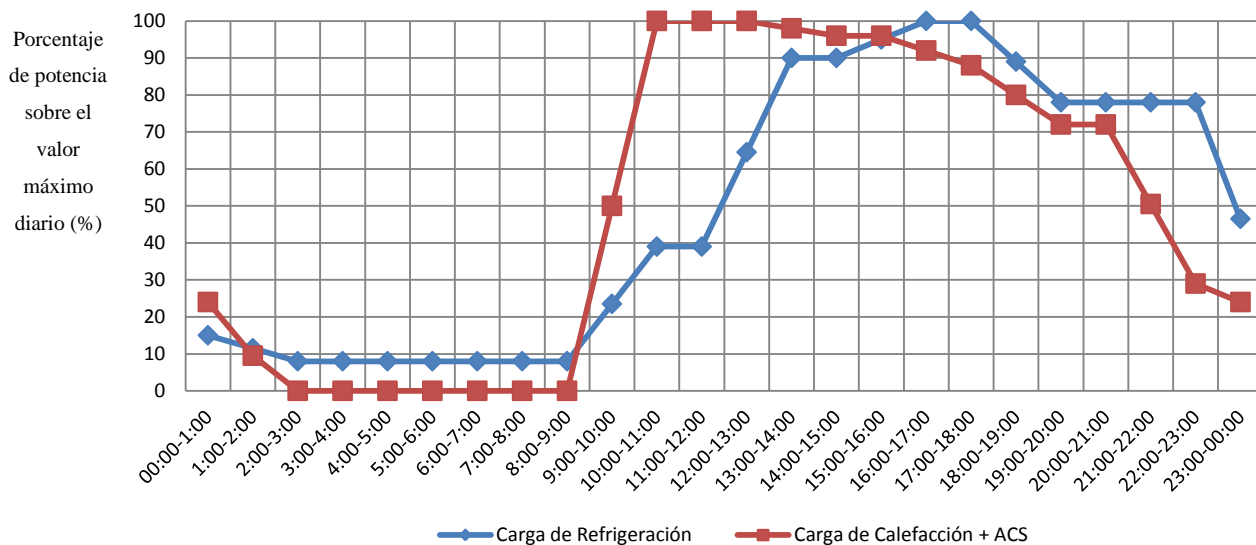


Figura A.1 Perfil horario de potencias en porcentaje respecto a la máxima diaria

El proceso para obtener la demanda de potencia es el siguiente:

1. Se van a calcular las demandas de potencia térmica por separado y luego se sumarán para obtener la total.
2. Primero se debe diferenciar los consumos según horas hábiles e inhábiles.

Anexo A. Modelo de Adecuación de la Demanda Energética

- 2.1. Una de las consideraciones es la sectorización de la climatización, climatizando el 100% de la superficie durante las horas hábiles y sólo el 40% que supone la de ocio en inhábiles.
- 2.2. Se considerará que la demanda térmica se reduce en la misma proporción que el área a climatizar, por lo que se tiene un 40% de consumo durante las horas inhábiles comparado con las hábiles.
3. Una vez establecido este factor, se calculan las potencias promedio durante las horas de alta demanda de cada mes como si no se tuviese consumos durante la noche.

ACS	$E_{ACS} = P_{ACS} * H_{Hab}$	E_{ACS} = Energía consumida mensual en ACS (kWh/mes) P_{ACS} = Potencia de alta promedio mensual de ACS (kW)
Calefacción	$E_{Cal} = P_{Cal} * (H_{Hab} + *F_{Sup} * H_{In})$	E_{Cal} = Energía consumida mensual en Calefacción (kWh/mes) P_{Cal} = Potencia de alta promedio mensual de Calefacción (kW) $F_{Sup} = 0,4$ (Factor de caída de consumo en horas inhábiles)
Refrigeración	$E_{Ref} = P_{Ref} * (H_{Hab} + *F_{Sup} * H_{In})$	E_{Ref} = Energía consumida mensual en Refrigeración (kWh/mes) P_{Ref} = Potencia de alta promedio mensual de Refrigeración (kW) $F_{Sup} = 0,4$ (Factor de caída de consumo en horas inhábiles)

4. Con esta fórmula se obtendría la potencia promedio mensual de las horas hábiles de alta demanda sin tener en cuenta el consumo nocturno. Sin embargo, en refrigeración es distinto de cero, por lo que se debe incluir ese término energético en el cálculo:
 - 4.1. La potencia nocturna es un 8% de la máxima diaria.
 - 4.2. Se calcula la potencia nocturna como el 8% de la máxima diaria, y conocido el número de horas nocturnas al mes, se conoce la energía empleada durante la noche ($E_{Nocturna}$).
5. Se vuelve a calcular la potencia de refrigeración igual que en la fórmula de arriba, variando el valor de E_{Ref} por E_{Ref}' , donde: $E_{Ref}' = E_{Ref} - E_{Nocturna}$
 - 5.1. Se iterará siguiendo este proceso hasta que se consiga que la potencia de alta promedio de refrigeración P_{Ref} no varíe.
6. Para conocer la máxima mensual se aplica un factor de 1,25 a este valor de potencia promedio ([4]).

La corrección y adecuación de los parámetros según este modelo se ha realizado en una tabla Excel ([Excel 1](#)).

A.2.1 Rango de Temperaturas de trabajo

Para conocer el rango de temperaturas de trabajo se deben conocer las solicitudes térmicas de los equipos empleados en el sistema de trigeneración.

Estas necesidades de temperatura se muestran a continuación:

1. Máquinas de absorción de doble efecto: Gases de escape con temperaturas en torno a 400-500°C.
2. Intercambiadores para ACS: Con temperaturas en torno a 60-80°C

Estas temperaturas marcan la necesidad de un flujo de calor que dé estos valores, y es por lo que se muestran en este apartado.

A.3 Perfil horario de demanda térmica

Este apartado no ha sido considerado para obtener las potencias térmicas anteriores, sino que se introdujo posteriormente para conocer el perfil de operación diario necesario de la instalación: demandas a motores, descargas de los tanques de agua fría y caliente, etc.

No se consiguieron datos sobre la demanda horaria en el centro comercial "Gran Casa" de Zaragoza, por lo que se debe extrapolar de [5] principalmente y [6] en menor medida, y ajustarlo a la política de operación que se tiene en este recinto, que queda definida principalmente por los horarios del centro comercial y las consideraciones establecidas en el apartado anterior. Se ha realizado en el [Excel 3.4](#).

El perfil se podrá consultar en la [Figura A.1](#).

B. Dimensionado de la Instalación de Trigeneración IH₂-T

En este anexo se van a mostrar todos los cálculos y explicaciones auxiliares realizadas para seleccionar la instalación óptima de trigeneración.

B.1 Preselección de un sistema de trigeneración

Una vez conocidas las demandas energéticas, tanto de electricidad como térmicas, así como el rango de temperaturas de trabajo se pasa a preseleccionar un sistema de trigeneración.

La [Tabla B.1](#) resume las diferentes disponibles una instalación de trigeneración junto con los parámetros típicos de utilización:

Tecnología	Rangos de Potencia (MWe)	Rangos de REF * Relación Electricidad/ Consumo	Rangos de RQF *Relación Calor/ Consumo	Energía Térmica
Turbina de Vapor	10-100	0,1-0,3	0,4-0,8	Vapor 80-300°C
Turbina de Gas	1-100	0,3-0,35	0,4-0,6	Gases 400-600°C
Ciclo Combinado	10-100	0,4-0,45	0,3-0,4	Vapor 80-200°C
MACI	0,01-10	0,25-0,4	0,25-0,5	Gases 350-500°C Agua hasta 90°C

Tabla B.1 Tecnologías para trigeneración [7]

Se descartan las tecnologías de Turbina de Vapor y de Ciclo Combinado por el elevado rango potencia eléctrica en el que trabajan, ya que esta instalación en ningún caso va a requerir más de 10MWe.

Los rangos de potencia eléctrica y de temperaturas de las dos configuraciones restantes son adecuados para este caso, por lo que se debe seguir analizando para preseleccionar una tecnología.

Habrá que apoyarse en la variable relación REQ (consumo de electricidad/ Consumo de calor). Su valor con esta demanda, así como sus rangos de utilización para cada tecnología se muestran en la [Figura B.1](#).

Anexo B. Dimensionado de la Instalación de trigeneración IH₂-T

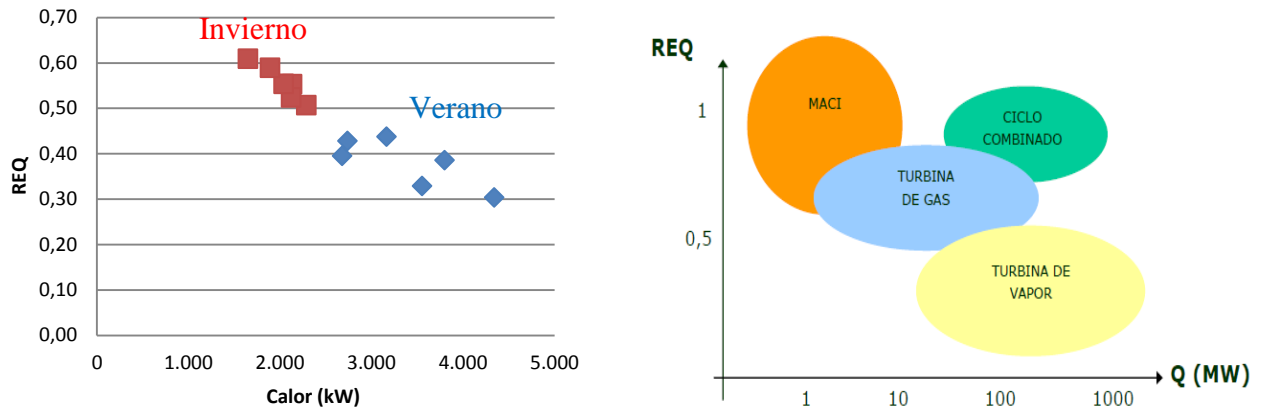


Figura B.1 Parámetros REQ mensuales de la demanda energética (derecha) y rangos REQ para cada tecnología (izquierda)

Como se ve la REQ del sistema se sitúa en valores en torno a 0,3 en Verano hasta 0,7 en Invierno, con potencias térmicas en torno a 1.500 y 4.500 kW. Ambas máquinas podrían trabajar en el rango marcado por la instalación.

Finalmente, la tecnología MACI presenta unas características de operación que la hacen más apropiada para el caso que nos ocupa frente a la turbina de gas:

1. Mejor funcionamiento a carga parcial de los motores:
 - 1.1. Este es el principal motivo por el que se elige esta tecnología, ya que la demanda tiene una variabilidad elevada y los motores ofrecerán una mejor respuesta.
 - 1.2. Permiten el fraccionamiento en varias unidades.
 - 1.3. Mejor comportamiento ante cargas parciales y ante variación de carga.
 - 1.4. Flexibilidad en los programas de operación.
2. Además la turbina de gas suele trabajar con potencias térmicas mayores (hasta 100 MW) y mayor rango de temperatura de gases de escape que no se necesita en este caso.
3. El rendimiento eléctrico es superior en los MACI. Este siempre es un punto a favor porque se puede obtener un beneficio superior gracias a la venta del exceso de electricidad.

Finalmente se elige la utilización de motores de combustión interna (MACI) por sus mejores prestaciones ante la demanda térmica del recinto.

B.2 Selección de la política de operación

La política de operación seleccionada va estar marcada por las restricciones explícitas y otras implícitas asociadas a la instalación. A continuación se presentan las limitaciones que condicionan la estrategia de operación necesaria para este caso:

1. La instalación debe emplear como combustible hidrógeno.
2. Debe tener un carácter renovable y sin emisiones contaminantes por lo que se elimina la posibilidad de equipos auxiliares con combustibles fósiles para las demandas de punta.
3. Se necesita cubrir toda la potencia térmica con la instalación de IH₂-T por la necesidad de la utilización de renovables sin emisiones contaminantes, que conlleve a la autosuficiencia térmica del recinto.
4. Búsqueda de la mayor eficiencia energética, por lo que no se contempla el despilfarro de calor o electricidad (posibilidad venta exceso electricidad).
5. Valores de REQ bajos, lo que indica el mayor consumo térmico frente al eléctrico.
6. La electricidad, en caso de defecto, será más eficiente obtenerla directamente de las renovables instaladas en la generación de hidrógeno IH₂-G o de la red, que de los MACI.

Con estas consideraciones el modo de operación óptimo entre los posibles ([7], [8]) es:

Seguimiento de la instalación ajustado a la demanda térmica.

De este modo no se emplearán equipos auxiliares de calor, no se derrochará energía térmica y se ajustará a la demanda energética dominante que es la térmica, superior durante la mayor parte de los periodos de funcionamiento a la eléctrica. Este exceso de electricidad se puede vender, no así el de calor.

Este modo de operación va a dar valores de rendimiento energético muy elevados debido al alto aprovechamiento del calor cogenerado y a la completa cobertura de calor. Sin embargo, se van a tener bajos factores de utilización al tener que ajustarse a la demanda térmica anual.

Además de esto, se debe primar la simplicidad en operación y programación durante la actuación de los motores.

B.3 Dimensionado de la instalación de trigeneración

En este apartado se hace una descripción de los modos de operación seleccionados para analizar y encontrar el óptimo final.

Existen un gran número de posibilidades a la hora establecer los límites de dimensionado de la capacidad máxima de potencia térmica de la instalación de trigeneración. Para implantar un modelo u otro se emplea el análisis desarrollado en Ortega et al. [4].

En este artículo se estudia la viabilidad de 7 modelos de instalación y los equipos necesarios, evaluándolos en costes, flexibilidad, sobredimensionado, etc.:

1. D1: Caso base con equipos convencionales para producción de calor y compra de electricidad de la red.
2. D2: Equipos convencionales para producción de calor con almacenaje térmico posterior y compra de electricidad de la red.
3. D3: Trigeneración basada en demandas anuales.
4. D4: Trigeneración basada en demandas estacionales.
5. D5: Trigeneración basada en demandas anuales con acumulación térmica según demanda horaria.
6. D6a: Trigeneración durante horas de baja demanda y utilización de equipos auxiliares convencionales para horas de punta.
7. D6b: Trigeneración durante todas las horas con cobertura de pico mediante equipos auxiliares.

La [Tabla B.2](#) muestra los parámetros característicos de cada modelo.

Anexo B. Dimensionado de la Instalación de trigeneración IH₂-T

Design	1	2 ^a	3	4	5 ^a	6a ^a	6b
Investment cost, M HKD	6.06	4.46	28.15	23.78	20.09	25.59	17.15
<i>Annual operating cost, M HKD per year</i>							
General tariff	15.0	14.9	13.9	13.9	14.0	NA	NA
Ice storage tariff	13.6	13.3	13.4	13.4	13.7	13.0	13.4
<i>Total cost within the operating period of 20 years, M HKD</i>							
General tariff	306.1	302.5	306.2	301.8	300.1	NA	NA
Ice storage tariff	278.1	270.5	296.2	291.8	294.1	285.6	285.2
<i>Operability index</i>							
Feasibility index	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
<i>Flexibility index based on</i>							
(1) Expected annual demand	1.15	1.20	2.52	NA	2.40	3.18	NA
(2) Expected summer demand	2.48	2.48	5.45	3.89	4.95	6.87	3.62
(3) Expected winter demand	2.49	2.49	5.48	3.91	4.99	6.92	3.64
<i>Payback time, years</i>							
General tariff	-	-	20.1	16.1	14.0	-	-
Ice storage tariff	-	-	110.4	88.6	-	32.6	55.5

Tabla B.2 Parámetros característicos de diferentes modos de dimensionado de una instalación de trigeneración. Elaboración referencia [4]

Para el caso a estudio que nos ocupa, de los 7 casos anteriores se eligen los D4 y D5 por lo siguiente:

1. Se desechan los que no están basados en cogeneración (D1 y D2).
2. Se desechan los híbridos (D6a y D6b) que basan su ventaja en la discriminación horaria de precios de energía eléctrica y en la utilización de equipos auxiliares.
3. Se desecha el diseño D3 por peores resultados que D5 y D4.
4. Se elige D5 con almacenaje térmico ya que se trata de una tecnología muy interesante en estas instalaciones al verse reducida la necesidad de potencia máxima de los equipos.
 - 4.1. Presenta bajos costes de inversión, de operación y totales.
 - 4.2. El índice de flexibilidad es alto: 5 (posibilidades de operación/ Operaciones reales esperadas).
 - 4.3. Una inversión por índice de flexibilidad aceptable: 60 unidades/índice.
 - 4.4. Pay-Back más breve: 14.
5. Se elige D4 con diferencia Verano/Invierno porque se ajusta mejor a la demanda del sistema de cogeneración, que de otro modo se sobredimensionaría en exceso.
 - 5.1. Los costes de inversión y totales son bajos.
 - 5.2. Presenta un Pay-Back menor que el diseño D3 desechado: 16.1.
 - 5.3. Presenta varios defectos, insuficientes para desecharlo frente a D3:
 - 5.3.1. El índice de flexibilidad es menor dado que la potencia máxima de la instalación está más ajustada a la demanda.

5.3.2. La inversión necesaria por índice de flexibilidad es mayor que en el modelo 3. Es decir, tiene un mayor coste conseguir una unidad del índice de flexibilidad.

B.3.1 Estimación de los acumuladores térmicos.

Dos de estos modelos emplean almacenes térmicos, el D4 y el D7*. En ambos casos se debe estimar el almacén térmico para poder definir la potencia máxima que debe dar el sistema de trigeneración.

Se tienen diferentes tecnologías para diseñar los acumuladores térmicos, de las cuales, finalmente se selecciona la más sencilla de depósitos de agua debido al alto volumen de acumulación ([9], [10]).

Se comienza con el caso D4.

Para estimar la capacidad que deben tener los acumuladores se debe conocer el consumo diario de energía frigorífica y térmica cuyos perfiles se mostraban en la [Figura A.1](#).

Según [4], los mejores resultados se presentan para una demanda sobre el motor totalmente amortiguada, trabajando de forma constante con valor igual a la demanda promedio.

De esta forma los almacenes se cargarán durante las horas de baja y entregarán potencia durante las horas de alta.

El proceso de dimensionado se recoge en el [Excel 3.4](#), con las siguientes aclaraciones:

1. Se conocen las demandas máximas de energía térmica, y basándose en el perfil horario de potencias se puede conocer la energía máxima de cada día.
 - 1.1. $E_{\text{frío_diaria_maxima}} = 50.406 \text{ kWh}$.
 - 1.2. $E_{\text{calef_diaria_maxima}} = 14.174 \text{ kWh}$.
2. Conocida la energía demandada, la potencia que deben tener los motores debe ser la promedio del día:
 - 2.1. $W_{\text{frío}} = 2.100,55 \text{ kW}$
 - 2.2. $W_{\text{calef}} = 590.91 \text{ kW}$

Anexo B. Dimensionado de la Instalación de trigeneración IH₂-T

$$2.3. W_{\text{motor}} = W_{\text{frio}} + W_{\text{calef}} + W_{\text{ACS}} = \mathbf{2.714 \text{ kW}}$$

3. Para dimensionar los acumuladores se debe realizar un estudio de operación durante los días de máxima demanda, y conocer la energía necesaria que deben acumular.

3.1. Acumulador de agua fría: 17.381 kWh.

3.2. Acumulador de agua caliente: 5.310 kWh.

Estos valores de acumulación son muy grandes, inviables técnicamente para el tamaño de la instalación por lo que no se llevará a cabo el modelo D5.

El caso D7* va a ser diferente al anterior.

En este caso se reduce el volumen de acumulación hasta un valor aceptable. Para ello se analizará el perfil diario de potencia y se cubrirá únicamente la "punta" de demanda con acumuladores, "aplanando" la curva como se observa en la [Figura B.2](#).

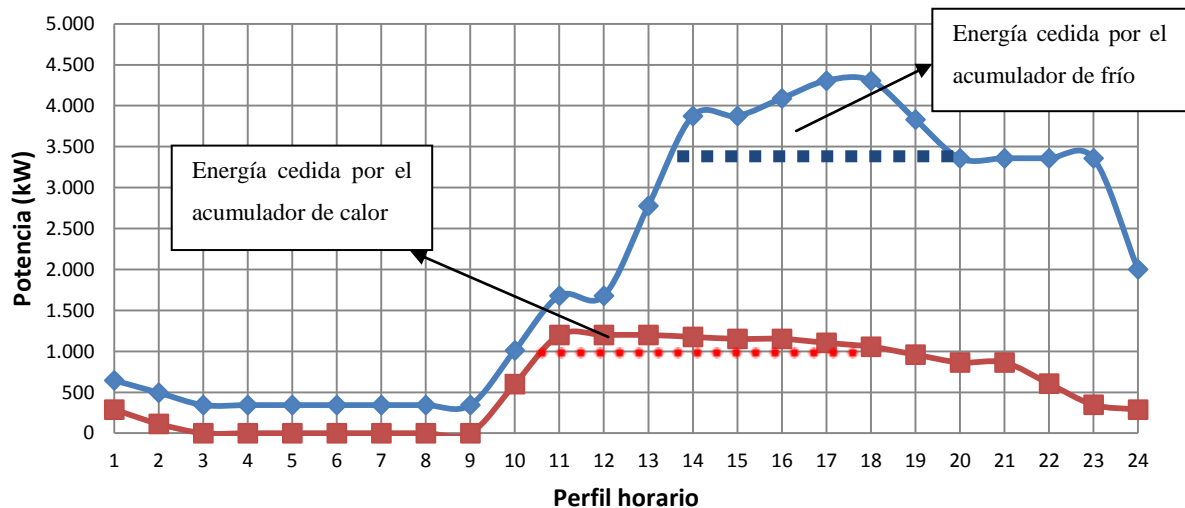


Figura B.2 Perfil de demanda horaria de refrigeración y calefacción máximos.

Azul: Potencia Frigorífica/ Rojo: Potencia de Calefacción

Esta cobertura da los siguientes valores límite de tamaños de los equipos, seleccionados por considerarse óptimos al analizar el perfil horario visualmente:

1. Para potencias superiores a los 3.357 y a los 995 kW, la demanda se cubrirá con el acumulador de agua fría y caliente respectivamente.
2. Por lo tanto la potencia máxima de los motores debe ser 3.357 kW para refrigeración y 995 kW para calefacción.

3. Para el dimensionado de los acumuladores se calcula la energía que debe entregar durante las horas de punta que superen este valor de potencia en los días de máxima demanda anual:
 - 3.1. Acumulador de agua fría: 4,132 MWh.
 - 3.2. Acumulador de agua caliente: 1,56 MWh.
4. Las pérdidas en estos equipos son de 10,5 kWh/h para el depósito de frío y de 4 kWh/h para el depósito de agua caliente según [9]. Ambos valores son bastante bajos (menos de un 0,5%), por lo que se despreciarán.

B.4 Selección de equipos

En este apartado se muestran todas las explicaciones pertinentes para la correcta comprensión de la selección de los equipos.

El apartado se centra en explicar la selección de equipos del caso D7, ya que los otros dos casos son análogos.

Antes de mostrar los cálculos se incluyen las referencias a catálogos y fabricantes de los equipos utilizados en el proceso de selección ([Tabla B.3](#)), así como la estimación costes de inversión de todos los equipos empleados obtenidos de la tesis [8] ya que los fabricantes no los facilitan.

Equipo	Costes (€) [8]	Modelo	Referencia Fabricante
Motores	$200.000 + 600 \cdot P_E$	Dresser-Rand	[11]
		Deutz	[12]
		MAN	[13]
		MTU	[14]
		Waukesha/ Jenbacher	[15]
		Rolls-Royce	[16]
Sistemas de absorción de doble efecto	$50.000 + 100 \cdot P_{\text{Frío}}$	Thermax	[17]
		Icogen	[18]
		Broad	[18]
Sistemas de absorción de	$40.000 + 120 \cdot P_{\text{Frío}}$	Nova Energía	[19]
		Shuangilang	[20]

Anexo B. Dimensionado de la Instalación de trigeneración IH₂-T

simple efecto		WEE World Energy Europe	[21]
Intercambiadores de calor	Precio dado por AlphaLaval	AlphaLaval	[22]
	$5.000 + 5 * P_{Int}$	Danfoss	[23]
Torre de Refrigeración	$10.000 + 20 * P_{Refrigeración}$	SPX Marley	[24]
Acumulador de agua caliente	$0,21 * Agua_{Acumulada} (kg)$		[9]
Acumulador de agua fría	$0,35 * Agua_{Acumulada} (kg)$		[9]

Tabla B.3 Equipos utilizados en el proceso de selección de la instalación IGN

En rojo se marcan los equipos finalmente seleccionados para ser utilizados para la instalación final de trigeneración del caso D7*

B.4.1 Flujos de calor aprovechables en el motor

El motor presenta dos flujos de calor que por sus niveles de temperatura y potencias suministradas pueden ser utilizados en los equipos posteriores de la trigeneración:

1. Gases de escape.
 - 1.1. Se utilizarán directamente en la máquina de absorción.
 - 1.2. Aprovechamiento del resto de gases de escape de baja temperatura en un intercambiador Gases de Escape-Agua para obtener agua caliente en caso necesario (poca potencia de esta corriente de gases de baja temperatura).
Esta fuente de calor se toma como último recurso aprovechable debido al mayor coste de estos intercambiadores frente a los de agua-agua.
2. Refrigerante a alta temperatura: Intercooler de alta temperatura + Circuito de Refrigeración.
 - 2.1. Se utilizará un intercambiador Agua-Agua.
 - 2.2. El agua se utilizará en invierno para ACS y Calefacción, y en verano para ACS e introducción en la máquina de frío de simple efecto.

La oferta de calor se repartirá del siguiente modo:

Anexo B. Dimensionado de la Instalación de trigeneración IH₂-T

1. En verano se utilizarán todas las fuentes de calor para producir frío, tanto la de gases de escape en la máquina de frío de doble efecto como la de agua caliente en la de simple efecto.
2. En invierno se divide la oferta de calor, la de refrigeración para calefacción con agua caliente y la de gases de escape sobre la máquina de doble efecto para la producción de frío.

Los cálculos de las ofertas de calor se han llevado a cabo en el programa [EES 1](#), [EES 2](#) y [EES 3](#) (según el modelo al que corresponda) diseñado para trabajar con flujos térmicos, cuyos resultados se resumen para poder analizarlos mediante tablas en los [Excel 4](#), [Excel 6](#) y [Excel 8](#) (según el modelo al que corresponda).

Estos cálculos son necesarios para conocer la capacidad térmica de cada motor, y así, seleccionarlo según la demanda requerida por cada modelo. Las operaciones realizadas para el cálculo se muestran en la [Tabla B.4](#).

Parámetro Comparativo	Fórmula	Parámetros de la Fórmula	Explicaciones pertinentes
Potencia Térmica Gases de escape del motor	$P_{GE} = m_{GE} * (h_{GE_{Salida}} - h_{GE_{170}})$	GE = Gases de escape. h _{GESalida} = Entalpía GE salida del motor (kJ/kg) h _{GE170} = Entalpía GE a 170°C (kJ/kg)	Se han realizado en el EES 1 , EES 2 y EES 3 . La temperatura de salida de GE de la máquina de doble efecto es a 170°C
Potencia Térmica Recuperación Gases de escape para calentar agua	$P_{GE-Agua} = m_{GE} * (h_{GE_{170}} - h_{GE_{110}})$	h _{GE110} = Entalpía GE a 110°C (kJ/kg)	La temperatura mínima a la que se bajan los gases de escape es de 110°C
Potencia Térmica del circuito de refrigeración + Intercooler de alta	P _{agua} = Facilitado en los catálogos de cada motor		En los catálogos de cada marca se pueden consultar
Flujo másico de agua correspondiente al circuito de agua caliente (P _{agua})	$m_{agua} = \frac{P_{agua}}{h_{ASalida} - h_{AEntrada}}$	h _{ASalida} = Entalpía del agua saliente del motor (kJ/kg) h _{AEntrada} = Entalpía del agua entrante del motor (kJ/kg)	Es un parámetro importante para conocer el flujo de agua caliente. Este flujo es el que después pasará por la recuperación de los GE para aumentar aún más su temperatura

Tabla B.4 Cálculos de los flujos de calor de los motores (consultar archivos EES 1, 2 y 3)

B.4.2 Cálculo del factor de carga de los motores

El factor de carga es un parámetro de gran interés dado que existe un rango de trabajo en el que el motor es más eficiente que en otros.

Para la evaluación del trabajo a carga parcial de un motor se utiliza la información facilitada en [25].

Esta referencia no aconseja un trabajo del motor por debajo del 50% de carga debido a la pérdida de rendimiento mecánico.

De la referencia se obtiene una gráfica sobre la variación del rendimiento con la carga que se muestra en la [Figura B.3](#).

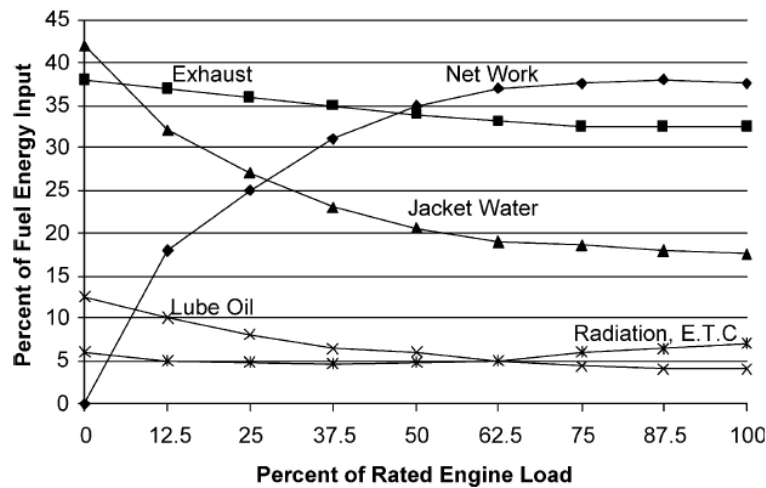


Figura B.3 Rendimiento de un motor de ignición a carga parcial [25]

Para valores de carga superiores al 75% los rendimientos permanecen prácticamente constantes, mientras que para por debajo del 50% el rendimiento mecánico disminuye apreciablemente en proporción similar a lo que aumenta el térmico por el aumento de las pérdidas.

Por debajo del 25% no se va a considerar la operación de ningún motor dado su pobre funcionamiento.

* Los rendimientos eléctricos y térmicos de motores de estudios posteriores se corregirán según los valores de esta gráfica a partir de los respectivos factores de carga promedio.

Anexo B. Dimensionado de la Instalación de trigeneración IH₂-T

La carga parcial de cada motor para configuraciones de 1, 2, 3, 4 o 5 motores (Rango de configuraciones que incluyen las cantidades típicas de motores a utilizar en una trigeneración), se obtiene para cada mes según las siguientes ecuaciones.

$$FC_{\text{Promedio}} = \frac{E_{\text{Mes}}}{P_{\text{Dimensionado}} * N^{\circ} \text{ horas}_{\text{mes}}}$$

E_{Mes} = Energía mensual total (kWh)
 $P_{\text{Dimensionado}}$ = Potencia térmica exigida a la instalación (kW)
 $N^{\circ} \text{ horas}_{\text{mes}}$ = Número de horas hábiles e inhábiles del mes

$$FC_{\text{Máxima}} = \frac{P_{\text{Max-Mensual}}}{P_{\text{Dimensionado}}}$$

$P_{\text{Max.Mensual}}$ = Necesidad de potencia máxima de cada mes (kW)

Estos cálculos son independientes del rendimiento del resto de equipos de la trigeneración, ya que el término de rendimiento se utilizaría para ajustar la potencia térmica de cada motor y para establecer la posterior energía producida por este motor en el denominador de la ecuación FC, por lo que ambos COP se simplificarían.

$$FC_{\text{Promedio}} = \frac{E_{\text{Mes}}}{P_{\text{Motor}} * N^{\circ} \text{ horas}_{\text{mes}} * COP}$$

P_{Motor} = Potencia necesaria del Motor para cubrir la demanda (kW)

Siendo, $P_{\text{Motor}} = \frac{P_{\text{Dimensionado}}}{COP}$

B.4.3 Estudio de los parámetros de evaluación y caracterización del funcionamiento del bloque de motores según su configuración

Como medida complementaria al estudio de operación de los motores, se lleva a cabo un estudio que muestra los parámetros característicos de cada configuración del sistema de motores, con 1, 2, 3, 4 o 5 motores.

Este estudio utiliza motores reales con potencias térmicas próximas a las que se necesitan en cada configuración anterior.

De esta forma se conocen la eficiencia y los resultados económicos de cada configuración de forma aproximada, y así se podrá seleccionar una configuración final más adecuadamente.

Los cálculos y resultados finales se pueden consultar en los [Excel 4](#), [Excel 6](#) y [Excel 8](#) (según el modelo al que corresponda).

Anexo B. Dimensionado de la Instalación de trigeneración IH₂-T

La obtención de estos parámetros característicos se basa en las ecuaciones que se resumen en la [Tabla B.5](#). Los costes y equipos se han mostrado con anterioridad en la [Tabla B.3](#).

Parámetro Comparativo	Fórmula	Parámetros de la Fórmula	Explicaciones pertinentes
Rendimiento eléctrico y térmico	Ambos rendimientos están obtenidos de los catálogos de los proveedores de motores. Se aplicará una corrección según el factor de carga promedio con el que actúe basado en la Figura B.3 (Correcciones realizadas en los archivos Excel que calculan los flujos térmicos (5, 7, 9, 10 y 11))		
IAF	$IAF = 1 - \frac{F * n}{\frac{P_E * n}{\eta_{CC}} + \frac{P_Q * n}{\eta_{Caldera}}}$	F = Combustible consumido (kW) P _E = Potencia eléctrica producida (kW) P _Q = Potencia calorífica aprovechada del motor (kW) n = n° horas equivalentes a plena carga * n° motores η _{CC} = Rendimiento ciclo combinado (55%) η _{caldera} = Rendimiento caldera gas natural (90%)	Parámetro que indica el ahorro de energía al utilizar el sistema de cogeneración
REE	$REE = \frac{P_E * n}{F * n - \frac{P_Q * n}{\eta_{caldera}}}$	Mismos parámetros que los utilizados en el caso anterior	Es la medida más utilizada para representar la eficiencia de un sistema de trigeneración
Horas equivalentes a plena carga	$n = \frac{D_{Frio} / \eta_{Frio} + D_{Cal} + D_{ACS}}{P_T}$	D = Demanda térmica del recinto η _{Frio} = Rendimiento global de las máquinas de frío para producción de agua fría P _T = Potencia Térmica total dada por los motores (kW)	Las demandas del recinto (la de frío dividido por el rendimiento de la producción de frío) partido de la potencia máxima que pueden dar los motores.
Costes de operación	$C_{OYM} = n^{\circ}_{motores} * (P_{GN} * Pr_{GN} * n + P_E * C_{OYM_Motor} * n + m_{agua} * n * Pr_{agua})$	P _{GN} = Potencia de gas natural consumida (kW) Pr _{GN} = Precio del gas natural (€/kWh) ³ n = Número de horas equivalentes a plena carga C _{OYM_Motor} = Costes de mantenimiento según electricidad producida (€/kWh_elec) m _{Agua} = agua de reposición de la torre de refrigeración + consumo ACS (m ³ /h) Pr _{Agua} = Precio del agua (€/m ³)	Costes de operación que para este apartado de cálculo de motores sobraría el término de agua de reposición de la torre
VAN	$VAN = FC_{Actualizados} - I_0$	VAN (€)	Es un parámetro que indica el beneficio obtenido de la inversión
	$FC_{Actualizados} = \sum_{k=1}^{20} FC * \frac{1}{(1+i)^K}$	i = Tasa de interés 5% FC =Flujos caja constantes anualmente (€/año)	

³ Precio GN = 0,032 €/kWh [8] J. C. Ramos, "Optimización del diseño y operación de sistemas de cogeneración para el sector residencial comercial," *Tesis Universidad Zaragoza*, 2012.

	$FC = V_{Electricidad} - C_{OYM} + A$	$V_{Electricidad} = E_E * P_E^4$ <p>C_{OYM} = Costes de operación y mantenimiento anuales A = Ahorro económico por no utilizar la tecnología convencional (En este caso ahorro por la no utilización de una caldera de gas natural)</p>	Se compara este VAN respecto a la tecnología base de cubrir la demanda térmica con una caldera de gas natural convencional
--	---------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Tabla B.5 Cálculo de los parámetros característicos de los motores de cada configuración

Estos son los parámetros más importantes utilizados, los cuales se pueden consultar y analizar los resultados en los archivos [Excel 5](#), [Excel 7](#), [Excel 10](#) y [Excel 11.1](#) (según el modelo al que corresponda).

B.4.4 Proceso Iterativo

Para una mejor comprensión de la metodología y operaciones llevadas a cabo, se muestra el cálculo particular del modelo D7* paso a paso.

- Ya se conoce que el módulo de motores debe contener 3 unidades. Por lo tanto la potencia térmica que deben tener estos motores será de:

$$P_{Motor} = P_{Térmica} / 3 = 3.879 / 3 = 1.293 \text{ kW.}$$

- El modelo más próximo a esta demanda térmica es el **MTU 12V4000L64 [14]**. Tiene una oferta de calor inferior a la demanda, pero puede ser que con los rendimientos de la producción de frío cubra la necesidad energética. En caso contrario se probaría con el motor netamente superior.

- Cálculo de las ofertas de calor según las ecuaciones del [Anexo B.4](#). Se pueden consultar su obtención en [EES 1](#), [EES 2](#) y [EES 3](#) (según el modelo al que corresponda).

$P_{GE} = m_{GE} * (h_{GE_{Salida}} - h_{GE_{170}}) = \frac{6833}{3600} * (999,7 - 702,3) = 564,5(kW)$	m _{GE} = 6.833 kg/h [14] T ^a _{SalidaGE} = 421°C h _{GE} = Entalpía (EES 3)
$P_{GE-Agua} = m_{GE} * (h_{GE_{170}} - h_{GE_{110}}) = \frac{6833}{3600} * (702,3 - 633,4) = 130,8(kW)$	EES 3
$P_{Agua} = 603(kW)$	EES 3

⁴ Precio Electricidad = 0,114734 [26] *IDAIE*, Agosto 2013.

G. España, "Informe de precios energéticos regulados," *IDAIE*, Agosto 2013.

Anexo B. Dimensionado de la Instalación de trigeneración IH₂-T

4. A partir de los flujos de calor calculados anteriormente, se calculan los flujos de calor P_{GE}' y P_{Agua}' optimizados.

Estos flujos son los teóricos que demandarían las máquinas de producción de frío para un aprovechamiento máximo de la oferta térmica. Es decir, estos valores son los que deben tener los flujos de calor de los gases de escape y del circuito de refrigeración de agua para, una vez producida la energía por los equipos de la trigeneración a partir de estas fuentes, el valor entregado sea igual a la demanda térmica del recinto.

$P_{Frío} = P_{GE}' * COP_{DE} + P_{Agua}' * COP_{SE}$	<p>COP_{DE} = 1,4 Eficiencia "Típica" de la máquina de doble efecto (se corregirá si es diferente en la máquina finalmente seleccionada) COP_{SE} = 0,75 Eficiencia "Típica" de la máquina de simple efecto (se corregirá si es diferente en la máquina finalmente seleccionada) P_{Frío} = Potencia total demandada = 1.293kW</p>
$P_{Agua}' = P_{Agua} - P_{Calefacción} - P_{ACS}$	<p>Se tiene una instalación sobredimensionada según parámetros del caso D7*. Por ello se deja sin aprovechar (utilizado para sobredimensionar) un flujo de calor igual a la demanda de calor máxima que marca el sobredimensionado.</p>
$\text{Relación flujos} = \frac{P_{GE}'}{P_{Agua}'}$	<p>Relación utilizada para conocer la proporción empleada de cada flujo en cada máquina frigorífica</p>
$Exceso_{GE} = P_{GE} - (P_{GE_{Real}} * N_{motores})$	<p>Exceso de potencia requerida a los GE</p>
$Exceso_{Agua} = P_{Agua}' - (P_{Agua_{Real}} * N_{motores})$	<p>Exceso de potencia requerida al flujo de agua caliente</p>

- 4.1. Se obtienen los resultados siguientes:

<p>Relación flujos = 1,206</p> <p>$P_{GE}' = 1.693 \text{ kW}$ (potencia total de gases de escape requerido por la máquina de DE) $P_{Agua}' = 1.403 \text{ kW}$ (potencia total de agua caliente requerida en la máquina de SE)</p>

- 4.2. Estos valores optimizados sirven para comparar si los flujos reales que oferta el motor están en defecto, en exceso o por el contrario se ajustan perfectamente a la demanda necesaria.

<p>Exceso_{GE} = 0,056 kW Exceso_{Agua'} = 0,068 kW</p> <p>Como se observa se ajustan perfectamente a la cobertura de la demanda energética.</p>

Por lo tanto, en este caso los flujos de calor optimizados y los reales van a ser prácticamente iguales.

- 4.3. También servirán de apoyo para seleccionar con cierto conocimiento el modelo de motor a probar en la siguiente iteración, si es necesario.
5. Selección de los equipos a partir de catálogos ([Tabla B.3](#)) que más se aproximan a la potencia de frío que debe entregar cada máquina.
- 5.1. Máquina de absorción de doble efecto accionada por GE:
- Thermax ED 50B TCU**
- 5.2. Máquina de absorción de simple efecto accionada por agua caliente:
- Nova Energía HWAR L420**
- 5.2.1. La máquina de SE está sobredimensionada para utilizar el flujo de repuesto de calefacción para producir frío. (ver [Excel 10.1](#))
- 5.3. Se considerará comportamiento lineal de las máquinas ante variaciones de la carga, de modo que consideraremos que mantiene su rendimiento y que los caudales dados son proporcionales a la potencia demandada en cada momento sobre la máquina.
- Esto es una aproximación a lo que vamos a tener en la realidad, ya que se intentó contactar con proveedores para conocer la variación de parámetros al trabajar a cargas parciales de trabajo, pero no se obtuvo respuesta.
- 5.4. Restricciones y comprobaciones:
- 5.4.1. La máquina de doble efecto debe ser capaz de dar el frío necesario en Invierno (circuito de agua de refrigeración utilizado en calefacción +ACS).
- 5.4.2. El Circuito de agua de refrigeración debe cubrir toda la demanda de calefacción + ACS en Invierno.
- 5.4.3. La máquina de doble efecto más la de simple efecto debe cubrir la demanda en Verano.
- 5.4.4. Otras comprobaciones de caudales, ajuste temperaturas, etc. se realizan en el [Excel 10.1](#) "in situ".
6. Seleccionados estos equipos ya se tiene la capacidad de volver a estimar las nuevas necesidades térmicas a partir de los COP de las máquinas de frío y, por tanto, iterar con un motor con mejor ajuste a la demanda térmica.

Anexo B. Dimensionado de la Instalación de trigeneración IH₂-T

Esto se puede realizar porque se desprecian las pérdidas de los intercambiadores y de los conductos, por lo que no influirán en las variaciones de las solicitudes térmicas a los motores.

Se muestra también la selección de los recuperadores de calor para mostrar las consideraciones asumidas.

7. Selección de los recuperadores de calor:

7.1. Simplificaciones y especificaciones (asimiladas de [8])

7.1.1. Diferencia de intercambio mínima en intercambiadores Agua-Agua de 5°C

7.1.2. Diferencia de intercambio mínima en intercambiadores Gases de Escape-Agua de 25°C.

7.1.3. No se han considerado pérdidas en los intercambiadores ni en los conductos de refrigeración de la instalación.

7.1.4. Se debe tener en cuenta la potencia necesaria para ACS que tendrá su intercambiador aparte, provocando una disminución en la potencia intercambiada de uno de los intercambiadores de alta o de baja, según sean (denominado intercambiador con déficit de potencia debido a ACS).

7.2. Cálculo de los intercambiadores a partir del software AlphaSelect facilitado por el fabricante AlphaLaval [22].

7.3. Equipos obtenidos:

7.3.1. Intercambiador de alta temperatura para abastecer la máquina de SE:

$$\text{Potencia}_{\text{Tot}} = 1.809 \text{ kW}$$

$$\text{Rango de } T^a \text{ entrada} = 90\text{-}78^\circ\text{C}, \text{ Rango de } T^a \text{ salida} = 73\text{-}85^\circ\text{C}$$

Modelo: **TL6B Alloy 316 0.40mm CounterCurrent.**

7.3.2. Intercambiador de baja temperatura para abastecer la demanda de calefacción y ACS.

$$\text{Potencia}_{\text{Tot}} = 1.809 \text{ kW}$$

$$\text{Rango de } T^a \text{ entrada} = 90\text{-}78^\circ\text{C}, \text{ Rango de } T^a \text{ salida} = 50\text{-}60^\circ\text{C}$$

Modelo: **M10M Alloy 316 0.40mm CounterCurrent.**

Anexo B. Dimensionado de la Instalación de trigeneración IH₂-T

En este modelo D7* se iteró posteriormente con varios modelos menores Dresser-Rand SFGLD560, HGM560 y SFGM 560 pero ninguno de ellos daba la suficiente potencia térmica como para cubrir la demanda necesaria.

Por ello se elige el MTU que ya presentaba un muy buen ajuste sobre la demanda inicialmente.

De los equipos con los que va a contar la instalación sólo falta por concretar la torre de refrigeración y los acumuladores térmicos:

1. Torre de refrigeración:

1.1. Deberá ser capaz de evacuar los flujos de calor durante el peor caso de operación:

1.1.1. Este caso de operación se da durante Verano el día de mayor demanda

1.1.2. Las demandas de refrigeración de las máquinas de producción de frío son mayores que cualquier necesidad de del circuito de refrigeración del motor, por lo que el día de mayor operación de estas será el de mayor necesidad de refrigeración.

1.2. Se tienen los siguientes flujos durante operación a máxima carga en Verano:

$$P_{Torre} = P_{SE} + P_{DE} + Q_{BajaPotenciaMotor}$$

$P_{SE} = 4.087 \text{ kW}$ (Catálogo) --> Corrección a potencia EES
 $P_{DE} = 3.550 \text{ kW}$ (Catálogo) --> Corrección a potencia EES
 $Q_{BajaPotenciaMotor} = 225 \text{ kW}$ (Catálogo) --> Intercooler de baja y circuito de aceite

1.3. Una vez conocida la demanda frigorífica de la torre se debe seleccionar el modelo netamente superior:

Marley NC8414W-1 (2 Unidades)

1.4. Además, se debe incluir un intercambiador de calor extra para adecuar las temperaturas de salida del motor a las de trabajo de la torre (existen momentos de operación en los que sea necesario refrigerar directamente el motor).

1.4.1. Bajar la temperatura de 90°C de salida del agua de refrigeración del motor a 29.5°C de trabajo de la torre.

2. Acumuladores térmicos:

2.1. La dimensión de estos acumuladores térmicos se explicó en el apartado del

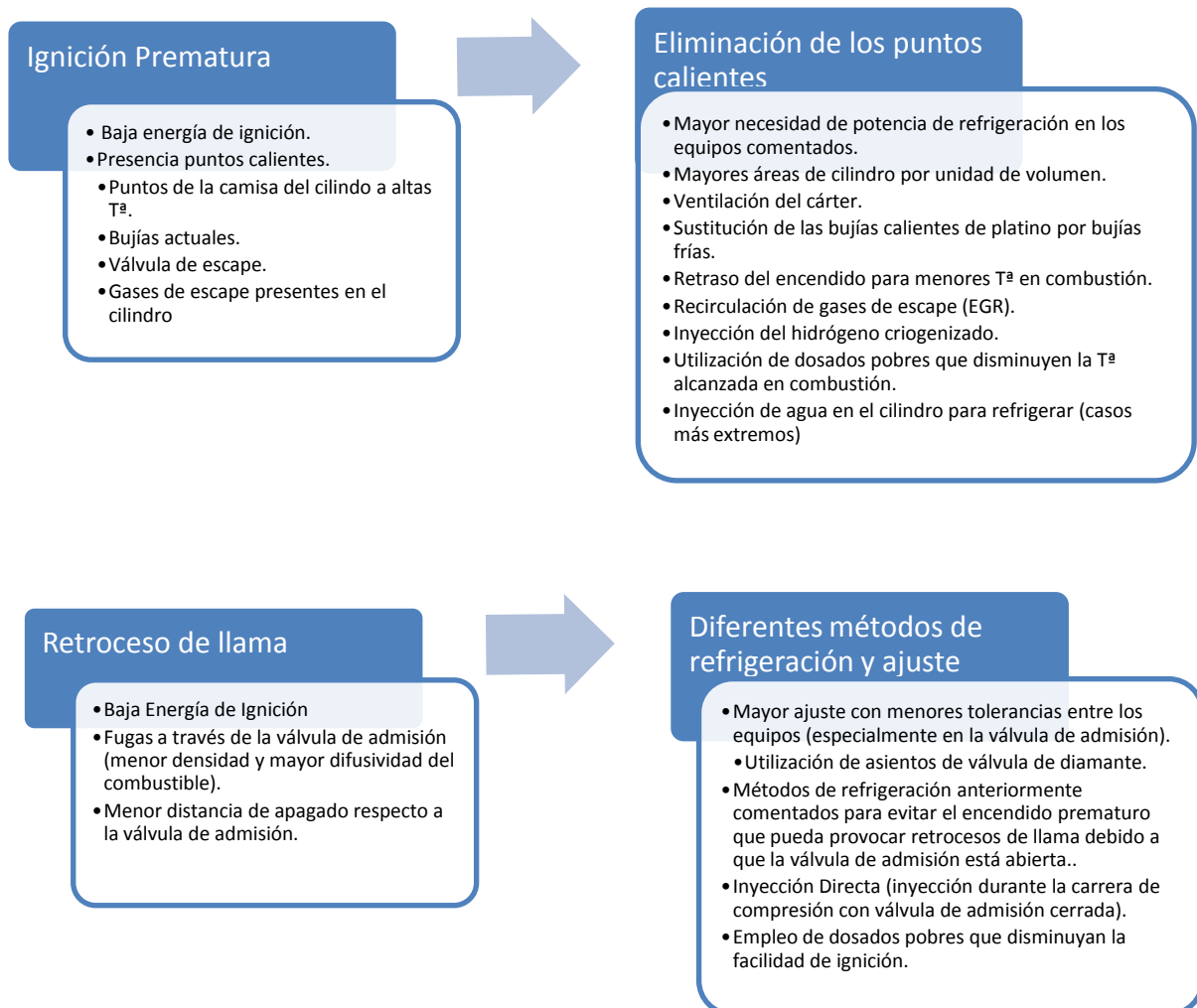
[Anexo B.3.](#)

2.2. Se comprueban al estudiar la política de operación y ver que efectivamente cubren perfectamente el periodo de punta ([Excel 10.2](#)).

2.3. Los parámetros para su dimensionado y costes se obtienen de [9].

B.5 Problemas y posibles soluciones correspondientes a los motores de hidrógeno.

En la [Figura B.4](#) se esquematizan los principales problemas de operación debido a los inconvenientes y carencias que presentan los motores al reconvertirse a utilizar hidrógeno, así como sus posibles soluciones y ajustes.



Anexo B. Dimensionado de la Instalación de trigeneración IH₂-T

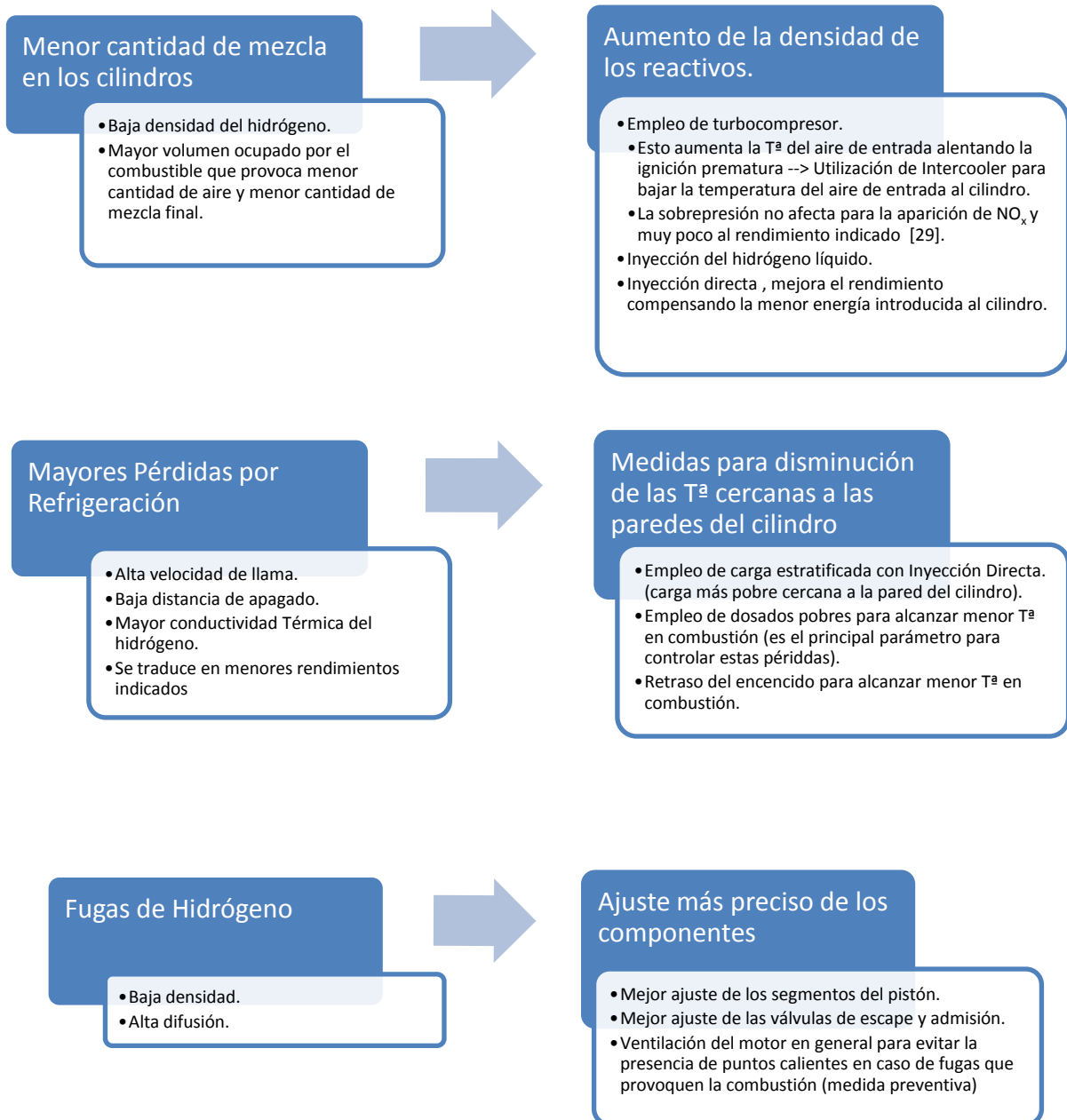


Figura B.4 Problemas y posibles soluciones correspondientes de los motores de hidrógeno

B.6 Modelo de obtención de parámetros del motor de hidrógeno a partir del motor base de gas natural.

En este anexo se explica el modelo seguido para la estimación de los parámetros térmicos que ofrece el motor de hidrógeno a partir de los del motor real de gas natural.

El modelo completo se ha realizado en el [EES 4](#) adjunto, dónde se incluyen las explicaciones pertinentes a cada ecuación para facilitar la comprensión de la metodología seguida. Se ha obtenido información de las referencias [27], [28], [29], [30], [31], [32].

Como ayuda se incluye en el anexo la metodología y las fórmulas más representativas.

1. Obtención de la potencia energética introducida en los cilindros para la combustión.

1.1. Empleo de la siguiente fórmula [32].

$$P_{Fuel} = m_{H_2} * PCI_{H_2} = \rho_{Aire} * Vol_{Desplazado} * F * PCI$$

F = Relación Combustible - Aire = 1/68,66
(Dosado = 0,5) (Valor Óptimo)
Vol_{Desplazado} = Cilindrada

1.2. Para conocer la densidad del aire se debe conocer a que presión está trabajando el turbocompresor, para lo cual se utilizan una serie de fórmulas que se pueden consultar en el [EES 4](#).

1.3. Otra forma es considerar la masa de aire entrante como la masa de aire que entraba en el motor de gas natural, según lo siguiente:

1.3.1. Se considera que el turbocompresor entrega el mismo trabajo (se comprobará al final con la potencia dada por los gases de escape al turbocompresor).

1.3.2. Se trata de un motor de inyección directa donde el combustible no interviene en la admisión de aire.

1.3.3. Por ausencia de cambios en los equipos de admisión se considera que la eficiencia volumétrica del aire entrante no varía y permanece constante en torno a 0,9 (valor típico [32]).

2. Rectificación de rendimientos.

El rendimiento no varía prácticamente con la presión del aire de entrada dada por el turbocompresor [29].

Por ello los rendimientos se rectificarán como si se tratase de un motor de aspiración natural ([30], [31]), corrigiendo el aumento de potencia de estos

motores con el aumento de densidad del aire de entrada que permite introducir más mezcla al cilindro.

El rendimiento indicado varía poco con el aumento de tamaño [32], por lo que se considerará válida la utilización de ratios de motores de pequeña potencia.

Estas relaciones no van a ser iguales en el motor elegido, ya que no es semejante a los de los estudios, pero sí que va a aportar una estimación de información muy valiosa para conocer con cierta aproximación de qué modo podrían llegar a variar los rendimientos y flujos energéticos al trabajar con hidrógeno.

2.1. Pérdidas por transferencia de calor a través de las camisas del cilindro.

2.1.1. Ratio de aumento de pérdida de calor en motor de hidrógeno respecto al de gas natural para un motor PFI (Inyección en admisión).

$$A_{\text{Ref}} = \frac{\text{Rend}_{\text{RefH}_2}}{\text{Rend}_{\text{RefCH}_4}} = 1,772 \quad \begin{array}{l} \text{Rend}_{\text{RefH}_2} = 0,3367 \text{ [30]} \\ \text{Rend}_{\text{RefCH}_4} = 0,19 \text{ [30]} \end{array}$$

2.1.2. Se aplica este ratio al rendimiento de refrigeración del motor de Gas Natural para obtener el rendimiento de pérdidas a través de las paredes del cilindro del motor de hidrógeno $\text{Rend}_{\text{MotorH}_2}$

2.2. Conocido el rendimiento de refrigeración se puede conocer el rendimiento indicado según la fórmula teórica [31]:

$$\text{Rend}_{\text{IndPFI}} = \text{Rend}_{\text{Ideal}} * \text{Rend}_{\text{Vol.Constante}} * \text{Rend}_{\text{Comb}} * (1 - \text{Rend}_{\text{MotorH}_2}) \quad \begin{array}{l} \text{Rend}_{\text{Ideal}} = \text{Rendimiento ideal del ciclo OTTO.} \\ \text{Rend}_{\text{VolConstante}} = 0,095 \text{ [31]} \\ \text{Rend}_{\text{Comb}} = 0,98 \text{ [31]} \end{array}$$

2.2.1. El rendimiento indicado para el caso de inyección directa $\text{Rend}_{\text{IndDI}}$ será un 20% mayor que para inyección en admisión [31].

2.2.2. Se puede conocer el rendimiento final efectivo, considerando un rendimiento de pérdidas mecánicas típico del 80% [32].

$$\text{Rend}_{\text{EfMotorH}_2} = \text{Rend}_{\text{IndDI}} * \text{Rend}_{\text{Mec}} = 0,3374 \quad (\text{para obtener el eléctrico faltaría por indicar el rendimiento del alternador})$$

2.3. Conocido el rendimiento indicado se podrá conocer el rendimiento de pérdidas de refrigeración del caso de inyección directa (DI) con la fórmula con la que antes calculaba el rendimiento indicado de la inyección en admisión (PFI) al tratarse de ecuaciones generales de comportamiento de los motores. [31]

Anexo B. Dimensionado de la Instalación de trigeneración IH₂-T

2.4. Conocidos estos dos rendimientos ($Rend_{IndDI}$ y $Rend_{RefDI}$) se puede conocer la parte proporcional de los gases de escape con las ecuaciones teóricas de [31].

$$Rend_{GE} = (1 - Rend_{Ideal} * Rend_{VolConstante}) * Rend_{Comb} * (1 - Rend_{RefDI})$$

2.5. Se comprobarán estos resultados teóricos con las gráficas mostradas en [30], [28], [31].

3. Con estos resultados de eficiencias ya se pueden obtener las potencias de cada oferta térmica del motor porque ya se conoce la potencia de combustión del motor obtenido en 1.

4. Comprobación del caudal de los gases de escape para comprobación de potencia dada por el turbocompresor.

4.1. Se calcula el trabajo necesario a partir de las ecuaciones que rigen una compresión irreversible con rendimiento isoentrópico igual a 0,8. [32]

4.2. Potencia de gases de escape prácticamente iguales en ambos motores, con una diferencia menor de un 2%, por lo que se desprejará y se certifica que el trabajo del turbocompresor es igual que el caso de gas natural.

5. Finalmente se obtiene la temperatura de los gases de escape a partir de la potencia del flujo de los gases de escape.

5.1. Conocida la potencia, la composición y el flujo másico se puede calcular la temperatura de salida del turbocompresor.

5.2. Se debe tener en cuenta que la potencia del flujo de calor de los gases de escape está referenciada sobre la toma de aire, sobre la referencia de 25°C.

5.3. La fórmula que da la entalpía de los gases de escape es:

$$h_{GE} = \frac{P_{GE}}{m_{GE} + h_{Referencia}}$$

5.4. Una vez conocida la entalpía se puede calcular la temperatura según la tabla paramétrica creada en el [EES 5](#) de apoyo.

Este modelo desarrollado está basado en una serie de datos bibliográficos sobre la variación de los parámetros de un motor de gas al convertirlo a funcionar con hidrógeno.

Dado el pobre número de referencias existentes en la actualidad que procuran estas relaciones, pueden existir deficiencias en la estimación de los parámetros sobre algunos modelos de motores debido a que los ratios de variación de los parámetros no se ajustan a la realidad del tipo de motor. Hasta ahora estos motores de estudio son semejantes a una pequeña minoría de los actuales motores comerciales, únicos sobre los que se pueden aplicar los ratios de manera precisa, por lo que para el resto dará una inexactitud en los cálculos.

Con la aparición de nuevos estudios se podrán definir mejor los ratios de variación de eficiencia del circuito de refrigeración (A_{Ref}) para un mayor amplio rango de motores comerciales según la tipología de cada motor, mejorándose de esta forma los resultados y el alcance del modelo anterior.

B.7 "Programa" de visualización de las necesidades en operación de la instalación IH₂-T

Se debe tener en cuenta que la demanda térmica sobre la instalación no va a ser igual a las necesidades térmicas del recinto (los acumuladores "aplanan" la curva diaria de demanda térmica solicitada a los motores).

Primeramente se plantea un cálculo que permite estimar el perfil de funcionamiento de los motores durante el día mediante la introducción de la carga térmica esperada. En este caso se ha realizado sobre la máxima carga térmica diaria esperada.

Este "programa" se puede consultar sobre el [Excel 3.5](#), donde se explica visualmente.

Lo que hace este sistema de ecuaciones es modular las necesidades térmicas del recinto y adecuarlas cada hora a unas nuevas exigencias sobre la instalación de trigeneración, teniendo en cuenta el apoyo del acumulador durante las horas de alta y la necesidad de llenarlo durante las horas de baja. Así se obtiene el perfil estimado de demandas energéticas sobre la instalación de trigeneración y se puede mostrar la política

Anexo B. Dimensionado de la Instalación de trigeneración IH₂-T

de operación de los motores y acumuladores que cubran perfectamente la demanda diaria del recinto.

Un punto favorable de este modo de operación es que entre las horas de baja y de alto funcionamiento del motor existen varias horas de transición en las que el motor se ajusta a la demanda térmica existente en ese momento, y estas horas pueden servir como reajuste en la energía que contiene el depósito si no es la estimada para ese momento, tanto para almacenar como para descargar energía de este. Esto ofrece cierta flexibilidad en la operación haciéndola más sencilla.

En la [Tabla B.6](#) se muestra en detalle los parámetros de operación de los equipos durante el día de mayor necesidad de Refrigeración.

Hora	Perfil de demanda térmica del recinto estimado (kW)	Perfil de demanda "Aplanada" (a cubrir por los equipos) (kW)	Carga de operación del motor ⁵	Potencia máquina de frío de DE (kW) (Carga sobre la que trabaja)	Potencia intercambiador de alta T° (kW) (N° Intercamb. necesarios)	Potencia máquina de frío de SE (kW) (Carga sobre la que trabaja)	Balance de potencia (kW)	Energía Acumulada en el tanque de frío (kWh)	Potencia Torre Refrigeración (kW) (Carga sobre la que trabaja)
Potencia Térmica esperada máxima = 4.304,54 kW									
00-1	645,68	853,734	354 (1*0,608) 505 (1*0,608)	492 (0,23)	505 (N=1)	361 (0,219)	208	208	1.748 (1*0,422)
1-2	495,02	853,734	354 (1*0,608) 505 (1*0,608)	492 (0,23)	505 (N=1)	361 (0,219)	359	567	1.748 (1*0,422)
2-3	344,36	853,734	354 (1*0,608) 505 (1*0,608)	492 (0,23)	505 (N=1)	361 (0,219)	509	1.076	1.748 (1*0,422)
3-4	344,36	853,734	354 (1*0,608) 505 (1*0,608)	492 (0,23)	505 (N=1)	361 (0,219)	509	1.585,5	1.748 (1*0,422)
4-5	344,36	853,734	354 (1*0,608) 505 (1*0,608)	492 (0,23)	505 (N=1)	361 (0,219)	509	2.095	1.748 (1*0,422)
5-6	344,36	853,734	354 (1*0,608) 505 (1*0,608)	492 (0,23)	505 (N=1)	361 (0,219)	509	2.604	1.748 (1*0,422)
6-7	344,36	853,734	354 (1*0,608) 505 (1*0,608)	492 (0,23)	505 (N=1)	361 (0,219)	509	3.114	1.748 (1*0,422)
7-8	344,36	853,734	354 (1*0,608) 505 (1*0,608)	492 (0,23)	505 (N=1)	361 (0,219)	509	3.623	1.748 (1*0,422)
8-9	344,36	853,734	354 (1*0,608) 505 (1*0,608)	492 (0,23)	505 (N=1)	361 (0,219)	509	4.132	1.748 (1*0,422)
9-10	1.011,57	1.011,56	419 (1*0,72) 599 (1*0,72)	583 (0,272)	599 (N=1)	428 (0,259)	0	4.132	2.072 (1*0,5)

⁵ La potencia dado por los flujos térmicos del motor se divide en dos filas, arriba se indica la potencia de los gases de escape y abajo la potencia del circuito de refrigeración (Entre paréntesis el factor de carga sobre el que trabaja)

Anexo B. Dimensionado de la Instalación de trigeneración IH₂-T

10-11	1.678,57	1.678,77	696 (2*0,598)	967 (0,452)	994 (N=2)	711 (0,43)	0	4.132	3.438 (1*0,82)
			994 (2*0,598)						
11-12	1.678,57	1.678,77	696 (2*0,598)	967 (0,452)	994 (N=2)	711 (0,43)	0	4.132	3.438 (1*0,83)
			994 (2*0,598)						
12-13	2.776,43	2.776,42	1.151 (2*0,99)	1.600 (0,748)	1.644 (N=3)	1.176 (0,711)	0	4.132	5.686 (2*0,68)
			1.644 (2*0,99)						
13-14	3.874,09	3.357,54	1.392 (3*0,8)	1.935 (0,904)	1.989 (N=3)	1.422 (0,86)	-516	3.616	6.877 (2*0,83)
			1.989 (3*0,8)						
14-15	3.874,09	3.357,54	1.392 (3*0,8)	1.935 (0,904)	1.989 (N=3)	1.422 (0,86)	-516	3.099	6.877 (2*0,83)
			1.989 (3*0,8)						
15-16	4.089,31	3.357,54	1.392 (3*0,8)	1.935 (0,904)	1.989 (N=3)	1.422 (0,86)	-732	2.367,5	6.877 (2*0,83)
			1.989 (3*0,8)						
16-17	4.304,54	3.357,54	1.392 (3*0,8)	1.935 (0,904)	1.989 (N=3)	1.422 (0,86)	-947	1.420,5	6.877 (2*0,83)
			1.989 (3*0,8)						
17-18	4.304,54	3.357,54	1.392 (3*0,8)	1.935 (0,904)	1.989 (N=3)	1.422 (0,86)	-947	473,5	6.877 (2*0,83)
			1.989 (3*0,8)						
18-19	3.831,04	3.357,54	1.392 (3*0,8)	1.935 (0,904)	1.989 (N=3)	1.422 (0,86)	-473,5	0	6.877 (2*0,83)
			1.989 (3*0,8)						
19-20	3.357,54	3.357,54	1.392 (3*0,8)	1.935 (0,904)	1.989 (N=3)	1.422 (0,86)	0	0	6.877 (2*0,83)
			1.989 (3*0,8)						
20-21	3.357,54	3.357,54	1.392 (3*0,8)	1.935 (0,904)	1.989 (N=3)	1.422 (0,86)	0	0	6.877 (2*0,83)
			1.989 (3*0,8)						
21-22	3.357,54	3.357,54	1.392 (3*0,8)	1.935 (0,904)	1.989 (N=3)	1.422 (0,86)	0	0	6.877 (2*0,83)
			1.989 (3*0,8)						
22-23	3.357,54	3.357,54	1.392 (3*0,8)	1.935 (0,904)	1.989 (N=3)	1.422 (0,86)	0	0	6.877 (2*0,83)
			1.989 (3*0,8)						
23-00	2.001,61	2.001,61	830 (2*0,71)	1.154 (0,539)	1.185 (N=2)	848 (0,513)	0	0	4.099 (1*0,99)
			1.185 (2*0,71)						

Tabla B.6 Política de operación de IH₂-T durante la máxima demanda de refrigeración

C. Anexo Instalación de Generación de Hidrógeno

En el presente anexo se explica de modo conciso la selección de la instalación de renovables IH2-G.

Se ha utilizado como herramienta de optimización del software HOMER, capaz de dimensionar los equipos necesarios para la instalación de generación de hidrógeno tras una serie de simulaciones a partir de la introducción de los datos de demanda de hidrógeno.

C.1 Proceso de introducción de datos al programa

En esta parte se explica de forma más detallada el método de introducción de las características de los diferentes equipos al programa HOMER para su correcta simulación.

C.1.1 Introducción de los equipos

Primeramente se incluirán los equipos que van a componer el esquema a estudiar.

Para ello se pulsa la pestaña en HOMER "Add Remove" y aparecerán todos los equipos con los que puede trabajar el programa.

Bastará con introducir los equipos deseados en cada una de las 27 configuraciones posibles.

C.1.2 Introducción de la carga de hidrógeno

Se debe incluir una necesidad e hidrógeno, para lo cual se tienen dos posibilidades.

1. **Incluir una carga explícita de hidrógeno.** Esta carga se introduce a partir de las necesidades de consumo de los motores utilizados en la trigeneración.

Anexo C. Instalación de Generación de Hidrógeno

- 1.1. Se deben incluir las necesidades promedio anuales de consumo de los motores y posteriormente ajustar parámetros de variabilidad en el programa para definir el consumo pico.
- 1.2. Se emplea el [Excel 12.1](#) para introducir los consumos:
 - 1.2.1. Se tiene un sistema de ecuaciones que, introduciendo una demanda térmica mensual del recinto (se realizarán por separado y se distinguirá cual es más exigente para incluirla en el programa), se obtienen las solicitudes térmicas horarias del sistema sobre los motores.
 - 1.2.2. Conociendo las necesidades térmicas, se pueden conocer el número de motores que se necesitan y sobre que factor de carga trabajan.
 - 1.2.3. Se realiza una corrección del consumo basándose en los consumos a diferentes factores de carga (100-75-50-0%) según el catálogo [14].
 - 1.2.4. Conocido el factor de carga sobre el que trabajan, el número, y la corrección sobre el consumo máximo de los motores, ya se conoce el consumo horario promedio de hidrógeno para cada mes.
 - 1.2.5. Los meses Enero, Febrero, Marzo y Diciembre es la carga de calefacción la que marca el consumo de hidrógeno, el resto de los meses será la de refrigeración.
- 1.3. Todo esto se comprueba de forma más visual en el Excel comentado con anterioridad.

Se ha comentado una medida de comprobación durante la memoria, por el que se calculaba el consumo de hidrógeno a partir de los datos de los Excel, siendo muy semejantes a los dados por el programa.
2. Incluir los tres motores que componen el sistema de trigeneración introduciendo las cargas térmicas que se solicitan a la instalación.
 - 2.1. Este caso se intentó en un primer momento por su adecuación al sistema real, sin embargo, debido a un mal funcionamiento del programa a la hora de simular se desecha.
 - 2.1.1. Incluye un quemador que no se puede eliminar del programa.
 - 2.1.2. Si se utiliza el caso habitual de ausencia de venta de electricidad a la red, no utilizará los motores para cubrir la demanda térmica por no poder vender la electricidad producida por los motores.

Anexo C. Instalación de Generación de Hidrógeno

2.1.3. Si se da la oportunidad de la venta de electricidad, sobredimensiona la instalación para poder vender más electricidad (algo no deseado).

Se realiza la opción explicada en 1 por ser la única válida en el programa.

C.2 Introducción de los parámetros de los equipos

A continuación se deben incluir todos los parámetros que exige el programa HOMER sobre las diferentes tecnologías nombradas anteriormente.

Para ello ha sido necesario un estudio bibliográfico de las características que tienen las tecnologías actuales, tanto para la selección de una determinada tecnología como para la caracterización de esta. Estos parámetros, así como los costes y bibliografía utilizada se observan en las siguientes [Tabla C.1](#) y [Tabla C.2](#).

Tecnología	Parámetro	Valor	Referencia
Paneles fotovoltaicos mono-cristalinos (utilizados por su alta eficiencia)	Eficiencia	17,42 %	Modelos comerciales [33], [34], [35], [36]
	Coefficiente de variación con la temperatura	-0,4025%	
	Temperatura nominal de operación (°C)	45,3	
	Vida útil	25 años	
	Derating factor (Pérdidas bajo condiciones no estándar)	Suciedad: 3% Degradación: 1% Pérdidas eléctricas: 3% Total: 93%	[37]
	Ground reflectance (Reflexión irradiación en el suelo)	20%	Parámetro típico (HOMER)
Inversor/Rectificador	Vida Útil	10 años	
	Eficiencia	94,8%	[38]
Mini-eólica (Northern Power NW100/19)	Vida Útil	20 años	[39]
	Altura	32 m	[40]
Eólica	Vida Útil	20 años	[39]

Anexo C. Instalación de Generación de Hidrógeno

	Altura	80 m	
Electrolizador	Vida Útil	20 años	[41]
	Eficiencia (Sobre PCI)	80%	[41]
		76,624 %	Incluye el coste energético de elevar su presión a 160 bar [41]
Depósito hidrógeno	Vida Útil	20 años	Por ser la vida útil de la instalación
	Volumen acumulado inicial	30%	Óptimo tras diferentes simulaciones

Tabla C.1 Parámetros característicos de equipos

TECNOLOGÍA	COSTES Inversión (€/kW)	Costes de operación (€/kW*año)	Referencia
Paneles solares sin seguimiento	1.300	30 2,25 % Inversión	Precios [42] Seguidor ajustes referencia [43]
Paneles solares con seguimiento a un eje	1.500	30 Mismo sin seguimiento	
Paneles solares seguimiento mensual	1.300	75 5% Inversión	
Paneles solares seguimiento dos ejes	1.700	30 Mismo sin seguimiento	
Inversor	220	0	[42]
Electrolizador	380	7,5	[41]
Acumulador 160 bar DOE	750€/kg	0	[44] Se consideran los valores mínimos de costes
Acumulador 160 bar Profesor	500 €/kg	0	
Acumulador 430 bar DOE	820 €/kg	0	
Acumulador 430 bar Profesor	530 €/kg	0	
Acumulador DEWAR	Muy bajo	0	
Mini-Eólica	3.700	25	[39]
Eólica Gran Potencia	3.000 ⁶	30	[39]

Tabla C.2 Costes de equipos⁷⁸

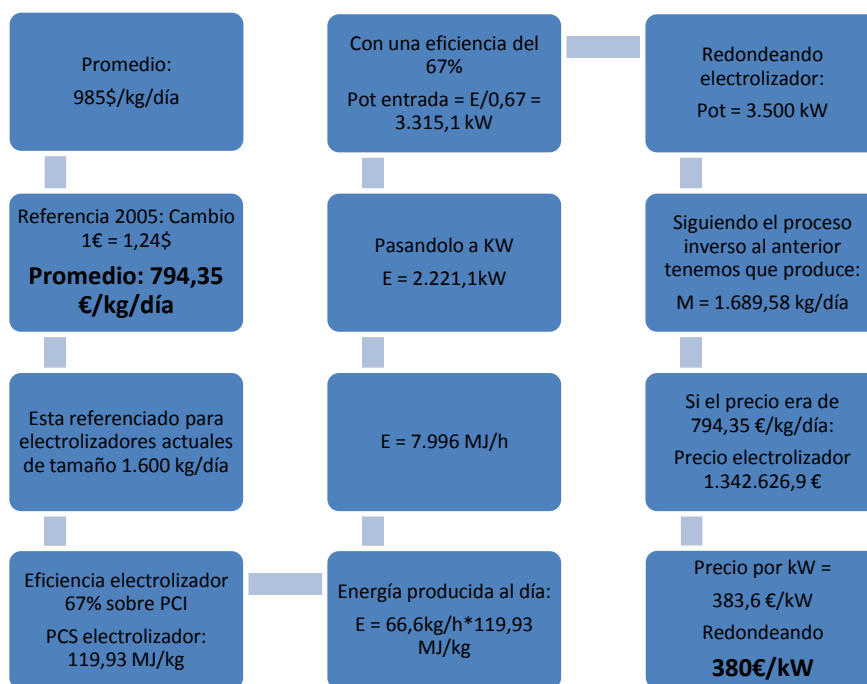
⁶ Se ha seleccionado el precio más alto dentro del rango de precios dados por la referencia porque el parque eólico necesario es de baja potencia, menor que el parque promedio utilizado por la referencia para indicar el precio promedio.

Anexo C. Instalación de Generación de Hidrógeno

Todos estos datos se pueden comprobar "in situ" en las simulaciones adjuntas [HOMER 1](#).

Los costes se han obtenido de las referencias utilizando los precios promedio en el caso de existir un rango de precios dado. Como ejemplo se va a pasar a estimar el precio por kW del electrolizador por ser el más complejo:

Según [41] el precio de los electrolizadores varía en el intervalo de 370-1.600\$/kg/día. Entonces a partir de este precio promedio se opera:



También se introducen las características de los recursos energéticos renovables: la irradiación solar diaria promedio para superficie horizontal, una estimación de las temperaturas promedio mensuales (necesarios para optimizar la instalación fotovoltaica), y una estimación de la velocidad del viento promedio de cada mes (necesarios para la instalación eólica), obtenidas de [45] y [46].

⁷ Se realiza un redondeo al precio obtenido por kW o kg de cada tecnología, ya que no tiene sentido utilizar valores exactos con decimales en una estimación.

⁸ Es necesario corregir los precios de dólares a euros según: 1€ = 1.34\$ (Banco España cambio Agosto)

C.3 Parámetros de la simulación

Por último se deben incluir las condiciones de contorno de la instalación, indicando posibles restricciones, valores para ciertos parámetros, etc. De todos los introducidos destacan los siguientes:

1. No se contempla la venta ni la compra de electricidad. Se persigue una instalación autónoma y ajustada al consumo de combustible, no a la venta de electricidad.
2. En el estudio económico posterior sí se tendrá en cuenta la venta del exceso de electricidad pero no en el programa porque no se desea que sobredimensione la instalación para esta venta.
3. Tasa de interés del 5% para el estudio económico.
4. Vida útil de la instalación de 20 años
5. Sobredimensionado sobre el pico de demanda máximo del 14% (Mismo sobredimensionamiento empleado en los motores de hidrógeno).
6. No se contempla la posibilidad (O es un valor mínimo) de un defecto en la carga de hidrógeno.

C.4 Selección de la instalación óptima.

Una vez concluido el diseño del sistema en el programa informático, se realizan las simulaciones de los 27 casos posibles.

1. Solar sin seguimiento (36° orientación). Tanque 50%
2. Solar con seguimiento a 1 eje. Tanque 50%
3. Solar seguimiento a 2 ejes. Tanque 50%
4. Solar seguimiento mensual. Tanque 50%
5. Solar seguimiento a dos ejes. Tanque 30%
6. Inversor + Rectificador
7. Sin Inversor ni rectificador
8. Mini-eólica (Modelo Northern Power NW100/19)
9. Eólica de gran potencia (Vestas V82)
10. Electrolizador AC
11. Electrolizador DC
12. Tanque 160 bar (Precio DOE)
13. Tanque 160 bar (Precio estimación Oak Ridge National Laboratory)
14. Tanque 430 bar (Precio DOE)

Anexo C. Instalación de Generación de Hidrógeno

15. Tanque 430 bar (Precio estimación Oak Ridge National Laboratory)
16. Tanque hidrógeno criogenizado (Tanque DEWAR)
17. Mixto. Únicamente solar
18. Mixto. Solar + 2 aerogeneradores
19. Mixto. Solar + Óptimo aerogeneradores (Tanque 70%)
20. Mixto. Solar + Óptimo aerogeneradores
21. Mixto. Solar + 3 aerogeneradores
22. Mixto. Solar + 4 aerogeneradores
23. Mixto. Solar + 6 aerogeneradores
24. Mixto. Solar + 7 aerogeneradores
25. Mixto. Solar + 8 aerogeneradores
26. Mixto. Solar + 9 aerogeneradores
27. Mixto. Solar + 10 aerogeneradores

De estos 27 casos se realiza un [Excel 12.2](#) de estudio donde se incluyen los datos más interesantes de cada simulación. Este documento se puede consultar y se adjunta en los anexos del programa Excel, incluyendo una breve explicación de los motivos que llevan a considerar o desechar cada tecnología.

También se adjuntan las simulaciones en [HOMER 1](#), programa adjuntado en los anexos [47].

C.4.1 Informe del caso 4 seleccionado como caso más óptimo

En este apartado se adjunta un informe facilitado por HOMER, del que se condensa la información para obtener los parámetros más característicos (Destacados en rojo). La simulación se puede consultar en [HOMER 2](#).

Anexo C. Instalación de Generación de Hidrógeno

System Report - Solar_minieolica_6_aeroturbinas.hmr

Sensitivity case

PV O&M Cost Multiplier: 1

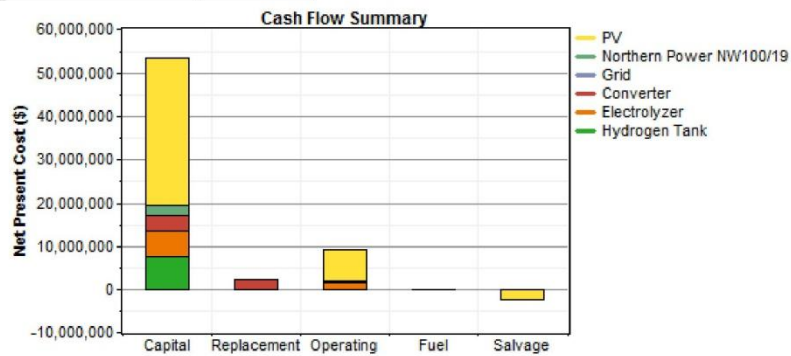
Annual Real Interest Rate: 5 %

System architecture

PV Array	20,000 kW
Wind turbine	6 Northern Power NW100/19
Grid	0 kW
Inverter	16,000 kW
Rectifier	16,000 kW
Electrolyzer	16,000 kW
Hydrogen Tank	10,000 kg

Cost summary

Total net present cost	\$ 62,177,548
Levelized cost of energy	\$ 0.000/kWh
Operating cost	\$ 710,753/yr



Net Present Costs

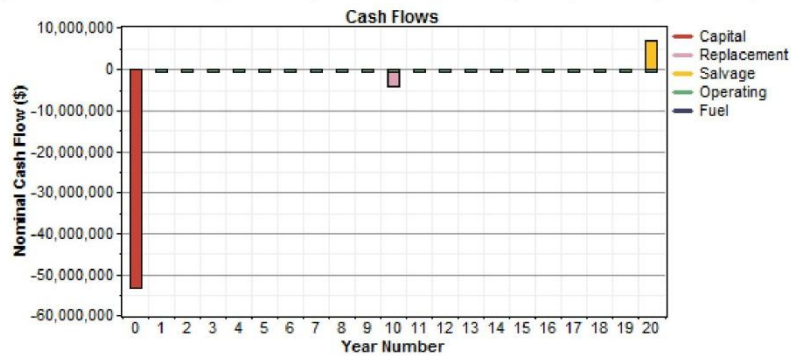
Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
PV	34,000,000	0	7,477,329	0	-2,562,851	38,914,476
Northern Power NW100/19	2,220,000	0	186,933	0	0	2,406,933
Grid	0	0	0	0	0	0
Converter	3,520,000	2,160,976	0	0	0	5,680,976
Electrolyzer	6,080,000	0	1,595,164	0	0	7,675,163

Anexo C. Instalación de Generación de Hidrógeno

Hydrogen Tank	7,500,000	0	0	0	0	7,500,000
System	53,320,000	2,160,976	9,259,426	0	-2,562,851	62,177,552

Annualized Costs

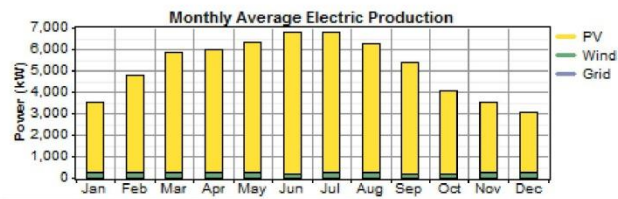
Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)
PV	2,728,248	0	600,000	0	-205,650	3,122,598
Northern Power NW100/19	178,139	0	15,000	0	0	193,139
Grid	0	0	0	0	0	0
Converter	282,454	173,402	0	0	0	455,856
Electrolyzer	487,875	0	128,000	0	0	615,875
Hydrogen Tank	601,819	0	0	0	0	601,819
System	4,278,535	173,402	743,000	0	-205,650	4,989,288



Electrical

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	43,460,752	95%
Wind turbines	2,075,368	5%
Grid purchases	0	0%
Total	45,536,120	100%

Anexo C. Instalación de Generación de Hidrógeno



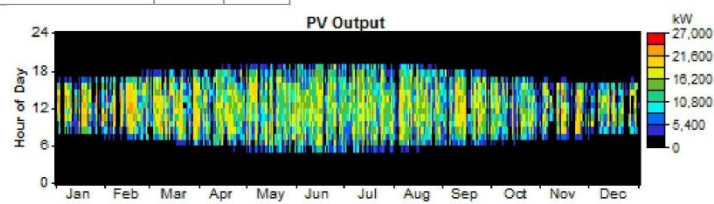
Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
Electrolyzer load	33,868,504	100%
Total	33,868,504	100%

Quantity	Value	Units
Excess electricity	9,872,702	kWh/yr
Unmet load	0.00	kWh/yr
Capacity shortage	0.00	kWh/yr
Renewable fraction	1.000	

PV

Quantity	Value	Units
Rated capacity	20,000	kW
Mean output	4,961	kW
Mean output	119,071	kWh/d
Capacity factor	24.8	%
Total production	43,460,752	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	24,567	kW
PV penetration	0.00	%
Hours of operation	4,367	hr/yr
Levelized cost	0.0718	\$/kWh

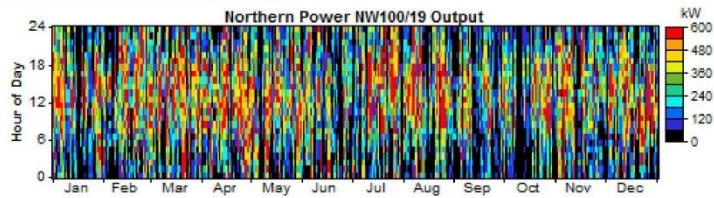


Anexo C. Instalación de Generación de Hidrógeno

AC Wind Turbine: Northern Power NW100/19

Variable	Value	Units
Total rated capacity	600	kW
Mean output	237	kW
Capacity factor	39.5	%
Total production	2,075,368	kWh/yr

Variable	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	593	kW
Wind penetration	0.00	%
Hours of operation	8,208	hr/yr
Levelized cost	0.0931	\$/kWh

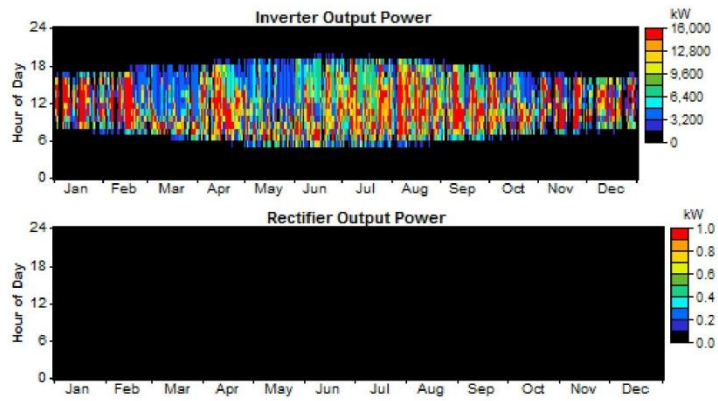


Converter

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	16,000	16,000	kW
Mean output	3,735	0	kW
Minimum output	0	0	kW
Maximum output	16,000	0	kW
Capacity factor	23.3	0.0	%

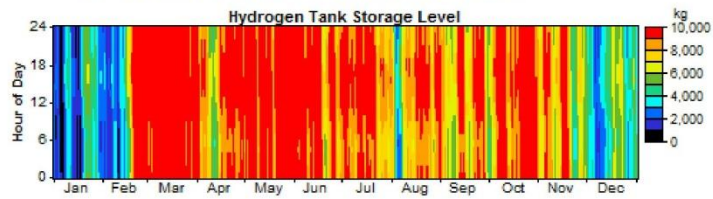
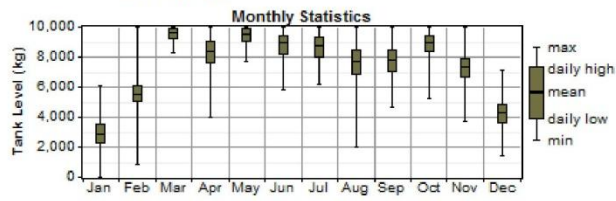
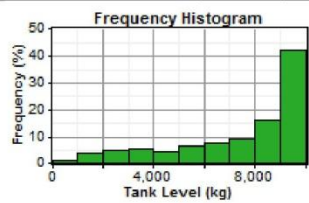
Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	3,830	0	hrs/yr
Energy in	34,517,560	0	kWh/yr
Energy out	32,722,684	0	kWh/yr
Losses	1,794,876	0	kWh/yr

Anexo C. Instalación de Generación de Hidrógeno



HydrogenTank

Variable	Value	Units
Hydrogen production	657,923	kg/yr
Hydrogen consumption	0.00	kg/yr
Hydrogen tank autonomy	1	hours



Grid

Rate: Rate 1

Anexo C. Instalación de Generación de Hidrógeno

Month	Energy Purchased	Energy Sold	Net Purchases	Peak Demand	Energy Charge	Demand Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)
Jan	0	0	0	0	0	0
Feb	0	0	0	0	0	0
Mar	0	0	0	0	0	0
Apr	0	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0	0
Jun	0	0	0	0	0	0
Jul	0	0	0	0	0	0
Aug	0	0	0	0	0	0
Sep	0	0	0	0	0	0
Oct	0	0	0	0	0	0
Nov	0	0	0	0	0	0
Dec	0	0	0	0	0	0
Annual	0	0	0	0	0	0

Emissions

Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	0
Carbon monoxide	0
Unburned hydrocarbons	0
Particulate matter	0
Sulfur dioxide	0
Nitrogen oxides	0

Informe dado por el programa de simulación HOMER para el caso finalmente elegido de generación de hidrógeno IH₂-G, del que se obtienen los datos relevantes para un análisis crítico de los diferentes casos y así poder elegir el más adecuado.

Este informe lo muestra el programa para todas las configuraciones, de los cuales los parámetros seleccionados como relevantes se copian en el [Excel 12.2](#) comentado anteriormente para facilitar su estudio y comparación.

D. Anexo Estudio Comparativo de la Instalación

Este anexo aborda con mayor detalle la metodología, cálculo de parámetros, datos comparativos, y demás explicaciones que se consideren oportunas para el correcto entendimiento del estudio comparativo.

D.1 Estudio comparativo con la tecnología base convencional IGN

En la [Tabla D.1](#) se muestran las fórmulas utilizadas en la hoja [Excel 12.3](#).

Parámetro Comparativo	Fórmula	Parámetros de la fórmula	Explicaciones Pertinentes
Energía térmica entregada (kWh/año)	$E_T = P_T * n$	P_T = Potencia Térmica máxima que pueden entregar los motores (kW) n = Número de horas equivalentes a plena carga	En el archivo Excel para calcular la potencia máxima entregada, se introduce la corrección de rendimiento de la producción de frío
Energía eléctrica entregada (kWh/año)	$E_E = P_E * n$	P_E = Potencia Eléctrica máxima que pueden entregar los motores(kW)	
Costes de operación renovables (€/año)	$C_{OYM} = C_{HOMER} + (Con_{H_2O} * H_2)$	C_{HOMER} = Costes de operación dados por el programa (€/año) $Con_{H_2O} = 0,010017 \text{ m}^3_{H_2O}/\text{kg}_{H_2}$ ⁹ H_2 = Consumo anual de hidrógeno (kg/año)	Al coste de operación de las instalaciones le se debe sumar el coste del agua utilizada en el electrolizador una vez conocida la producción de hidrógeno.
Rendimiento energético de la trigeneración (REE)	$REE = \frac{E_E}{F - \left(\frac{E_{Ta}}{0,9}\right)}$	E_{Ta} Energía Térmica aprovechada en la instalación. En este caso coincide con E_T por el modo de operación ajustado a la carga térmica. (kWh/año) F = Consumo combustible (kWh/año) 0,9 --> Rendimiento típico del equipo al que sustituye (en este caso se considerará una caldera de gas natural)	Se utiliza como parámetro de medida de la eficiencia energética para ambas instalaciones de trigeneración
Rendimiento energético instalación renovables	$R = \frac{H_2 * PCI_{H_2} + \frac{E_E}{3,6}}{(E_{Solar} + E_{Viento})}$	E_{Solar} (MJ/año) E_{Viento} (MJ/año) $PCI_{H_2} = 119,94 \text{ MJ/año}$ E_E se pasa a MJ/año	Energía generada/Energía primaria
	$E_{Solar} = I_{Solar} * A_{modulos} * 365$	$I_{Solar} = 4,25 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ (HOMER 2) $A_{modulos} = 5,75 \text{ m}^2/\text{kW}$ (Ef. panel = 17,42%)	Energía Solar máxima que se podría captar
	$E_{Viento} = 0,5 * \rho_{aire} * S * V^3$	$\rho_{Aire} = 1,29 \text{ kg/m}^3$ S = Sección barrida ($D_{Palas} = 19\text{m}$) $V = 6,83 \text{ m/s}$ HOMER 2	Energía eólica máxima que se podría captar

⁹ Consumo: $0,9 \text{ l}_{H_2O}/\text{Nm}^3_{H_2}$ ([48] NEL_Hydrogen, "Technical Data," <http://www.nel-hydrogen.com/home/?pid=75>, (Último acceso Enero 2015).) --> $0,9 * 11,13 \text{ Nm}^3_{H_2}/\text{kg}_{H_2} * 0,001 \text{ m}^3/\text{l} = 0,010017 \text{ m}^3/\text{kg}$

Anexo D. Estudio Comparativo de la Instalación

Número de horas de operación equivalentes a plena carga	$n = \frac{D_{Frio} / \eta_{Frio} + D_{Cal} + D_{ACS}}{P_T}$	D = Demanda térmica del recinto $\eta_{Frio} = 1,032$ (Rendimiento global de las máquinas de frío)	Las demandas del recinto (la de frío dividido por el rendimiento de la producción de frío) partido de la potencia máxima que pueden dar los motores.
Número de horas de operación equivalentes a plena carga de IH ₂ -G	$n_{Renovables} = \frac{E_{RenovablesTotal}}{P_{Renovables}}$	$E_{RenovablesTotal}$ (Electricidad producida por Fotovoltaica + Eólica) = 43.741.206 kWh/año $P_{Renovables} = 20.600$ kW	Misma lógica seguida que en el caso anterior. Energía producida real dividido por la máxima posible
VAN	$VAN = FC_{Actualizados} - I_0$	VAN (€)	Es un parámetro que indica el beneficio obtenido de la inversión
	$FC_{Actualizados} = \sum_{k=1}^{20} FC * \frac{1}{(1+i)^k}$	i = Tasa de interés 5% FC =Flujos caja constantes anualmente (€/año)	
	$FC = V_{Electricidad} - C_{OYM} + A$	$V_{Electricidad} = E_E * P_E^{10}$ C_{OYM} = Costes de operación y mantenimiento anuales A = Ahorro económico por no utilizar la tecnología convencional (en este caso ahorro por la no utilización de una caldera de gas natural)	Se compara este VAN respecto a la tecnología base de cubrir la demanda térmica con una caldera de gas natural convencional
Coste del combustible (€/kg)	$C_{Comb} = \frac{-VAN}{H_2_{Actualizado}}$	$H_2_{Actualizado}$ = Producción de hidrógeno durante la vida útil de la instalación actualizado al momento inicial	Es necesario actualizar el beneficio que se obtendría anualmente si se pagase a ese precio el combustible para tener todo referenciado al año inicial.
Coste del kWh Térmico producido	$C_{kWhT} = \frac{VAN}{E_{T_{Actualizada}}}$	$E_{T_{Actualizada}}$ = Similar a la actualización necesaria anterior	Se debe actualizar también en este caso

Tabla D.1 Explicación obtención de parámetros

Estas fórmulas se refieren a casos generales, pudiendo tener pequeñas diferencias ajustadas al modelo que se esté obteniendo.

D.2 Reducción y optimización de la potencia máxima de la instalación IH₂

En este apartado del anexo se va a explicar de modo más extenso cómo se ha llegado a la instalación descrita en la memoria en el [Apartado 6.3.2.](#)

¹⁰ Precio Electricidad = 0,114734 [26]
IDAIE, Agosto 2013.

G. España, "Informe de precios energéticos

Anexo D. Estudio Comparativo de la Instalación

En primer lugar, surge una necesidad de reducción de la capacidad y del número de equipos debido a los bajos factores de utilización anuales de la instalación (alta inversión en equipos que se utilizan muy poco), una de las causas de los malos resultados económicos obtenidos (no se "amortizan" los equipos).

Esto se corrige dimensionando la instalación para cubrir un valor óptimo de la demanda térmica, dejándose los valores superiores de "punta" a cubrir mediante la utilización de equipos auxiliares.

D.2.1 Valor óptimo de demanda térmica.

Primeramente se debe conocer hasta qué punto se necesita cubrir la demanda térmica para conseguir un buen funcionamiento de todos los equipos durante la mayor parte de horas del año.

Para ello, se utiliza como apoyo y punto base las gráficas de hidrógeno mostradas por la aplicación informática HOMER.

Esto se puede hacer gracias a que existe una correspondencia directa entre el consumo de hidrógeno en los motores y la necesidad térmica demandados sobre estos, por lo que optimizando la cobertura de hidrógeno, se estará optimizando la cobertura de demanda térmica.

Esta relación tiene su base en la estrategia de operación que se sigue en la instalación de trigeneración, la cual opera ajustada a la demanda térmica. Por ello la utilización del grupo de motores viene marcada por esta demanda, y, en consecuencia, el consumo (se considera que la eficiencia térmica del motor se mantiene para los diferentes puntos de operación).

Para obtener conclusiones válidas habrá que apoyarse en la [Figura D.1](#) y [Figura D.2](#) obtenidas del programa HOMER.

Anexo D. Estudio Comparativo de la Instalación

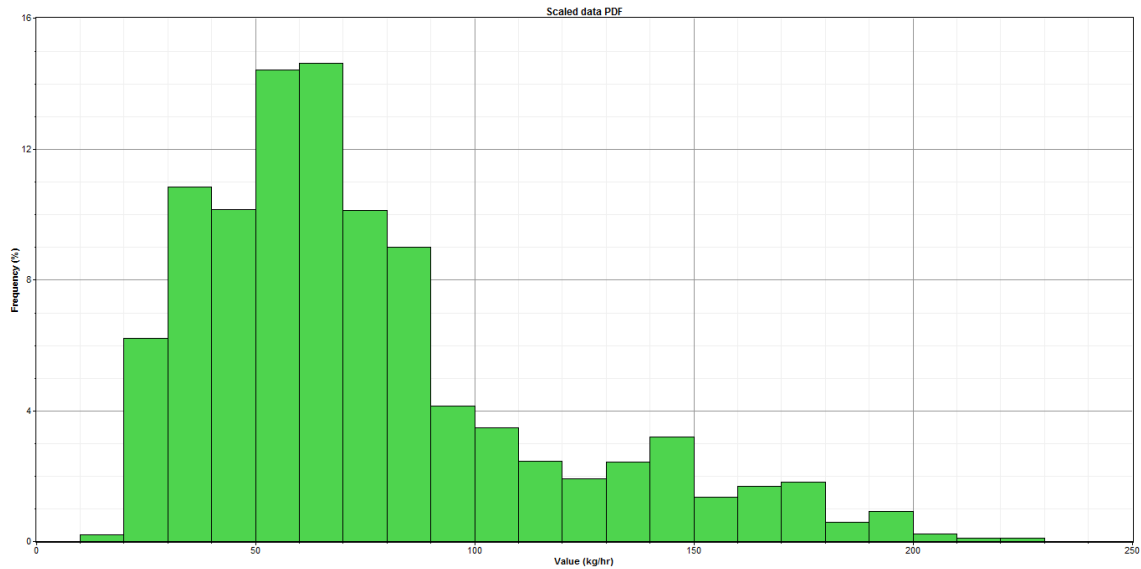


Figura D.1 Gráfica de barras de la carga de hidrógeno

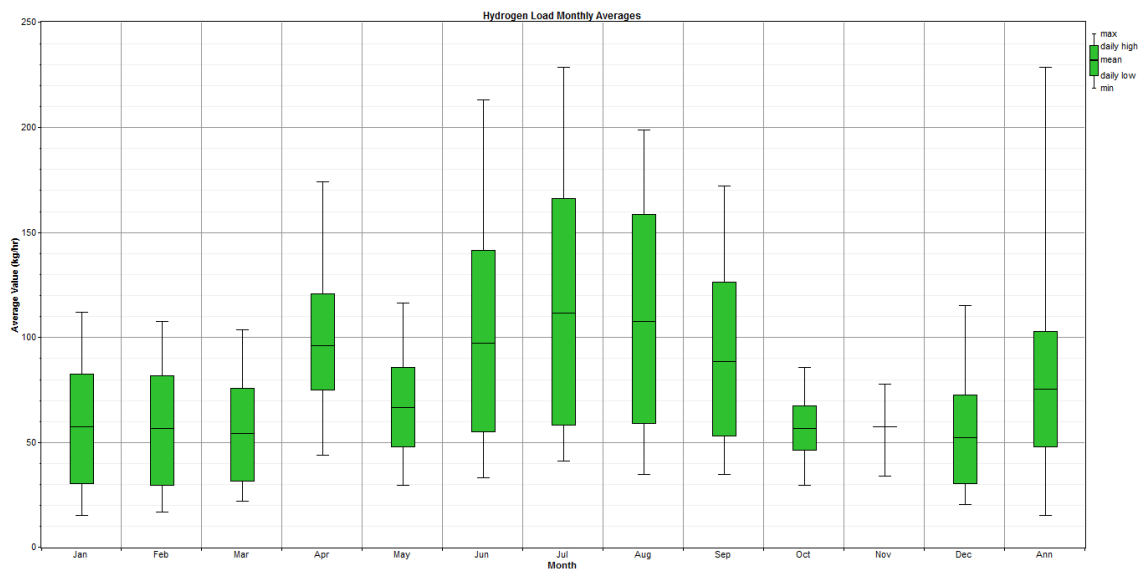


Figura D.2 Gráfica mensual de la carga de hidrógeno

Como se puede apreciar de la [Figura D.1](#), el 70% del consumo del hidrógeno se da para valores entre 0-90 kg/h, siendo el 75% entre 30-90 kg/h. Esto se confirma con la [Figura D.2](#), donde se muestran la mayoría de promedios entre este rango de consumo exceptuando los meses de Julio y Agosto.

Por lo tanto con un motor con un consumo de 0-90 kg/h se podría cubrir el 70% de la demanda total de hidrógeno, y, en consecuencia, una demanda térmica próxima a este valor.

D.2.2 Número de equipos óptimo

1. Número de motores empleado y capacidad:

1.1. Cada motor consume 96,34 kg/h, próximo al valor establecido en el apartado anterior como óptimo, por lo que se va a considerar la utilización de **uno solo de los motores de hidrógeno reconvertidos en el estudio.**

1.2. No utilización de los otros motores:

1.2.1. El motor 3 sólo se utilizaba para horas de punta en Verano con una utilización menor de un 3% anual

1.2.2. El motor 2 utilizado únicamente durante 4 meses al año en Verano y para cubrir la demanda de punta en invierno con una utilización menor al 20% anual.

2. Reducción de la potencia de los equipos trigeneración.

2.1. Se considera una reducción en la potencia de los equipos en la misma proporción que la de los motores, es decir, una reducción en un 66,66%.

3. Reducción de la potencia de los equipos de generación de hidrógeno.

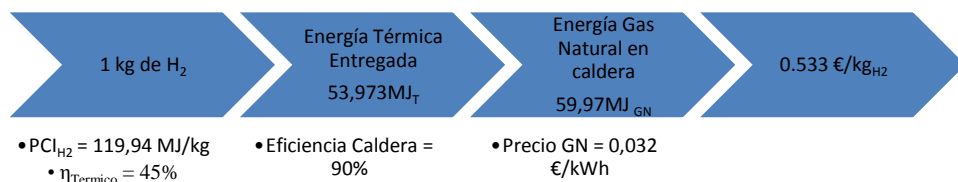
3.1. Son equipos de gran influencia en las estimaciones finales, debido a su influencia en la inversión inicial.

3.2. Correcciones en la simulación adecuadas a los nuevos criterios presentados:

3.2.1. En la carga de hidrógeno que simula el consumo del motor, se va a marcar una posibilidad de defecto de hidrógeno en torno al 25-30% óptimo.

3.2.2. Se introduce un coste de defecto por kg de hidrógeno de: 0,533 €/kg_{H2}.

Se empleará una caldera de gas natural para cubrir este defecto en la demanda térmica provocado por el defecto de hidrógeno.



3.3. Otro parámetro a controlar es el exceso de electricidad.

3.3.1. Deberá ser mínimo, lo que demostraría el buen ajuste de la instalación al aprovechar el máximo de la energía producida.

Anexo D. Estudio Comparativo de la Instalación

3.3.2. Se limita a un valor máximo del 5%.

3.4. Por último se quiere estimar un valor de fotovoltaica óptimo, para lo que se debe analizar la [Figura D.3](#) donde se muestra la producción de electricidad por la instalación fotovoltaica.

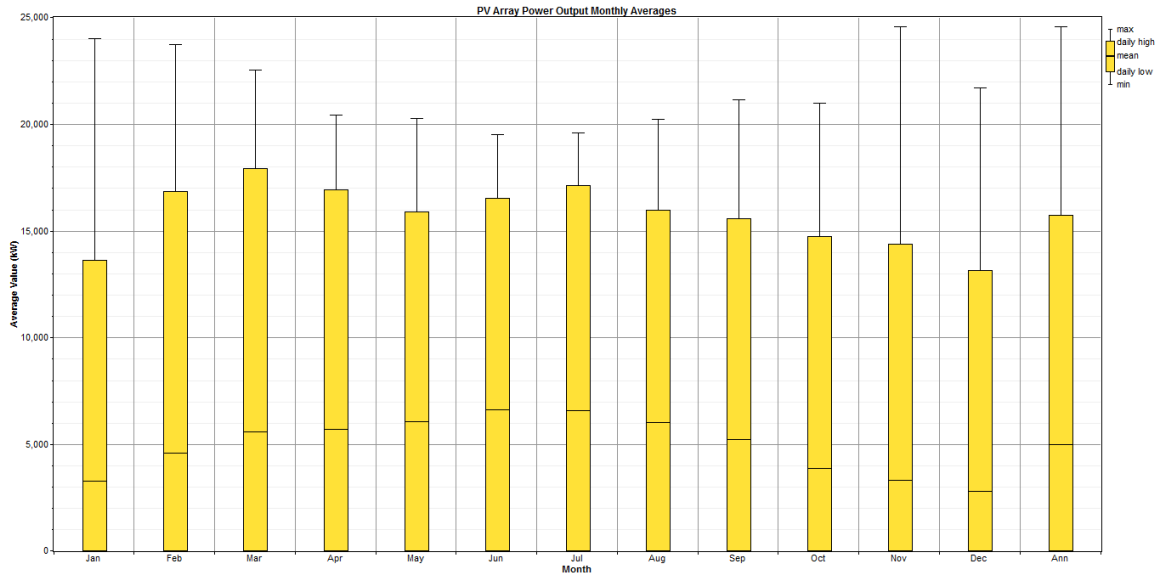


Figura D.3 Salida de potencia fotovoltaica producida

3.4.1. La producción de hidrógeno se debe reducir en un 30%, por lo que la salida de potencia se deberá reducir en un valor mayor (no se busca un exceso de electricidad).

3.4.2. Observando la gráfica una reducción posible es la de 13.000 kW respecto al valor máximo.

3.5. Sin embargo esta es una estimación demasiado bruta, por lo que para obtener mejores resultados se realizan varias simulaciones en HOMER con diferentes potencias de los equipos utilizados.

3.6. Estas 9 simulaciones (ajustando los valores de potencia de la instalación solar fotovoltaica) se pueden consultar en las simulaciones adjuntas [HOMER 4](#), así como la tabla sobre los resultados obtenidos en el [Excel 12.4](#).

3.7. De entre todos los casos se elige el de **potencia instalada de 12.000 kW** por lo siguiente:

3.7.1. Defecto de la producción de hidrógeno óptimo del 31%.

3.7.2. Exceso de electricidad límite del 5%

Anexo D. Estudio Comparativo de la Instalación

3.7.3. Coste del hidrógeno producido mínimo sin tener en cuenta la venta de electricidad.

3.7.4. Para equipos de menor potencia el defecto es mayor del 30%, y para equipos superiores de potencia el exceso de electricidad es muy superior al 5%.

Finalmente se realiza el estudio económico de este caso óptimo de capacidad, que se puede consultar en el [Excel 12.4](#).

D.3 Pilas de combustible.

Se establece una necesidad lógica de comparación con esta tecnología ya que es la única, junto al caso estudiado de motores de combustión interna, que aprovecha como combustible el hidrógeno, por lo que se establece una competitividad directa entre ambas.

En este anexo se explica cómo se ha llevado a cabo el dimensionado de la instalación de trigeneración con pila de combustible, obteniéndose valores adecuados para ser comparados con los de la instalación IH_2 estudiada en el informe.

1. Selección de la tecnología de pila de combustible adecuada a este caso.
 - 1.1. Se elegirá la tecnología MCFC frente a las tecnologías PEM o SOF debido a su mayor adecuación a las grandes potencias de cogeneración [49].
 - 1.1.1. Para instalaciones en hogares se recomendaría la utilización de estas tecnologías desechadas PEM y SOF.
2. Dimensionado de la pila de combustible necesaria.
 - 2.1. Para asemejarla a la IH_2 se debe dimensionar para la demanda térmica exigida sobre la instalación.
 - 2.2. Por ello se impone que debe cubrir la misma demanda térmica máxima que los motores de hidrógeno: 3.879 kW de potencia térmica.
 - 2.3. Los parámetros de eficiencia se obtendrán de [49].
 - 2.4. Estas eficiencias, así como el resto de parámetros se pueden consultar y entender fácilmente en el [Excel 12.4](#) (REE y número de horas de operación calculados según la fórmula del [Anexo D.1](#))

Anexo D. Estudio Comparativo de la Instalación

3. Estudio del rendimiento económico:

3.1. Los valores para costes de inversión y operación se obtienen en [49] y se muestran en la [Tabla D.2](#).


Año	Fuentes	Inversión Inicial (€/kWh)	Costes de operación (€/kWh)
2010	NREL * Potencia = 1,4 MW	0,09	0,05
	MTU-I * Potencia = 0,24 MW	0,25	0,06
	MTU - II * Potencia = 0,345 MW	0,19	0,05
2020	Road 2Hycom * Potencia = 0,25 MW	0,03	0,09
	Fuel Cell Energy * Potencia = 1,4 MW	0,04	0,04

Tabla D.2 Costes de inversión y operación de la pila de combustible

- 1.1.1. Los valores finalmente elegidos son los marcados en rojo debido a que son datos de gran potencia instalada y se acercan a los de potencia de la instalación.
- 3.2. Se da una vida útil de la instalación de 20 años igual que en el caso IH_2 , sin embargo la vida útil de las células es de 5.
 - 3.2.1. Se deberá calcular la inversión actualizando los valores de inversión en el año 5, 10 y 15.
- 3.3. El resto de los valores se puede seguir con facilidad en el Excel comentado en este apartado.

E. Catálogo Motor MTU 12V4000L64

Se incluye el catálogo de este motor, dada su gran importancia al ser el elegido para utilizarlo como motor en la instalación IGN y como motor base de gas natural que se ajusta para conseguir el motor de hidrógeno.

Technical Data Sheet		GB1284N5		
93800050691_V01_en_GB		12V4000L64		
				
Voltage / Frequency	V / Hz	400	78 / 90	50
Cooling water temperature (in / out)	°C		< 500	
NOx emissions (dry, 5 % O ₂)	mg/m ³ i.N.			
Intercooler 1st stage water temperature (in)	°C		43	
Intercooler 2nd stage water temperature (in)	°C		421	
Exhaust gas temperature	°C		not included	
Catalytic converter				
Special equipment				
Altitude above sea level ²⁾	m / mbar	100		1000
Intake air temperature	°C		25	
Relative intake air humidity	%		30	
Standard specifications and regulations				
Energy balance	%	100	75	50
Electrical Power COP, ISO 8528-1 ^{2) 3)}	kW	1284	963	642
Energy input ^{4) 5)}	kW	2934	2261	1830
Thermal output total ⁶⁾	kW	603	447	357
Thermal output engine (block, lube oil, 1st stage intercooler) ⁶⁾	kW	603	447	357
Thermal Output Intercooler 1st stage ⁶⁾	kW			
Thermal Output Intercooler 2nd stage ⁶⁾	kW	75	59	46
Exhaust heat (120 °C) ⁶⁾	kW	(627)	(524)	(440)
Engine power ISO 3046-1 ²⁾	kW	1320	991	664
Generator efficiency at power factor = 1	%	97.3	97.2	96.7
Electrical efficiency ⁴⁾	%	43.8	42.6	35.1
Total efficiency	%	85.7	85.5	78.6
CHP coefficient		2.13	2.15	1.8
Power consumption ⁷⁾	kW			
Combustion air / Exhaust gas				
Combustion air volume flow ¹⁾	m ³ i.N./h	5122	3885	3042
Combustion air mass flow	kg/h	6615	5017	3929
Exhaust gas volume flow, wet ¹⁾	m ³ i.N./h	5278	4005	3143
Exhaust gas volume flow, dry ¹⁾	m ³ i.N./h	4905	3718	2905
Exhaust gas mass flow, wet	kg/h	6833	5185	4065
Exhaust temperature after turbocharger	°C	421	451	473
Reference fuel ⁸⁾				
Natural gas				H
Sewage gas				not applicable
Biogas				not applicable
Landfill gas				not applicable
Fuel requirements ⁹⁾				
Minimum methane number	MZ			70
Range of heating value: design / operation range	kWh/m ³ i.N.			10.0 - 10.5 / 8.0 - 11.0
Exhaust gas emissions ^{9) 10)}				
NOx, stated as NO ₂ (dry, 5 % O ₂)	mg/m ³ i.N.		< 500	
CO (dry, 5 % O ₂)	mg/m ³ i.N.		< 1000	
HCHO (dry, 5 % O ₂)	mg/m ³ i.N.		< 70	
VOC (dry, 5 % O ₂)	mg/m ³ i.N.			
Otto-gas engine, lean burn operation with turbocharging				
Number of cylinders / configuration		12	/	V
Engine type				12V4000L64
Engine speed	1/min			1500
Bore	mm			170
Stroke	mm			210
Displacement	dm ³			57.2
Mean piston speed	m/s			10.5
Compression ratio				
BMEP at nominal engine speed min-1	bar	18.5		
Lube oil consumption ¹⁰⁾	dm ³ /h	0.22		
Exhaust back pressure min. - max. after engine	mbar - mbar			30.0 - 60.0
Generator				
Rating power (temperature rise class F) ¹¹⁾	kVA			1770
Insulation class / temperature rise class				F / F
Winding pitch				2/3
Protection				IP 23
Max. allowable p.f. inductive (overexcited) / capacitive (underexcited) ¹²⁾				0.8 / 1.0
Voltage tolerance / frequency tolerance	%			± 5.0 / ± 5.0
Engine cooling water system				
Coolant temperature (in / out)	°C		78 / 90	
Coolant flow rate ^{13) 14)}	m ³ /h		50.9	
Pressure drop ¹⁴⁾ Cv value ^{13) 15)}	bar / m ³ /h	2	/	36
Max. operation pressure (coolant before engine)	bar			6
Exhaust gas heat exchanger (EGHE)				
Exhaust gas temperature (out)	°C			
Coolant temperature (in / out)	°C		/	
Coolant volumetric flow ^{13) 14)}	m ³ /h			
Pressure drop ¹⁴⁾ Cv value ^{13) 15)}	bar / m ³ /h			/
Min. coolant flow rate / min. operation gauge pressure	m ³ /h / bar	--		/
Max. operation pressure (coolant water)	bar			

Anexo E. Catálogo Motor MTU 12V4000L64

Technical Data Sheet

93800050691_V01_en_GB

GB1284N5
12V4000L64



Intercooler 1st stage, external					
Coolant temperature (in / out)	°C				
Coolant volumetric flow ^{13) 14)}	m³/h				
Pressure drop ¹⁴⁾	Cv value ^{13) 15)}	bar / m³/h	/		
Min. coolant flow rate / min. operation gauge pressure	m³/h / bar		/		
Max. operation pressure in front of intercooler	bar				
Intercooler 2nd stage, external					
Coolant temperature (in / out)	°C	43 / 46			
Coolant volumetric flow ^{13) 14)}	m³/h	24.1			
Pressure drop ¹⁴⁾	Cv value ^{13) 15)}	bar / m³/h	0.4	/	40.2
Max. operation pressure in front of intercooler	bar			6	
Heating circuit interface					
Engine coolant temperature (in / out)	°C				
Heating water temperature (in / out)	°C				
Heating water flow rate ^{14) 16)}	m³/h				
Pressure drop ¹⁴⁾	Cv value ^{15) 16)}	bar / m³/h		/	
Max. operation gauge pressure (heating water)	bar				
Room ventilation					
Genset ventilation heat ¹⁷⁾	kW			82	
Combustion air temperature: (min/design/max.)	°C			20 / 25 / 30	
Min. engine room temperature ¹⁸⁾	°C			15	
Max. temperature difference ventilation air (in / out)	K			20	
Min. supply air volume flow rate (combustion+ventilation) ¹⁹⁾	m³ l.N./h			16500	
Starter battery					
Nominal voltage / power / capacity required	V / kW / Ah			24 / 9.0 / --	
Filling quantities					
Lube oil for engine	dm³			220	
Coolant for engine	dm³			200	
Coolant for intercooler LT / HT	dm³			20	
Heating water for plate heat exchanger ²⁰⁾	dm³				
Lube oil for gearbox	dm³				
Gas regulation line					
Nominal size / gas pressure min. - max.	DN / mbar - mbar	80		180 - 250	
Engine sound level ²¹⁾ (1 meter distance, free field) +3 dB(A) for total A-weighted level tolerance					
Frequency	Hz	63	125	250	500
Sound pressure level	dB	83.3	87.4	88.6	91.3
Frequency	Hz	1000	2000	4000	8000
Sound pressure level	dB	90.1	87.3	92.9	103.9
	Lin dB	104.9			
Sum of pressure levels	dB A	104.5			
Sound power level	dB A	123.9			
Undampened exhaust noise ²¹⁾ (1 meter distance to outlet within 90°, free field) +3 dB(A) for total A-weighted level tolerance					
Frequency	Hz	63	125	250	500
Sound pressure level	dB	102.7	114.7	103.7	96.9
Frequency	Hz	1000	2000	4000	8000
Sound pressure level	dB	87.8	87.3	84.8	75.6
	Lin dB	115.3			
Sum of pressure levels	dB A	103.1			
Sound power level	dB A	116.0			
Dimensions (Aggregate)					
Length	mm			~ 4700	
Width	mm			~ 2000	
Height	mm			~ 2300	
Gross weight (dry weight)	kq			~ 12500 (~ 12000)	
Power derating					
Altitude				specific to the project	
Intake air temperature				specific to the project	
Intercooler 2nd stage coolant temperature				specific to the project	
Methane number				specific to the project	
Boundary conditions and consumables					
Systems and consumables have to conform to the following actual company standards:				DK-BS-0002	
1) Normal cubic meter at 1013 mbar and T = 273 K					
2) Prime power operation will be designed specific to the project					
3) Generator gross power at nominal voltage, power factor = 1 and nominal frequency					
4) According to ISO 3046 (+ 5 % tolerance), using reference fuel used at nominal voltage, power factor = 1 and nominal frequency					
5) Emission values during grid parallel operation					
6) Thermal output at layout temperature; tolerance +/- 8 %					
7) Power consumption of all electrical consumers which are mounted at the module / genset					
8) Deviations from the layout parameters respectively the reference fuel can have influence on the obtained efficiency and exhaust emissions					
9) Functional capability					
10) Reference value at nominal load (without amount of oil exchange)					
11) Genset max. 1000 m height of location and max. 40 °C intake air temperature; else power derating					
12) Max. allowable cos phi at nominal power (view of producer)					
13) Stated values for cooling fluid composition 65% water and 35% glycol, adaption for use of other cooling fluid composition necessary					
14) Pressure loss at reference flow rate					
15) The Cv value declares the volumetric flow in m³/h at a pressure drop of 1 bar. Min. and max. flow rate limits are defined.					
16) Stated values for pure water, adaption for other cooling fluid composition necessary					
17) Only generator- and surface losses					
18) Frost-free conditions must be guaranteed					
19) Amount of ventilation air must be adapted to the gas safety concept					
20) Assemblies including pipe work					
21) All sound pressure levels at nominal load COP					
22					

EDAM / EDAT

Bibliografía de los Anexos

- [1] A. A. Martínez, "Análisis de la viabilidad técnica y económica del empleo de sistemas de cogeneración en un centro comercial tipo," *PFC Universidad Pontificia Comillas*, Junio 2010.
- [2] J. Ortiga, J. C. Bruno, and A. Coronas, "Selection of typical days for the characterisation of energy demand in cogeneration and trigeneration optimisation models for buildings," *Energy Conversion and Mngement*, vol. 52, pp. 1934-1942, Enero 2011.
- [3] "Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.," *BOE*, Junio 2014.
- [4] S. Man and C. Wai, "Integration of trigeneration system and thermal storage under demand uncertainties," *Applied Energy*, vol. 87, pp. 2868-2880, Julio 2009.
- [5] S. Man and C. Wai, "Feasibility and flexibility for a trigeneration system," *Energy*, vol. 34, pp. 1693-1704, Junio 2009.
- [6] R. Yin, P. Xu, M. A. Piette, and S. Kiliccote, "Study on Auto-DR and pre-cooling of commercial buildings with thermal mass in California," *Energy and Buildings*, vol. 42, pp. 967-975, Enero 2010.
- [7] L. I. Díez, "Cogeneración " *Apuntes Asignatura Sistemas Térmicos de Generación*.
- [8] J. C. Ramos, "Optimización del diseño y operación de sistemas de cogeneración para el sector residencial comercial," *Tesis Universidad Zaragoza*, 2012.
- [9] J. d. Wit, "Heat Storages for CHP Optimisation," *PowerGen Europe 2007 paper (ID-94)*, 2007.
- [10] N. Petchers, "Combined Heating, Cooling and Power Handbook: Technologies and Applications," *Libro The Fairmont Press, INC.; Marcel Dekker, INC.*, 2003.
- [11] DresserRand, http://www.dresser-rand.com/wp-content/uploads/2015/01/85245_GU_GasEngines.pdf, (Último acceso Noviembre 2014).
- [12] Deutz, http://www.deutz.com/live_deutz_products/file/ff80808210bfbfce0110d9684de80887.de.0/bfm-1015cp-genset_en_07.pdf, (Último acceso Noviembre 2014).
- [13] MAN, http://www.truck.man.eu/man/media/content_medien/doc/global_engines/power/BR_Power_Gas_EN.pdf, (Último acceso Noviembre 2014).
- [14] MTU, "Modelo 12V4000L64," *Adjuntado en Anexo E*.
- [15] Waukesha and Jenbacher, <https://www.ge-distributedpower.com/products/power-generation/up-to-5mw/waukesha-vhp>
<https://www.ge-distributedpower.com/products/power-generation/up-to-5mw/jenbacher-type-6>, (Último acceso Noviembre 2014).
- [16] RollsRoyce, http://www.rolls-royce.com/Images/Fact%20sheet%20B3540V_AG_08.Engines_2p_04.06.12_tcm92-37515.pdf, (Último acceso Octubre 2014).
- [17] Thermax, <http://www.thermaxindia.com/home.aspx>.
- [18] Icogen, <http://www.icogen-sa.com/index.php/absorci%C3%B3n-broad/chiller-be-con-gases-de-escape>, (Último acceso Diciembre 2014).

Bibliografía de los Anexos

- [19] GrupoNovaEnergia, <http://www.gruponovaenergia.com/docs/absorcion/catalogo-tecnico-maquina-absorcion-agua-caliente.pdf>, (Último acceso Noviembre 2014).
- [20] Shuangliang, <http://www.shuangliang.com/eng/product.asp?ID=24>, (Último acceso Noviembre 2014).
- [21] WEE_WorldEnergyEurope, <http://www.worldenergyeurope.eu/>.
- [22] AlfaLaval, "Software Informático cálculo intercambiadores Alfa Select," <http://www.alfalaval.com>, El software se adjunta.
- [23] Danfoss, "Intercambiadores de calor GE-Agua," <http://www.danfoss.com/Spain/Products/Categories/Group/RA/Heat-Exchangers/9eba3a3e-035b-4de1-b84e-59a219bbf31a.html>, (Último acceso Diciembre 2014).
- [24] "Marley SPX," <http://spxcooling.com/library/detail/marley-nc-alpha-engineering-data-and-specifications/>.
- [25] H. I. Onovwiona and V. I. Ugursal, "Residential cogeneration systems: review of the current technology," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 10, pp. 389-431, Julio 2004.
- [26] G. España, "Informe de precios energéticos regulados," IDAE, Agosto 2013.
- [27] S. Verhelst, P. Maesschalck, N. Tombaut, and R. Sierens, "Increasing the power output of hydrogen internal combustion engines by means of supercharging and exhaust gas recirculation," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 34, pp. 4406-4412, Abril 2009.
- [28] C. D. Rakopoulos, G. M. Kosmadakis, J. Demuynck, M. D. Paepe, and S. Verhelst, "A combined experimental and numerical study of thermal processes, performance and nitric oxide emissions in a hydrogen-fueled spark-ignition engine," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 36, pp. 5163-5180, Febrero 2011.
- [29] K. Nakagawa, K. Yamane, and T. Ohira, "Potential of Large Output Power, High Thermal Efficiency, Near-zero NO_x Emission, Supercharged, Lean-burn, Hydrogen-fuelled, Direct Injection Engines," *Energy Procedia*, vol. 29, pp. 455-462, 2012.
- [30] T. Shudo, S. Nabetani, and Y. Nakajima, "Analysis of the degree of constant volume and cooling loss in a spark ignition engine fuelled with hydrogen," *International Journal of Engine Research*, vol. 2, pp. 81-92, Noviembre 2000.
- [31] T. Shudo, "Improving thermal efficiency by reducing cooling losses in hydrogen combustion engines," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 32, pp. 4285-4293, Agosto 2007.
- [32] M. Muñoz, F. Moreno, and J. F. Morea, "Motores Alternativos de Combustión Interna," *Libro Universitario*.
- [33] JA.Solar, <http://www.jasolar.com/webroot/products/>, (Último acceso Diciembre 2014).
- [34] SunTech, [http://shangde.fanyacdn.com/imglibs/files/stp325s_vem\(h4_325_320\).pdf](http://shangde.fanyacdn.com/imglibs/files/stp325s_vem(h4_325_320).pdf), (Último acceso Diciembre 2014).
- [35] TrinaSolar, http://www.trinasolar.com/HtmlData/downloads/sp/Datasheets_ES/Quadmax_D C80_08_Manual_de_aleman_40mm_ES.pdf, (Último acceso Diciembre 2014).
- [36] Yingli_Solar, http://d9no22y7yqre8.cloudfront.net/assets/uploads/products/downloads/DS_PA

Bibliografía de los Anexos

- NDA60Cell-30b_40mm_EU_SP_201409_v01.pdf*, (Último acceso Diciembre 2014).
- [37] "Instalación Solar Fotovoltaica Conectada a Red," *PFC Universidad Politécnica de Cataluña*, pp. 45-53.
- [38] T. L. Gibson and N. A. Kelly, "Optimization of solar powered hydrogen production using photovoltaic electrolysis devices," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 33, pp. 5931-5940, Septiembre 2008.
- [39] "2012 Market Report on Wind Technologies in Distributed Applications," *DOE American*, Agosto 2013.
- [40] NorthernPower, <http://www.northernpower.com/>.
- [41] U. S. Department, "Current State-of-the-Art Hydrogen Production Cost Estimate Using Water Electrolysis," *DOE American*, 2009.
- [42] IEA, "Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy," *International Energy Agency*, 2014 Edition.
- [43] NREL, "Solar PV Manufacturing Cost Analysis: U.S. Competitiveness in a Global Industry," *National Renewable Energy Laboratory*, Octubre 2011.
- [44] Z. Feng, "Stationary High-Pressure Hydrogen Storage," *Oak Ridge national Laboratory (U.S Department of Energy)*.
- [45] NASA, "Irradianción Solar," https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?&num=180132&lat=41.68&submit=Submit&hgt=100&veg=17&sitelev=&email=skip@larc.nasa.gov&p=grid_id&p=swvdowncook&p=avg_dnr&step=2&lon=-0.889, (Último acceso Enero 2015).
- [46] Weatherbase, "Velocidad del viento y Temperaturas," <http://www.weatherbase.com/weather/weather.php3?s=006180&refer=geobase>, (Último acceso Diciembre 2014).
- [47] HOMER_ENERGY, <http://homerenergy.com/>, (Último acceso Enero 2015).
- [48] NEL_Hydrogen, "Technical Data," <http://www.nel-hydrogen.com/home/?pid=75>, (Último acceso Enero 2015).
- [49] S. Sevencan, T. Guan, G. Lindbergh, C. Lagergren, P. Alvfors, and B. Tidell, "Fuel cell based cogeneration: Comparison of electricity production cost for Swedish conditions," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, pp. 3858-3864, Febrero 2013.

Índice de Tablas y Figuras

TABLAS

Tabla 2.1 Necesidades energéticas del recinto	11
Tabla 4.1 Modelos óptimos para la selección de equipos	19
Tabla 4.2 Parámetros de dimensionado de la instalación	20
Tabla 4.3 Factores característicos de los modelos D4, D5 y D7*	25
Tabla 4.4 Instalación de trigeneración con motores de gas natural (IGN)	28
Tabla 4.5 Inconvenientes de los motores de hidrógeno.....	29
Tabla 4.6 Ventajas de los motores de hidrógeno.....	29
Tabla 4.7 Parámetros característicos del motor de hidrógeno.....	32
Tabla 5.1 Casos con mejores resultados económicos en la instalación de generación de hidrógeno	41
Tabla 6.1 Equipos de la instalación de trigeneración IH ₂	46
Tabla 6.2 Comparación parámetros de eficiencia	48
Tabla 6.3 Comparación parámetros económicos.....	50
Tabla 6.4 Valores límite de viabilidad de la tecnología	53
Tabla 6.5 Valores de la instalación IH ₂ con potencia optimizada.....	57
Tabla 6.6 Reducción parámetros al aumentar la irradiación solar un 5%	59
Tabla 6.7 Previsión de costes de tecnologías en un futuro.....	60
Tabla 6.8 Estudio económico con costes Año 2020, 2030, 2050.....	60
Tabla 6.9 Estudio comparativo entre tecnología de pilas de combustible y tecnología de motor de combustión interna alimentado con hidrógeno para trigeneración	63

Índice de tablas y figuras

Tabla B.1 Tecnologías para trigeneración [7]	77
Tabla B.2 Parámetros característicos de diferentes modos de dimensionado de una instalación de trigeneración. Elaboración referencia [4]	81
Tabla B.3 Equipos utilizados en el proceso de selección de la instalación IGN.....	85
Tabla B.4 Cálculos de los flujos de calor de los motores (consultar archivos EES 1, 2 y 3).....	86
Tabla B.5 Cálculo de los parámetros característicos de los motores de cada configuración.....	90
Tabla B.6 Política de operación de I_{H_2-T} durante la máxima demanda de refrigeración.....	102
Tabla C.1 Parámetros característicos de equipos	106
Tabla C.2 Costes de equipos	106
Tabla D.1 Explicación obtención de parámetros.....	117
Tabla D.2 Costes de inversión y operación de la pila de combustible	123

FIGURAS

Figura 3.1 Energía eléctrica consumida mensual	12
Figura 3.2 Consumo mensual de energía térmica	13
Figura 3.3 Demanda mensual de potencia térmica.....	13
Figura 3.4 Perfil horario de potencias en porcentaje respecto a la máxima diaria	14
Figura 4.1 Proceso de dimensionado de la instalación de trigeneración	16
Figura 4.2 Configuración básica de una instalación de trigeneración.....	17
Figura 4.3 Elección del número de motores óptimo.....	23

Índice de tablas y figuras

Figura 4.4 Proceso iterativo de selección de equipos	24
Figura 4.5 Configuración de la instalación IGN	27
Figura 4.6 Reajustes en el motor de gas natural de la instalación IGN para transformarlo a funcionar con hidrógeno	31
Figura 4.7 Operación de los motores día máxima demanda de frío	34
Figura 4.8 Operación de los equipos de la instalación de trigeneración que muestra la potencia de frío entregada al recinto.....	35
Figura 4.9 Comparación de los flujos de calor entregados por el motor y su correspondencia con el frío producido por la máquinas de frío	35
Figura 5.1 Principales fuentes de obtención de hidrógeno. Elaboración propia a partir de [27]	37
Figura 5.2 Esquema de la obtención de hidrógeno.....	38
Figura 5.3 Introducción de la simulación en HOMER.....	39
Figura 5.4 Instalación caso 4 elegida	43
Figura 6.1 Configuración de la instalación de trigeneración IH ₂	45
Figura 6.2 Costes acumulados de cada tecnología	51
Figura 6.3 Desglose de las partidas de inversión de la instalación IH ₂	51
Figura 6.4 Costes de la producción de hidrógeno	61
Figura A.1 Perfil horario de potencias en porcentaje respecto a la máxima diaria	74
Figura B.1 Parámetros REQ mensuales de la demanda energética (derecha) y rangos REQ para cada tecnología (izquierda).....	78
Figura B.2 Perfil de demanda horaria de refrigeración y calefacción máximos. Azul: Potencia Frigorífica/ Rojo: Potencia de Calefacción.....	83
Figura B.3 Rendimiento de un motor de ignición a carga parcial [25]	87

Índice de tablas y figuras

Figura B.4 Problemas y posibles soluciones correspondientes de los motores de hidrógeno	96
Figura D.1 Gráfica de barras de la carga de hidrógeno	119
Figura D.2 Gráfica mensual de la carga de hidrógeno	119
Figura D.3 Salida de potencia fotovoltaica producida	121