

Trabajo Fin de Grado

Análisis de viabilidad técnica y económica de instalaciones de energías renovables aplicado a una fábrica de cerveza mediante el software

RETScreen

Technical and economical feasibility analysis of renewable energy installations applied in a brewery using the RETScreen software

Autor/es

Javier Claver Cervantes

Director/es

Cristóbal Cortés Gracia

EINA

2022/2023

RESUMEN

En este Trabajo de Fin de grado se va a evaluar la viabilidad de la descarbonización del proceso productivo de la cerveza, el objetivo es el caso ideal huella de carbono cero. Se estudiará la demanda energética de dicho proceso y los equipos que forman la instalación actual, después se hará un análisis de mercado en busca de soluciones renovables que ayuden a conseguir el objetivo y se estudiará su viabilidad mediante el software RETScreen.

En primer lugar, se estudia la fábrica de cerveza objeto de estudio comenzando por su emplazamiento, lo que será muy importante para evaluar el potencial de generación de energía renovable más adelante. Se realizará un estudio del proceso de fabricación de la cerveza, en la que se identificarán los equipos necesarios en dicho proceso y la demanda energética que acarrearán. Conocidos los equipos y la energía requerida, se hace un estudio económico y análisis de emisiones para conocer el dinero y las emisiones destinadas al proceso, y así después utilizarlo como referencia para las consideraciones posteriores.

Se proponen dos soluciones en forma de energías renovables: Paneles fotovoltaicos para la producción de energía eléctrica y colectores solares cilíndrico-parabólicos para generar el calor de proceso. Se realiza un análisis de viabilidad técnica para ambas soluciones en las que es fundamental previamente conocer la superficie disponible, ya que es el factor diferencial de este estudio. Se detallará el proceso de diseño de las instalaciones y se utilizarán diferentes herramientas para llevarlo a cabo. Además, un factor a tener en cuenta es la producción de excedentes, y si se da el caso de qué manera se gestionan.

Después se continúa con el estudio económico del caso propuesto, para ello se debe hacer una investigación de mercado y financiera que nos permita llegar a los indicadores financieros que marquen la rentabilidad del proyecto.

Por último, se proponen dos nuevos escenarios con el objetivo de reducir las emisiones a cero, lo que es el objetivo de este Trabajo de Fin de Grado. En el primer escenario se evaluará qué proporción de emisiones se consigue aminorar con la contratación de energía verde para el suministro eléctrico y en el segundo se añade una instalación industrial de generación de calor mediante una caldera cuyo combustible es biomasa. En ambos escenarios se hace un análisis de rentabilidad, ya que la decisión de inversión en el proyecto dependerá de éste.

Al final de este análisis de rentabilidad se concluye que ambos escenarios supondrían una inversión favorable para la empresa, pero en el caso de la caldera de biomasa se obtendría que las emisiones de CO₂ se reducen totalmente, por lo que se cumple con el objetivo principal, la descarbonización del proceso productivo de la cerveza.

ÍNDICE

1.	Introducción	1
1.1.	Objetivo	1
1.2.	RETScreen	1
1.3.	ÁMBAR: La Zaragozana	2
2.	Situación inicial	2
2.1.	Ubicación	2
2.2.	Datos climatológicos	2
2.3.	Instalación	4
2.4.	Intensidad de uso de energía	5
2.5.	Emisiones	7
2.6.	Costos	8
3.	Viabilidad técnica	9
3.1.	Energía solar	10
3.1.1.	Superficie disponible	10
3.1.2.	Energía Fotovoltaica	12
3.1.3.	Energía termosolar	15
3.2.	Conclusiones viabilidad técnica	17
3.2.1.	Energía fotovoltaica	17
3.2.2.	Energía termosolar	18
4.	Viabilidad económica	19
	Excedentes	20
4.1.	Compensación de excedentes	21
4.1.1.	Ahorros	21
4.1.2.	Emisiones	22
4.1.3.	Análisis de rentabilidad	23
4.2.	Baterías	24
4.2.1.	Ahorros	24
4.2.2.	Costes	25
4.2.3.	Emisiones	26
4.2.4.	Análisis de rentabilidad	27
4.3.	Conclusiones viabilidad económica	27
5.	Reducción de emisiones	27
5.1.	Energía fotovoltaica (Compensación de excedentes) + Energía verde	28
	Análisis económico	30

5.2. Energía fotovoltaica (Compensación de excedentes) + Energía verde + Instalación de biomasa	32
Análisis económico	34
6. Conclusiones	36
7. ANEXOS	38
Referencias	93

Lista de figuras

Figura 1. Ubicación de la planta en RETScreen.....	3
Figura 2. Gráfica radiación solar diaria y temperatura del aire respecto a cada mes	4
Figura 3. Perfil de cargas del proceso productivo	5
Figura 4. Gráfica Intensidad de uso de energía – objetivo	7
Figura 5. Gráfica emisiones - objetivo	8
Figura 6. Gráfica costos - objetivo.....	9
Figura 7. Vista en planta de la parcela.....	11
Figura 8. Superficie por códigos	11
Figura 9. Estimación de la producción PV.....	12
Figura 10. Simulador de campo de Absolicon	17
Figura 11. Pasos del análisis energético.....	20
Figura 12. Gráfica consumo de combustible – comparación (Compensación excedentes)	22
Figura 13. Gráfica Emisiones GEI – comparación (Compensación excedentes).....	23
Figura 14. Gráfica consumo de combustible – comparación (Baterías)	25
Figura 15. Costos iniciales y anuales (Baterías)	26
Figura 16. Gráfica Emisiones GEI – comparación (Baterías)	26
Figura 17. Datos introducidos renovables fuera de sitio en RETScreen.....	29
Figura 18. Análisis de emisiones escenario 1	30
Figura 19. Gráfica flujo acumulado efectivo – tiempo escenario 1.....	31
Figura 20. Datos introducidos sistema de biomasa en RETScreen.....	33
Figura 21. Datos introducidos generación de calor escenario 2	33
Figura 22. Análisis de emisiones escenario 2	34
Figura 23. Gráfica flujo acumulado – tiempo escenario 2.....	35

Lista de tablas

Tabla 1. Resumen de la ubicación de la planta en RETScreen.....	3
Tabla 2. Datos climáticos para la ubicación de la planta	4
Tabla 3. Potencia demandada por nivel de carga y tiempo de requerimiento	6
Tabla 4. Demanda de energía por nivel de carga y total	6
Tabla 5. Superficie disponible	12
Tabla 6.Resultados de producción PV considerando sombras	13
Tabla 7.Capacidad de paneles PV por superficies.....	14
Tabla 8. Producción PV superficies no afectadas por sombras.....	14
Tabla 9. Producción PV superficies afectadas por sombras de YSL.06.01	15
Tabla 10. Producción PV superficies afectadas por sombras de AAL.08.01/AAL.11.01	15
Tabla 11.Resultados área de apertura colectores cilíndrico parabólicos.....	15
Tabla 12.Producción de calor por colectores cilíndrico-parabólicos	16
Tabla 13. Potencia horaria para el 25/07/2020.....	18
Tabla 14. Energía antes y después de inversor	20
Tabla 15. Resumen de energía ahorrada en el caso propuesto (Compensación excedentes).....	21
Tabla 16. Tabla sumario gasto energético y costo comparación (Compensación excedentes).....	22
Tabla 17. Reducción anual bruta de emisiones GEI (Compensación excedentes).....	23
Tabla 18.Viabilidad financiera caso propuesto (Compensación excedentes)	24
Tabla 19. Resumen de energía ahorrada en el caso propuesto (Baterías)	24
Tabla 20. Tabla sumario gasto energético y costo comparación (Compensación excedentes).....	25
Tabla 21. Reducción anual bruta de emisiones GEI (Baterías)	26
Tabla 22. Viabilidad financiera caso propuesto (Baterías)	27
Tabla 23. Demanda de energía escenario 2	34
Tabla 24. Costos/Ahorros/Ingresos escenario 2.....	35
Tabla 25. Viabilidad financiera escenario 2.....	36

1.Introducción

1.1. Objetivo

El objetivo del presente trabajo es evaluar el caso ideal de huella de carbono cero para una instalación industrial determinada, más concretamente para una fábrica de cerveza. Dada la situación actual en la que no existe ninguna solución renovable ni ningún sistema de cogeneración, se van a planear instalaciones en detalle y van a ser evaluadas mediante el software RETScreen. Se seguirá la siguiente estructura:

1. Situación inicial
2. Viabilidad técnica
3. Viabilidad económica
4. Escenarios propuestos

Se trata de un estudio puramente académico en el que se buscarán en el mercado aplicaciones de generación de energía tanto de electricidad como de vapor industrial, como colectores solares, paneles fotovoltaicos y calderas de biomasa. Se buscará la manera de descarbonizar la totalidad de la demanda de energía y se evaluará la viabilidad económica del proyecto mediante RETScreen.

1.2. RETScreen

Los programas informáticos o software han sido muy utilizados en el ámbito de la gestión de la energía, dado que permiten realizar cálculos complejos o procesar una gran cantidad de información de manera automática, entregando información o indicadores claves para la toma de decisiones por parte de los gestores energéticos.

En el ámbito energético uno de los softwares más destacados es RETScreen (1), ahora denominado RETScreen Expert, desarrollado por el gobierno de Canadá y que fue lanzado oficialmente en 1998 durante una conferencia solar en Montreal, superando ese mismo año los 1.000 usuarios a lo largo del mundo. Actualmente RETScreen Expert cuenta con unos 750.000 usuarios en todos los países del mundo y está disponible en 36 idiomas, entre ellos el español, cubriendo 2/3 de la población mundial.

RETScreen Expert es una completa plataforma de software de gestión de energía limpia que permite a los profesionales y responsables de la toma de decisiones identificar y evaluar rápidamente la viabilidad de proyectos potenciales de eficiencia energética, energías renovables y cogeneración; medir y verificar fácilmente el desempeño energético de sus instalaciones y ayudar a encontrar oportunidades adicionales de producción / ahorro de energía.

Además de contar con modelos de energía y análisis de información, también cuenta con importantes bases de datos, tanto de productos, como de costos y la más relevante asociada a datos climatológicos, que permite obtener, ya sea a través de estaciones de

monitoreo terrestre o mediante información satelital generada por la NASA, información clave para la evaluación de proyectos de energía limpias, como por ejemplo radiación solar, velocidad del viento y temperaturas ambientales, entre otras.

1.3. ÁMBAR: La Zaragozana

La Zaragozana, conocida comercialmente como Cervezas Ámbar, es una empresa cervecera española fundada en 1900 y con sede en Zaragoza.

Actualmente, la empresa comercializa una gama de 13 cervezas, siendo la cervecera española con más tipos de cerveza distintos en el mercado. Además, fue la primera en elaborar una cerveza sin alcohol, una cerveza con sabor, una cerveza de fermentación a alta temperatura, una cerveza a base de trigo y una cerveza negra de caña de azúcar. El Grupo La Zaragozana ha tenido siempre una posición dominante en el mercado cervecero aragonés, sin embargo, esto no era así en el mercado nacional, donde en 2014 contaba con el 2% de cuota de mercado. Es por esto que en ese año el grupo realizó una inversión de 100 millones de euros con el objetivo de aumentar su cuota de mercado a nivel nacional, además, en 2015, el grupo renovó la imagen de su marca, introduciendo un triángulo dorado que representa los tres productos básicos de la cerveza: agua malta y lúpulo; y las tres provincias de Aragón.

Como se verá más adelante, los datos sobre los cuales se basa este Trabajo de Fin de Grado son tomados de bibliografía abierta, en ningún caso son suministrados por la empresa La Zaragozana.

2. Situación inicial

2.1. Ubicación

Actualmente, la principal planta se encuentra en el barrio zaragozano de La Cartuja, cuya construcción se inició en el año 2006 dentro de un plan estratégico de expansión. En este emplazamiento se realiza desde 2008 el embotellado de su producción. Hasta allí se trasladó en 2012 el llenado de barriles y desde 2016 se lleva a cabo el proceso de filtrado.

2.2. Datos climatológicos

En RETScreen (1), mediante el analizador de energía virtual se van a analizar los datos climatológicos de la ubicación de la planta. Directamente sobre la imagen de satélite proporcionada por Microsoft se selecciona dicha ubicación, entonces el software a partir de la latitud y longitud determina la zona climática y la elevación del terreno.



Figura 1. Ubicación de la planta en RETScreen

	Unidad	Ubicación de datos meteorológicos	Ubicación de la instalación
Nombre		España - Zaragoza (Mil/Civ)	Spain - Aragon - Zaragoza
Latitud	°N	41,7	41,6
Longitud	°E	-1,0	-0,8
Zona climática		4B - Mixto - Seca	4B - Mixto - Seca
Elevación	m	258	194

Tabla 1. Resumen de la ubicación de la planta en RETScreen

El software RETScreen Expert (1) cuenta con varias bases de datos a disposición de los usuarios, incluyendo una base de datos de condiciones climáticas obtenida de 6.700 estaciones terrestres y de datos satelitales de la NASA, base de datos de comparación, base de datos de proyectos, base de datos hidrológicos y base de datos de producto. El software contiene material de capacitación integrado extensivo, incluyendo un libro electrónico.

Con la ubicación, zona climática y elevación, el software extrae de dichas bases de datos, los datos climáticos que podrían influir en el estudio de viabilidad en proyectos de energías renovables como se muestra a continuación.

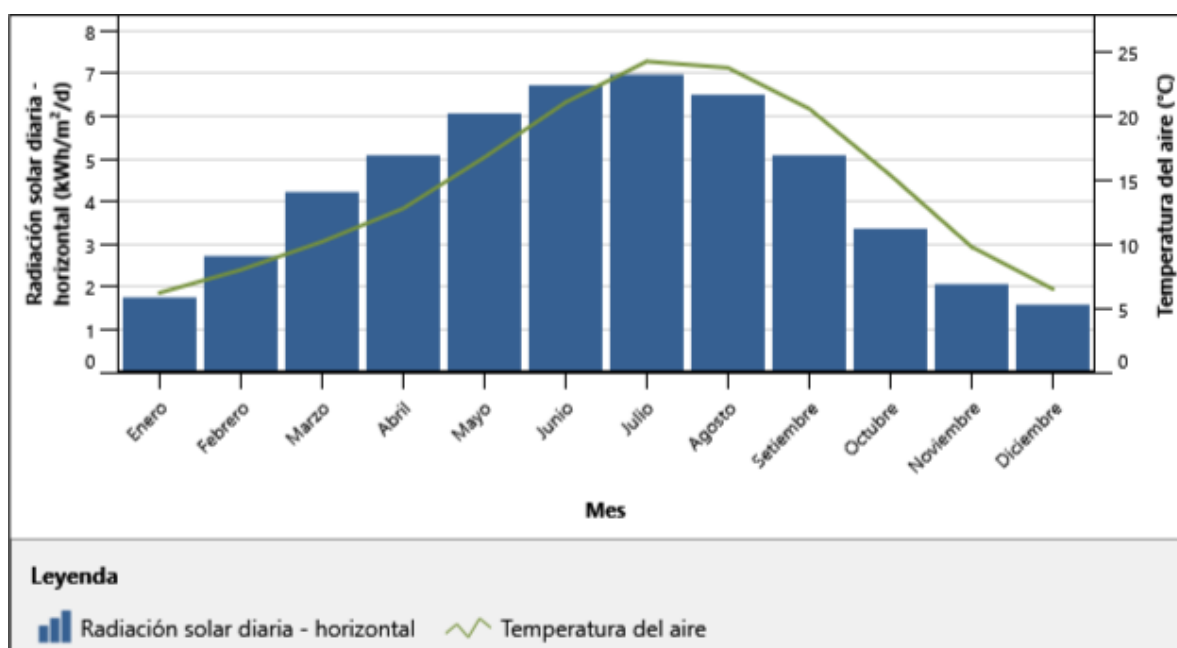


Figura 2. Gráfica radiación solar diaria y temperatura del aire respecto a cada mes

Temperatura de diseño de la calefacción		-1,1							
Temperatura de diseño del aire acondicionado		34,2							
Amplitud de la temperatura del suelo		22,0							
Mes	Temperatura del aire	Humedad relativa	Precipitación	Radiación solar diaria - horizontal	Presión atmosférica	Velocidad del Viento	Temperatura del suelo	Grados-días de calefacción	Grados-días de refrigeración
	°C	%	mm	kWh/m²/d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d
Enero	6,2	75,6%	28,21	1,75	99,0	4,5	4,2	366	0
Febrero	8,0	68,8%	22,68	2,72	98,7	4,9	5,9	280	0
Marzo	10,2	61,9%	27,90	4,22	98,7	5,1	9,6	242	6
Abril	12,8	58,9%	45,30	5,08	98,4	5,3	12,7	156	84
Mayo	16,8	57,9%	49,91	6,06	98,4	4,7	17,6	37	211
Junio	21,1	53,0%	35,40	6,72	98,5	4,9	22,6	0	333
Julio	24,3	51,6%	20,46	6,97	98,5	5,0	26,1	0	443
Agosto	23,8	54,6%	19,53	6,50	98,5	4,8	25,8	0	428
Setiembre	20,6	59,0%	35,10	5,08	98,7	4,3	20,6	0	318
Octubre	15,4	68,2%	45,57	3,36	98,7	4,0	14,8	81	167
Noviembre	9,8	74,5%	40,20	2,06	98,8	4,3	8,3	246	0
Diciembre	6,5	77,6%	28,21	1,58	98,9	4,2	4,7	357	0
Anual	14,7	63,4%	398,47	4,35	98,6	4,7	14,5	1.764	1.991

Tabla 2. Datos climáticos para la ubicación de la planta

2.3. Instalación

Después de introducir información general de la instalación y proyecto, se procede a añadir el tamaño de dicha instalación que será la unidad de referencia escogida (m^2), es decir, se estudiará la instalación en base al área de la planta (El software solicita de manera obligatoria una unidad de referencia, en este caso el área de la planta). El área referencia se obtiene de la Sede Electrónica del Catastro (2), corresponde con el área total de la parcela siendo $86.189 m^2$.

Seguidamente se insertan los datos de demanda de combustible y electricidad, emisiones y costes del proceso productivo respecto a una unidad de referencia y con un objetivo de ahorro. En este primer caso no se tomará ningún punto de referencia, ya que la finalidad es estudiar la situación inicial sin comparar con ninguna otra planta o dato que sirva de referencia. En cuanto a objetivo, se introduce la cifra de la reducción del 100% de consumo de combustible y electricidad, emisiones y costes, debido a que el objetivo del presente trabajo sería el ideal de generar el 100% de electricidad y calor necesario para el proceso, huella de carbono cero y el autoabastecimiento.

2.4. Intensidad de uso de energía

Se obtiene la demanda a partir del perfil de cargas obtenido por (3), en el que solo se tienen en cuenta el consumo de energía del proceso productivo, es decir, se desprecian los consumos de climatización y producción de agua caliente sanitaria o posibles tratamientos sanitarios de agua.

El proceso de elaboración de cerveza se resume en transformaciones térmicas que producen determinadas transformaciones químicas. Como son: demanda de calor de alta temperatura, demanda de calor de baja temperatura y demanda de frío. Del cálculo de las demandas de cada proceso se obtiene el siguiente perfil de cargas (kW/tiempo[horas del día]):

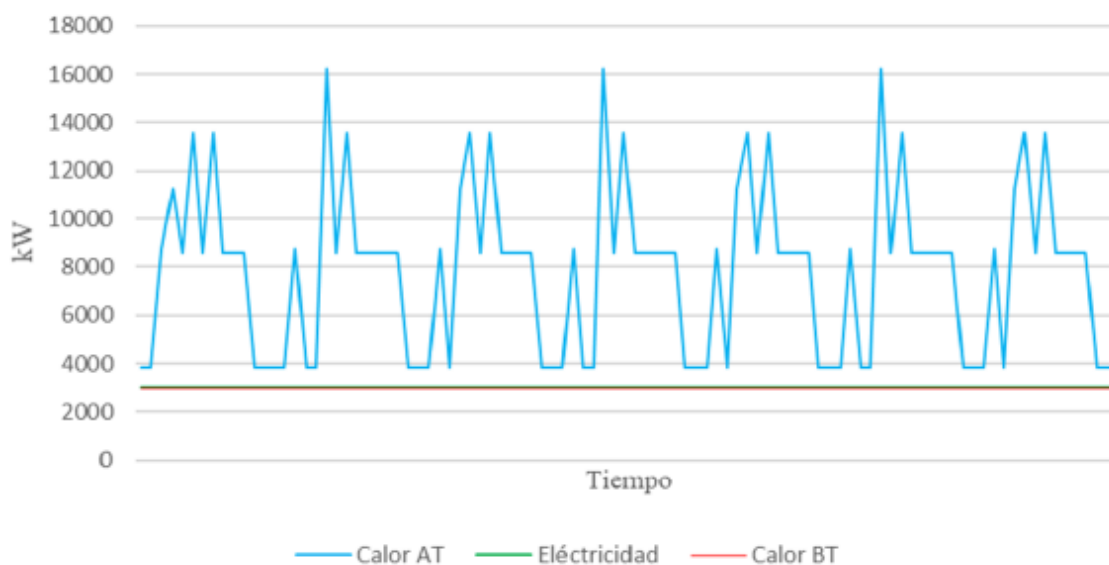


Figura 3. Perfil de cargas del proceso productivo

- Demanda de calor de alta temperatura: Procesos de maceración y cocción, que demandan mucha potencia en poco tiempo (picos y valles).
- Demanda de calor de baja temperatura: Procesos de pasteurización y secado del bagazo, con carga constante en el tiempo.
- Demanda de electricidad: El frío se genera mediante electricidad, el proceso de enfriamiento también tiene carga constante en el tiempo.

La producción de la fábrica se considera de 24h los 7 días de la semana durante todos los días del año y con el perfil de cargas se obtiene el consumo energético anual dividido en 6 niveles de carga en los que se desglosan las demandas.

1. Primero se tienen en cuenta las potencias requeridas en cada proceso y la duración.

	Demanda alta temperatura (kW)	Demanda baja temperatura (kW)	Demanda electricidad (kW)	Tiempo (Horas/año)
Nivel 1	16.203,0000	2.992,0000	3.030,0000	273,5000
Nivel 2	13.551,0000	2.992,0000	3.030,0000	1.004,0000
Nivel 3	11.251,0000	2.992,0000	3.030,0000	365,0000
Nivel 4	8.774,0000	2.992,0000	3.030,0000	638,5000
Nivel 5	8.600,0000	2.992,0000	3.030,0000	3.468,0000
Nivel 6	3.826,0000	2.992,0000	3.030,0000	3.011,0000

Tabla 3. Potencia demandada por nivel de carga y tiempo de requerimiento

2. Segundo se calcula la demanda energética total con la duración del proceso en cada nivel de carga.

	Demanda alta temperatura (kWh)	Demanda baja temperatura (kWh)	Demanda electricidad (kWh)
Nivel 1	4.431.520,5000	818.312,0000	828.705,0000
Nivel 2	13.605.204,0000	3.003.968,0000	3.042.120,0000
Nivel 3	4.106.615,0000	1.092.080,0000	1.105.950,0000
Nivel 4	5.602.199,0000	1.910.392,0000	1.934.655,0000
Nivel 5	29.824.800,0000	10.376.256,0000	10.508.040,0000
Nivel 6	11.520.086,0000	9.008.912,0000	9.123.330,0000
Suma	69.090.424,5000	26.209.920,0000	26.542.800,0000

Tabla 4. Demanda de energía por nivel de carga y total

3. Con todo ello se obtiene la demanda total anual de los tres tipos de carga:
 - Demanda de calor de alta temperatura: 69.090 MWh/año.
 - Demanda de calor de baja temperatura: 26.210 MWh/año
 - Demanda de electricidad: 26.543 MWh/año

Se introduce la demanda de energía en el caso base, sin estratificar dicha demanda en calor de alta temperatura, de baja temperatura o electricidad.

Se escoge la unidad de medida de la energía, que en este caso son kWh y se introduce el caso base, hallado de la siguiente forma:

La demanda total de la planta es:

$$DemandaTotal = 121.843.144,5 \text{ kWh}$$

Dividido por el área de la planta se obtiene la demanda del caso base en referencia al área de la planta:

$$CasoBaseDemanda = DemandaTotal / Area = 1413,67 \text{ kWh/m}^2$$

Con ello el software genera la demanda total, es decir hace los cálculos a la inversa de los realizados y finalmente con el objetivo genera la gráfica de comparación (Intensidad de uso de energía (kWh/m^2) - Objetivo).

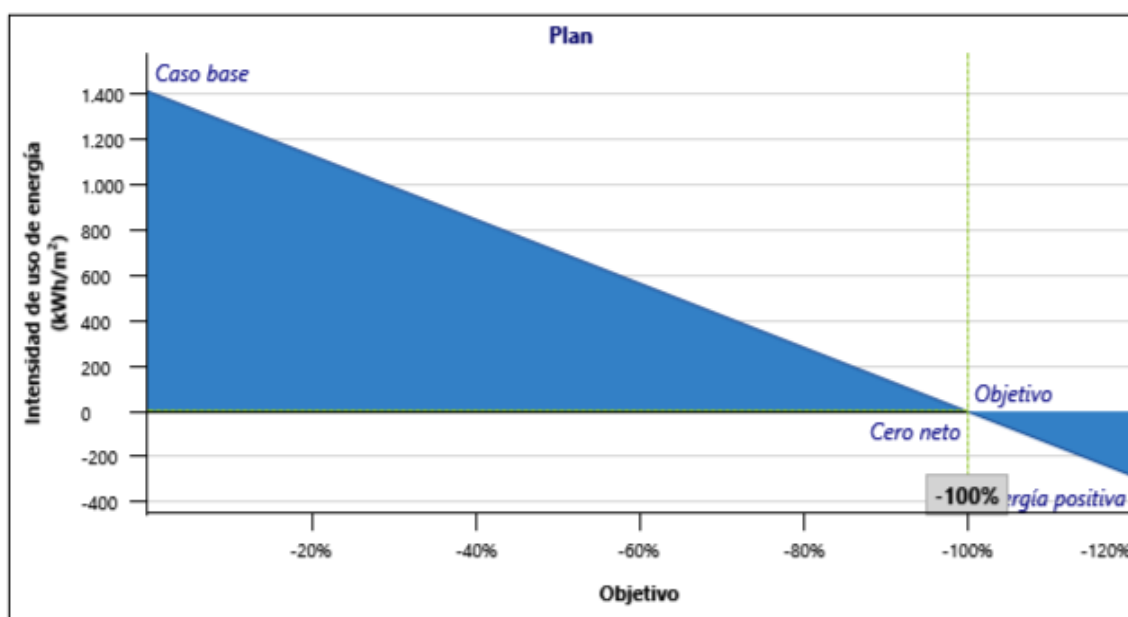


Figura 4. Gráfica Intensidad de uso de energía – objetivo

2.5. Emisiones

Una vez focalizado el uso de la energía se deben de tener en cuenta las emisiones producidas por el gas natural empleado y las que conlleva la producción de energía eléctrica, para así posteriormente poder ver si las medidas tomadas han sido realmente efectivas. Estos cálculos se detallan en el ANEXO 1.

Para el gas natural se ha tenido en cuenta su consumo, y a partir de ahí se deducen las tCO_2 , referenciando después respecto al área de la planta como se ha visto anteriormente.

$$EmisionesGasNatural = 27.497,21 \text{ tCO}_2$$

Con las emisiones de CO_2 para la generación de electricidad lo primero que se hace es identificar el origen de la electricidad en España, para después sacar las emisiones de CO_2 resultantes por cada fuente de producción no renovable en base a su producción.

$$EmisionesGasNatural = 3.350,23 \text{ tCO}_2$$

De igual forma que en el apartado de uso de la energía se obtiene la gráfica de comparación (Intensidad de las emisiones (tCO_2/m^2) - Objetivo).

$$Emisiones/\text{m}^2 = (27497.21 + 3350,23)/86.189 = 0,3579 \text{ tCO}_2/\text{m}^2$$

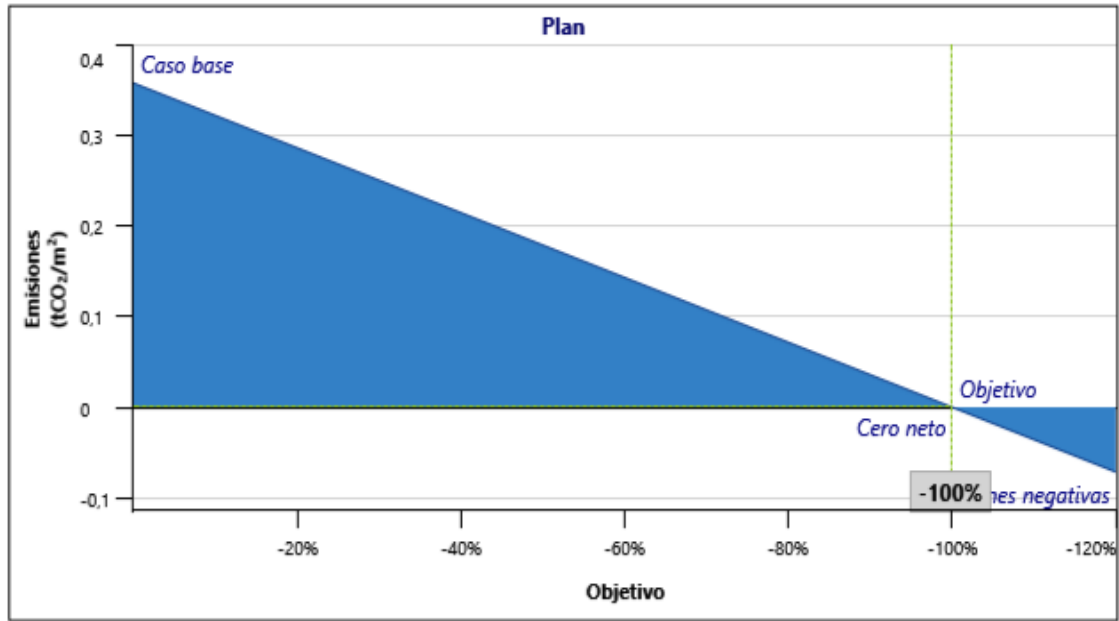


Figura 5. Gráfica emisiones - objetivo

2.6. Costos

En cuanto a los costos, han sido estimados (ANEXO 2), ya que no es posible conocer las tarifas de empresas con elevadas cifras de consumo tanto de luz como de gas, esto se debe a que a estos niveles de consumo lo habitual es negociar el precio con las comercializadoras. Para estimar los precios se toman los siguientes porcentajes:

- 25 % del precio de la comercializadora más barato.
- 15% del precio medio del año 2021.
- 60% del precio de venta a las comercializadoras.

El precio de la comercializadora será el precio más barato en la comercializadora que se tome como referencia, en este caso será Endesa (4). En los informes de energía de 2022 del portal web del Foro Nuclear (5) se encontrará el precio medio del año 2021. El precio de venta a las comercializadoras se toma del OMIP (6), siendo este último el que más impacto va a tener en dicha estimación porque al tener un elevado consumo de energía, el valor se va a aproximar más a este que a los precios que se puedan conocer. Se obtienen las siguientes tarifas:

$$\text{PrecioGasNatural} = 0,0585 \text{ €/kWh}$$

$$\text{PrecioElectricidad} = 0,1448 \text{ €/kWh}$$

Ya conocido el precio se debe introducir en el programa el coste energético, para ello se calcula el coste total tanto de Gas natural como de electricidad según la demanda y después se referencia respecto al área.

$$\text{CosteGasNatural}/\text{m}^2 = 6.873.637 \text{ €/}86.189 \text{ m}^2 = 79,75 \text{ €/m}^2$$

$$\text{CosteElectricidad}/\text{m}^2 = 3.843.397 \text{ €/}86.189 \text{ m}^2 = 44,59 \text{ €/m}^2$$

Finalmente se deben de tener en cuenta los costes totales de energía respecto al área, sumando luz y gas:

$$\text{CostesTotales}/\text{m}^2 = \text{CosteGasNatural}/\text{m}^2 + \text{CosteElectricidad}/\text{m}^2$$

$$\text{CostesTotales}/\text{m}^2 = 79,75 \text{ €/m}^2 + 44,59 \text{ €/m}^2 = 124,34 \text{ €/m}^2$$

Gráfica de comparación (Costes (€/m²)/objetivo) para los costes energéticos:

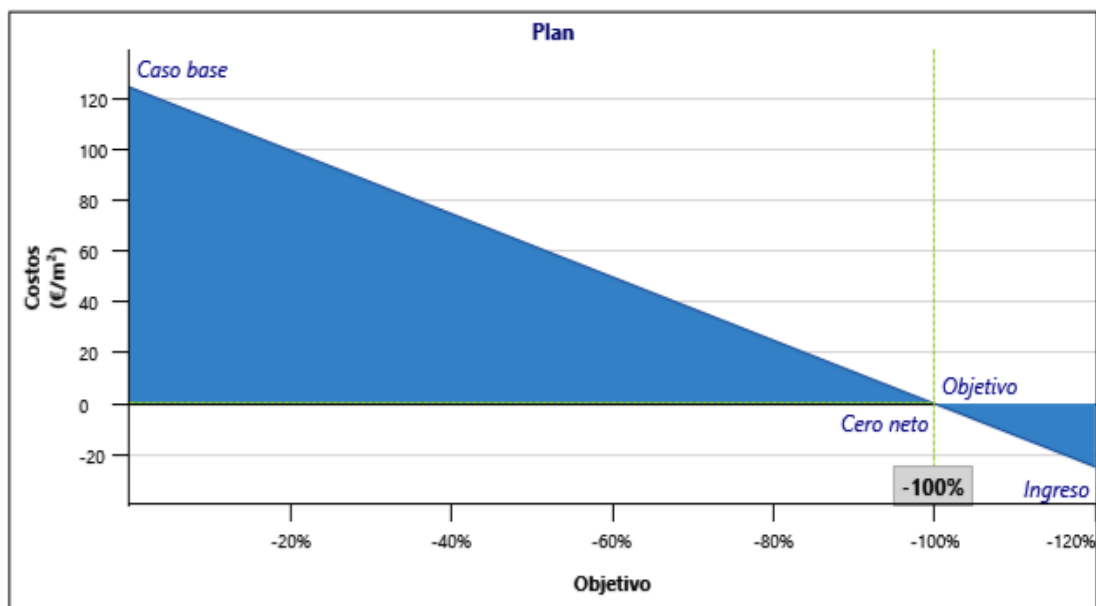


Figura 6. Gráfica costos - objetivo

3. Viabilidad técnica

Una vez se conoce la situación inicial, se va a proceder al estudio de la viabilidad técnica. En éste se plantean diferentes soluciones en forma de energías renovables con

el objetivo de reducir a cero la huella de carbono en el proceso productivo y ser autosuficiente.

Se va a realizar un primer análisis enfocado en la energía solar, según el emplazamiento y terreno disponible de la planta objeto de estudio.

3.1. Energía solar

Se han elegido dos soluciones para aprovechar la energía solar. Para obtener energía eléctrica se propone utilizar paneles fotovoltaicos (ANEXO 3) y para la generación de vapor, colectores solares de tipo cilíndrico-parabólico (ANEXO 5).

Inicialmente se va a analizar la viabilidad técnica de estos sistemas por separado, es decir, por un lado se plantea el caso en el que toda la superficie se utiliza para la explotación de la energía solar mediante paneles fotovoltaicos y por otro lado se actúa de igual manera con colectores cilíndrico-parabólicos. Se hace para así poder saber el máximo de electricidad y calor que es posible extraer de la energía del sol y conocer la proporción que se puede cubrir de la demanda anual.

3.1.1. Superficie disponible

Antes de realizar un estudio basado en energía solar es primordial conocer la superficie disponible, para ello se va a utilizar conjuntamente Google Maps (7) y la Sede Electrónica del Catastro (2).

Google Maps (7) permite facilitar una vista elevada de la planta y posibilita realizar un primer sondeo del terreno. La superficie disponible comprende todas las cubiertas de la parcela, ya que todo el terreno es propiedad de la empresa objeto de estudio. Con ello se consigue una mayor superficie, lo que favorece al estudio de viabilidad técnica en lo que a energía solar se refiere.

Una vez se conoce la distribución de la planta se accede a la Sede Electrónica del Catastro (2) en la que, a través del buscador de inmuebles y visor cartográfico, se busca en el mapa la parcela objeto de estudio para averiguar la superficie de la misma así como las subparcelas, obteniendo la siguiente distribución:

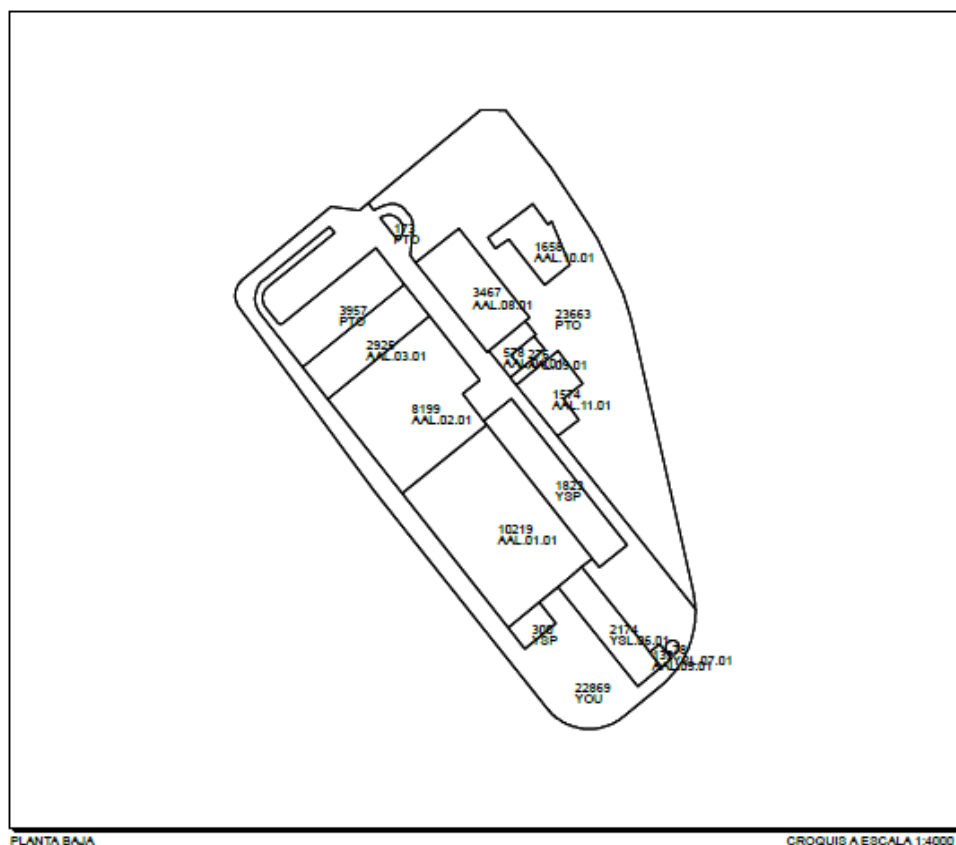


Figura 7. Vista en planta de la parcela

Código	Sup. en m ²	Descripción
YOU	22869	YOU
YSP	2123	YSP
AAL.01.01	10219	ALMACEN
AAL.02.01	8199	ALMACEN
AAL.03.01	2925	ALMACEN
AAL.04.01	578	ALMACEN
AAL.05.01	133	ALMACEN
YSL.06.01	2174	YSL
YSL.07.01	78	YSL
AAL.08.01	3467	ALMACEN
AAL.09.01	276	ALMACEN
AAL.10.01	1658	ALMACEN
AAL.11.01	1574	ALMACEN
TOTAL	68273	

Código	Sup. en m ²	Descripción
AAL.03.01	2925	ALMACEN
AAL.02.01	8199	ALMACEN
AAL.01.01	10219	ALMACEN
AAL.08.01	3467	ALMACEN
AAL.10.01	1658	ALMACEN
AAL.04.01	578	ALMACEN
AAL.09.01	276	ALMACEN
AAL.11.01	1574	ALMACEN
AAL.05.01	133	ALMACEN
PTO	27793	PATIO
YOU	22869	YOU
YSP	2123	YSP
YSL.06.01	2174	YSL
YSL.07.01	78	YSL
TOTAL	84088	

La superficie total de la parcela son 86189 m². De los cuales, las superficies de las cubiertas son las que tienen los siguientes códigos: AAL.03.01, AAL.02.01, AAL.01.01, YSP, YSL.06.01, YSL.07.01, AAL.08.01, AAL.09.01, AAL.10.01, AAL.11.01 y AAL.04.01.

Código	Superficie (m ²)
AAL.03.01	2.925
AAL.02.01	8.199
AAL.01.01	10.219
YSP	2.123
YSL.06.01	2.174
AAL.08.01	3.467
AAL.09.01	276
AAL.10.01	1.658
AAL.11.01	1.574
AAL.04.01	5.78
TOTAL	33.193

Tabla 5. Superficie disponible

Finalmente el sumatorio de la superficie disponible en las cubiertas es de 33.193 m².

3.1.2. Energía Fotovoltaica

En el ANEXO 4 se realiza una estimación de la producción PV en la localización. Para ello se utilizará el programa PVGIS (8), que es una aplicación web de uso libre de la UE de donde se pueden obtener datos sobre el recurso solar y realizar cálculos de producción de electricidad con paneles fotovoltaicos.

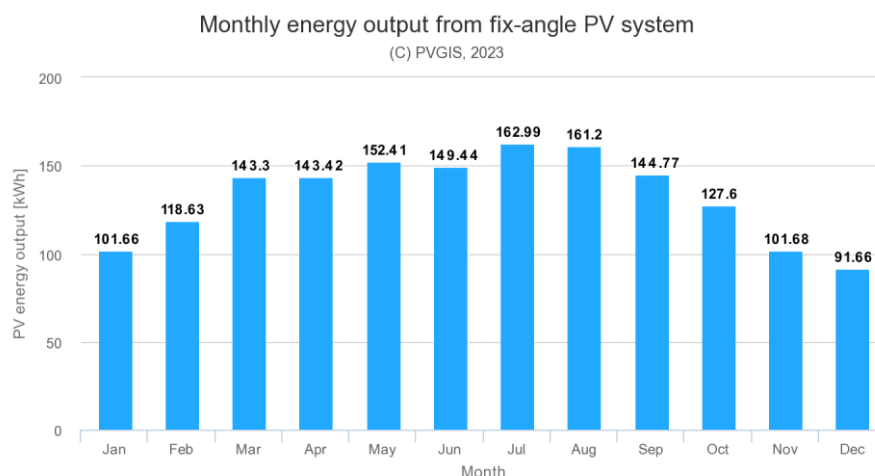


Figura 9. Estimación de la producción PV

Para la ubicación de la planta se tiene una producción fotovoltaica anual de 1598,75 kWh/kWp en el que los meses estivales son los que más aportan a esta producción como cabe esperar. Este primer dato no es realista ya que hay que considerar las posibles sombras que puedan producir sobre nuestra instalación los obstáculos cercanos, en este caso serán los edificios circundantes más altos. De nuevo se calculará con el programa PVGIS.

Pérdidas por sombras

Se va a proceder de la siguiente manera, se referencian las cubiertas con los códigos dados por el catastro y se van a tener en cuenta dos sombras. Por un lado, las sombras que la nave YSL.06.01 proyecta a las naves YSP, AAL.01.01, AAL.02.01 y AAL.03.01 (Naves Izquierda); y por otro lado, las sombras proyectadas por las naves AAL.11.01 y AAL.08.01 a las naves AAL.04.01 y AAL.09.01.

Tras realizar los cálculos descritos en el ANEXO 4 se puede sintetizar en una tabla la producción anual en los dos casos estudiados:

Sombras YSL.06.01 (kWh/kWp)	Sombras YSL.08.01/YSL.11.01 (kWh/kWp)
1598,75	1582,07

Tabla 6. Resultados de producción PV considerando sombras

Distancia entre filas

Antes de conocer el número de paneles que las cubiertas son capaces de albergar es necesario saber la distancia que se debe respetar entre filas para que no se hagan sombra entre ellas.

Se debe elegir un modelo de panel fotovoltaico que servirá de base previa para los cálculos que se harán a continuación. Tras sondear el mercado de los principales fabricantes de paneles fotovoltaicos, después de acotar la búsqueda en paneles de silicio cristalino y de última generación (mayor potencia nominal y eficiencia) finalmente se ha seleccionado el SunPower Maxeon 3 400 W (SPR-MAX3-400) (9) de 400kWp por estar cargado en la base de datos de RETScreen.

La distancia de separación obtenida para las dimensiones del modelo de panel elegido es de:

$$d = 0,92m$$

Estimación de Nº de paneles

En este punto es necesario conocer la cantidad de paneles que es posible instalar, para así dimensionar la energía que se puede producir, lo que era objetivo de este apartado.

Para ello se utiliza el software de dibujo vectorial Inkscape, en el cual se dibujan a escala cada una de las cubiertas y los paneles en vista elevada. Tras realizar esto se tienen un total de 21.092 paneles y desglosados por cubiertas se tiene:

Código	Nº Paneles
YSL.06.01	1.185
YSP_1	352
YSP_2	2.223
AAL.01.01	6.372
AAL.02.01	5.556
AAL.03.01	1.499
AAL.11.01	897
AAL.09.01	484
AAL.08.01	1.987
AAL.10.01	537
TOTAL	21.092

Tabla 7. Capacidad de paneles PV por superficies

Producción anual fotovoltaica

Con toda la información, ya es posible conocer la producción anual que se tendría con la explotación de todas las cubiertas. Como se conoce el número de paneles por nave, éstos se van a multiplicar por la potencia nominal del modelo elegido, así se tiene la capacidad de producción en kWp por cada uno de ellos. Después se multiplica por la producción anual obtenida mediante PVGIS y si se suman todos los valores, finalmente se tendrá el resultado de producción anual fotovoltaica de la planta.

Se deben realizar los cálculos en tres partes:

- Sin obstáculos.

Sin obstáculos	kWp	kWh
YSL.06.01	474	757.808
AAL.10.01	214,8	343.412
AAL.11.01	358,8	573.632
AAL.08.01	794,8	1.270.687
TOTAL	1.842,4	2.945.537

Tabla 8. Producción PV superficies no afectadas por sombras

- Sombra proyectada por YSL.06.01.

Sombras YSL.06.01	kWp	kWh
YSP_1	140,8	225104
YSP_2	889,2	1421609
AAL.01.01	2548,8	4074894
AAL.02.01	2222,4	3553062
AAL.03.01	599,6	958611
TOTAL	6400,8	10233279

Tabla 9. Producción PV superficies afectadas por sombras de YSL.06.01

- Sombra proyectada por AAL.11.01 y AAL.08.01.

Sombras AAL.08.01/AAL.11.01	kWp	kWh
AAL.09.01	193,6	306289

Tabla 10. Producción PV superficies afectadas por sombras de AAL.08.01/AAL.11.01

La producción anual si la explotación de las cubiertas fuera 100% fotovoltaica es de 13.485 MWh.

3.1.3. Energía termosolar

De la misma manera que con la energía fotovoltaica, en el ANEXO 6 se realiza una estimación de la producción de calor generado por energía termosolar, más en concreto con colectores solares cilíndrico-parabólicos. De nuevo se utilizará PVGIS (8), en este caso para descargar los valores diarios de Irradiación Directa Normal (DNI) sobre una superficie que sigue al sol (W/m^2) y los de temperatura ambiente.

Después de calcular el ángulo de incidencia para un seguimiento E-O (Seguimiento el cual aprovecha mejor la irradiación del sol para colectores cilíndrico-parabólicos) se calcula el calor solar absorbido por el fluido de trabajo. Para ello se necesita el área de apertura que se tendría para la superficie de todas las cubiertas, tomando como referencia la central termosolar de Borges. El área de apertura para la totalidad de superficie de la que dispone la fábrica de cerveza es de $11.852 m^2$.

	A_total (m^2)	A_apertura (m^2)
Fábrica de cerveza	33.193	11.852

Tabla 11. Resultados área de apertura colectores cilíndrico parabólicos

Conocido el área de apertura es el momento de saber el calor útil que el fluido es capaz de absorber y al igual que en el caso de los paneles fotovoltaicos, se requiere conocer las especificaciones de un modelo de colector. Se realizarán los cálculos en base al

modelo de colector Luz System 3 (LS-3) de Abengoa, con una temperatura del fluido en el absorbedor de $T_{\text{abs}} = 100\text{ }^{\circ}\text{C}$ (La que requiere el proceso).

Al final se obtiene la producción mensual de vapor de proceso con colectores cilíndrico-parabólicos y sumándolos se consigue conocer la producción anual, que era el objetivo de este estudio.

	ΣMWh
Enero	428,49
Febrero	706,31
Marzo	1.070,53
Abril	1.353,09
Mayo	1.609,74
Junio	1.806,52
Julio	2.121,70
Agosto	1.880,25
Septiembre	1.259,05
Octubre	782,20
Noviembre	431,18
Diciembre	339,77
Total (MWh)	13.788,84

Tabla 12. Producción de calor por colectores cilíndrico-parabólicos

Se obtiene que la producción anual termosolar es de 13.789MWh. Notar que la producción es mayor para los meses de mayo a septiembre, lo que tiene mucho sentido ya que los valores de DNI son considerablemente más elevados. En cambio, para los meses de meteorología invernal (noviembre, diciembre, enero y febrero) la producción se ve muy mermada.

Simulador de campo de Absolicon

Absolicon es una empresa sueca especializada en el desarrollo y fabricación de concentradores solares cilíndrico-parabólicos de alta eficiencia. Se centran en sistemas diseñados para ser utilizados en aplicaciones comerciales, industriales y de escala distribuida, proporcionando soluciones energéticas más sostenibles y eficientes. En su sitio web disponen de una herramienta llamada simulador de campo (10) mediante la cual se puede simular la producción anual para un área y emplazamiento determinados. Se introducen en dicha herramienta las condiciones del proyecto y el resultado es:

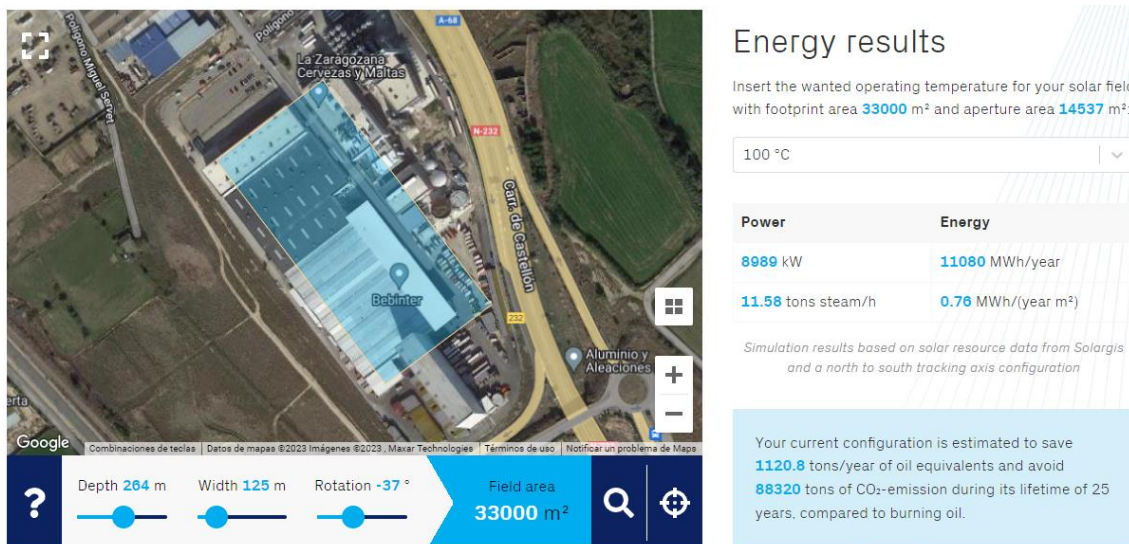


Figura 10. Simulador de campo de Absolicon

La producción anual que resulta de la simulación es de 11.080 MWh/año, por lo que se puede tomar el resultado de la estimación anterior como válido (13.789 MWh/año).

3.2. Conclusiones viabilidad técnica

En este punto ya se conoce la producción tanto de la explotación del área de las cubiertas por placas fotovoltaicas como por colectores solares cilíndrico-parabólicos, por lo que es posible sacar conclusiones de la viabilidad técnica en cifras de producción anual.

3.2.1. Energía fotovoltaica

Con el estudio de la producción de energía eléctrica fotovoltaica, se obtiene que la capacidad del área es de 21.092 paneles del modelo que ha sido elegido como base, lo que supone una potencia instalada pico de 8.436,8 kW. Para esta potencia instalada y en el emplazamiento de la planta los resultados de producción anual han sido de 13.485MWh. Como el destino de esta energía es la alimentación del equipo de refrigeración por compresor se necesita corriente alterna, por lo que se debería instalar un inversor cuyo factor de escala (11) es de 1,2 veces la potencia pico instalada por la potencia del inversor. Por lo que la energía obtenida se vuelve a calcular dividiendo la energía por dicho factor de escala y se obtienen 11.237.500 kWh. Finalmente se cubre la siguiente proporción de la demanda:

$$((11.237.500 \text{ kWh})/(26.542.800 \text{ kWh})) * 100 = 42 \%$$

Como se puede ver la capacidad de producción es de un 42% del consumo de energía eléctrica total. Dado que el porcentaje cubierto de la demanda es bastante alto (más de un 40%) se considera conveniente estudiar la viabilidad económica de la propuesta de instalación hecha.

Cabe destacar que la demanda en términos de potencia de la situación inicial es de 3.030 kW constantemente, entonces se debe estudiar si para el emplazamiento puede haber determinados momentos en que se produzcan excedentes de energía eléctrica, dado que la potencia pico que se tiene (8.436,8 kW) es más del doble de la demandada.

Para ello se volverá a utilizar PVGIS, en este caso se obtendrá la potencia horaria para la ubicación de la planta y la potencia pico durante el año 2020 (El año más reciente que tiene en la base de datos) en un archivo .csv, así después se trabajará en un libro Excel. Tomando aleatoriamente un día de julio (Alta irradiación) se obtiene:

Año/Mes/Día/Hora	Potencia (kW)
20200725:0010	0,0
20200725:0110	0,0
20200725:0210	0,0
20200725:0310	0,0
20200725:0410	0,0
20200725:0510	3,6
20200725:0610	335,1
20200725:0710	1715,6
20200725:0810	3339,1
20200725:0910	4617,8
20200725:1010	5508,8
20200725:1110	5783,8
20200725:1210	5873,8
20200725:1310	5586,8
20200725:1410	4947,6
20200725:1510	4096,1
20200725:1610	2829,5
20200725:1710	1284,3
20200725:1810	302,0
20200725:1910	0,0
20200725:2010	0,0
20200725:2110	0,0
20200725:2210	0,0
20200725:2310	0,0

Tabla 13. Potencia horaria para el 25/07/2020

Se puede apreciar como desde las 8:00 hasta las 16:00 se excede la potencia horaria de 3.030 kW, esto indica que en efecto se producen excedentes y es por ello por lo que en la posterior viabilidad económica se considerará la instalación de un sistema de intercambio (cuadro bidireccional) con el que poder inyectar energía a la red y también el almacenamiento en baterías de gran escala.

3.2.2. Energía termosolar

La producción anual de los colectores cilíndrico-parabólicos es de 13.789 MWh para el área dada, lo que supone la siguiente parte de la demanda energética de calor total:

$$((13.789.000 \text{ kWh})/(95.300.344 \text{ kWh})) * 100 = 14\%$$

Solo es posible cubrir un 14% de la demanda total, por lo que no se considera procedente continuar con la viabilidad económica, más todavía cuando se acaba de ver que a efectos de viabilidad técnica merece la pena la explotación de la superficie disponible con energía PV.

4. Viabilidad económica

En este punto en el que ya se conoce la viabilidad técnica, es el momento de estudiar la factibilidad del proyecto en términos económicos. Para ello se utilizará el software RETScreen, mediante el que se analizará la reducción de emisiones y la rentabilidad. Como se ha visto en la viabilidad técnica, el siguiente estudio se basa en la explotación del 100% de las cubiertas con la instalación de paneles fotovoltaicos para obtener energía eléctrica, ya que finalmente los concentradores cilíndrico-parabólicos no se van a considerar y, además, tener en cuenta el excedente de energía eléctrica que se produce.

El actual estudio económico se llevará a cabo siguiendo el flujo de trabajo del software, en el que primero se tienen en cuenta los precios de la electricidad y los combustibles que ya han sido determinados en la situación inicial, después se concretan los equipos de calor de proceso y electricidad (Caldera y sistema de refrigeración por compresor) y seguidamente donde se destina la energía en el proceso (Calor de proceso y electricidad). Finalmente se introducen las mejoras para efficientizar el proceso y hacerlo más económico, primero con el ahorro de uso de energía y maximizar eficiencia, lo que no es objetivo del presente trabajo, y segundo optimizando el suministro mediante placas solares fotovoltaicas. En el ANEXO 7 se profundiza en el proceso y se muestran las decisiones tomadas.



Figura 11. Pasos del análisis energético

Excedentes

Se deben estudiar dos casos, primero la compensación por excedentes, es decir, considerar los ingresos que se pueden obtener vendiendo la energía que no es capaz de consumir el equipo eléctrico en determinados momentos, y segundo con un sistema de almacenamiento mediante baterías.

Para ambas situaciones, previamente se debe conocer la energía que se consume teniendo en cuenta que no siempre el sistema es capaz de aprovecharla toda, ya que como se ha visto hay momentos en los que se produce más electricidad de la que se consume. En el libro Excel que se ha utilizado antes para comprobar si se producían excedentes se limitará la potencia con la siguiente formula:

$$= \text{SI}(\text{PotenciaHoraria} > 3030000; 3030000; \text{PotenciaHoraria})$$

Hecho esto se suman todas las potencias horarias, con lo que se obtiene la energía real consumida de 8.856 MWh (de 13.485 MWh que el sistema es capaz de producir). Aunque es importante notar que para poder aprovechar esta energía en los equipos de refrigeración se debe pasar de corriente continua a corriente alterna, esto se realiza mediante la instalación de un inversor que introduce un factor de escala típico de 1,2 (11).

	Obtenida (MWh)	Inversor (MWh)
Total	13485,00	11237,5
Consumida	8856	7380,00
	Diferencia	3857,5

Tabla 14. Energía antes y después de inversor

4.1. Compensación de excedentes

4.1.1. Ahorros

Una vez se han introducido los equipos, el uso final y la forma de optimizar el suministro, el software permite visualizar un pequeño resumen y también hacer un primer análisis de comparación entre el caso base y el propuesto. En este momento lo más preciso es determinar la energía que se ha ahorrado y el ahorro económico que esto supone.

Mostrar: Todos	Calentamiento	Enfriamiento	Electricidad	Costos iniciales incrementales	Ahorros en costo de combustible	Ahorros incrementales O y M	Pago simple de retorno del capital
Energía ahorrada	kWh	kWh	kWh	€	€	€	año
Calentamiento							
Caldera				0	0	0	
Enfriamiento							
Compresor				0		0	
Equipo eléctrico							
Equipo eléctrico			0	0	0	0	
Calor de proceso							
Calor de proceso	0			0	0	0	
Electricidad							
Fotovoltaico			7.380.000	10.967.840	1.068.624	-118.115	11,5
Total	0		7.380.000	10.967.840	1.068.624	-118.115	11,5

Tabla 15. Resumen de energía ahorrada en el caso propuesto (Compensación excedentes)

En los equipos de caldera y compresor no se produce ningún ahorro porque son idénticos al caso base, es decir, no se ha realizado ninguna inversión inicial ni hay ahorros en operación y mantenimiento. Esto mismo ocurre en el equipo eléctrico y el calor de proceso, pero sí que se produce un ahorro de energía al introducir en el sistema la instalación de placas fotovoltaicas, ya que permiten obtener 7.380.000 kWh de la energía del sol, así que se corresponde con la cifra de ahorro. Por otro lado, habrá que tener en cuenta que la inversión inicial es de 10.967.840 € y que gracias a la instalación de este nuevo proyecto se consigue un ahorro de 1.068.624 € en consumo de combustible y un coste de 118.115 € en gastos de operación y mantenimiento respecto al caso base. Además, esta tabla ya nos adelanta que el pago simple de retorno de capital es en el año 11,5.

A continuación, se muestra una gráfica y una tabla en la que se pueden comparar más fácilmente los ahorros en energía y los costos/ahorros que conlleva el combustible y la electricidad.

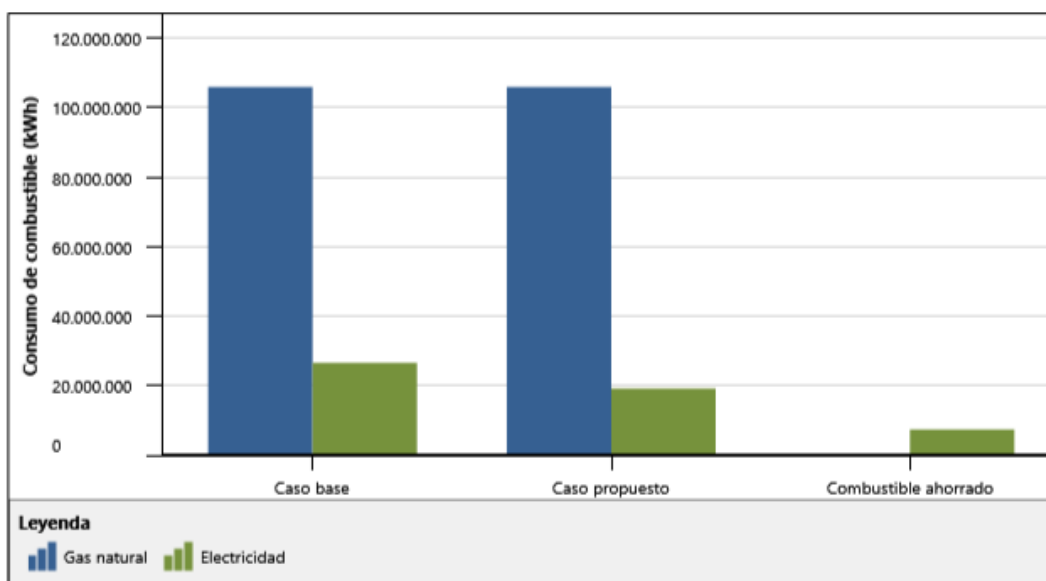


Figura 12. Gráfica consumo de combustible – comparación (Compensación excedentes)

Tipo de combustible	Combustible Unidad	Caso base Consumo de combustible	Caso propuesto Consumo de combustible	Ahorros Combustible ahorrado
Gas natural	kWh	105.889.272	105.889.272	0
Electricidad	kWh	26.542.800	19.162.800	7.380.000
Tipo de combustible	Combustible Precio del combustible	Caso base Costo del combustible	Caso propuesto Costo del combustible	Ahorros Ahorros
Gas natural	0,059 €/kWh	€ 6.194.522	€ 6.194.522	€ 0
Electricidad	0,145 €/kWh	€ 3.843.397	€ 2.774.773	€ 1.068.624
Total		€ 10.037.920	€ 8.969.296	€ 1.068.624

Tabla 16. Tabla sumario gasto energético y costo comparación (Compensación excedentes)

Tal y como se ve en la tabla se pasa de un costo de combustible de 10.037.920 € en el caso base a 8.969.296 € en el caso propuesto, lo que se corresponde con los 1.068.624€ de ahorro en un año.

4.1.2. Emisiones

Antes de evaluar la rentabilidad del proyecto es conveniente realizar un análisis de las emisiones de gases de efecto invernadero del caso propuesto y ver en qué proporción se mejora la situación inicial, ya que la reducción de la huella de carbono que conlleva el proceso de fabricación de la cerveza es también uno de los propósitos del presente Trabajo de Fin de Grado. También es importante porque marcará posteriormente los ingresos obtenidos por reducción de gases de efecto invernadero.

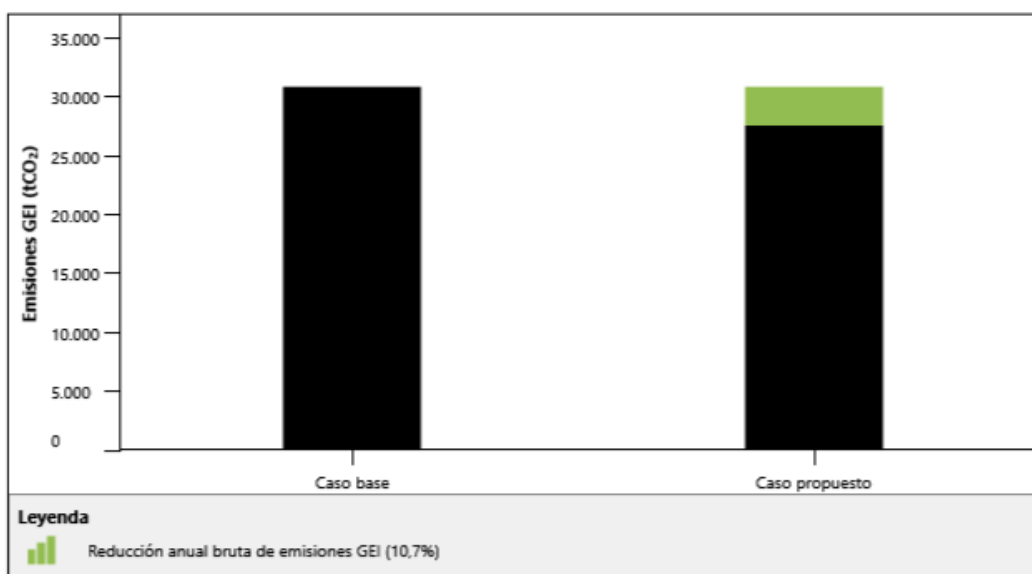


Figura 13. Gráfica Emisiones GEI – comparación (Compensación excedentes)

Emisiones GEI		
Caso base	30.845,8	tCO ₂
Caso propuesto	27.551	tCO ₂
Reducción anual bruta de emisiones GEI	3.294,8	tCO₂

Tabla 17. Reducción anual bruta de emisiones GEI (Compensación excedentes)

Se obtienen unas emisiones en el caso base de 30.846 tCO₂, valor prácticamente idéntico al calculado en la situación inicial, por lo que el procedimiento seguido es corroborado por RETScreen. Para el caso propuesto es de 27.551 tCO₂, obteniendo un ahorro de 3295 tCO₂ (reducción del 10,8%), por lo que aunque sea viable técnicamente y sin conocer todavía si lo es económicamente, ya se puede afirmar que el objetivo de huella de carbono cero no es posible. Esta situación es coherente ya que no se puede autoabastecer de energía eléctrica y en el caso base tanto como en el propuesto el calor de proceso se sigue obteniendo mediante caldera de Gas Natural.

4.1.3. Análisis de rentabilidad

Finalmente el software desarrolla el cálculo de flujos de caja durante la vida del proyecto y devuelve los indicadores financieros, con los que se analizará la rentabilidad del proyecto. Es importante recalcar que no se tiene en cuenta una posible deuda acarreada por la financiación de la inversión inicial, se trata de un estudio meramente académico en el que se evalúa la viabilidad del proyecto.

Se evaluará la rentabilidad del proyecto en base a los indicadores financieros VAN (VAN=VPN (Valor Presente/Actual Neto)) y TIR (Tasa interna de retorno). El VAN es positivo con un valor de 17.227.864 € y el TIR es de 13,4%, muy superior a la tasa de descuento (3%), por lo que se puede afirmar que es viable económicamente.

Viabilidad financiera		
TIR antes de impuestos - capital	%	13,4%
MTIR antes de impuestos - capital	%	10,5%
TIR antes de impuestos - activos	%	13,4%
MTIR antes de impuestos - activos	%	10,5%
Pago simple de retorno del capital	año	7,9
Repago - capital	año	7,4
Valor Presente Neto (VPN)	€	17.227.864
Ahorros anuales en ciclo de vida	€/año	989.360
Relación Beneficio-Costo		2,6
Cobertura - servicio de deuda		Sin deuda
Costo de reducción de GEI	€/tCO ₂	-293

Tabla 18. Viabilidad financiera caso propuesto (Compensación excedentes)

4.2. Baterías

Procediendo de manera homóloga a la compensación por excedentes se van a mostrar los resultados que se consiguen con la instalación de baterías para almacenar el excedente de la producción PV, después se sacarán conclusiones con el objetivo de decir que opción será llevada a cabo.

4.2.1. Ahorros

Mostrar: Todos	Calentamiento	Enfriamiento	Electricidad	Costos iniciales incrementales	Ahorros en costo de combustible	Ahorros incrementales O y M	Pago simple de retorno del capital
Energía ahorrada	kWh	kWh	kWh	€	€	€	año
Calentamiento							
Caldera				0	0	0	
Enfriamiento							
Compresor				0		0	
Equipo eléctrico							
Equipo eléctrico			0	0	0	0	
Calor de proceso							
Calor de proceso	0			0	0	0	
Electricidad							
Fotovoltaico			11.237.500	10.967.840	1.627.190	-118.115	7,3
Total	0		11.237.500	10.967.840	1.627.190	-118.115	7,3

Tabla 19. Resumen de energía ahorrada en el caso propuesto (Baterías)

Se produce un ahorro de energía eléctrica al poder aprovechar toda la energía producida, obteniendo 11.237.500 kWh de la energía del sol, así que ahora esa es la cifra de ahorro. La inversión inicial mostrada ahora es solo la de la instalación fotovoltaica, de 10.967.840 €, después se tendrá en cuenta la inversión en baterías. Se consigue un ahorro de 1.627.190 € en consumo de combustible y un coste de 118.115 € en gastos de operación y mantenimiento respecto al caso base. El pago simple de retorno de capital es en el año 7,3.

A continuación, se muestra una gráfica y una tabla en la que se pueden comparar más fácilmente los ahorros en energía y los costos/ahorros que conlleva el combustible y la electricidad.

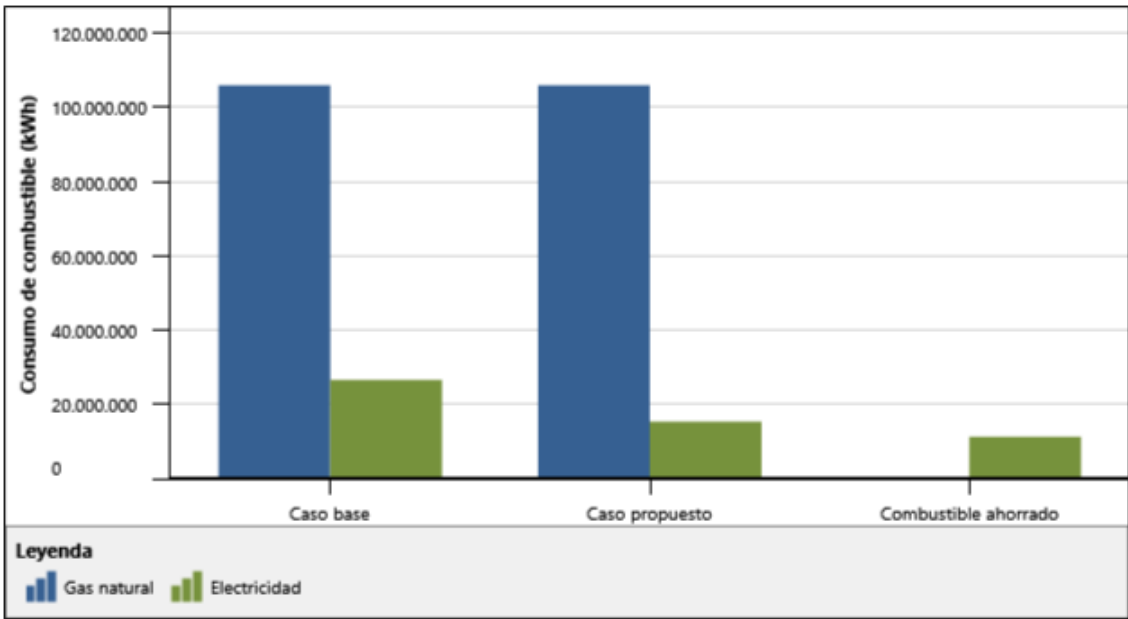


Figura 144. Gráfica consumo de combustible – comparación (Baterías)

Tipo de combustible	Combustible Unidad	Caso base Consumo de combustible	Caso propuesto Consumo de combustible	Ahorros Combustible ahorrado
Gas natural	kWh	105.889.272	105.889.272	0
Electricidad	kWh	26.542.800	15.305.300	11.237.500
Tipo de combustible	Combustible Precio del combustible	Caso base Costo del combustible	Caso propuesto Costo del combustible	Ahorros Ahorros
Gas natural	0,059 €/kWh	€ 6.194.522	€ 6.194.522	€ 0
Electricidad	0,145 €/kWh	€ 3.843.397	€ 2.216.207	€ 1.627.190
Total		€ 10.037.920	€ 8.410.730	€ 1.627.190

Tabla 20. Tabla sumario gasto energético y costo comparación (Compensación excedentes)

Se pasa de un costo de combustible de 10.037.920 € en el caso base a 8.410.730 € en el caso propuesto, lo que se corresponde con los 1.627.190 € de ahorro en un año en términos de energía eléctrica.

4.2.2. Costes

Es ahora cuando se introducen la inversión inicial de la batería como coste inicial y el coste anual de mantenimiento de la batería se introduce en el campo de costes anuales.

Costos iniciales (créditos)	Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto
Costos iniciales incrementales				€ 10.967.840
Mostrar datos				
Definido por el usuario	costo		€	-
Batería 385,53 €/kWh	costo	16.000	€ 385,53	€ 6.168.480
Costos iniciales totales				€ 17.136.320
Costos anuales (créditos)	Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto
Costos de O y M (ahorros)	proyecto			€ 118.115
Mostrar datos				
Costo de combustible - caso propuesto				€ 8.410.730
Definido por el usuario	costo		€	-
Mantenimiento batería	costo	1	€ 6.142	€ 6.142
Costos anuales totales				€ 8.534.987
Ahorros anuales	Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto
Costo de combustible - caso base				€ 10.037.920
Definido por el usuario	costo		€	-
Ahorro total anual				€ 10.037.920

Figura 155. Costos iniciales y anuales (Baterías)

4.2.3. Emisiones

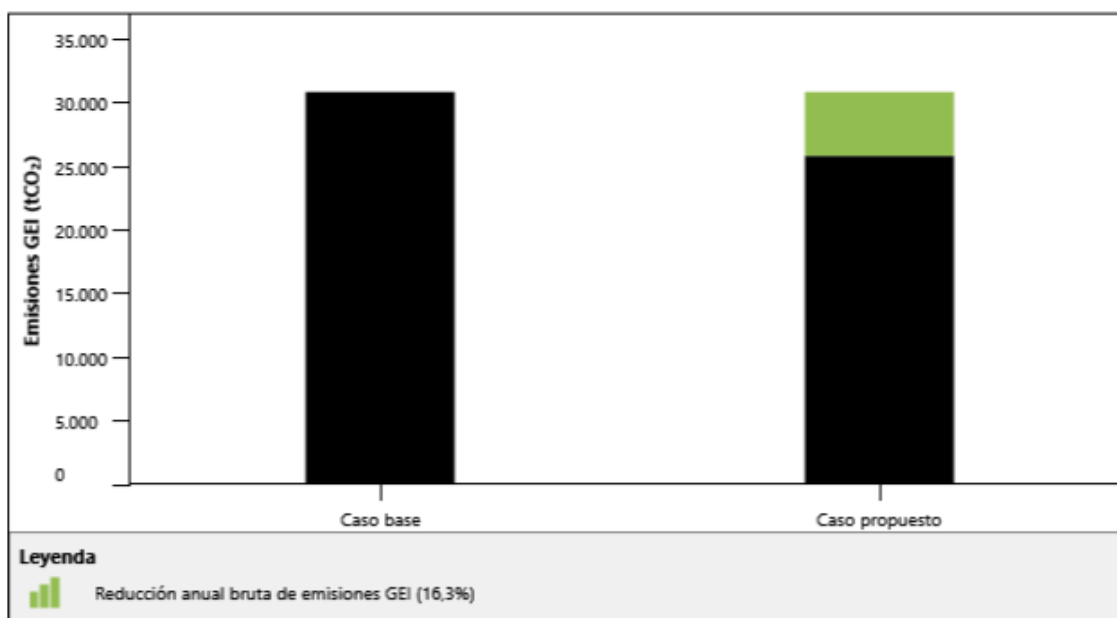


Figura 16. Gráfica Emisiones GEI – comparación (Baterías)

Emisiones GEI		
Caso base	30.845,8	tCO ₂
Caso propuesto	25.828,8	tCO ₂
Reducción anual bruta de emisiones GEI	5.017	tCO₂

Tabla 21. Reducción anual bruta de emisiones GEI (Baterías)

Ahora para el caso propuesto las emisiones son 25.829 tCO₂, obteniendo un ahorro de 5.017 tCO₂ (reducción del 16,3%). Al poder aprovechar toda la energía limpia obtenida de los paneles los GEI son menores, consiguiendo reducir en este caso algo más la huella de carbono.

4.2.4. Análisis de rentabilidad

Viabilidad financiera		
TIR antes de impuestos - capital	%	9,9%
MTIR antes de impuestos - capital	%	9,3%
TIR antes de impuestos - activos	%	9,9%
MTIR antes de impuestos - activos	%	9,3%
Pago simple de retorno del capital	año	10,9
Repago - capital	año	9,7
Valor Presente Neto (VPN)	€	17.169.468
Ahorros anuales en ciclo de vida	€/año	986.006
Relación Beneficio-Costo		2
Cobertura - servicio de deuda		Sin deuda
Costo de reducción de GEI	€/tCO ₂	-190

Tabla 22. Viabilidad financiera caso propuesto (Baterías)

El VAN es positivo con un valor de 17.169.468 € y el TIR es de 9,3 %, continúa siendo superior a la tasa de descuento (3%), por lo que se puede afirmar también que es viable económicamente.

4.3. Conclusiones viabilidad económica

Los indicadores financieros VAN y TIR indican claramente para las dos soluciones propuestas que la instalación de paneles fotovoltaicos además de ser viable técnicamente también lo es económicamente, por lo que se puede afirmar que supondrían un ahorro para la empresa. También se ha visto como se conseguiría una primera reducción de gases de efecto invernadero.

No obstante, se debe elegir una de las dos opciones para continuar con el estudio de la reducción de emisiones. Debido a que el TIR es más alto y que la recuperación de la inversión se produce en menos tiempo, se decanta como caso propuesto la compensación de excedentes.

5.Reducción de emisiones

Se cumple que el proyecto de instalación de paneles fotovoltaicos es viable tanto técnica como económicamente pero todavía se está lejos del objetivo de huella de carbono cero, es por ello por lo que se van a plantear dos escenarios que busquen reducir las emisiones. Se considerará la compra del resto de energía eléctrica que no es posible producir con los paneles como energías renovables fuera del sitio (Energía verde) y la instalación de sistemas de biomasa para generar el calor del proceso. Por lo que se tendrán los siguientes escenarios:

1. Energía fotovoltaica (Compensación de excedentes) + Energía verde
2. Energía fotovoltaica (Compensación de excedentes) + Energía verde + Instalación de biomasa

5.1. Energía fotovoltaica (Compensación de excedentes) + Energía verde

Se contrataría con una comercializadora el suministro eléctrico restante por energía verde, por lo que la electricidad comprada provendría de energías renovables fuera de sitio y de esta manera las emisiones supuestas del consumo de energía eléctrica serían reducidas a cero.

Para poder evaluar este caso es necesario estimar el precio de este tipo de energía para el volumen de consumo existente, por lo que se va a tomar como referencia la proporción entre el precio de la electricidad calculada en la situación inicial y el precio medio del pequeño consumidor. Esta proporción es de un 57%, por lo que se estimará que el precio para la empresa será el 57% del precio de energía verde para el consumo doméstico. Se tomará como referencia el precio en base a la energía eólica, ya que es la energía renovable que más produce en España. El precio estimado para esta modalidad de producción de electricidad para el 2023 es de 0,21 €/kWh por lo que respetando la proporción anterior:

$$((\text{PrecioEnergíaEólica})/(0,21 \text{ €/kW})) * 100 = 57 \%$$

$$\text{PrecioEnergíaEólica} = 0,12\text{€/kW}$$

Se obtiene que el precio de la energía verde es más barato que el convencional, debido a que cada vez hay más producción renovable y no está penalizada por las tasas de emisión de CO2.

En RETScreen se añaden energías renovables fuera de sitio como forma de obtener energía, introduciendo la energía requerida, la fuente (Energía eólica) y la tarifa, y ya muestra directamente el coste anual de contratar el suministro de esta forma, 2.682.792€.

Renovables fuera del sitio

Descripción
Renovables fuera del sitio

Nota

Renovables fuera del sitio

Electricidad restante requerida
MWh
19.163

Tipo de combustible
Eólica

Proveedor

Tarifa de electricidad - anual
€/kWh
0,14

Costo total de electricidad - anual
€
2.682.792

Figura 17. Datos introducidos renovables fuera de sitio en RETScreen

El software interpreta que para el caso propuesto se ha reducido la totalidad de la electricidad solicitada en el caso base y que es ahorrada la parte del coste de electricidad que no se produce con los paneles fotovoltaicos, y la forma en que tiene en cuenta lo que cuesta el suministro mediante renovables fuera de sitio es como un ahorro negativo (Gasto). Además, el pago simple de retorno capital ahora es de 10,5. Se puede ver de manera gráfica la demanda de energía para el caso propuesto en la siguiente tabla resumen:

Mostrar:	Calentamiento	Enfriamiento	Electricidad	Costos iniciales incrementales	Ahorros en costo de combustible	Ahorros incrementales O y M	Pago simple de retorno del capital	¿Incluye medida?
Todos								
Demanda de energía - caso propuesto	kWh	kWh	kWh	€	€	€	año	☒
Electricidad								
Fotovoltaico			-7.380.000	10.967.840	1.068.624	-118.115	11,5	☒
Renovables fuera del sitio			-19.162.800	0	2.774.773	-2.682.792	Inmediato	☒
Total			-26.542.800	10.967.840	3.843.397	-2.800.907	10,5	

Tabla 17. Demanda de energía escenario 1

Seguidamente se analizan las emisiones en este primer escenario propuesto, en las que se reducen a una cantidad de 18.996 tCO₂, lo que supone una reducción anual de emisiones de gases de efecto invernadero de 11.850 tCO₂ (un 38,4% respecto al caso inicial). También es importante mencionar que se produce un aumento de ingresos por reducción por CO₂, acumulando 175.938 € anualmente.

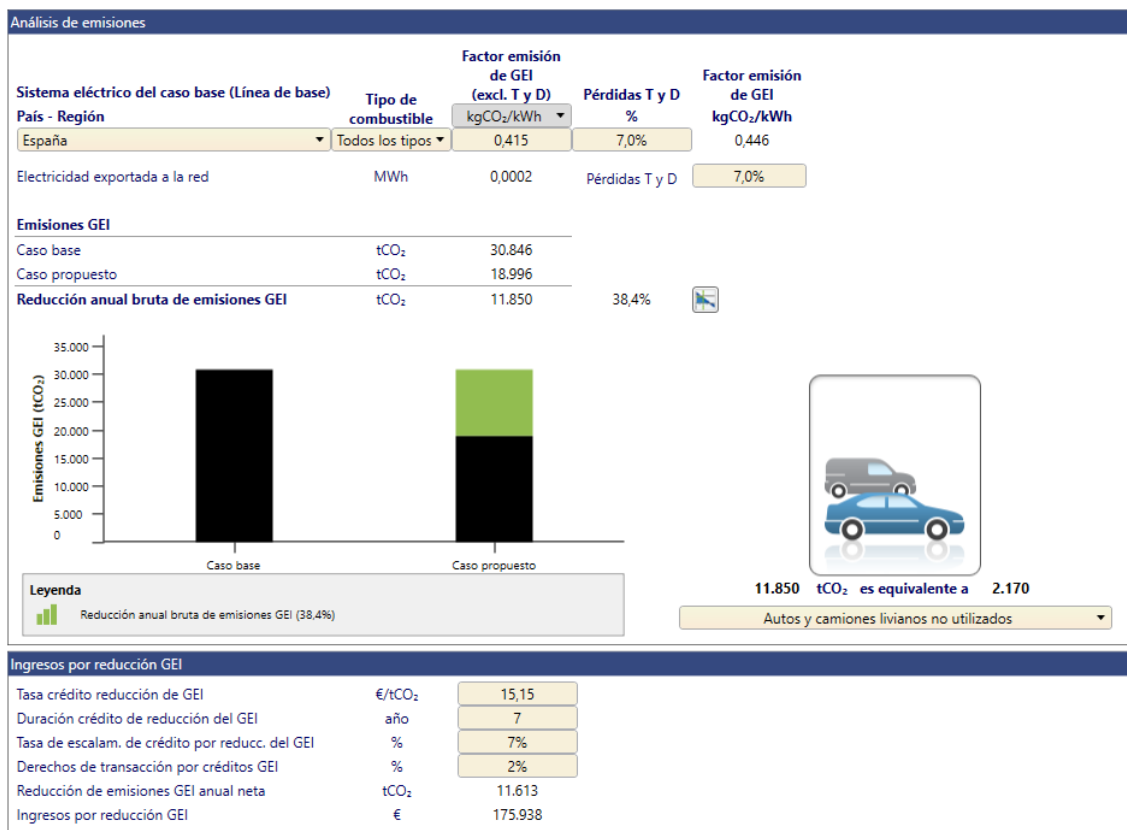


Figura 18. Análisis de emisiones escenario 1

Análisis económico

Respecto al análisis de viabilidad económica, se mantiene la inversión inicial, los costes anuales son algo menores y los ingresos anuales se han incrementado, lo que conlleva un flujo de efectivo neto anual de 1.604.178 y el primer flujo acumulado positivo en el año 7,2.

Costos Ahorros Ingreso			
Costos iniciales			
Costos iniciales incrementales	100%	€	10.967.840
Costos iniciales totales	100%	€	10.967.840
Flujo de caja anuales - Año 1			
Costos anuales/pagos de deuda			
Costos de O y M (ahorros)		€	2.800.907
Costo de combustible - caso propuesto		€	6.194.522
Pagos de la deuda		€	0
Costos anuales totales		€	8.995.430
Ahorros e ingresos anuales			
Costo de combustible - caso base		€	10.037.920
Ingresos por reducción GEI - 7 años		€	175.938
Otros ingresos (costo) - 25 años		€	385.750
Ingresos por producción de EL		€	0
Ingresos y ahorros anuales totales		€	10.599.608
Flujo de efectivo neto anual - Año 1		€	1.604.178

Tabla 18. Costos/Ahorros/Ingresos escenario 1

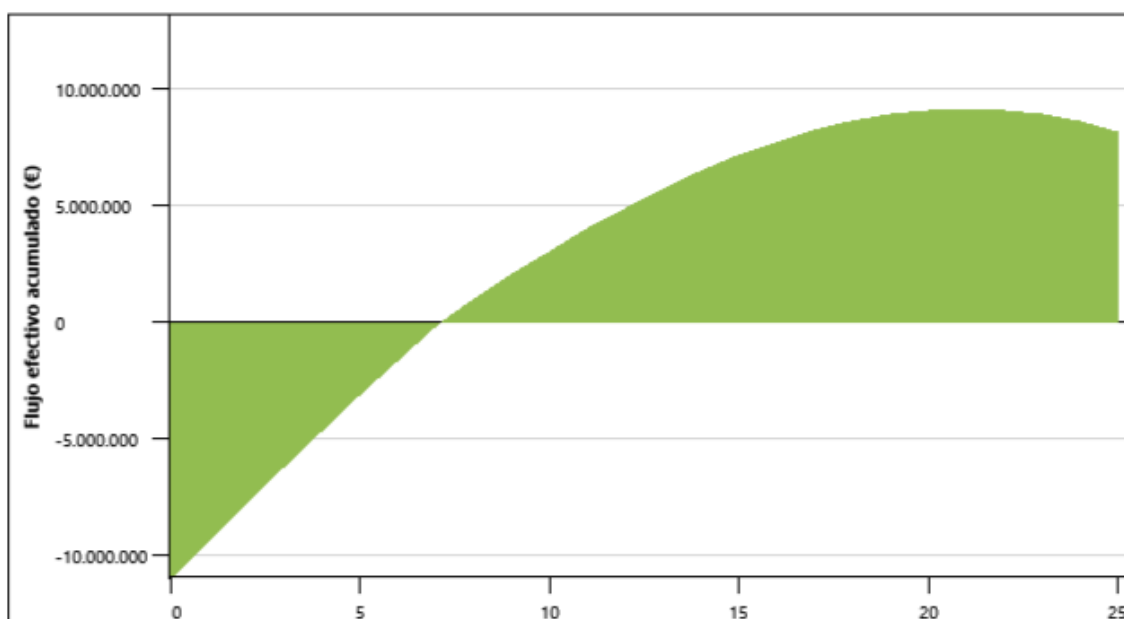


Figura 19. Gráfica flujo acumulado efectivo – tiempo escenario 1

El VAN es de 4.599.322€ y el TIR de 9 %, aunque se reduzcan siguen siendo claramente resultados favorables, por lo que la viabilidad económica se mantiene. Para este escenario se reducen la emisiones pero todavía se está lejos del objetivo, así que no se puede concluir que sea el mejor sin considerar el escenario 2.

Viabilidad financiera		
TIR antes de impuestos - capital	%	9%
MTIR antes de impuestos - capital	%	8,8%
TIR antes de impuestos - activos	%	9%
MTIR antes de impuestos - activos	%	8,8%
Pago simple de retorno del capital	año	6,8
Repago - capital	año	7,2
Valor Presente Neto (VPN)	€	4.599.322
Ahorros anuales en ciclo de vida	€/año	264.129
Relación Beneficio-Costo		1,4
Cobertura - servicio de deuda		Sin deuda
Costo de reducción de GEI	€/tCO ₂	-15,32

Tabla 19. Viabilidad financiera escenario 1

5.2. Energía fotovoltaica (Compensación de excedentes) + Energía verde + Instalación de biomasa

Como el escenario anterior es favorable se busca implantar la generación de calor mediante una fuente renovable, se apuesta por una caldera de biomasa (ANEXO 8), ya que el objetivo actual es reducir las emisiones a cero y este tipo de combustible es neutro en cuanto emisiones de CO₂.

Al igual que antes es necesario estimar las tarifas de la biomasa. Para realizar una estimación realista a los volúmenes de compra para una empresa, se toman los precios medios trimestrales EXW (en fábrica) (12) y de uso doméstico (13) desde el primer trimestre de 2020 hasta el 2023 de los informes de Avebiom, después se hace el precio promedio de ambos y finalmente se toma como referencia que el 70% del precio está compuesto por el precio medio EXW y el 30% por el medio de uso doméstico.

$$\text{PrecioBiomasa} = \text{PromedioEXW} * 0,7 + \text{PromedioDoméstico} * 0,3 = 270€/t$$

La potencia pico requerida en el proceso como se ha visto en el perfil de cargas de la situación inicial estaría compuesta por la suma de la potencia más alta en el régimen de trabajo de calor de alta y la potencia de la demanda de calor de baja temperatura, la cual es constante. Se requiere de una instalación de 19.195 kW (16.203 kW del calor de alta temperatura + 2992 kW del calor de baja temperatura), así que se busca una caldera de biomasa dimensionada para dicha potencia nominal.

Se va a plantear el escenario tomando como referencia la planta Lone Dencker Wisborg en L'Alqueria d'Asnar (Alicante) de 20.000 kW de potencia nominal (14), tiene un buen dimensionamiento respecto a lo que la planta estudiada requiere y además RETScreen tiene en su base de datos este modelo de caldera del fabricante Danstoker (15).

Se introduce el modelo de Danstoker como nuevo equipo de producción de calor, en el que el caso base y propuesto será idéntico, por lo que los ahorros incrementales de operación y mantenimiento como ya se ha visto en otras ocasiones será cero. La inversión inicial es la sugerida por RETScreen.

Sistema de producción de calor

		Caso base	Caso propuesto	
Tecnología		Sistema de biomasa	Sistema de biomasa	
Tipo de combustible		Biomasa - t	Biomasa - t	
Precio del combustible	€/t	270	270	€/t
☒ Equipo de calefacción				
Capacidad	kW	20.000	20.000	
Fabricante		Danstoker	Danstoker	
Modelo		Custom designed	Custom designed	
Número de unidades		1	1	
Eficiencia estacional	%	90%	90%	
Costos iniciales incrementales	€/kW		450	
	€		9.000.000	
Ahorros incrementales O y M	€		0	

Figura 20. Datos introducidos sistema de biomasa en RETScreen

Se introduce de esta manera porque en el caso base el sistema de biomasa no se considera, solamente en el propuesto. Es decir, lo que cambia del caso base al presupuesto es el equipo de generación de calor, para el primero es la caldera de gas natural y para el segundo el sistema de biomasa.

Calor de proceso

		Caso base	Caso propuesto	Energía ahorrada
Nivel		Nivel 1		
Calentamiento - por unidad	kWh	95.300.344,5	95.300.344,5	
Costos iniciales incrementales	€		0	
Ahorros incrementales O y M	€		0	
Sistema de producción de calor		Caldera	Sistema de biomasa	
Número de unidades		1	1	
Calentamiento	kWh	95.300.345	95.300.345	0
				0%

Figura 21. Datos introducidos generación de calor escenario 2

Las dos calderas están destinadas a generar la totalidad del calor, y no se contemplan inversiones iniciales ni ahorros, porque ya han sido consideradas al introducir el equipo y aquí no se plantea la reducción de energía del proceso porque no es el objetivo del presente trabajo.

Con la instalación de biomasa se tiene una inversión inicial de 9.000.000 € y un gasto en combustible de 5.208.897 €, lo que supone un ahorro de 985.625 €. Lo anterior hace que se reduzca el pago simple de retorno de capital a 9,8 años.

Mostrar:	Calentamiento	Enfriamiento	Electricidad	Costos iniciales incrementales	Ahorros en costo de combustible	Ahorros incrementales O y M	Pago simple de retorno del capital
Todos							
Demanda de energía - caso propuesto	kWh	kWh	kWh	€	€	€	año
Calentamiento							
Caldera				0		0	
Sistema de biomasa				9.000.000	985.625	0	9,1
Enfriamiento							
Compresor				0		0	
Equipo eléctrico							
Equipo eléctrico			26.542.800	0	0	0	
Calor de proceso							
Calor de proceso	95.300.345			0	0	0	
Electricidad							
Fotovoltaico			-7.380.000	10.967.840	1.068.624	-118.115	11,5
Renovables fuera del sitio			-19.162.800	0	2.774.773	-2.682.792	Inmediato
Total	95.300.345		-0,2	19.967.840	4.829.023	-2.800.907	9,8

Tabla 23. Demanda de energía escenario 2

El análisis de emisiones en este escenario es de vital importancia, ya que como se acaba de comentar la biomasa es neutra en lo que respecta a emisiones de CO₂. Es por ello que se han conseguido reducir las emisiones en un 97,7%, con lo que se podría decir que el objetivo de huella de carbono cero es posible cumplirlo. Se ahorran en total 30.150 tCO₂, y esto hace que los ingresos por reducción de GEI asciendan a 447.634 €.

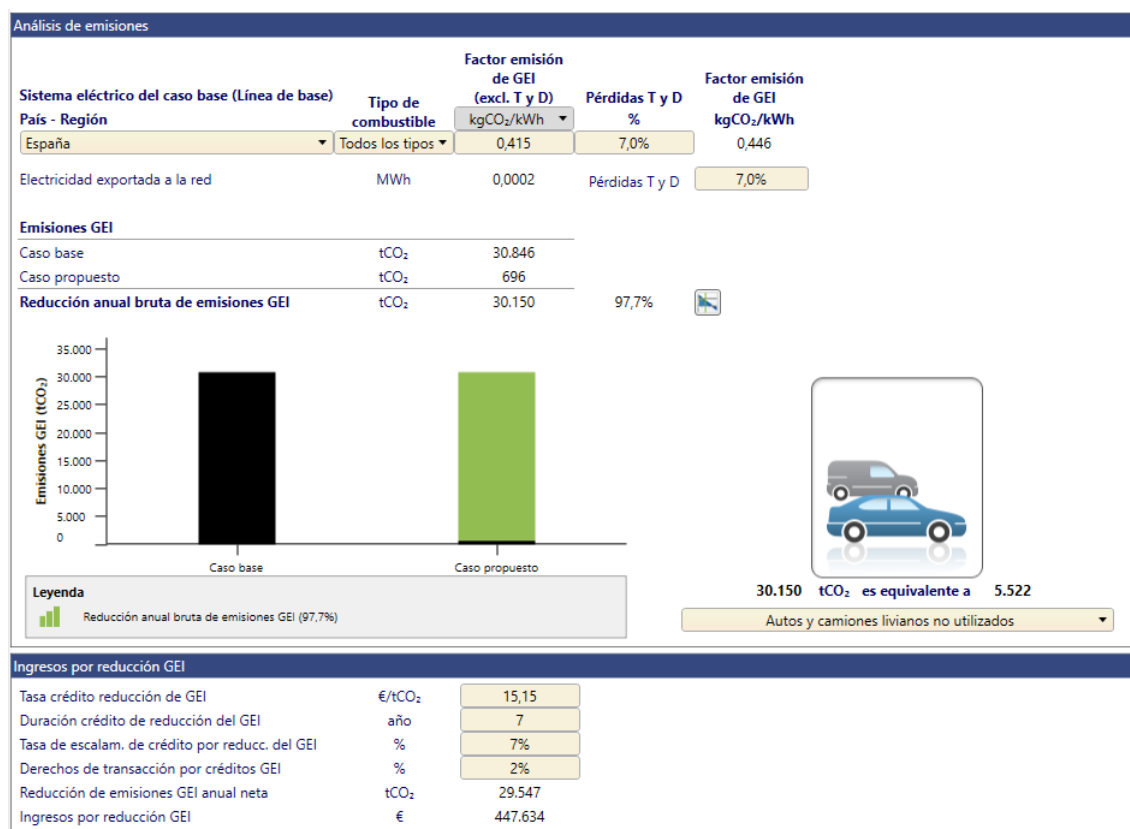


Figura 22. Análisis de emisiones escenario 2

Análisis económico

Aunque los costes iniciales sean los más altos, es el caso en el que los costos anuales son menores al reducirse tanto por combustible como por electricidad la factura de los suministros de energía y los ingresos son mayores principalmente por los ingresos por reducción de GEI. El flujo de efectivo neto anual para el año 1 es de 2.861.499 € y el flujo acumulado positivo se da en el año 6,7.

Costos Ahorros Ingreso			
Costos iniciales			
Costos iniciales incrementales	100%	€	19.967.840
Costos iniciales totales	100%	€	19.967.840
Flujo de caja anuales - Año 1			
Costos anuales/pagos de deuda			
Costos de O y M (ahorros)		€	2.800.907
Costo de combustible - caso propuesto		€	5.208.897
Pagos de la deuda		€	0
Costos anuales totales		€	8.009.804
Ahorros e ingresos anuales			
Costo de combustible - caso base		€	10.037.920
Ingresos por reducción GEI - 7 años		€	447.634
Otros ingresos (costo) - 25 años		€	385.750
Ingresos por producción de EL		€	0
Ingresos y ahorros anuales totales		€	10.871.304
Flujo de efectivo neto anual - Año 1		€	2.861.499

Tabla 24. Costos/Ahorros/Ingresos escenario 2

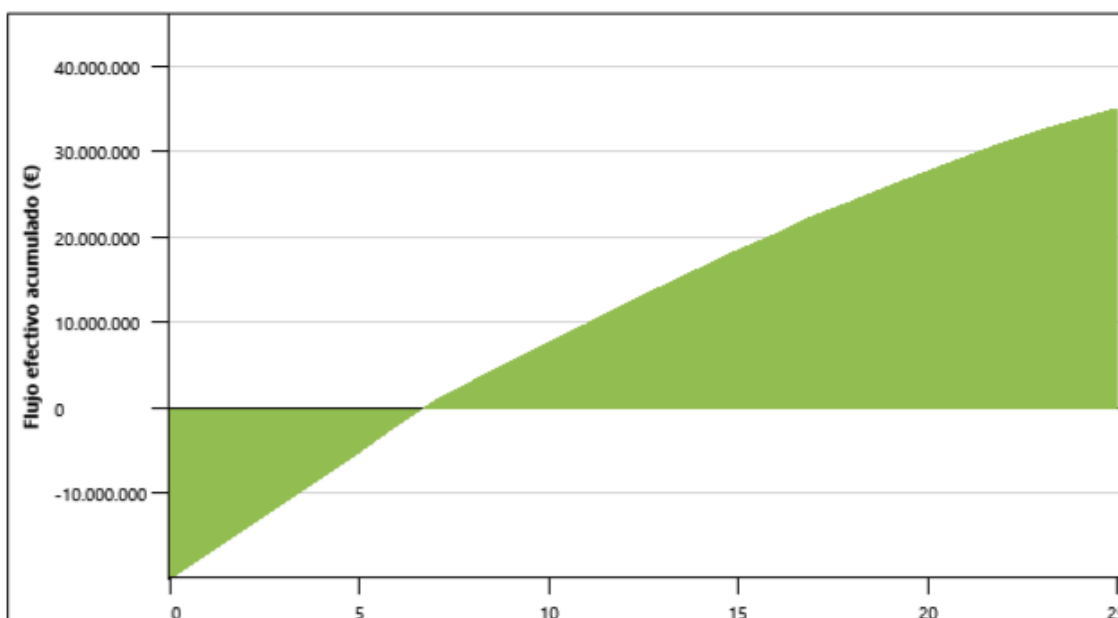


Figura 23. Gráfica flujo acumulado – tiempo escenario 2

El VAN tiene un valor de 20.398.237 y el TIR es 12,3%, ambos valores indican que sale rentable económicamente y al haber reducido las emisiones prácticamente a cero se

estaría ante el escenario más beneficioso, ya que es rentable económicamente y se contribuye a la sostenibilidad con la reducción de emisiones casi en su totalidad. El proceso de fabricación de la cerveza tendría un mayor rendimiento económico, con lo que se reduce considerablemente el costo del proceso y se cumple el objetivo propuesto de huella de carbono cero.

Viabilidad financiera		
TIR antes de impuestos - capital	%	12,3%
MTIR antes de impuestos - capital	%	9,9%
TIR antes de impuestos - activos	%	12,3%
MTIR antes de impuestos - activos	%	9,9%
Pago simple de retorno del capital	año	7
Repago - capital	año	6,7
Valor Presente Neto (VPN)	€	20.398.237
Ahorros anuales en ciclo de vida	€/año	1.171.427
Relación Beneficio-Costo		2
Cobertura - servicio de deuda		Sin deuda
Costo de reducción de GEI	€/tCO ₂	-31,88

Tabla 25. Viabilidad financiera escenario 2

6. Conclusiones

Al finalizar el estudio, se pueden sacar varias conclusiones referentes a la viabilidad de la instalación de energías renovables para descarbonizar el proceso productivo de la cerveza.

Se ha propuesto estudiar la viabilidad técnica de la generación de electricidad por paneles fotovoltaicos y de la generación de calor de proceso mediante colectores solares cilíndrico-parabólicos, descartando esta última por cubrir un porcentaje bajo de la demanda de calor total, lo que dará pie a la introducción de un sistema de biomasa que sea capaz de generar la totalidad de esta energía.

Ya vista la viabilidad técnica de la explotación de la cubierta por paneles PV, se evalúa la posible existencia de excedente de energía eléctrica en determinadas horas del día, notando que sí que se produce. Se proponen dos soluciones para la gestión del excedente, la primera es acogerse a un contrato con compensación de excedentes y la segunda la instalación de baterías de gran escala. Mediante análisis económico, se obtiene que es más rentable la compensación de excedentes, ya que la mayor inversión inicial en baterías es un factor diferencial negativo.

Partiendo del caso propuesto de obtención de energía eléctrica fotovoltaica y compensación de excedentes, se estudia la rentabilidad de comprar energía verde para descarbonizar la totalidad de la demanda eléctrica, obteniendo unos resultados positivos. Es por ello por lo que se busca reducir la totalidad de emisiones de CO₂, para cumplir con este fin se analiza la viabilidad de la instalación de una caldera de biomasa viendo así que es una situación favorable.

Finalmente, se puede concluir que la descarbonización total del proceso de fabricación de la cerveza es viable tanto técnica como económicamente, lo que era el objetivo del presente Trabajo de Fin de Grado.

7. ANEXOS

ÍNDICE

ANEXO 1 - Emisiones situación inicial.....	42
1. Gas natural	42
2. Electricidad	44
ANEXO 2 - Estimación de precios de la energía en la situación inicial	46
1. Precio Gas natural	46
2. Precio electricidad	47
ANEXO 3 – Introducción a los paneles PV monocristalinos	48
ANEXO 4 - Producción de energía PV.....	51
1. Cálculo de pérdidas por sombras.....	54
1.1. Sombra proyectada por YSL.06.01	54
1.2. Sombra proyectada por AAL.11.01 y AAL.08.01	56
2. Modelo de Panel Fotovoltaico	58
3. Paneles fotovoltaicos: distancia entre filas	59
4. Estimación de Nº paneles	61
ANEXO 5 – Colectores solares cilíndrico-parabólicos.....	64
ANEXO 6 – Producción energía termosolar	66
1. Cálculo del ángulo de incidencia para un seguimiento E-O.....	67
2. Potencia solar incidente, pérdidas geométricas, ópticas y térmicas, y calor absorbido.....	69
3. Producción anual termosolar	71
4. Simulador de campo de Absolicon	72
ANEXO 7 – Procedimiento estudio viabilidad económica	73
1. Compensación de excedentes	73
1.1. Energía	73
1.2. Equipo.....	75
1.3. Uso final	77
1.4. Costos.....	82
1.5. Emisiones	82
1.6. Análisis económico	84
2. Baterías.....	87
2.1. Energía	87
2.2. Costos.....	88
2.3. Emisiones	88

2.4. Análisis económico	89
ANEXO 8 – Procedimiento estudio viabilidad económica	91
Principales ventajas	91
Instalación de biomasa	91
Referencias	93
ANEXO 9 – Informes RETScreen	915

Lista de figuras

Figura 1.Reacción estequiométrica del gas natural puro.....	44
Figura 2. Funcionamiento módulo PV	48
Figura 3. Paneles solares monocristalinos.....	49
Figura 4. Herramienta PVGIS: Producción PV	51
Figura 5.Introducción datos PVGIS producción PV	52
Figura 6. Producción mensual del emplazamiento de la planta.....	53
Figura 7.Horizonte de la planta	53
Figura 8. Puntos de referencia para el cálculo de sombra proyectada por YSL.06.01.	55
Figura 9. Horizonte para la sombra de YSL.06.01	56
Figura 10. Puntos de referencia para el cálculo de sombra proyectada por AAL.04.01/AAL.08.01	57
Figura 11. Horizonte para la sombra de AAL.04.01/AAL.08.01	58
Figura 12. Dimensiones SPR-MAX3-400	59
Figura 13. Distancia entre filas de paneles	60
Figura 14. Proyección del panel en el suelo.....	61
Figura 15. Paneles dibujados sobre AAL.08.01	62
Figura 16. Funcionamiento de colectores solares cilíndrico-parabólicos	64
Figura 17. Colectores solares cilíndrico-parabólicos	65
Figura 18.Herramienta PVGIS: Irradiancia promedio horario	66
Figura 19.Incidencia del sol en un colector cilíndrico-parabólico.....	67
Figura 20. Resumen de ángulos colectores solares.....	68
Figura 21.Simulador de campo de Absolicon	72
Figura 22. Resultados simulador de campo de Absolicon	72
Figura 23. Pasos del análisis energético.....	73
Figura 24. Instalación en RETScreen	74
Figura 25. Precios introducidos para gas natural y electricidad en RETScreen.....	75
Figura 26. Equipo de calentamiento introducido en RETScreen	76
Figura 27. Equipo de refrigeración introducido en RETScreen.....	77
Figura 28. Demanda del equipo eléctrico introducido en RETScreen	77
Figura 29. Demanda de calor de proceso introducido en RETScreen.....	78
Figura 30. Modelo de panel PV introducido en RETScreen	79
Figura 31.Información de energía PV en RETScreen (Compensación excedentes) ...	79
Figura 32. Gráfica consumo de combustible – comparación (Compensación excedentes)	81
Figura 33. Análisis de emisiones en el caso propuesto (Compensación excedentes).	83
Figura 34. Ingresos por reducción GEI (Compensación excedentes).....	83
Figura 35. Compensación de excedentes	84
Figura 36. Flujo efectivo acumulado – tiempo caso propuesto (Compensación excedentes)	86
Figura 37. Información de energía PV en RETScreen (Baterías).....	88
Figura 38. Resumen de costes caso propuesto (Baterías).....	88
Figura 39. Análisis de emisiones en el caso propuesto (Baterías)	89
Figura 40. Flujo efectivo acumulado – tiempo caso propuesto (Compensación excedentes)	90
Figura 41.Instalación de una caldera de biomasa	92

Lista de tablas

Tabla 1. Resumen emisiones generación de electricidad	45
Tabla 2. Resultados PVGIS producción PV de la planta	52
Tabla 3. Libro Excel con los datos extraídos de PVGIS de producción PV	54
Tabla 4. Resultados azimuth y elevación de los puntos de referencia (sombra de YSL.06.01).....	55
Tabla 5. Resultados PVGIS producción PV de la planta (sombra de YSL.06.01).....	56
Tabla 6. Resultados azimuth y elevación de los puntos de referencia (sombra de AAL.04.01/AAL.08.01)	57
Tabla 7. Resultados PVGIS producción PV de la planta (sombra de AAL.04.01/AAL.08.01)	58
Tabla 8. Especificaciones técnicas SPR-MAX3-400	59
Tabla 9. Resumen datos para el cálculo de distancias entre filas	61
Tabla 10. Resultados del cálculo de distancias entre filas	61
Tabla 11. Capacidad de paneles en la superficie disponible	63
Tabla 12. Hoja Excel con los datos extraídos de irradiancia promedio horario.....	67
Tabla 13. Área de apertura colectores solares cilíndrico-parabólicos.....	70
Tabla 14. Longitud total de colectores	71
Tabla 15. Producción termosolar	71
Tabla 16. Coeficientes de rendimiento estacional aportados por RETScreen	76
Tabla 17. Resumen de energía ahorrada en el caso propuesto (Compensación excedentes)	80
Tabla 18. Resumen de electricidad y combustibles (Compensación excedentes).....	80
Tabla 19. Tabla sumario gasto energético y costo (Compensación excedentes)	82
Tabla 20. Costos/Ahorros/Ingresos caso propuesto (Compensación excedentes)	85
Tabla 21. Viabilidad financiera caso propuesto (Compensación excedentes)	86
Tabla 22. Excedente de energía diario	87
Tabla 23. Costos/Ahorros/Ingresos caso propuesto (Baterías)	89
Tabla 24. Viabilidad financiera caso propuesto (Compensación excedentes)	90

ANEXO 1 - Emisiones situación inicial

1. Gas natural

Se calculan las emisiones a partir del consumo del gas natural teniendo en cuenta un rendimiento de éste del 90% y a partir del PCI, ya que el rendimiento se da en base al PCI, y no al PCS.

Primero se calcula el consumo de gas natural anual de la siguiente forma:

$$\text{ConsumoGasNatural} = \text{EnergiaFinal} / \text{rendimiento} = 95.300.344,5 \text{ kWh} / 0,9$$

$$\text{ConsumoGasNatural} = 105.889.271,7 \text{ kWh}$$

Cuando se obtiene el consumo de gas real durante el año se debe calcular el PCI. Tras un proceso de contrastado de información, se obtienen los valores de PCS máximo y PCS mínimo del gas natural en Zaragoza tomando como fuente de datos (16):

$$\text{PCS}_{\text{max}} = 13,26 \text{ kWh/m}^3$$

$$\text{PCS}_{\text{min}} = 10,26 \text{ kWh/m}^3$$

Tomando como valor para posteriores cálculos el promedio de estos dos:

$$\text{PCS}_{\text{promedio}} = 11,76 \text{ kWh/m}^3$$

Ahora se debe determinar cuál es la relación entre PCI y PCS, para poder así calcular el PCI a partir del PCS. Mediante EES se calcula dicha relación a partir del CH₄ puro:

Calculo termoquímico de combustibles

Metano: $CH_4 + 2O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O$

name\$ = 'CH4'

PCI con las funciones para gas ideal, CAMBIAR COEFICIENTES

$$PCI = h[\text{name\$}; T = 25] + 2 \cdot h[O_2; T = 25] - h[CO_2; T = 25] - 2 \cdot h[H_2O; T = 25]$$

PCS corrigiendo con $h_{fg}(T_0)$ de la JANAF via llamada

Call NASA['H2O(L)'; 298,15 : c_{H2O,l} ; h_{H2O,l} ; s_{H2O,l}]

Call NASA['H2O'; 298,15 : c_{H2O,v} ; h_{H2O,v} ; s_{H2O,v}]

$$h_{fg} = h_{H2O,v} - h_{H2O,l}$$

$$PCS = PCI + 2 \cdot h_{fg} \quad \text{CAMBIAR COEFICIENTE AL COPIAR}$$

$$PCS_{EES} = \text{HigherHeatingValue}[\text{name\$}]$$

$$PCI_{EES} = \text{LowerHeatingValue}[\text{name\$}]$$

Conversiones estándar

$$PM = \text{MolarMass}[\text{name\$}]$$

$$PCI_{kg} = \frac{PCI}{PM} \quad PCS_{kg} = \frac{PCS}{PM}$$

$$PCS_{cal} = \frac{PCS_{kg}}{4,1868}$$

$$v_n = 8,314 \text{ [kJ/kmol-K]} \cdot 1000 \cdot \frac{273,15}{101325}$$

$$PCI_v = \frac{PCI}{v_n} \quad PCS_v = \frac{PCS}{v_n}$$

Relacion PCI/PCS

$$\text{Relacion}_{PC/PCS} = \frac{PCI}{PCS}$$

SOLUTION

Unit Settings: SI C bar kJ molar deg

$$c_{H2O,l} = 1$$

$$h_{H2O,l} = 1$$

$$PCI = 802513$$

$$PCI_v = 35805$$

$$PCS_{EES} = 890643$$

$$PM = 16,04$$

$$s_{H2O,v} = 1$$

$$c_{H2O,v} = 1$$

$$h_{H2O,v} = 1$$

$$PCI_{EES} = 802519$$

$$PCS = 1$$

$$PCS_{kg} = 1$$

$$\text{Relacion}_{PC/PCS} = 1$$

$$v_n = 22,41$$

$$h_{fg} = 1$$

$$\text{name\$} = 'CH4'$$

$$PCI_{kg} = 50023$$

$$PCS_{cal} = 1$$

$$PCS_v = 1$$

$$s_{H2O,l} = 1$$

Los resultados obtenidos de EES como se acaba de ver son:

$$PCI(CH_4) = 802.519 \text{ KJ/Kmol}$$

$$PCS(CH_4) = 890.643 \text{ KJ/Kmol}$$

$$PCI/PCS = 0,9012$$

Entonces se obtiene el PCI en el emplazamiento de la planta:

$$PCI = PCS_{promedio} * PCI/PCS = 11,76 \text{ kWh/m}^3 * 0,9012 = 10,59 \text{ kWh/m}^3$$

Una vez obtenido el PCI es el momento de saber el consumo en m^3 :

$$Consumo(m^3) = 1 \text{ m}^3 / 10,59 \text{ kWh} * 105.889.271,7 \text{ kWh} = 9.998.986,941 \text{ m}^3$$

Y finalmente, a partir de la reacción estequiométrica del gas natural puro (CH_4 - metano) se calculan las emisiones de CO_2 correspondientes al consumo de gas natural empleado en el proceso productivo de la planta:

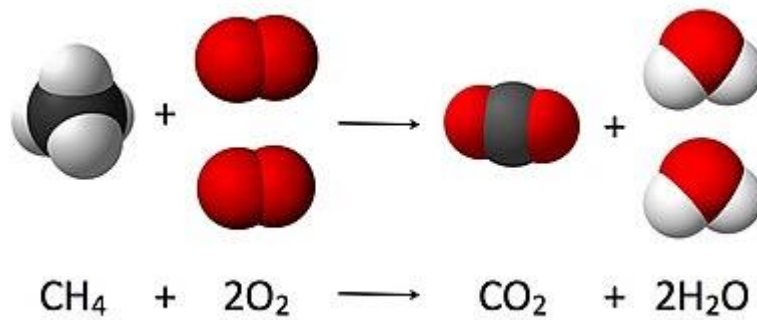


Figura 24. Reacción estequiométrica del gas natural puro

EmisionesGasNatural

$$= 44 \text{ kgCO}_2 / 16 \text{ kg CH}_4 * 1 \text{ m}^3 \text{CO}_2 / 1 \text{ m}^3 \text{CH}_4 * 9.998.986,941 \text{ m}^3$$

$$EmisionesGasNatural = 27.497,21 \text{ tCO}_2$$

2. Electricidad

Con las emisiones de CO_2 para la generación de electricidad se trabaja de distinta forma. Lo primero que se debe conocer es de dónde proviene la electricidad en España, de los informes mensuales de REE (17) se obtiene que proporción proviene de cada fuente de energía. Se toma como referencia el año móvil, en el que el acumulado se divide en un 46,4% de la energía proviene de fuentes renovables y el 53,6% de fuentes de energía no renovables. Se tendrán en cuenta las emisiones de CO_2 de las fuentes no renovables de los siguientes tipos de generación:

- Carbón
- Ciclo combinado
- Residuos no renovables
- Cogeneración

Con el porcentaje de producción de cada una de las anteriormente citadas se puede conocer la aportación a la planta en términos de energía (kWh) a partir de la demanda

de electricidad. Después se necesita la tasa de emisiones de cada una de ellas, que se obtienen de (18), y así se pueden conocer las toneladas de CO₂ emitidas en el proceso de producción de energía eléctrica para la demanda anual del proceso. Los cálculos realizados se aportan en la siguiente tabla:

FUENTE	PRODUCCIÓN (%)	APORTACIÓN A LA PLANTA (MWh)	TASA DE EMISIONES (tCO ₂ /MWh)	EMISIONES (tCO ₂)
CARBÓN	2,4	637,03	0,95	605,18
CICLO COMBINADO	21,4	5.680,16	0,37	2.101,66
RESIDUOS NO RENOVABLES	0,6	159,26	0,24	38,22
COGENERACIÓN	6	1.592,57	0,38	605,18
TOTAL	30,4	8.069,01	-	3.350,23

Tabla 26. Resumen emisiones generación de electricidad

ANEXO 2 - Estimación de precios de la energía en la situación inicial

Para realizar dicha estimación se ha sondeado el mercado de grandes clientes de grandes comercializadoras. En este caso, se ha tomado como referencia la comercializadora Endesa (4), sólo es posible conocer las tarifas para PYMES, pero solo se van a utilizar para tener una referencia de cómo se encuentra el mercado. Para la luz serán en base a empresas con un consumo anual de 6.000€ a 36.000€ y para el gas de 6.000€ a 240.000€.

En el portal web del Foro Nuclear (5), en el apartado de publicaciones se encuentran estadísticas de precio final medio de años anteriores, hasta ahora solo se han facilitado datos hasta el año 2021, pero se puede tomar como referencia porque en ese periodo ya se ha habido producido un incremento muy importante de los precios debido a la época de la post pandemia del COVID-19, algo que todavía se está haciendo notar, junto con los conflictos bélicos entre Ucrania y Rusia, en este último caso sufriendo un gran impacto en el precio del gas.

Por último, los precios de lo que le cuesta la electricidad y el gas a las comercializadoras ha sido consultado en el OMIP (6), que es un operador de Mercado Regulado que ofrece al mercado, junto con la Cámara de Compensación OMIClear, una plataforma de negociación para productos energéticos, según lo establecido por el Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa (MIBEL). Este último es el que más impacto va a tener en dicha estimación porque al tener un elevado consumo de energía, el valor se va a aproximar más a este que a los precios que se puedan conocer.

Con todo lo anterior los precios se van a calcular con porcentajes, tomando:

- 25 % del precio de la comercializadora más barato.
- 15% del precio medio del año 2021.
- 60% del precio de venta a las comercializadoras.

Se calculan los precios en € y se referencian respecto al área, pensando en el formato solicitado por RETScreen.

1. Precio Gas natural

Para el gas natural el precio más barato encontrado en la web de Endesa ha sido de 0,0954 €/kWh, la media de precio del año 2021 fue 0,071342 €/kWh y se toma como precio medio de lo que le cuesta el gas natural a la comercializadora 0,04 €/kWh.

PrecioGasNatural

$$= 0,25 * 0,0954 \text{ €/kWh} + 0,15 * 0,071342 \text{ €/kWh} + 0,6 * 0,04 \text{ €/kWh}$$

$$\text{PrecioGasNatural} = 0,0585 \text{ €/kWh}$$

$$\text{CosteGasNatural(sobre PCI)} = 0,0585 * 105.889.271,7 * 1/0.9012 = 6.873.637 \text{ €}$$

$$\text{CosteGasNatural/m}^2 = 6.873.637 \text{ €}/86.189 \text{ m}^2 = 79,75 \text{ €/m}^2$$

2. Precio electricidad

En el caso de la electricidad el precio más barato encontrado en la web de Endesa ha sido de 0,180960 €/kWh, la media de precio del año 2021 fue 0,252 €/kWh y se toma como precio medio de lo que le cuesta la electricidad a la comercializadora 0,103 €/kWh.

$$\begin{aligned} \text{PrecioElectricidad} \\ &= 0.25 * 0,180960 \text{ €/kWh} + 0.15 * 0,252 \text{ €/kWh} + 0.6 \\ &* 0,103 \text{ €/kWh} \end{aligned}$$

$$\text{PrecioElectricidad} = 0,1448 \text{ €/kWh}$$

$$\text{CosteElectricidad} = 26.542.800 \text{ kWh} * 0,1448 \text{ €/kWh} = 3.843.397 \text{ €}$$

$$\text{CosteElectricidad/m}^2 = 3.843.397 \text{ €}/86.189 \text{ m}^2 = 44,59 \text{ €/m}^2$$

ANEXO 3 – Introducción a los paneles PV monocristalinos

Los paneles solares están formados por células fotovoltaicas encargadas de transformar la energía solar en electricidad. Estas células absorben los fotones de los rayos ultravioleta del sol y al estar compuestas de silicio, transforman los fotones en electrones generando así un campo eléctrico. La corriente que provocan estas células fotovoltaicas es continua y se tiene que transformar en alterna mediante un inversor solar, dispositivo que hace que la energía de las placas solares pueda utilizarse diariamente.

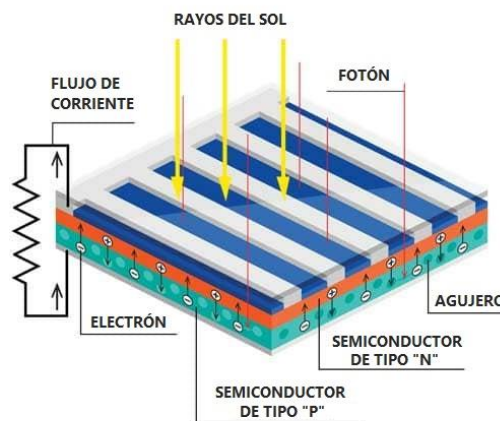


Figura 25. Funcionamiento módulo PV

Las placas solares están compuestas por:

- Conexiones eléctricas en una célula y otra
- Encapsulantes, fabricados de etileno vinil acetato (EVA), que sirven como sellantes y protectores alrededor de las células.
- Cristal o vidrio templado.
- Pegatina de PVC, colocada detrás de las placas.
- Marco de aluminio para fijar la estructura. Mientras que para su instalación es necesaria un inversor, cableado, regulador de carga, el soporte para los paneles, y, de forma opcional, la batería o acumulador.

Según el proceso de fabricación del silicio cristalino, las placas solares fotovoltaicas pueden ser de varios tipos:

- Paneles Solares Monocristalinos: Caracterizadas porque las células que las forman están compuestas de un único cristal de silicio de gran pureza que se ha solidificado sometiéndolo a una temperatura homogénea. Obteniéndose así paneles de mayor rendimiento, ya que los electrones se mueven libre y fácilmente.
- Paneles Solares Policristalinos: Compuestas por varios cristales orientados de diferente manera, se diferencian de las anteriores por su color azulado. El

proceso de fabricación es mas barato pero su eficiencia es menor. La diferencia de rendimiento es de un 10%, a altas temperaturas su comportamiento es similar.

- Paneles Solares Amorfos: Estos paneles están fabricados por una sola pieza uniforme. Son los más económicos, debido a que tienen una estructura más fina.

Se va a profundizar en los paneles solares monocristalinos ya que son los que se van a usar en el presente Trabajo Fin de Grado.

Paneles solares monocristalinos

Los paneles solares monocristalinos es una de las tecnologías más utilizadas en la actualidad para la producción de energía fotovoltaica. Están fabricados con tecnología monocristalina, principalmente por silicio (mineral con tonalidad gris oscura), que actúa como semiconductor, distribuido en una serie de células fotovoltaicas con conexiones eléctricas entre sí, tanto en paralelo como en serie, compuestos por células formadas por un solo cristal.

El proceso para captar los rayos del sol y convertirlos en electricidad comienza en los fotones, ellos hacen que los electrones presentes en los átomos que componen el silicio generan una corriente eléctrica. Esta electricidad hay que transmitirla, moverla, para ello se coloca la capa de silicio entre dos capas minerales, con una polaridad opuesta. Generalmente la capa externa es de fósforo, con carga negativa, mientras que la interna es de boro, con carga positiva, así se crea un campo eléctrico potente para dirigir los electrones al cableado encargado de distribuir la electricidad

Los paneles monocristalinos son fáciles de reconocer, tienen un aspecto uniforme y oscuro, casi negro, por toda la superficie del panel. El tamaño estándar de uso residencial de los módulos monocristalinos es de 60 celdas, distribuidos en 6 filas de 10 celdas, con un tamaño de 164 cm x 99c. Otra característica que los diferencia del resto es su precio algo más elevado, debido al elevado coste en el proceso de fabricación, pero ofrecen una eficiencia mucho más elevada, y un tiempo de vida útil con un rendimiento largo.



Figura 26. Paneles solares monocristalinos

Una de las ventajas de los paneles monocristalinos es que en su fabricación el silicio se corta en láminas, lo que permite mantener al máximo su pureza, y con ello, que la eficiencia en el proceso fotovoltaico sea superior.

La gran eficiencia de estos paneles hace que sea el sistema más recomendado para climas adversos y con nubosidad frecuente, ya que el silicio al ser más puro, su sensibilidad es elevada y absorbe con mayor facilidad la radiación en días de niebla, lluvia, tormenta o temperaturas bajas. También se recomienda en el caso de que se necesite una gran producción energética y cuando el espacio en la cubierta es limitado debido a que permiten alcanzar determinados objetivos energéticos con menos unidades.

ANEXO 4 - Producción de energía PV

Desde la página de inicio de PVGIS (8), seleccionamos del menú izquierdo “Tools” el submenú “Performance of grid connected PV” y llegamos a la pantalla mostrada en la figura.

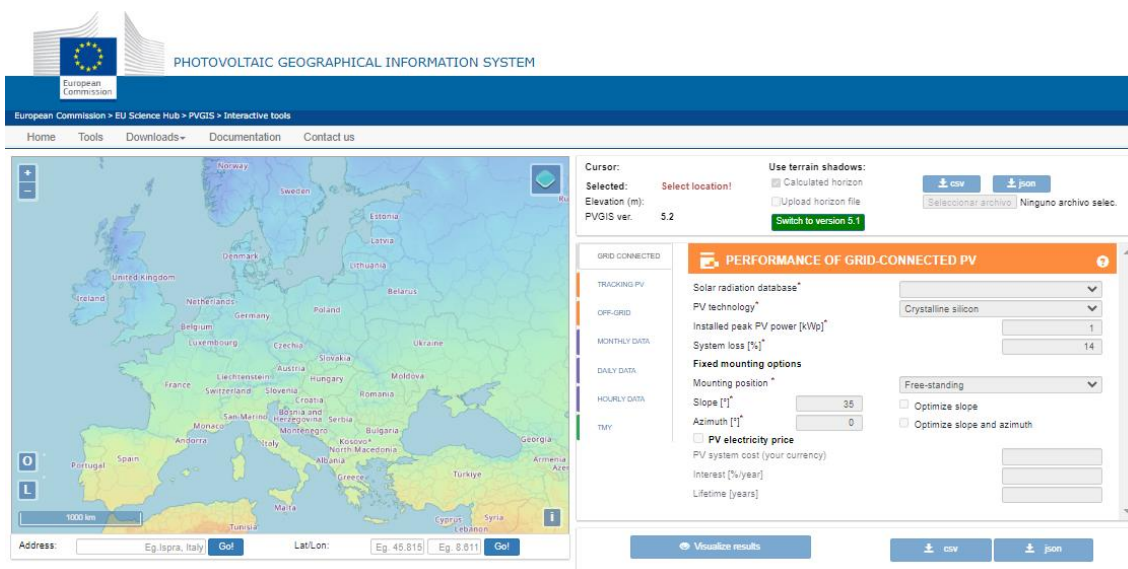


Figura 27. Herramienta PVGIS: Producción PV

Lo primero es seleccionar la localización, introduciendo latitud y longitud (41,6 y -0,8 respectivamente), aunque si estás no fueran conocidas es posible seleccionar el punto de cálculo en el mapa. Seguidamente se procede a completar la información requerida en la ventana de introducción de datos con la siguiente configuración:

- Se utiliza la base de datos solar PVGIS-SARAH2, que es la correspondiente a Europa.
- Paneles fotovoltaicos de Silicio Cristalino.
- Cálculo de la producción para un kWp.
- 14% de pérdidas.
- Free standing: Módulo separado de la cubierta del edificio con mayor o menor inclinación.
- Optimización de ángulos: Para inclinación y azimuth.

No se tiene en cuenta el precio de la electricidad porque se evaluará posteriormente en RETScreen.

Figura 28. Introducción datos PVGIS producción PV

Una vez completadas las entradas solicitadas por PVGIS se pulsa “Visualize results” y “Descargar CSV”, en la primera de ellas PVGIS mostrará los resultados desde el sitio web y en la segunda descarga los resultados en un archivo CSV (Delimitado por comas), muy útil ya que a partir de él se puede trabajar en Excel.

- “Visualize results”: Se obtiene una tabla resumen que sintetiza las entradas aportadas y un resumen de las salidas, es decir, los resultados obtenidos para el emplazamiento seleccionado y las condiciones. Como se ha seleccionado anteriormente optimizar el ángulo de inclinación y el azimut, se obtiene un ángulo de inclinación de 38° y un azimut de -1°. En cuanto a la producción fotovoltaica los resultados son de 1598,75 kWh anuales por kWp instalado y 2.060,61 kWh/m², con una variación anual de 45,86 kWh. Finalmente muestra las pérdidas totales y la variabilidad en el ángulo de incidencia, en el efecto espectral, en la temperatura y la baja irradiancia. Estos resultados se muestran en la siguiente figura:

Provided inputs:	
Location [Lat/Lon]:	41.822,-0.848
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH2
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	1
System loss [%]:	14
Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	38 (opt)
Azimuth angle [°]:	-1 (opt)
Yearly PV energy production [kWh]:	1598.75
Yearly in-plane irradiation [kWh/m ²]:	2060.61
Year-to-year variability [kWh]:	45.86
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-2.52
Spectral effects [%]:	0.81
Temperature and low irradiance [%]:	-8.2
Total loss [%]:	-22.41

Tabla 27. Resultados PVGIS producción PV de la planta

Además, muestra un gráfico de la producción fotovoltaica en kWh por kWp instalado, desglosado en los meses del año. Se puede observar como la producción es más elevada en los meses de las estaciones cálidas, especialmente julio y agosto, seguidos por marzo, abril, mayo, junio y septiembre. También muestra la comparativa de las líneas de la altura solar en junio y diciembre, respecto del horizonte.

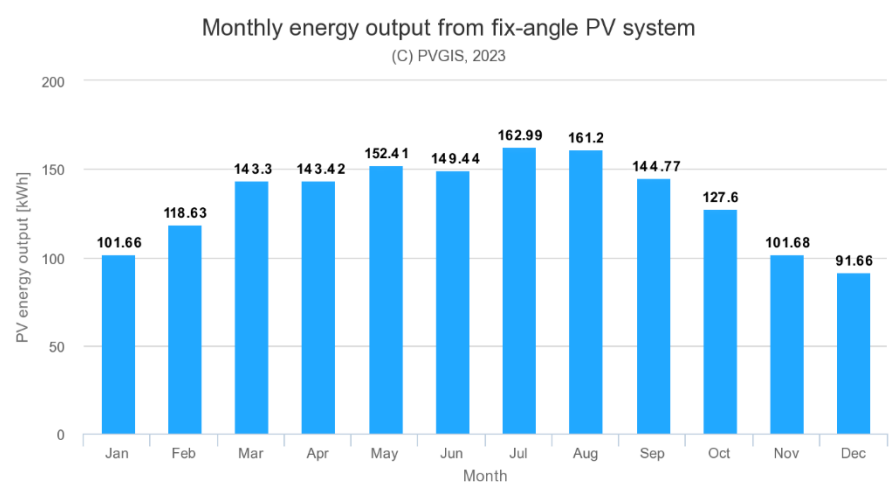


Figura 29. Producción mensual del emplazamiento de la planta

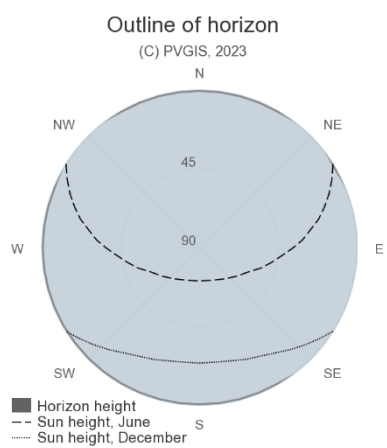


Figura 30. Horizonte de la planta

- "Descargar CSV": Se descarga un archivo con formato .csv (Delimitado por comas), con el cual es posible tratar para trabajar como libro Excel. Este archivo contiene resultados de producción, irradiancia y desviación estándar para el emplazamiento dado, como se puede ver a continuación:

Month	E_d	E_m	H(i)_d	H(i)_m	SD_m
1	3,28	101,66	3,92	121,39	15,14
2	4,24	118,63	5,15	144,25	14,72
3	4,62	143,3	5,78	179,07	13,84
4	4,78	143,42	6,16	184,88	10,49
5	4,92	152,41	6,48	200,73	11,61
6	4,98	149,44	6,76	202,66	4,18
7	5,26	162,99	7,18	222,44	4,15
8	5,2	161,2	7,03	218,01	4,36
9	4,83	144,77	6,37	191,23	5,5
10	4,12	127,6	5,24	162,48	11,51
11	3,39	101,68	4,13	123,99	15,48
12	2,96	91,66	3,53	109,49	13,95
Year	4,38	133,23	5,65	171,72	3,82
	AOI loss (%)	Spectral effects (%)	Temperature and low irra	Combined loss (%)	
Fixed angle:	-2,52	0,81	-8,2	-22,41	
E_d: Average daily energy production from the given system (kWh/d)					
E_m: Average monthly energy production from the given system (kWh/mo)					
H(i)_d: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2/d)					
H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2/mo)					
SD_m: Standard deviation of the monthly energy production due to year-to-year variation (kWh)					

Tabla 28.Libro Excel con los datos extraídos de PVGIS de producción PV

1. Cálculo de pérdidas por sombras

Es necesario subir a PVGIS el horizonte dado en este emplazamiento, para ello hay que construir un fichero csv de la siguiente forma:

1. Para que el obstáculo quede correctamente definido se utiliza la resolución máxima. Abrimos una hoja Excel y escribimos en la primera columna los números del -180 a 178 para escribir el fichero según los datos del PVGIS, que nos indica en el manual que el primer dato del fichero es la altura de un obstáculo ubicado al norte (azimut =-180) y los siguientes datos recorren los puntos cardinales en sentido horario (es decir, N-E-S-O-N).
2. Trasladamos a la hoja Excel los valores de azimut y elevación del obstáculo. Entonces, tendremos una hoja Excel con dos columnas, la primera se corresponde con el azimut y la segunda con la elevación. Los puntos que no contengan ningún obstáculo tendrán un valor de elevación de cero y con el resto se deberá hacer una interpolación lineal para obtenerlos.
3. La columna de elevación se copia en una hoja distinta en el libro excel y se genera a partir de ella un archivo "CSV (delimitado por comas) (*.csv)"
4. En PVGIS, desde la ventana de selección del horizonte, se carga el fichero seleccionando la casilla "Cargar archivo de horizonte" y haciendo click en el botón "Buscar archivo" localizamos en nuestro ordenador el fichero .csv generado a partir del libro Excel. De esta forma, una vez cargado el horizonte ejecutamos el programa. PVGIS tiene en cuenta estas sombras en sus cálculos, por lo cual no es necesario hacer ninguna corrección adicional.

1.1. Sombra proyectada por YSL.06.01

Se toma un punto de referencia entre las naves sobre las cuales se proyecta la sombra, en este caso será el centro de las naves YSP, AAL.01.01, AAL.02.01 y AAL.03.01 y

seguidamente se calcula la elevación y el azimut de los puntos que definen el obstáculo. Estos puntos serán los llamados A, B, C y D como se muestra en la siguiente figura:

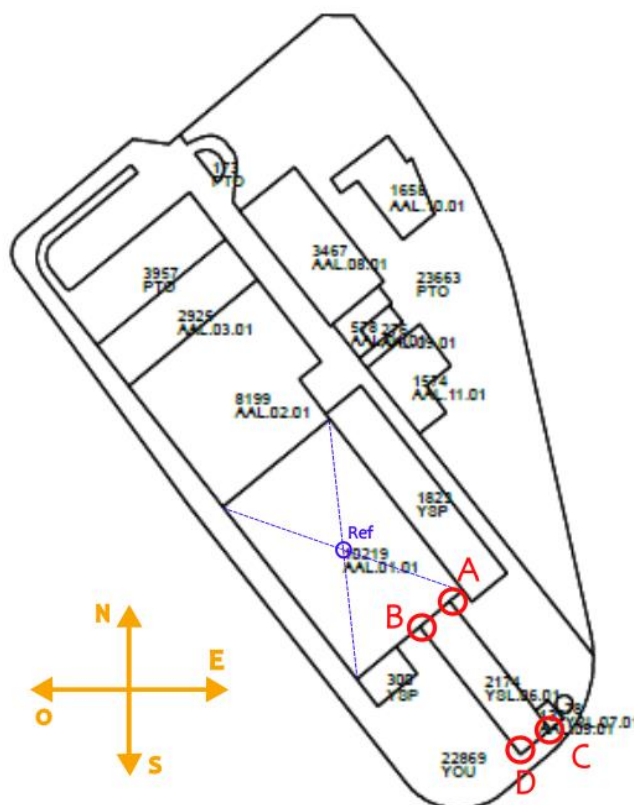


Figura 31. Puntos de referencia para el cálculo de sombra proyectada por YSL.06.01

Resultado del cálculo de azimut y elevación de los puntos que definen el obstáculo:

Punto	Azimut (°)	Elevación (°)
A	-121	25,3
B	-136	28,3
C	-132	12,5
D	-139	12,2

Tabla 29. Resultados azimut y elevación de los puntos de referencia (sombra de YSL.06.01)

Una vez obtenidos los ángulos de azimut y elevación de cada punto se siguen los pasos del procedimiento desarrollado en el punto anterior extrayendo la siguiente información en cuanto a resultados y horizonte de PVGIS:

Provided inputs:	
Location [Lat/Lon]:	41.622,-0.846
Horizon:	User defined
Database used:	PVGIS-SARAH2
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	1
System loss [%]:	14
Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	38 (opt)
Azimuth angle [°]:	-1 (opt)
Yearly PV energy production [kWh]:	1598.75
Yearly in-plane irradiation [kWh/m ²]:	2060.62
Year-to-year variability [kWh]:	45.86
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-2.52
Spectral effects [%]:	0.81
Temperature and low irradiance [%]:	-8.2
Total loss [%]:	-22.41

Tabla 30. Resultados PVGIS producción PV de la planta (sombra de YSL.06.01)

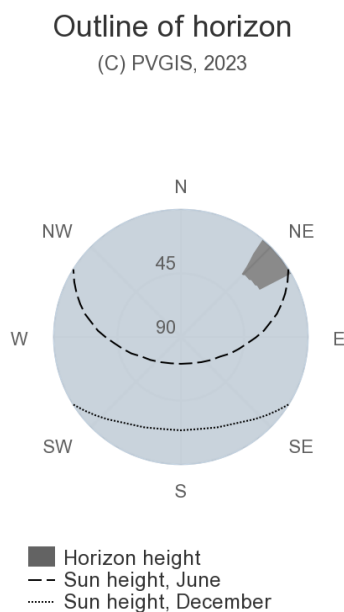


Figura 32. Horizonte para la sombra de YSL.06.01

Cabe destacar una producción anual de 1.598,75 kWh por kWp instalado, lo que significa que la sombra proyectada por la cubierta de más elevación, correspondiente con la nave YSL.06.01, no proyecta sombras que conlleven pérdidas en la radiación solar.

1.2. Sombra proyectada por AAL.11.01 y AAL.08.01

Se trabaja análogamente al caso del obstáculo YSL.06.01. La referencia será el punto medio de las naves AAL.04.01 y AAL.09.01 (se tratan como si de una única nave se

tratase, ya que están a la misma altura), y se calcula el azimut y la elevación de las dos naves que se presentan como obstáculo con los puntos A, B, C, D, E, F, G, H, I y J.

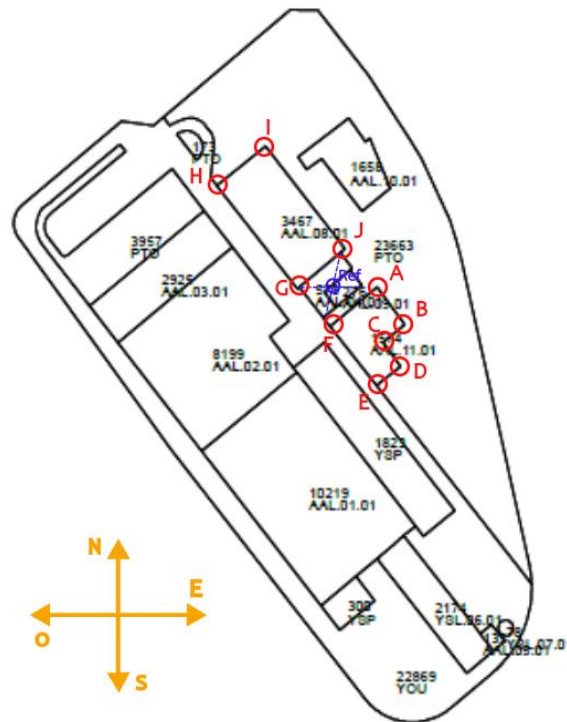


Figura 33. Puntos de referencia para el cálculo de sombra proyectada por AAL.04.01/AAL.08.01

Resultados de azimut y elevación:

Punto	Azimut (°)	Elevación (°)
A	-95	3,8
B	-118	2,1
C	-137	2,3
D	-139	1,7
E	-166	1,7
F	3	4,2
G	83	12,9
H	128	3
I	152	3
J	-17	11,3

Tabla 31. Resultados azimut y elevación de los puntos de referencia (sombra de AAL.04.01/AAL.08.01)

Resultados de PVGIS:

Provided inputs:	
Location [Lat/Lon]:	41.622,-0.846
Horizon:	User defined
Database used:	PVGIS-SARAH2
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	1
System loss [%]:	14
Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	37 (opt)
Azimuth angle [°]:	-4 (opt)
Yearly PV energy production [kWh]:	1582.07
Yearly in-plane irradiation [kWh/m²]:	2039.51
Year-to-year variability [kWh]:	44.07
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-2.46
Spectral effects [%]:	0.8
Temperature and low irradiance [%]:	-8.26
Total loss [%]:	-22.43

Tabla 32. Resultados PVGIS producción PV de la planta (sombra de AAL.04.01/AAL.08.01)

Outline of horizon
(C) PVGIS, 2023

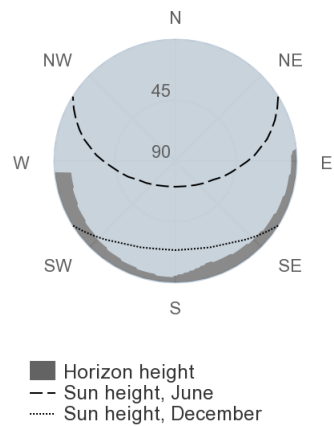


Figura 34. Horizonte para la sombra de AAL.04.01/AAL.08.01

Para los paneles que se colocan en las cubiertas de AAL.04.01 y AAL.09.01, el rendimiento sí que se ve afectado, reduciendo la producción anual a 1.582,07 kWh por kWp.

2. Modelo de Panel Fotovoltaico

El modelo que ha sido seleccionado es el SunPower Maxeon 3 400 W (SPR-MAX3-400) (9) por estar cargado en la base de datos de RETScreen. Cada uno de ellos tiene una

potencia nominal de 400 W, es decir de 0,4 kWp y sus dimensiones son de 1.690 mm de ancho por 1.046 mm de alto.

Electrical Data			
	SPR-MAX3-400	SPR-MAX3-390	SPR-MAX3-370
Nominal Power (P _{nom}) ⁷	400 W	390 W	370 W
Power Tolerance	+5/0%	+5/0%	+5/0%
Panel Efficiency	22.6%	22.1%	20.9%
Rated Voltage (V _{mpp})	65.8 V	64.5 V	61.8 V
Rated Current (I _{mpp})	6.08 A	6.05 A	5.99 A
Open-Circuit Voltage (V _{oc})	75.6 V	75.3 V	74.7 V
Short-Circuit Current (I _{sc})	6.58 A	6.55 A	6.52 A
Max. System Voltage	1000 V IEC		
Maximum Series Fuse	15 A		
Power Temp Coef.	-0.29% / °C		
Voltage Temp Coef.	-176.8 mV / °C		
Current Temp Coef.	2.9 mA / °C		

Tabla 33. Especificaciones técnicas SPR-MAX3-400

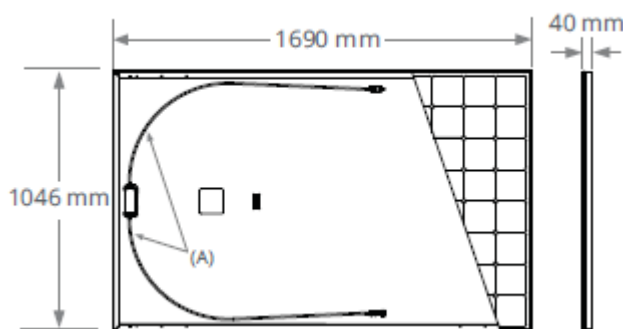


Figura 35. Dimensiones SPR-MAX3-400

3. Paneles fotovoltaicos: distancia entre filas

Como ya se ha seleccionado en PVGIS, su posición va a ser sobre un soporte con la inclinación óptima (free standing). Por ello, las hileras consecutivas deben colocarse a una distancia tal que se eviten las sombras de unas sobre otras. Se calcula la distancia mínima a la que no se harían sombra dos filas tomando como referencia el día 21 de diciembre, ya que es el día más desfavorable del año, al mediodía (El sol va más bajo, luego las sombras son más largas). La distancia de separación entre dos filas se muestra en la figura 13 como “d”.

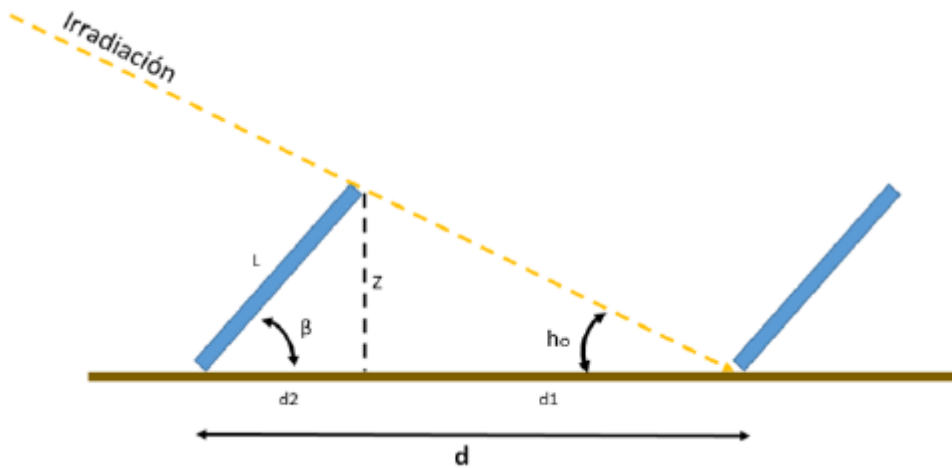


Figura 36. Distancia entre filas de paneles

Dicha distancia d se calcula utilizando parámetros geométricos según la fórmula:

$$d = d_1 + d_2 = \frac{z}{\operatorname{tg}(h_0)} + \frac{z}{\operatorname{tg}(\beta)} = l \cdot \frac{\operatorname{sen}(\beta)}{\operatorname{tg}(h_0)} + l \cdot \frac{\operatorname{sen}(\beta)}{\operatorname{tg}(\beta)}$$

En la que l es la longitud del panel, β el ángulo de inclinación del colector y h_0 la altura solar.

La altura solar se calcula como:

$$h_0 = \arcsen(\operatorname{sen}(L) \cdot \operatorname{sen}(\delta) + \cos(L) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(w))$$

Siendo w el ángulo horario, δ la declinación y L la latitud.

Cálculo de la declinación:

$$\delta = 23.45 \operatorname{sen}\left(\frac{360}{365}(d_n + 284)\right)$$

La declinación es exclusivamente función del día del año (d_n) que, como en este caso se calcula para el día 21 de diciembre, $d_n=355$. La fórmula nos da el valor de δ en grados sexagesimales.

Cálculo del ángulo horario:

El ángulo horario contabiliza el movimiento del sol de este a oeste cada día. Su valor es negativo para antes del mediodía solar y positivo después. Se calcula por regla de tres, distribuyendo los 360 grados de rotación de la tierra entre 24 horas y los 15 correspondientes a cada hora entre 60 minutos y los 4 correspondientes a cada minuto.

$$w = 15 \cdot (\text{hora} - 12) + \frac{\text{min}}{4} + \frac{\text{seg}}{240}$$

Tabla resumen datos cálculo altura solar(h_0) para el día 21 de diciembre:

Latitud, L	41,6
día del año, d_n	355
Ángulo horario, ω	0

Tabla 34. Resumen datos para el cálculo de distancias entre filas

De las fórmulas anteriormente dadas y con los datos para el día más desfavorable del año se obtienen los siguientes resultados:

Declinación(δ) [°]	Ángulo horario (ω) [°]	Altura solar (h_0) [°]	Distancia mínima (d) [m]
5,596	0	-1,297	0,912

Tabla 35. Resultados del cálculo de distancias entre filas

La distancia entre filas se redondea a la centésima superior y por tanto se debe respetar una distancia entre filas de 0,92 m.

4. Estimación de N° paneles

Las dimensiones de los paneles son conocidas, pero se debe tener en cuenta que, al estar inclinados, desde la vista en planta el alto del panel será menor al real. Expresado de forma gráfica se puede ver como un triángulo rectángulo en el que la distancia que queremos conocer es la proyección del panel en el suelo:

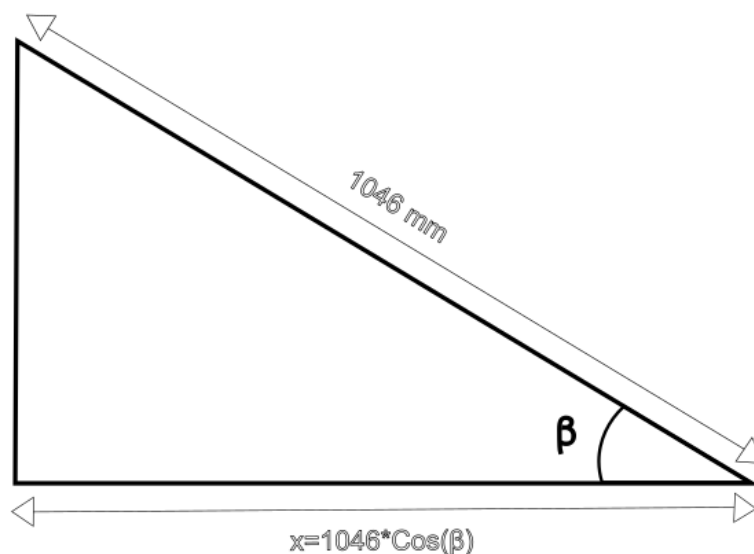


Figura 37. Proyección del panel en el suelo

Se obtiene que la proyección es:

$$x = 1046 * \cos(38) = 824 \text{ mm}$$

Ahora que este valor es conocido se debe tener en cuenta que el panel visto en planta medirá 1.690 mm x 824 mm y que estarán separados por 920 mm entre sí. A continuación, el ejemplo de la cubierta de la nave AAL.08.01:

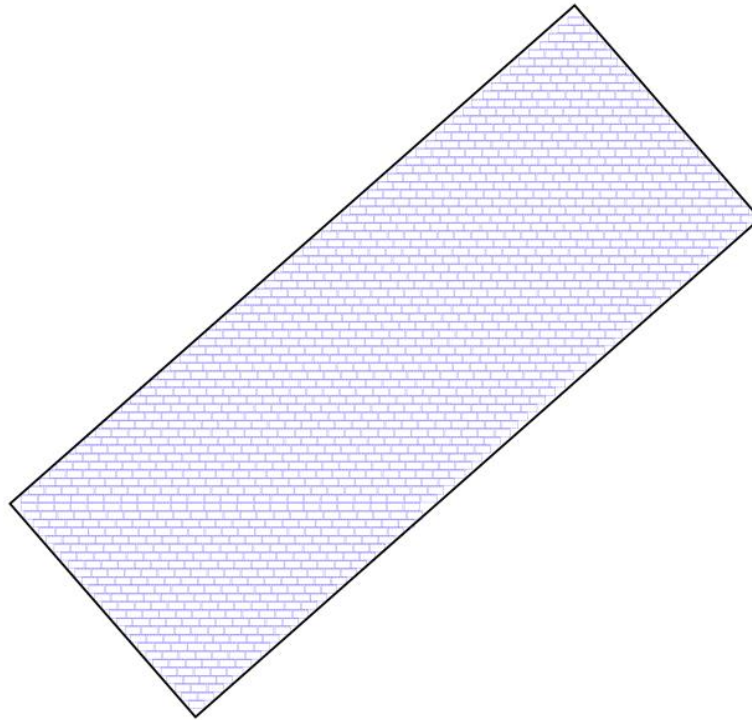


Figura 38. Paneles dibujados sobre AAL.08.01

Actuando de la misma forma con el resto de las cubiertas y contando los paneles por cada una de ellas podemos conocer la cantidad de paneles que se podrían instalar, cuyo resultado se muestra en la siguiente tabla:

Código	Nº Paneles
YSL.06.01	1.185
YSP_1	352
YSP_2	2.223
AAL.01.01	6.372
AAL.02.01	5.556
AAL.03.01	1.499

AAL.11.01	897
AAL.09.01	484
AAL.08.01	1.987
AAL.10.01	537
TOTAL	21.092

Tabla 36. Capacidad de paneles en la superficie disponible

El número de paneles que se podrían instalar son 21.092 en total.

ANEXO 5 – Colectores solares cilíndrico-parabólicos

La tecnología cilindro-parabólica es una tecnología limpia, madura y con potencial para la instalación a gran escala. Esta tecnología lleva siendo instalada a nivel comercial desde los años 80. Actualmente hay más de 800 MW en operación, más de 2000 MW en construcción y alrededor de 6 GW en promoción a nivel mundial en países como España, Estados Unidos, Marruecos, Argelia, Egipto, Australia, Sudáfrica, India, México y Chile.

Esta tecnología basa su funcionamiento en el seguimiento del movimiento aparente del sol para que los rayos incidan perpendicularmente a la superficie de captación, y en la concentración de estos rayos solares incidentes en unos tubos receptores de alta eficiencia térmica localizados en la línea focal de los concentradores.

En estos tubos, un fluido transmisor de calor, normalmente un fluido orgánico sintético (HTF) es calentado hasta unos 400° C. Este fluido caliente se dirige a una serie de intercambiadores de calor para producir vapor sobrecalentado. La energía presente en este vapor se convierte en energía eléctrica utilizando una turbina de vapor convencional y un generador acoplado a ella. La tecnología cilindro-parabólica es la tecnología de CSP más desarrollada.

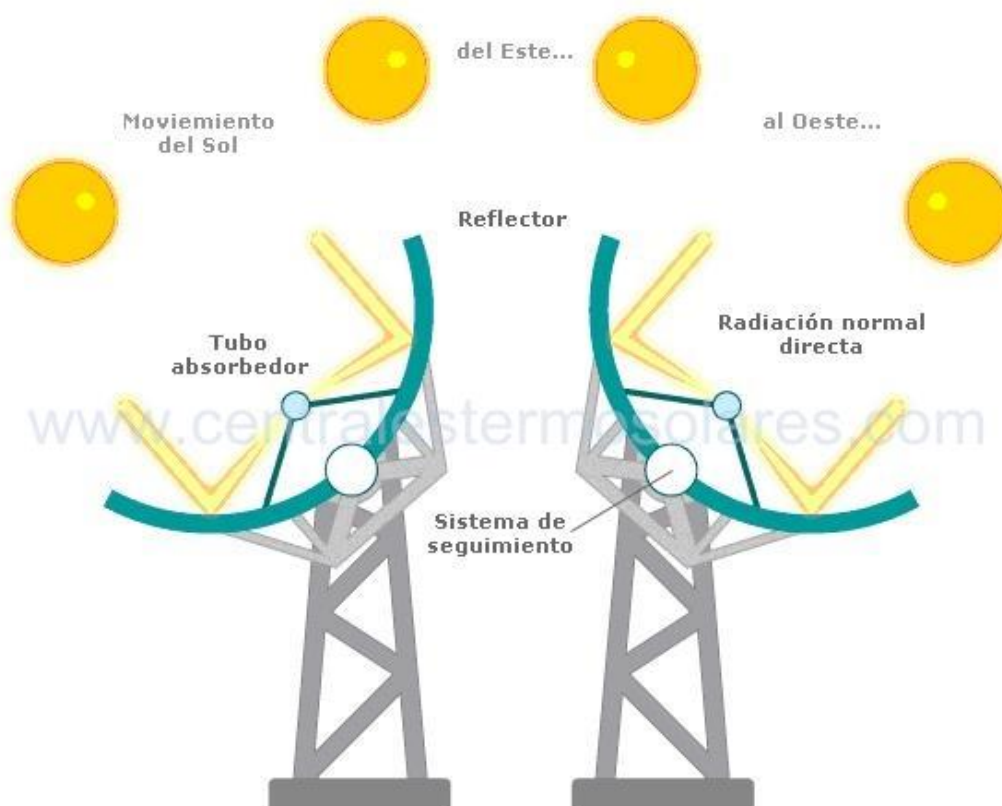


Figura 39. Funcionamiento de colectores solares cilíndrico-parabólicos

Los componentes principales del campo solar de la tecnología cilindro-parabólica son:

1. **El reflector cilindro-parabólico:** La misión del receptor cilíndrico parabólico es reflejar y concentrar sobre el tubo absorbedor la radiación solar directa que incide sobre la superficie. La superficie especular se consigue a través de películas de plata o aluminio depositadas sobre un soporte de vidrio que le da la suficiente rigidez.
2. **El tubo absorbedor:** Consta de dos tubos concéntricos separados por una capa de vacío. El interior, por el que circula el fluido que se calienta es metálico y el exterior de cristal. El fluido de trabajo que circula por el tubo interior es diferente según la tecnología. Para bajas temperaturas ($< 200^{\circ}\text{C}$) se suele utilizar agua desmineralizada con Etileno-Glicol mientras que para mayores temperaturas ($200^{\circ}\text{C} < T < 400^{\circ}\text{C}$) se utiliza aceite sintético. Las últimas tecnologías permiten la generación directa de vapor sometiendo a alta presión a los tubos y la utilización de sales como fluido caloportante.
3. **El sistema de seguimiento del sol:** El sistema seguidor más común consiste en un dispositivo que gira los reflectores cilindro-parabólicos del colector alrededor de un eje.
4. **La estructura metálica:** La misión de la estructura del colector es la de dar rigidez al conjunto de elementos que la componen.



Figura 40. Colectores solares cilindrico-parabolicos

ANEXO 6 – Producción energía termosolar

Dentro de la herramienta PVGIS (8), se selecciona la opción “Datos diarios”, la cual proporciona la potencia de irradiación solar (irradiancia) promedio horario (W/m^2) para cada hora de un día. Al igual que con los paneles fotovoltaicos se introduce la ubicación de la planta y el mes del año para el que se quieren los valores horarios, a continuación se selecciona el siguiente conjunto de datos:

- Base de datos: PVGIS-SARAH2.
- Tiempo UTC: La hora de Greenwich sin corregir y coincide aproximadamente con la hora solar.
- Irradiancia sobre un plano con seguimiento: superficie cuya normal coincide permanentemente con la dirección de incidencia de los rayos solares.

The screenshot displays the PVGIS web application. At the top, there's a header with the European Commission logo and the title 'PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM'. Below this is a navigation bar with links like 'Home', 'Tools', 'Downloads', 'Documentation', and 'Contact us'. The main area is divided into a map on the left and a settings panel on the right. The map shows a geographical area with a cursor at coordinates 41.522, -8.846. The settings panel on the right is titled 'AVERAGE DAILY IRRADIANCE DATA' and contains several sections: 'Cursor' (Selected: 41.522, -8.846; Elevation (m): 194; PVGIS ver: 5.2), 'Use terrain shadows' (Calculated horizon checked), 'Solar radiation database' (PVGIS-SARAH2 selected), 'Month' (selected), 'Time' (UTC selected), 'On fixed plane' (Irradiance checked, Clear-sky irradiance unchecked, Slope [°] 35, Azimuth [°] 0), 'On sun-tracking plane' (Irradiance checked, Clear-sky irradiance unchecked), and 'Temperature' (Daily temperature profile checked). There are buttons for 'Visualize results', 'Download CSV', and 'Download JSON'. At the bottom, it says 'Last update: 01/03/2022 Top'.

Figura 41. Herramienta PVGIS: Irradiancia promedio horario

Se descarga un archivo de datos delimitado por comas (.csv) para cada mes del año y se trata dicho archivo para mostrar los datos en un libro Excel por columnas y utilizando la coma como separador decimal. Así se podrá trabajar con los datos de tiempo UTC, la irradiación normal directa ($G_b(n)$ direct normal irradiance, W/m^2), y la temperatura ambiente (T_{2m} , air temperature, $^{\circ}\text{C}$). Se hacen los mismos pasos para todos los meses del año y se construye un libro Excel con una hoja por cada mes, la cual será la base para cálculos posteriores. El formato con el que se trabajará es el siguiente:

Latitude (decimal degrees):	41.622						
Longitude (decimal degrees):	-0,846						
Radiation database:	PVGIS-SARAH2						
Results for:	January						
time(UTC)		G(n)	Gb(n)	Gd(n)	T2m		
0:00		0	0	0	8,84		
1:00		0	0	0	8,55		
2:00		0	0	0	7,78		
3:00		0	0	0	7,54		
4:00		0	0	0	7,34		
5:00		0	0	0	7,08		
6:00		0	0	0	6,95		
7:00		0	0	0	7,02		
8:00		275,73	210,21	60,6	7,66		
9:00		491,97	366,67	112,53	9,05		
10:00		588,71	436,93	134,83	11,04		
11:00		652,52	483,87	149,83	12,18		
12:00		680,24	506,72	154,07	13,33		
13:00		679,25	505,77	154,07	14,13		
14:00		596,77	438,82	140,75	14,41		
15:00		563,88	426,98	122,72	14,42		
16:00		371,27	286,3	78,51	13,88		
17:00		0,01	0	0,01	12,82		
18:00		0	0	0	11,68		
19:00		0	0	0	10,89		
20:00		0	0	0	10,29		
21:00		0	0	0	9,71		
22:00		0	0	0	9,26		
23:00		0	0	0	9,15		
G(n): Global irradiance on 2-axis tracking plane (W/m2)							
Gb(n): Direct normal irradiance (W/m2)							
Gd(n): Diffuse irradiance on 2-axis tracking plane (W/m2)							
T2m: 2-m air temperature (degree Celsius)							

Tabla 37. Hoja Excel con los datos extraídos de irradiancia promedio horario

1. Cálculo del ángulo de incidencia para un seguimiento E-O

Los colectores parabólicos del campo solar siguen continuamente al sol en la localización, rotando sobre un solo eje. De esta manera, como muestra la figura 19, la incidencia no es en general en la dirección normal al plano de apertura y debe calcularse el ángulo de incidencia i que forma con ella, con lo que la DNI se reduce por el factor $\cos(i) \leq 0$.

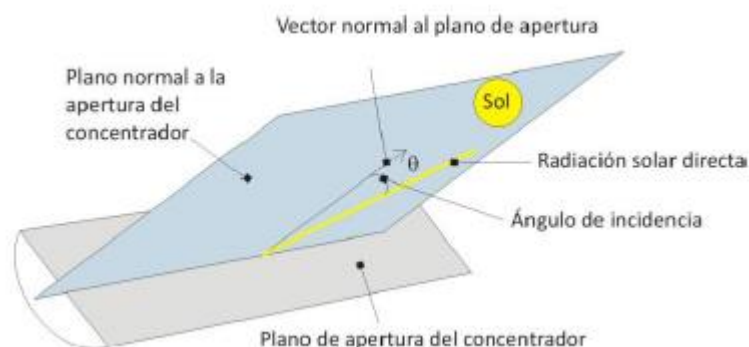


Figura 42. Incidencia del sol en un colector cilíndrico-parabólico

Los ángulos implicados en la recepción solar por parte de una superficie plana inclinada arbitraria son los siguientes:

- Altura α y azimut a_s solares

- Inclinación β y azimut a_w del plano
- Ángulo de incidencia i

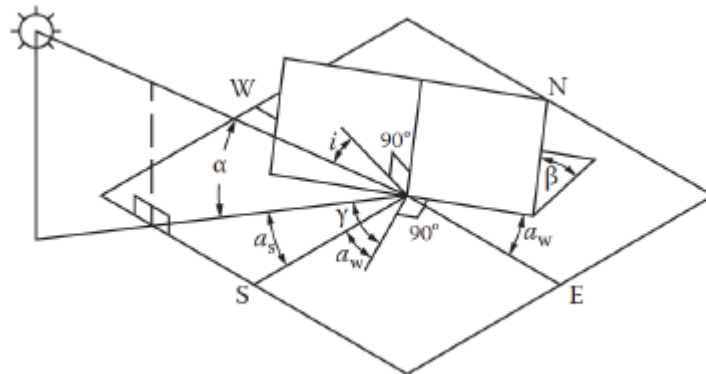


Figura 43. Resumen de ángulos colectores solares

La altura y el azimut solar dependen de la localización y del instante del año solar, lo que se expresa a través de otros tres ángulos:

- La latitud geográfica L , que expresa la distancia angular al ecuador, variando entre 0° (ecuador) y $\pm 90^\circ$ (polos), positivo para el hemisferio norte. (No se tiene en cuenta en los cálculos que se van a realizar a continuación).
- La declinación solar δ_s , la cual varía continuamente, y también de un año a otro porque estos duran menos que el año solar (365.25 días) y se ajustan con bisiestos. Pero para nuestros propósitos puede considerarse aproximadamente constante para un día dado del año. La fórmula de estimación utilizada es:

$$\delta_s = 23.45^\circ \sin \left[\frac{360^\circ}{365} (d_n + 284) \right]$$

Se debe tener en cuenta el ángulo formado por el eje de rotación de la tierra respecto del plano de la eclíptica (plano orbital tierra-sol) prácticamente constante de $23,45^\circ$. El número de día del año d_n es calculado con la función de Excel DIAS, cuyos argumentos son de tipo fecha. Se toma como representativo el día 21 de cada mes, y entonces, p. ej. para marzo: $d_n = 1 + \text{DIAS}(21/3/2022; 1/1/2022)$, donde el año es indiferente. Es importante notar que las funciones trigonométricas en Excel trabajan con argumento en radianes, por ese motivo se utiliza la función RADIANES para así convertir los ángulos sexagesimales.

- El ángulo horario solar expresa simplemente la hora solar, de 0 a 24 repartida entre -180 y +180 grados sexagesimales:

$$h_s = 15(h - 12) + \frac{m}{4} + \frac{s}{240}$$

donde solo es utilizado el primer término, pues la marca de tiempo de los datos de PVGIS no contiene minutos ni segundos. Esto elimina igualmente la pequeña diferencia (del orden de minutos) entre la hora solar y el tiempo UTC. Para

convertir un dato en formato de horas (hh:mm) en un número de horas h que sustituir en esta fórmula, se puede usar la función HORA de Excel.

Es posible razonar geoméricamente que la altura (o el zénit z) y el azimut as solares se expresan en función de L , S y h_s de esta manera:

$$\text{sen } \alpha = \cos z = \text{sen } L \text{sen } \delta_s + \cos L \cos \delta_s \cos h_s$$

$$\text{sen } a_s = \frac{\cos \delta_s \text{sen } h_s}{\cos \alpha}$$

Para el plano geométrico de la figura 20, puede demostrarse que el ángulo de incidencia es:

$$\cos i = \cos \alpha \cos(a_s - a_w) \text{sen } \beta + \text{sen } \alpha \cos \beta$$

Ahora, los colectores cilíndrico-parabólicos de una central termosolar están alineados N-S, lo que implica, con referencia a la figura 20, un azimut de su plano de apertura igual a $a_w = 90^\circ$. En cuanto a su inclinación, es variable y está determinada por el seguimiento E-O que realizan para minimizar el ángulo de incidencia de la irradiación. Se puede ver que esta inclinación es la que hace que el plano perpendicular al de apertura contenga al sol, y por tanto también a la dirección de los rayos, figura 20, y que viene dada por:

$$\tan \beta = \frac{\cos a_s}{\tan \alpha}$$

Sustituyendo estos valores de a_w , es posible demostrar finalmente que el ángulo de incidencia para el plano de apertura de los colectores vale:

$$\cos i = \sqrt{\text{sen}^2 \alpha + \cos^2 \delta_s \cdot \text{sen}^2 h_s}$$

que para el cálculo nos basta con la declinación s , la hora h_s y la altura solar.

2. Potencia solar incidente, pérdidas geométricas, ópticas y térmicas, y calor absorbido

La cantidad calculada hasta el momento, $\text{DNI} \cos i$ (W/m^2) es la potencia solar que atraviesa el plano de apertura de los reflectores cilíndrico-parabólicos y se refleja en su superficie especular para incidir en el tubo del colector. Este proceso conlleva una serie de imperfecciones o pérdidas debidas a la geometría y propiedades ópticas de las superficies que, resumiendo, son las siguientes:

- Reflectividad del espejo y producto transmisividad-absortividad efectivo del conjunto cubierta de vidrio-tubo absorbedor.

- Factor de intercepción, que tiene en cuenta la fracción de radiación reflejada que se pierde debido a imperfecciones geométricas del espejo, deformaciones durante el movimiento de seguimiento solar y sombras debidas a los fuelles de expansión del colector y a sus soportes.
- Ensuciamiento en servicio de espejos y cubierta de vidrio. Debido a que la irradiación no es perpendicular, pero la reflexión es especular, una parte no despreciable de la reflejada termina fuera del tubo absorbedor escapando por sus extremos.

Para tener en cuenta todo esto, se utiliza un rendimiento óptico-geométrico del sistema reflector-absorbedor que dependerá del ángulo de incidencia i , ya que las pérdidas del extremo y las propiedades ópticas de vidrios y espejos están ligadas fuertemente a él. El calor solar q_s (W) absorbido por el fluido de trabajo se expresa finalmente como

$$q_s = K(i) \eta_{opt} A D N \cos i$$

En este punto es necesario conocer el área de apertura de los reflectores. Se toma como referencia la central termosolar de Borges, ya que RETScreen tiene en su base de datos centrales termosolares del mismo fabricante (Abengoa solar) que son muy similares y en este caso es posible conocer el área de apertura.

Con el área de apertura de la central de Borges que es de 184.000 m² y midiendo el área de las parcelas en las que se encuentran los colectores mediante Google Maps, obtenemos una superficie de 515.325 m², se estima el área de apertura para el área de las cubiertas de la fábrica de cerveza mediante una regla de tres.

	A_total (m ²)	A_apertura (m ²)
Borges	515.325	184.000
Fabrica	33.193	11852

Tabla 38. Área de apertura colectores solares cilíndrico-parabólicos

El cálculo debe hacerse con la irradiación del día promedio promediada cada hora, tal cual la hemos bajado del PVGIS. En esta ecuación, $\eta_{opt} < 1$ es el rendimiento del concentrador para un ángulo de incidencia de 0°, y $K(i) < 1$ el factor de corrección para ángulos mayores. Se realizarán los cálculos en base al modelo de colector Luz System 3 (LS-3) de Abengoa. Las especificaciones de dicho colector son:

$$\eta_{opt} = 0,7518$$

$$K(i) = 1 - 2.23073 \times 10^{-4} i - 1.1 \times 10^{-4} i^2 + 3.18596 \times 10^{-6} i^3 - 4.85509 \times 10^{-8} i^4$$

donde el ángulo i sigue estando en grados sexagesimales.

Finalmente, al fluido de trabajo del ciclo térmico se transfiere una potencia igual a la absorbida menos las pérdidas térmicas del colector a la temperatura ambiente T_a , también dato horario del PVGIS.

$$q_u = q_s - U(\pi DL)(T_{\text{abs}} - T_a)$$

Para las condiciones de una central de canal parabólico se considera un coeficiente de pérdidas constante $U = 4.5 \text{ W/m}^2\text{K}$ referido al diámetro del tubo absorbedor ($D = 70 \text{ mm}$). Para conocer la longitud total, L , de los lazos se procede de la misma forma que con el área de apertura.

	L (m)	A_apertura (m ²)
Borges	33600	184000
Fabrica	2164	11852

Tabla 39. Longitud total de colectores

Como temperatura del fluido en el absorbedor, se toma $T_{\text{abs}} = 100 \text{ }^\circ\text{C}$, que es la temperatura necesaria para el proceso. Por la noche, se considera la desconexión del circuito primario y los transitorios de enfriamiento y calentamiento son ignorados, con lo que no hay pérdidas y el calor útil es 0. En horas de baja irradiación, la cantidad q_s es pequeña y q_u puede salir negativo.

3. Producción anual termosolar

En el caso aplicado a la planta los valores de q_u y q_{u_max} coinciden, ya que en ningún momento la producción máxima excede la máxima capacidad de producción del generador de vapor. Para saber la producción se suma el promedio de producción horario por cada mes, y es multiplicado por el número de días del mes, obteniendo así la producción mensual en MW/h. Se suma la producción mensual y finalmente así, es posible conocer la producción anual termosolar por colectores cilíndrico parabólicos.

	ΣMWh
Enero	428,49
Febrero	706,31
Marzo	1.070,53
Abril	1.353,09
Mayo	1.609,74
Junio	1.806,52
Julio	2.121,70
Agosto	1.880,25
Septiembre	1.259,05
Octubre	782,20
Noviembre	431,18
Diciembre	339,77
Total (MWh)	13.788,84

Tabla 40. Producción termosolar

Se obtiene que la producción anual termosolar es de 13.789 MWh.

4. Simulador de campo de Absolicon

Dentro de la herramienta del sitio web de Absolicon se toma un área de un total de 33.000 m², lo más ajustado posible a la suma de superficies disponibles en las cubiertas de la planta (33.193 m²) y con la orientación de dichas cubiertas.

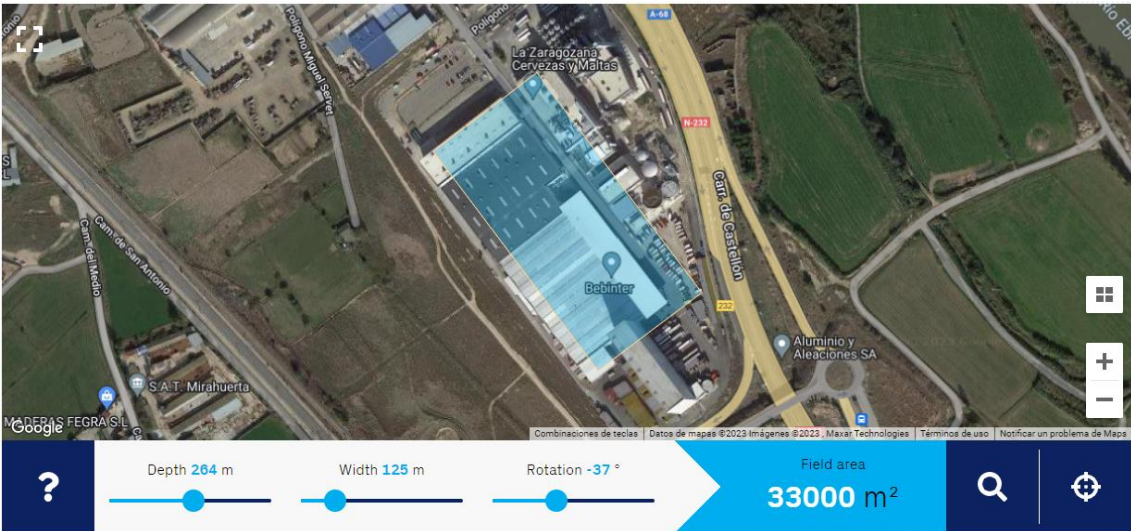


Figura 44. Simulador de campo de Absolicon

Seguidamente ésta hace una estimación del área de apertura y muestra los resultados obtenidos para la temperatura de operación de la planta de 100 °C, que es la temperatura del vapor obtenida de (19)

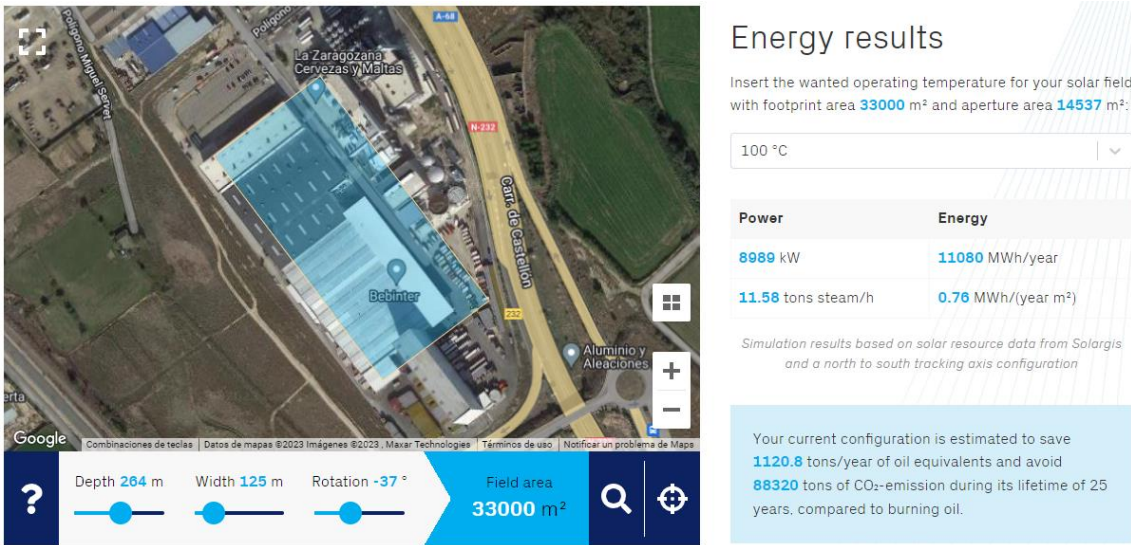


Figura 45. Resultados simulador de campo de Absolicon

La producción anual que resulta de la simulación es de 11.080 MWh/año.

ANEXO 7 – Procedimiento estudio viabilidad económica

A continuación se muestran los pasos que se llevan a cabo, siguiendo con el flujo de trabajo del software, y las decisiones tomadas para valorar la viabilidad económica.



Figura 46. Pasos del análisis energético

1. Compensación de excedentes

1.1. Energía

En este apartado se tienen en cuenta los equipos que forman parte del proceso productivo, donde se destina el uso final de la energía y la forma en que se optimiza la energía. Se sigue el siguiente orden:

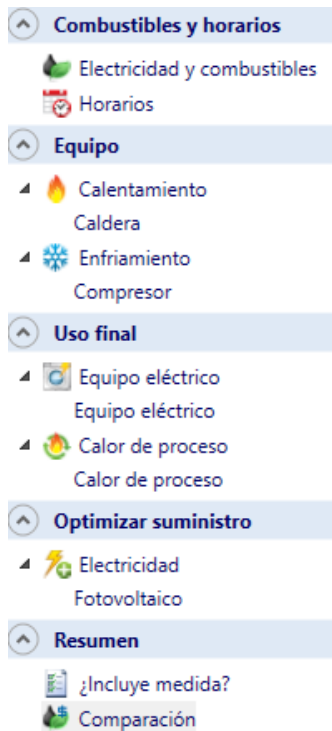


Figura 47. Instalación en RETScreen

Electricidad y combustibles

Se selecciona la modalidad de combustible utilizado para la generación de calor, en este caso el gas natural y sus unidades (kWh). También es introducido el precio en €/kWh calculado en la situación inicial, ya que RETScreen tiene en su base de datos precios pero son solo para el mercado de Canadá y Estados Unidos. Además el programa también muestra el valor de poder calorífico de su base de datos.

Para la electricidad de igual manera se seleccionan las unidades (kWh), y el precio con sus unidades también, al igual que con el gas natural en €/kWh.

Combustibles

Tipo de combustible

Gas natural - kWh

+

Precio del combustible - unidad

€/kWh

Precio del combustible

0,0585

\$

⬆ Poder calorífico y precio del combustible

Poder calorífico - unidad

MJ/kg

Poder calorífico

53,9

Precio del combustible - unidad

€/kWh

Precio del combustible

0,06

Electricidad

Tipo

Tarifa de electricidad - anual

Descripción

Electricidad - kWh

Tarifa - unidad

€/kWh

Tarifa - anual

0,1448

\$

Figura 48. Precios introducidos para gas natural y electricidad en RETScreen

1.2. Equipo

Es donde se facilita la información de los equipos que forman parte de la instalación, en el que solo se tienen en cuenta los que están involucrados en el proceso de fabricación. Por lo que se tienen en cuenta la caldera y el equipo de enfriamiento por compresor, y como la única optimización va a ser la instalación de placas fotovoltaicas el caso propuesto será idéntico al caso base, ya que no se mantienen los mismos equipos de calentamiento y enfriamiento.

Calentamiento

Se selecciona la modalidad de tecnología del que se dispone, que es una caldera de gas natural y con las unidades y el precio ya aportados en el apartado de electricidad y combustibles. Se toma una eficiencia del 90%, ya que es el valor que se ha considerado inicialmente para calcular las emisiones. También cabe la posibilidad de introducir el modelo de equipo y las especificaciones técnicas, pero no son conocidos.

Para el caso propuesto se deben introducir los costes iniciales incrementales y los ahorros en operación y mantenimiento, pero al ser el caso propuesto idéntico al base se introduce un 0.

Sistema de producción de calor

Descripción

Caldera

Nota

Aprendizaje en línea

Sistema de producción de calor

Tecnología

Caso base

Caldera

Caso propuesto

Caldera

Tipo de combustible

Gas natural - kWh

Precio del combustible

€/kWh

0,059

☐ Equipo de calefacción

Eficiencia estacional

%

90%

Costos iniciales incrementales

€/kW

0

Ahorros incrementales O y M

€

0

Figura 49. Equipo de calentamiento introducido en RETScreen

Enfriamiento

Al igual que con el equipo de calentamiento se selecciona la tecnología del sistema de enfriamiento, se tiene un sistema de enfriamiento por compresor, alimentado por electricidad. Se introduce un rendimiento estacional de 5 kW/kW, ya que el software aporta valores típicos según la tecnología, incluso para distintos tipos de compresor, pero de nuevo como no es conocido, se toma un valor que coincide con el rango de todos los tipos.

RETScreen

Cooling system type	Typical annual cooling system seasonal COP
Compressor - centrifugal	5 to 6.7
Compressor - reciprocating	3.8 to 4.6
Compressor - screw	4.1 to 5.6
Compressor - scroll	4.6 to 7
Heat pump - gas	1.1
Heat pump - air-source	1.3 to 2
Heat pump - ground-source	3 to 3.5
Absorption - single stage	0.5
Absorption - two stage	0.7
Steam jet refrigeration	0.2 to 0.3

Tabla 41. Coeficientes de rendimiento estacional aportados por RETScreen

Al igual que en el sistema de calentamiento se pueden introducir los datos de modelo y especificaciones técnicas, y también del refrigerante utilizado, pero tampoco se conocen. Los costes iniciales y los ahorros incrementales serán de nuevo serán otra vez 0 para el caso propuesto.

Sistema de enfriamiento

Descripción

Compresor

Nota

Aprendizaje en línea

Sistema de enfriamiento

Tecnología

Caso base

Compresor

Caso propuesto

Compresor

Tipo de combustible

Electricidad

Electricidad

Precio del combustible

€/kWh

0,14

0,14

€/kWh

☐ Equipo de refrigeración

Coefficiente de rendimiento - estacional

kW/kW

5

5

Costos iniciales incrementales

€/kW

0

\$

Ahorros incrementales O y M

€/kW

0

☐ Refrigerante - Opcional

Figura 50. Equipo de refrigeración introducido en RETScreen

1.3. Uso final

Ahora se introducen en el programa los valores de demanda anual y donde van destinados, por un lado la electricidad en el sistema de refrigeración como equipo eléctrico y por otro lado el calor de proceso. Como los equipos seguirán siendo los mismos en el caso propuesto que en el base no se consideran las inversiones iniciales ni los ahorros incrementales de operación y mantenimiento.

Equipo eléctrico

Tal y como se ha visto en la situación inicial es posible desglosar la potencia eléctrica en 6 niveles de carga, así que se introducen estos 6 niveles con la potencia que es constante en kW, las horas que operan al año y el ciclo de utilización. Con ello se tiene la demanda de energía eléctrica total anual en kWh. El impacto de los sistemas de climatización no se tiene en cuenta, ya que solo nos centramos en el proceso productivo.

Equipo eléctrico

Descripción

Equipo eléctrico

Nota

Aprendizaje en línea

Equipo eléctrico

Caso base

Caso propuesto

Descripción	Cantidad	Horas de operación Carga eléctrica Ciclo de utilización			Cantidad	Horas de operación Carga eléctrica Ciclo de utilización			Costos iniciales incrementales
		h/año	kW	%		h/año	kW	%	
Refrigeración - Nivel 1	1	273,5	3.030	100%	1	273,5	3.030	100%	0
Refrigeración - Nivel 2	1	1.004	3.030	100%	1	1.004	3.030	100%	0
Refrigeración - Nivel 3	1	365	3.030	100%	1	365	3.030	100%	0
Refrigeración - Nivel 4	1	638,5	3.030	100%	1	638,5	3.030	100%	0
Refrigeración - Nivel 5	1	3.468	3.030	100%	1	3.468	3.030	100%	0
Refrigeración - Nivel 6	1	3.011	3.030	100%	1	3.011	3.030	100%	0
Total									0

Costos iniciales incrementales

€

Caso base

0

Caso propuesto

0

Energía ahorrada

0

Ahorros incrementales O y M

€

26.542.800

26.542.800

0

Demanda de electricidad

kWh

26.542.800

26.542.800

0%

Figura 51. Demanda del equipo eléctrico introducido en RETScreen

Calor de proceso

El calor de proceso no permite introducirlo desglosado por niveles de carga así que la demanda de energía anual en forma de calor se introduce con el valor ya calculado anteriormente. El software permite introducir los datos con un 2º nivel en el el programa solicita la información de la potencia requerida, el ciclo de utilización y horas año, pero no es utilizado porque no es posible introducir los 6 niveles de demanda, y estos no tienen la misma potencia ni las mismas horas de operación.

Calor de proceso

Descripción

Calor de proceso

Nota

		Caso base	Caso propuesto	Energía ahorrada
Nivel		Nivel 1		
Calentamiento - por unidad	kWh	95.300.344,5	95.300.344,5	
Costos iniciales incrementales	€		0	
Ahorros incrementales O y M	€		0	
Sistema de producción de calor		Caldera	Caldera	
Número de unidades		1	1	
Calentamiento	kWh	95.300.345	95.300.345	0 0%

Figura 52. Demanda de calor de proceso introducido en RETScreen

Optimizar suministro

El el presente estudio de viabilidad económica el caso propuesto está orientado a optimizar el suministro eléctrico mediante energías renovables, más en concreto con la instalación de paneles fotovoltaicos.

Fotovoltaico

Como ya se adelantó en la viabilidad técnica, se elige un modelo de panel fotovoltaico que está en la base de datos de productos de RETScreen, por eso fue elegido un panel de Silicio Monocristalino, más en concreto el SPR-MAX3-400 del fabricante Sunpower, de 400 kWp. Se introduce el número de paneles que es capaz de alojar el área de las cubiertas y el programa devuelve la potencia instalada.

Sistema: Electricidad
 Tecnología: Fotovoltaico
 Tipo: mono-Si

Rango de capacidad: kW a kW

Fabricante: Sunpower
 Modelo: mono-Si - SPR-MAX3-400
 Capacidad por unidad: W 400
 Número de unidades: 21.092
 Capacidad: kW 8.436,8

Eficiencia: 22,6 %
 Área de la estructura: 1,768 m²

Figura 53. Modelo de panel PV introducido en RETScreen

Se introduce la energía que es capaz de aprovechar el sistema, es decir, la energía de autoconsumo y en este caso se deben tener en cuenta la inversión inicial y los ahorros en operación y mantenimiento que se producirían. Ambos datos son obtenidos de la base de datos de RETScreen, para una instalación de la dimensión del proyecto que se está estudiando.

Fotovoltaico - Nivel 1		
Capacidad de generación eléctrica	kW	8.436,8
Fabricante		Sunpower
Modelo		mono-Si - SPR-MAX3-400
Número de unidades		21.092
Factor de planta	%	9,9856%
Costos iniciales	€/kW	1.300
	€	10.967.840
Costos de O y M (ahorros)	€/kW-año	14
	€	118.115
Energía ahorrada	MWh	7.380

Figura 54. Información de energía PV en RETScreen (Compensación excedentes)

Resumen

Una vez se han introducido los equipos, el uso final y la forma de optimizar el suministro, el software permite visualizar un pequeño sumario en el apartado ¿Incluye medida? y también hacer un primer análisis de comparación entre el caso base y el propuesto.

¿Incluye medida?

Muestra un resumen de la energía y de los costos destinados a cada equipo, pudiendo observar los datos de demanda energética, energía ahorrada, consumo de combustibles y combustible ahorrado. Por ejemplo, a continuación se muestra la energía ahorrada y el ahorro que supone económicamente:

Mostrar:	Calentamiento	Enfriamiento	Electricidad	Costos iniciales incrementales	Ahorros en costo de combustible	Ahorros incrementales O y M	Pago simple de retorno del capital año
Todos							
Energía ahorrada	kWh	kWh	kWh	€	€	€	
Calentamiento							
Caldera				0	0	0	
Enfriamiento							
Compresor				0		0	
Equipo eléctrico							
Equipo eléctrico			0	0	0	0	
Calor de proceso							
Calor de proceso	0			0	0	0	
Electricidad							
Fotovoltaico			7.380.000	10.967.840	1.068.624	-118.115	11,5
Total	0		7.380.000	10.967.840	1.068.624	-118.115	11,5

Tabla 42. Resumen de energía ahorrada en el caso propuesto (Compensación excedentes)

Comparación

Es otra manera de evaluar el proyecto en este punto, muestra el resumen de electricidad y combustibles y los ahorros de energía y consumo de combustible, además es posible comparar lo que varía el plan introducido en la situación inicial con la demanda real en el caso base y propuesto.

Resumen - Electricidad y combustibles							
Tipo de combustible	Tipo de combustible		Caso base		Caso propuesto		Ahorros
	Precio del combustible	Consumo de combustible - unidad	Consumo de combustible	Costo del combustible	Consumo de combustible	Costo del combustible	Combustible ahorrado
Gas natural	€ 0,059	kWh	105.889.272	€ 6.194.522	105.889.272	€ 6.194.522	0
Electricidad	€ 0,145	kWh	26.542.800	€ 3.843.397	19.162.800	€ 2.774.773	7.380.000
Total				€ 10.037.920		€ 8.969.296	€ 1.068.624

Verificación del proyecto				
Tipo de combustible	Consumo de combustible - unidad	Consumo de combustible - histórico	Consumo de combustible	Consumo de combustible - varianza
			Caso base	
Gas natural	kWh		105.889.272	
Electricidad	kWh		26.542.800	

Ahorros						
Consumo de combustible	Calentamiento	Enfriamiento	Electricidad	Total	Plan	Varianza
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	%
Caso base	105.889.272	0	26.542.800	132.432.072	121.843.148	8,7%
Caso propuesto	105.889.272	0	19.162.800	125.052.071	0	
Combustible ahorrado	0	0	7.380.000	7.380.000	121.843.148	-93,9%
Combustible ahorrado - %	0%	0%	27,8%	5,6%	100%	

Tabla 43. Resumen de electricidad y combustibles (Compensación excedentes)

Decir que no se tienen datos históricos de consumo de combustible, por lo que esas casillas se quedan sin rellenar. Tal y como hemos visto en el apartado anterior se pasa de un costo de combustible de 10.037.920 € en el caso base a 8.969.296 € en el caso propuesto, lo que se corresponde con los 1.068.624 € de ahorro en un año. Destacar que existe un 8,7 % de variación entre la situación inicial al caso base, ya que en la situación inicial se introduce la demanda de energía necesaria en el proceso y en el caso base se tiene en cuenta el 90% de rendimiento de las calderas. También hay una variación del -93,9 % del caso propuesto al base por el ahorro de 7.380 MWh en electricidad con la instalación de placas fotovoltaicas.

Para ver las conclusiones que se acaban de sacar de una forma más visual, se muestra una gráfica de consumo de combustible en el que se muestra el consumo de combustible en kWh respecto al caso base, al caso propuesto y el combustible ahorrado.

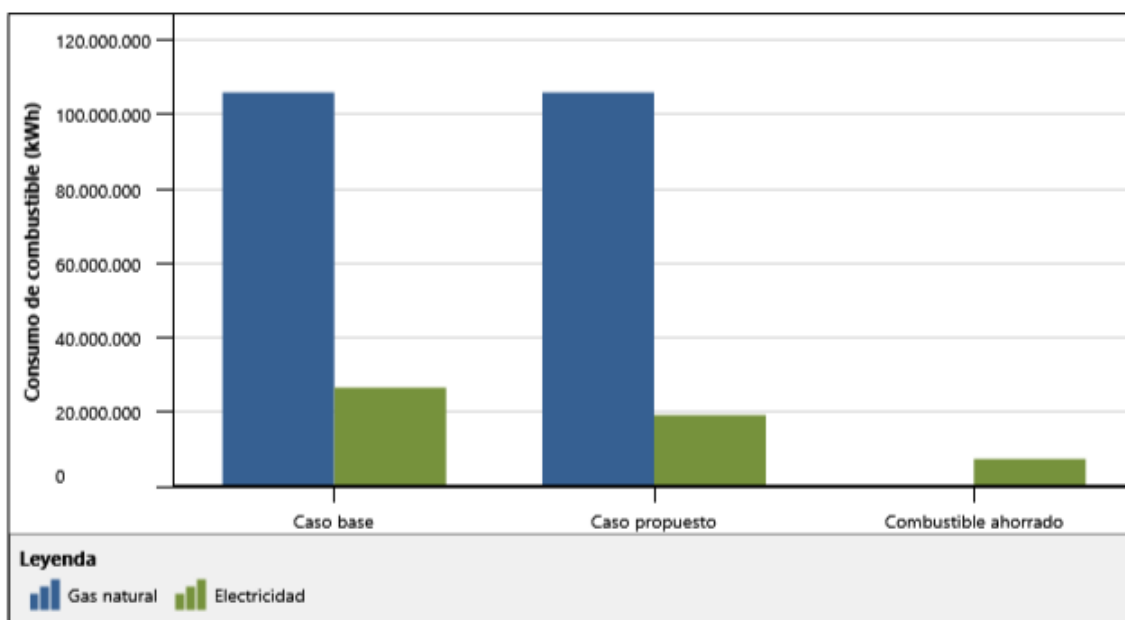


Figura 55. Gráfica consumo de combustible – comparación (Compensación excedentes)

También se obtiene una tabla en la que se puede comparar más fácilmente los costos que conllevan los combustibles y los ahorros que se producen, a modo de resumen de las conclusiones ya aportadas.

Tipo de combustible	Combustible Unidad	Caso base Consumo de combustible	Caso propuesto Consumo de combustible	Ahorros Combustible ahorrado
Gas natural	kWh	105.889.272	105.889.272	0
Electricidad	kWh	26.542.800	19.162.800	7.380.000
Tipo de combustible	Combustible Precio del combustible	Caso base Costo del combustible	Caso propuesto Costo del combustible	Ahorros Ahorros
Gas natural	0,059 €/kWh	€ 6.194.522	€ 6.194.522	€ 0
Electricidad	0,145 €/kWh	€ 3.843.397	€ 2.774.773	€ 1.068.624
Total		€ 10.037.920	€ 8.969.296	€ 1.068.624

Tabla 44. Tabla sumario gasto energético y costo (Compensación excedentes)

1.4. Costos

Es un paso del software que no es utilizado en este momento, ya que sirve para que el usuario introduzca más costes que se deban evaluar en el proyecto, pero para el presente objeto de estudio en el apartado de energía ya se ha tenido en cuenta todos los datos que se tienen para el proceso productivo

1.5. Emisiones

El análisis de emisiones permite estimar la huella de carbono en el proyecto, tanto en el caso base como en el propuesto. Se introduce el país en el que se encuentra la planta (España) y el tipo de combustible, así se consideran todos los combustibles que emiten CO₂ como se ha planteado en el estudio inicial del presente trabajo. El factor de emisión para todo tipo de combustibles se obtiene como:

$$FactorDeEmisionGEI = Emisiones(tCO_2) / \sum TasaDeEmisiones$$

$$FactorDeEmisionGEI = 3350,23 \text{ tCO}_2 / 1,94 \text{ tCO}_2/MWh = 0,4152 \text{ tCO}_2/MWh$$

Se introduce el factor de emisiones promedio que se acaba de calcular y se toman unas pérdidas de transporte y distribución del 7% que RETScreen sugiere, valor apto para el sistema de distribución español.

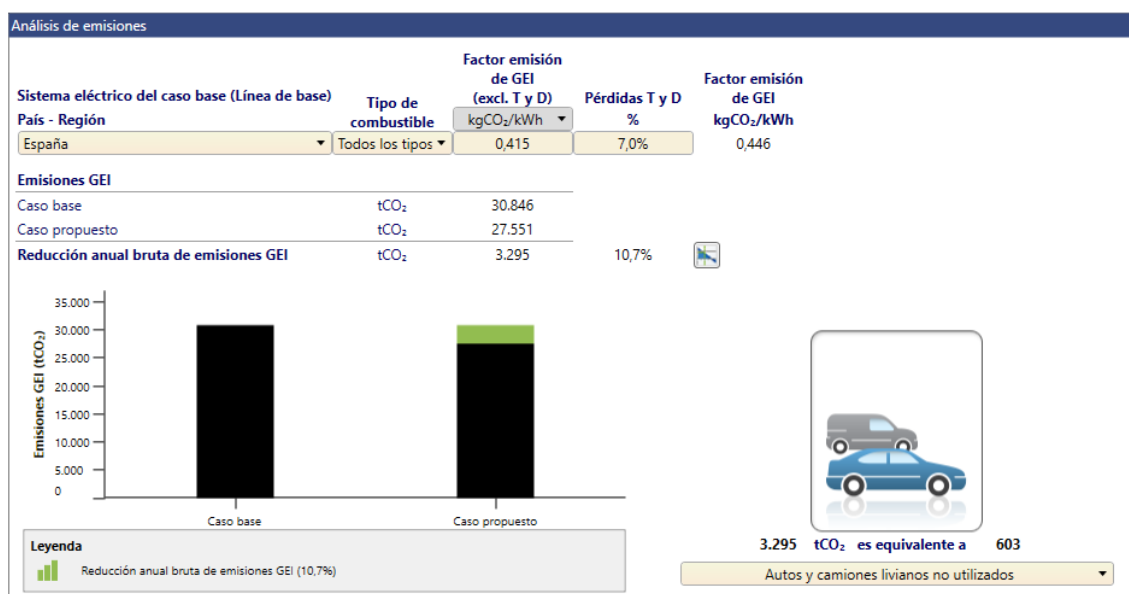


Figura 56. Análisis de emisiones en el caso propuesto (Compensación excedentes)

Ingresos por reducción de GEI

Para el análisis financiero se van a considerar los ingresos por reducción de gases de efecto invernadero, de manera que estos ingresos se identificarán como el ahorro de la tasa de emisiones de GEI, es decir, la tasa de crédito por reducción de GEI será el ahorro de lo que se pagaría por tCO₂. Del portal web de The World Bank (20) se obtienen la tasa por emisiones de CO₂ para España en 2023, que será lo que se ahorra la empresa por cada tCO₂:

$$TasaDeCréditoDeGEI = 16,31 \$ = 15,15 €$$

Se toma como duración de reducción de GEI 7 años, ya que RETScreen facilita la información de que para este tipo de proyectos se revisan los créditos de reducción de GEI cada 7 años.

En cuanto a la inflación para las tasas de reducción de GEI se toma el promedio de lo que se reducen cada año para España, teniendo una tasa de escalamiento de crédito por reducción de GEI del 7%.

Los derechos de transacción por créditos que sugiere RETScreen es del 2% para proyectos del CDM (Naciones Unidas para el Cambio Climático), esta tasa está destinada a países subdesarrollados para adaptarse al cambio climático.

La reducción anual neta obtenida es de 3.229 tCO₂ y los ingresos por reducción de CO₂ son de 48.918€.

Ingresos por reducción GEI		
Tasa crédito reducción de GEI	€/tCO ₂	15,15
Duración crédito de reducción del GEI	año	7
Tasa de escalam. de crédito por reducc. del GEI	%	7%
Derechos de transacción por créditos GEI	%	2%
Reducción de emisiones GEI anual neta	tCO ₂	3.229
Ingresos por reducción GEI	€	48.918

Figura 57. Ingresos por reducción GEI (Compensación excedentes)

1.6. Análisis económico

Antes de realizar el análisis económico es necesario tomar decisiones respecto a los parámetros financieros necesarios para obtener los flujos de caja que dictaminarán la rentabilidad del proyecto. Se considera lo siguiente:

- Tasa de escalamiento de los combustibles: Es el aumento de media del precio de combustibles (Gas natural y electricidad). Se toma el histórico de precios de tarifas TUR2 de gas natural y lo mismo con la electricidad de los informes de OMIP (6), se hace el promedio de la proporción de aumento de precio. Para calcular la tasa final se suma dicha proporción que aumenta de media el gas natural y la electricidad por la parte proporcional que cada tipo de energía supone en la demanda de energía (78% gas natural y 22% electricidad)

$$ProporcionAumentoGasNatural = 0,94 \%$$

$$ProporcionAumentoElectricidad = 14,33 \%$$

$$TasaEscalamientoDeCombustibles = 0,94 * 0,78 + 14,33 * 0,22 = 2,3 \%$$

- Tasa de inflación = 4,1%. Tomada para España en abril 2023 (21).
- Tasa de descuento: Tasa de descuento para la actualización del valor actual del dinero. Según [], por la metodología de Weitzman se tiene que la tasa de descuento para proyectos de 6 a 25 años es del 3%
- Tasa de reinversión: Tasa de reinversión de futuros flujos de caja positivos, muy importante para el cálculo del TIR. Se toma un 9% porque RETScreen sugiere entre un 1 y un 18%.
- Tiempo de vida del proyecto = 25 años. Valor típico para la duración de proyectos de este tipo.
- Se realiza el análisis con la hipótesis de la no existencia de deuda, se paga el proyecto en el año cero.
- No se analiza el impuesto a la renta.

Adicionalmente, para este caso en el que se inyecta energía a la red, se introducen los ingresos que se obtienen de la venta de la electricidad excedente (compensación de excedentes). De nuevo se hace un estudio de mercado en el que se busca a cuanto se paga el kWh inyectado, resultando un valor típico 0,10 €/kWh (22).

Otros ingresos (costo)	☒
Demanda de energía	MWh 3.857,5
Tarifa	€/kWh 0,10
Otros ingresos (costo)	€ 385.750
Duración	año 25
Tasa de escalamiento	% 0%

Figura 58. Compensación de excedentes

Con toda esta información completada el software es capaz de desarrollar el cálculo de flujos de caja y devolver los indicadores financieros de VAN y TIR, con los que se analizará la rentabilidad del proyecto.

Flujos de caja anuales para el año 1

- Los costes iniciales están constituidos por la inversión inicial para la instalación de paneles fotovoltaicos.
- Los costes anuales están compuestos por los costes de operación y mantenimiento y coste que acarrea el pago de combustibles
- Los ingresos anuales (y ahorros, que son considerados como ingresos) son constituidos por el ahorro de dinero respecto al caso base y los generados por la reducción de emisiones.

Costos Ahorros Ingreso			
Costos iniciales			
Costos iniciales incrementales	100%	€	10.967.840
Costos iniciales totales	100%	€	10.967.840
Flujo de caja anuales - Año 1			
Costos anuales/pagos de deuda			
Costos de O y M (ahorros)		€	118.115
Costo de combustible - caso propuesto		€	8.969.296
Pagos de la deuda		€	0
Costos anuales totales		€	9.087.411
Ahorros e ingresos anuales			
Costo de combustible - caso base		€	10.037.920
Ingresos por reducción GEI - 7 años		€	48.918
Otros ingresos (costo) - 25 años		€	385.750
Ingresos por producción de EL		€	0
Ingresos y ahorros anuales totales		€	10.472.588
Flujo de efectivo neto anual - Año 1		€	1.385.177

Tabla 45. Costos/Ahorros/Ingresos caso propuesto (Compensación excedentes)

El primer flujo de efectivo neto anual (Año 1) es de 1.385.117 € y el primer flujo acumulado positivo se da a los 7,4 años. Se puede observar cómo se comporta el flujo de efectivo acumulado en el siguiente gráfico:

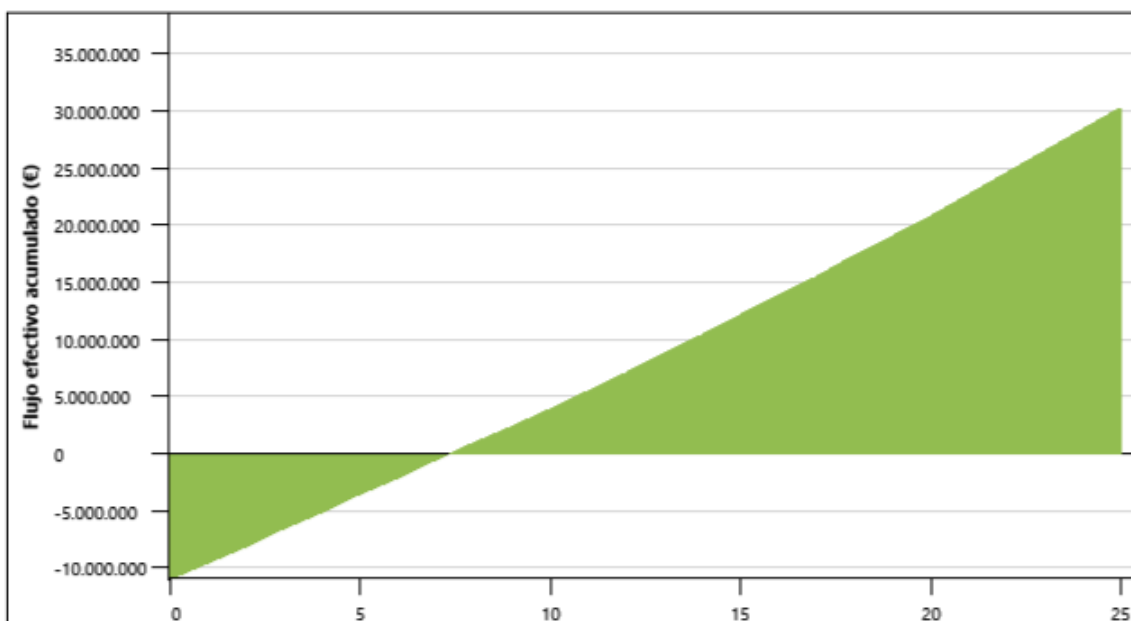


Figura 59. Flujo efectivo acumulado – tiempo caso propuesto (Compensación excedentes)

VAN y TIR

En base al VAN y TIR se pueden sacar conclusiones de rentabilidad del proyecto. El VAN (VAN=VPN (Valor Presente/Actual Neto)) es positivo con un valor de 17.227.864 € y el TIR es de 10,5%, muy superior a la tasa de descuento.

Viabilidad financiera		
TIR antes de impuestos - capital	%	13,4%
MTIR antes de impuestos - capital	%	10,5%
TIR antes de impuestos - activos	%	13,4%
MTIR antes de impuestos - activos	%	10,5%
Pago simple de retorno del capital	año	7,9
Repago - capital	año	7,4
Valor Presente Neto (VPN)	€	17.227.864
Ahorros anuales en ciclo de vida	€/año	989.360
Relación Beneficio-Costo		2,6
Cobertura - servicio de deuda		Sin deuda
Costo de reducción de GEI	€/tCO ₂	-293

Tabla 46. Viabilidad financiera caso propuesto (Compensación excedentes)

2. Baterías

Se procederá de manera homóloga a la compensación por excedentes, pero antes se debe dimensionar una batería que sea capaz de almacenar la energía excedente. Para ello se toma el día 25/07/2020 como representativo ya que es uno de los que más se produce del año y se anota el excedente que se produce por día.

Año/Mes/Día/Hora	Producción total (kW)	Autoconsumo (kW)	Diferencia (kW)
20200725:0010	0,0	0,0	0,0
20200725:0110	0,0	0,0	0,0
20200725:0210	0,0	0,0	0,0
20200725:0310	0,0	0,0	0,0
20200725:0410	0,0	0,0	0,0
20200725:0510	3,6	3,6	0,0
20200725:0610	335,1	335,1	0,0
20200725:0710	1715,6	1715,6	0,0
20200725:0810	3339,1	3030,0	309,1
20200725:0910	4617,8	3030,0	1587,8
20200725:1010	5508,8	3030,0	2478,8
20200725:1110	5783,8	3030,0	2753,8
20200725:1210	5873,8	3030,0	2843,8
20200725:1310	5586,8	3030,0	2556,8
20200725:1410	4947,6	3030,0	1917,6
20200725:1510	4096,1	3030,0	1066,1
20200725:1610	2829,5	2829,5	0,0
20200725:1710	1284,3	1284,3	0,0
20200725:1810	302,0	302,0	0,0
20200725:1910	0,0	0,0	0,0
20200725:2010	0,0	0,0	0,0
20200725:2110	0,0	0,0	0,0
20200725:2210	0,0	0,0	0,0
20200725:2310	0,0	0,0	0,0
20200726:0010	0,0	0,0	0,0
Total (kWh)	46224,0	30710,2	15513,8

Tabla 47. Excedente de energía diario

Se produce un excedente diario de 15.513,8 kWh para un día de mucha producción, entonces se sobredimensionaría una batería de 16.000 kWh. Se busca información de los precios de baterías y se obtiene un precio orientativo de 385,53 €/kWh y un coste de mantenimiento anual de 6142 € (23).

2.1. Energía

Ahora se introduce la energía total que se puede obtener de todos los paneles, considerando el factor de escala del inversor.

Fotovoltaico - Nivel 1

Capacidad de generación eléctrica	kW	8.436,8	
Fabricante	Sunpower		
Modelo	mono-Si - SPR-MAX3-400		
Número de unidades	21.092		
Factor de planta	%	15,2051%	
Costos iniciales	€/kW	1.300	
	€	10.967.840	
Costos de O y M (ahorros)	€/kW-año	14	
	€	118.115	
Energía ahorrada	MWh	11.238	

Figura 60. Información de energía PV en RETScreen (Baterías)

2.2. Costos

Ahora si que se utiliza este apartado porque se debe introducir la inversión inicial de la instalación de baterías y el coste anual de mantenimiento.

Costos iniciales (créditos)	Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto
Costos iniciales incrementales				€ 10.967.840
Mostrar datos				
Definido por el usuario	costo		€	-
Batería 385,53 €/kWh	costo	16.000	€ 385,53	6.168.480
Costos iniciales totales				€ 17.136.320
Costos anuales (créditos)	Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto
Costos de O y M (ahorros)	proyecto			€ 118.115
Mostrar datos				
Costo de combustible - caso propuesto				€ 8.410.730
Definido por el usuario	costo		€	-
Mantenimiento baterías	costo	1	€ 6.142	6.142
Costos anuales totales				€ 8.534.987
Ahorros anuales	Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto
Costo de combustible - caso base				€ 10.037.920
Definido por el usuario	costo		€	-
Ahorro total anual				€ 10.037.920

Figura 61. Resumen de costes caso propuesto (Baterías)

2.3. Emisiones

Notar que ahora se reducen más las emisiones al poder consumir toda la energía eléctrica que se produce

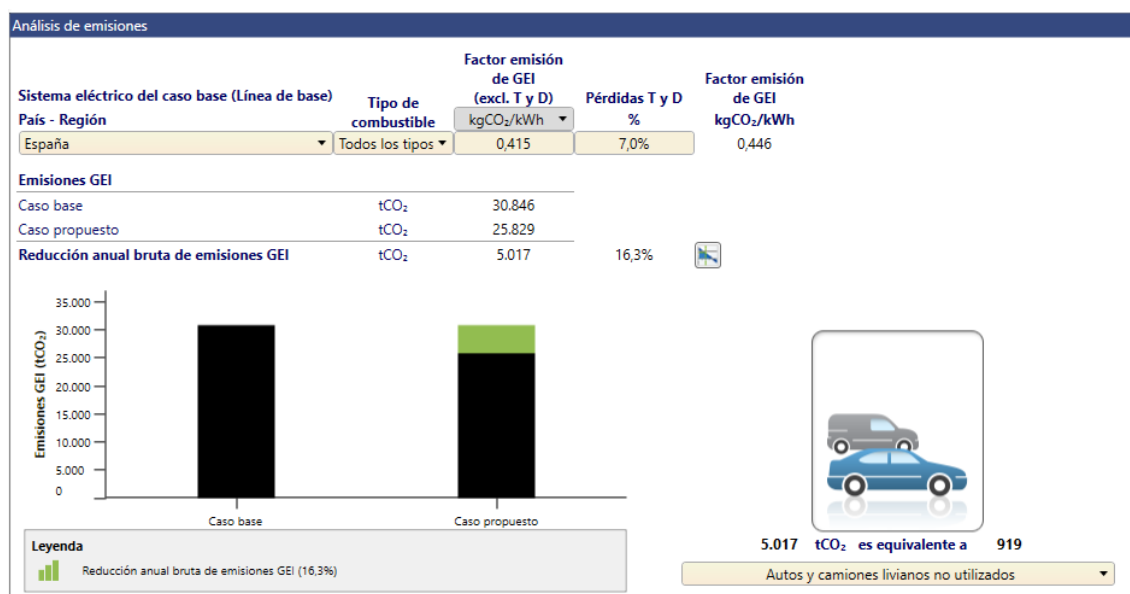


Figura 62. Análisis de emisiones en el caso propuesto (Baterías)

2.4. Análisis económico

La principal diferencia con el caso anterior es que ahora hay una mayor inversión inicial por las baterías y coste fijo anual por mantenimiento de éstas, por otro lado aumentan los ingresos por reducción de GEI.

Flujos de caja anuales para el año 1

Costos Ahorros Ingreso			
Costos iniciales			
Costos iniciales incrementales	64%	€	10.967.840
Batería 385,53 €/kWh	36%	€	6.168.480
Costos iniciales totales	100%	€	17.136.320
Flujo de caja anuales - Año 1			
Costos anuales/pagos de deuda			
Costos de O y M (ahorros)		€	118.115
Costo de combustible - caso propuesto		€	8.410.730
Mantenimiento baterías		€	6.142
Pagos de la deuda		€	0
Costos anuales totales		€	8.534.987
Ahorros e ingresos anuales			
Costo de combustible - caso base		€	10.037.920
Ingresos por reducción GEI - 7 años		€	74.487
Otros ingresos (costo)		€	0
Ingresos por producción de EL		€	0
Ingresos y ahorros anuales totales		€	10.112.407
Flujo de efectivo neto anual - Año 1		€	1.577.420

Tabla 48. Costos/Ahorros/Ingresos caso propuesto (Baterías)

El primer flujo de efectivo neto anual (Año 1) es de 1.577.420 € y el primer flujo acumulado positivo se da a los 9,7 años. Se puede observar cómo se comporta el flujo de efectivo acumulado en el siguiente gráfico:

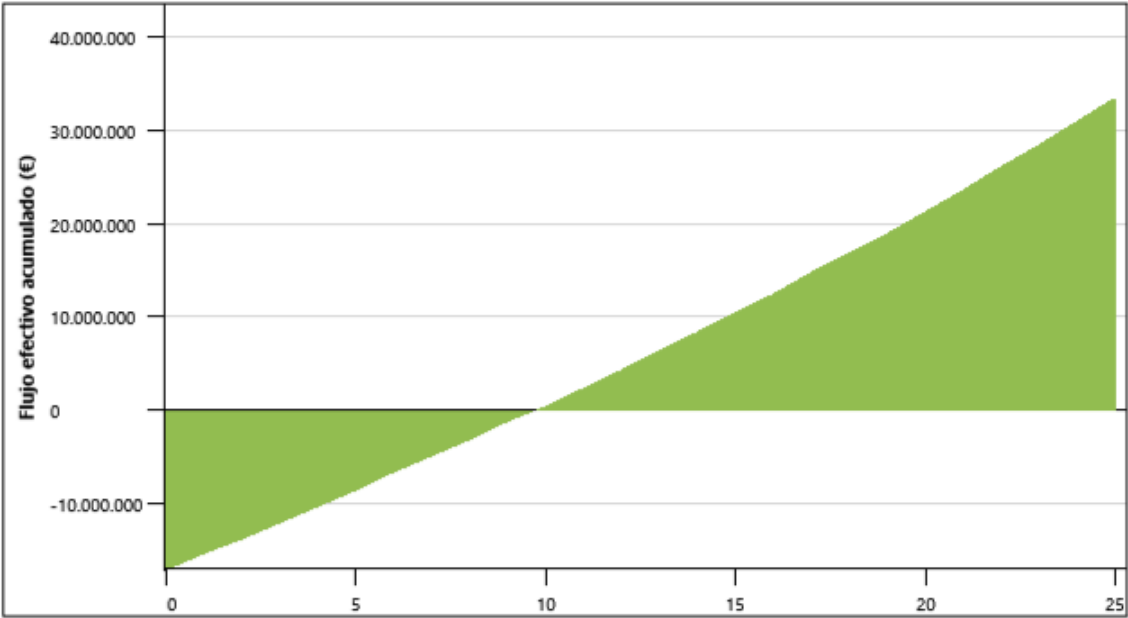


Figura 63. Flujo efectivo acumulado – tiempo caso propuesto (Compensación excedentes)

VAN y TIR

El VAN (VAN=VPN (Valor Presente/Actual Neto)) es positivo con un valor de 17.169.468 € y el TIR es de 9,9 %, sigue siendo superior a la tasa de descuento.

Viabilidad financiera		
TIR antes de impuestos - capital	%	9,9%
MTIR antes de impuestos - capital	%	9,3%
TIR antes de impuestos - activos	%	9,9%
MTIR antes de impuestos - activos	%	9,3%
Pago simple de retorno del capital	año	10,9
Repago - capital	año	9,7
Valor Presente Neto (VPN)	€	17.169.468
Ahorros anuales en ciclo de vida	€/año	986.006
Relación Beneficio-Costo		2
Cobertura - servicio de deuda		Sin deuda
Costo de reducción de GEI	€/tCO ₂	-190

Tabla 49. Viabilidad financiera caso propuesto (Compensación excedentes)

ANEXO 8 – Procedimiento estudio viabilidad económica

Las calderas de biomasa funcionan igual que cualquier otra caldera: queman el biocombustible generando una llama que entra en la caldera. El calor generado durante esta combustión es transmitido al circuito de agua en el intercambiador incorporado en la caldera, con lo que se obtiene agua caliente para el sistema de calefacción o ACS (agua caliente sanitaria). En la mayoría de los casos se puede instalar un acumulador, que almacenará el calor para suministrar de forma instantánea.

Las calderas de biomasa necesitan un contenedor o silo para el almacenaje del biocombustible situado próximo a la caldera. Desde este silo, un alimentador de tornillo sinfín o de succión conducirá el biocombustible a la caldera, donde se realiza la combustión. La combustión de los biocombustibles produce ceniza, que se recoge automáticamente en un cenicero que debe vaciarse varias veces al año.

Las calderas de biomasa pueden clasificarse atendiendo al tipo de combustible que admiten y a la clase de tecnología que utilizan.

- Calderas pellets.

Suelen ser pequeñas y altamente eficientes. Destaca su compacidad debido a la estabilidad del pellet, y en algunos casos pueden utilizar otros biocombustibles con características similares siempre que el fabricante lo garantice.

- Calderas de biomasa policomcombustibles.

Admiten varios tipos de combustible, incluso cambiando de unos a otros de manera rápida y eficiente, como por ejemplo pellets y astillas.

Principales ventajas

La principal ventaja de la utilización de biomasa como combustible es que está considerada una fuente de energía renovable. Las emisiones de CO₂ de su combustión son mucho menores que las que las plantas son capaces de absorber en todo su ciclo de vida, es por ello que se habla de una fuente de energía neutra en cuanto a emisiones de gases de efecto invernadero. Además los residuos que produce dicha combustión son principalmente cenizas que pueden utilizarse para producir abono, lo que cierra el círculo de economía circular.

Otra de las ventajas es que tienen una eficiencia del 89-91% cuando en las calderas convencionales es de 88-91%, por lo que se puede afirmar que tienen el mismo rendimiento. Si se plantea la instalación de una caldera, el rendimiento no sería motivo de descarte para decantarse entre un tipo de tecnología u otra.

Instalación de biomasa

Una instalación de energía de biomasa consta de los siguientes elementos:

- Caldera de biomasa: una caldera de biomasa es un equipo mecánico compacto e independiente. Su interior está formado de un sistema de alimentación: conduce el biocombustible desde el silo a la cámara de combustión. Una cámara de combustión: se alimenta de biocombustible y aire y en el interior se realiza la combustión generando energía térmica.
- Intercambiador: dónde se realiza la transferencia de calor al circuito de agua caliente de la vivienda.
- Sistema de limpieza de la caldera: evita la deposición de cenizas y mantiene la eficiencia del sistema.
- Unidad de control: regula y optimiza el funcionamiento de la caldera de biomasa.
- Silo: el silo es la parte de la instalación dónde se almacena el combustible de biomasa. El silo se diseña en función del biocombustible que va a suministrar a la caldera.
- Chimenea: es el conducto específico para la salida de humos de la cámara de combustión.
- Sistema hidráulico: permite conducir el agua desde el punto donde adquiere el calor hasta su destino. Posteriormente retorna para completar el circuito y repetir el proceso.

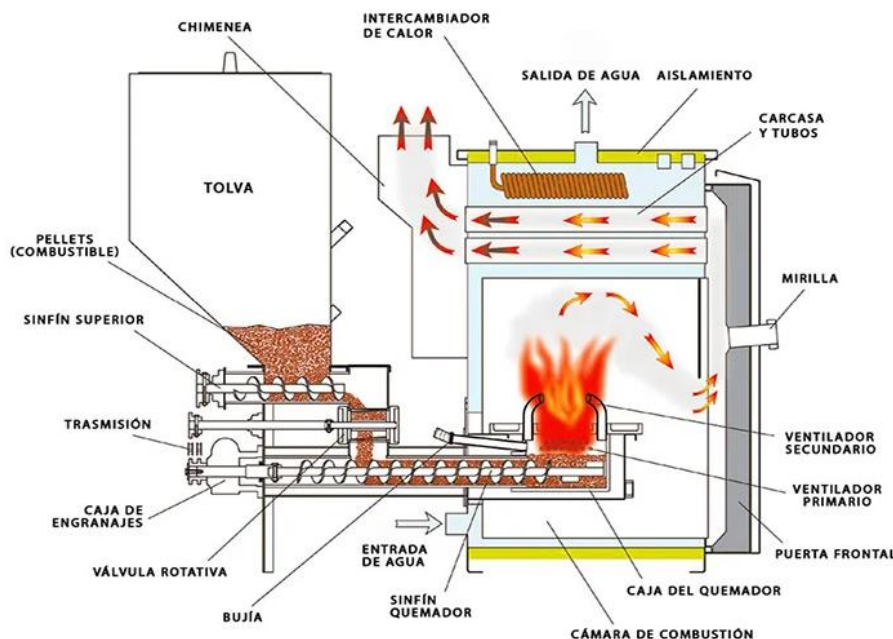


Figura 64. Instalación de una caldera de biomasa

Conocidas las partes de una instalación de biomasa se debe destacar que las dimensiones son mayores a las de una caldera convencional de gas natural, principalmente porque es necesario tener una tolva para la alimentación de combustible de la caldera.

Referencias

1. Natural Resources Canada. RETScreen. [Online].; 2016. Available from: <https://natural-resources.canada.ca/maps-tools-and-publications/tools/modelling-tools/retscreen/7465>.
2. Gobierno de España. Ministerio de hacienda y función pública. Sede Electrónica del Catastro. [Online]. Available from: <https://www.sedecatastro.gob.es/>.
3. Alfonso Luis Heredia Lacasa. Estudio de viabilidad técnica y económica de una planta de cogeneración en una fábrica de cerveza. Trabajo de Fin de Grado. Zaragoza: Universidad de Zaragoza; 2022.
4. Endesa. Endesa. Para tu empresa. [Online]. Available from: <https://www.endesa.com/es/empresas>.
5. Foro Nuclear. foronuclear. [Online]. Available from: <https://www.foronuclear.org/publicaciones-archivo/energia-archivo/energia-2022-version-online/>.
6. Operador del Mercado Ibérico. OMIP. [Online]. Available from: <https://www.omip.pt/es>.
7. Google. Google Maps. [Online]. Available from: <https://www.google.es/maps>.
8. European Comission. PVGIS. [Online]. Available from: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/.
9. Sunpower. Sunpower.maxeon. [Online]. Available from: [SunPower Maxeon 3 400 W \(SPR-MAX3-400\)](#).
10. Absolicon. Simulador de campo. [Online]. Available from: <https://www.absolicon.com/es/simulador-de-campo/>.
11. Rodriguez R. Greening-e. [Online]. Available from: <https://greening-e.com/factor-de-escala-sistema-fotovoltaico/>.
12. Asociación Española de la Biomasa. aveBiom. [Online]. Available from: <https://www.avebiom.org/biomasanews/pellets-y-otros-biocombustibles/el-precio-del-pellet-de-madera-en-origen-comienza-bajar>.
13. Asociación Española de la Biomasa. aveBiom. [Online]. Available from: <https://www.avebiom.org/sites/default/files/ipb/IPB-Indice-precios-pellet-AVEBIOM.pdf>.
14. TODO ENERGÍA. EnergyNews. [Online]. Available from: <https://www.energynews.es/se-inaugura-una-planta-de-biomasa-de-20-mw-en-lalqueria-dasnar-alicante-con-la-caldera-mas-grande-de-espana/>.
15. Danstoker. Danstoker. [Online]. Available from: <https://danstoker.com/wp-content/uploads/2017/10/Broch-FB-GB-web.pdf>.
16. Enagas. Energy Data. [Online]. Available from: <https://www.enagas.es/es/gestion-tecnica-sistema/energy-data/>.
17. Red Eléctrica de España. REE.es. [Online]. Available from: https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2023/05/downloadable/Boletin_mensual_Abril_2023.pdf.

18. Red Eléctrica de España. Emisiones de CO2 asociadas a la generación de electricidad en España. ; 2020.
19. Lacasa ALH. Estudio de viabilidad técnica y económica de una planta de cogeneración en una fábrica de cerveza. Trabajo de fin de grado. Zaragoza: Universidad de Zaragoza; 2022.
20. The World Bank. Carbon Pricing Dashboard. [Online]. Available from: https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/map_data.
21. Instituto Nacional de Estadística. INE. [Online]. Available from: <https://www.ine.es/daco/daco42/daco421/ipcia0423.pdf>.
22. ENDESA. Solar Simply. [Online]. Available from: <https://www.endesa.com/es/luz-y-gas/luz/tempo/tarifa-autoconsumo-con-excedentes-solar-simply>.
23. Lambert F. electrek. [Online]. Available from: <https://electrek.co/2022/03/21/tesla-hikes-megapack-prices-backlog-extends/>.
24. RETScreen International. Clean Energy Project Analysis. 3rd ed.
25. EFC SOLAR. Placas solares. Tu guía 2023. [Online]. Available from: <https://www.efcsolar.com/blog/placas-solares-guia-completa-2023/>.
26. EFC SOLAR. Placas solares monocristalinas. Características y ventajas. [Online]. Available from: <https://www.efcsolar.com/energia-solar-fotovoltaica/placas-solares-monocristalinas-caracteristicas-y-ventajas/>.
27. Centrales termosolares. Centrales de concentrador cilíndrico-parabólico. [Online]. Available from: <http://www.centrales termosolares.com/centrales-de-c-cilindro-parabolico>.
28. The green age. Introduction to biomass boilers. [Online]. Available from: <https://www.thegreenage.co.uk/tech/biomass-boiler/>.
29. Expobiomasa. Cómo funciona una caldera de biomasa. [Online]. Available from: <https://www.expobiomasa.com/content/como-funciona-una-caldera-de-biomasa>.
30. mintforpeople. ¿Por qué la biomasa es energía renovable? [Online]. Available from: <https://mintforpeople.com/noticias/por-que-energia-biomasa-es-renovable/>.
31. EnergyNews. Se inaugura una planta de biomasa de 20 MW en L'Alqueria d'Asnar, Alicante, con la caldera más grande de España. [Online]. Available from: <https://www.energynews.es/se-inaugura-una-planta-de-biomasa-de-20-mw-en-lalqueria-dasnar-alicante-con-la-caldera-mas-grande-de-espana/>.
32. Universidad de Zaragoza. Apuntes de la asignatura "Energías renovables"..

Informe de factibilidad

Fábrica de cerveza

Caso propuesto - Compensación de excedentes



Industrial - Bebida

Preparado para:

Universidad de Zaragoza
Calle María de Luna, 3
Zaragoza, Zaragoza, 50018
España

Preparado por:

Javier Claver Cervantes, Grado en Ingeniería de
Tecnologías Industriales
Javier Claver Cervantes
Correo electrónico: 739567@unizar.es

Resumen ejecutivo

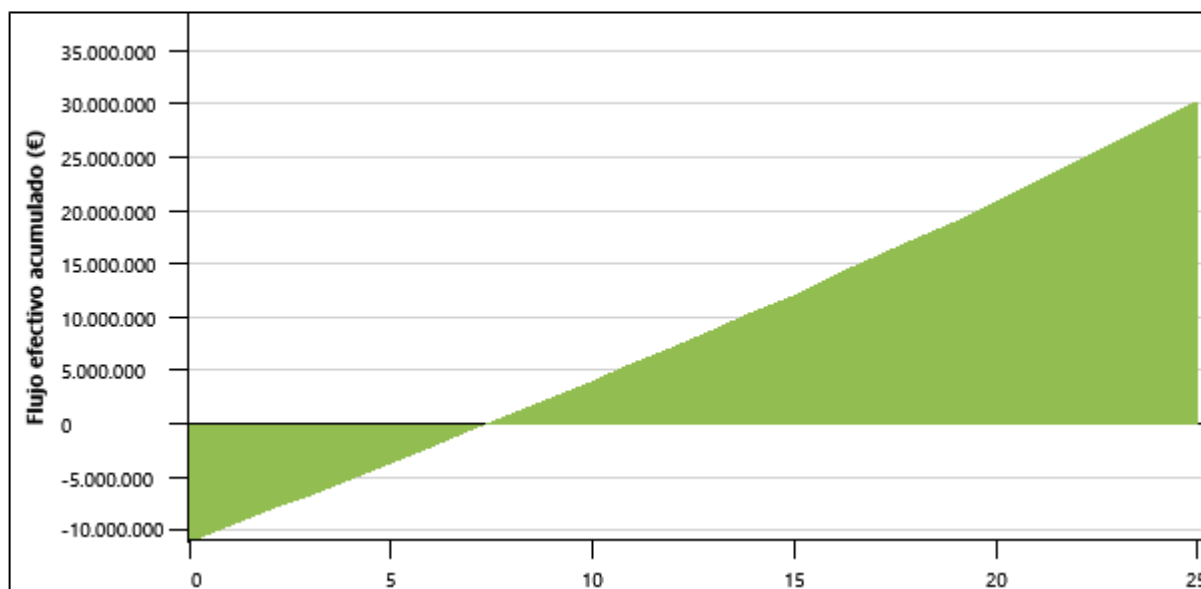
Este informe se preparó con el Software de gestión de energías limpias de RETScreen. A continuación se presentan los resultados y recomendaciones clave de este análisis.

Objetivo

	Consumo de combustible kWh	Costo del combustible €	Emisiones GEI tCO ₂
Caso base	132.432.072	10.037.920	30.846
Caso propuesto	125.052.071	8.969.296	27.551
Ahorros %	7.380.000 5,6%	1.068.624 10,6%	3.295 10,7%

Los resultados principales son los siguientes:

Flujo de efectivo - Acumulado



Exención de responsabilidad: este informe se distribuye únicamente con fines informativos y no refleja necesariamente las opiniones del gobierno de Canadá ni constituye respaldo alguno de personas o productos comerciales. Ni Canadá ni sus ministros, funcionarios, empleados o agentes ofrecen garantía alguna con respecto a este informe ni asumen responsabilidad alguna surgida de este informe.

Ubicación | Datos climatológicos

Ubicación



Microsoft
Bing

© 2023 TomTom
© 2023 Microsoft Corporation © CNES (2023) Distribution Airbus DS

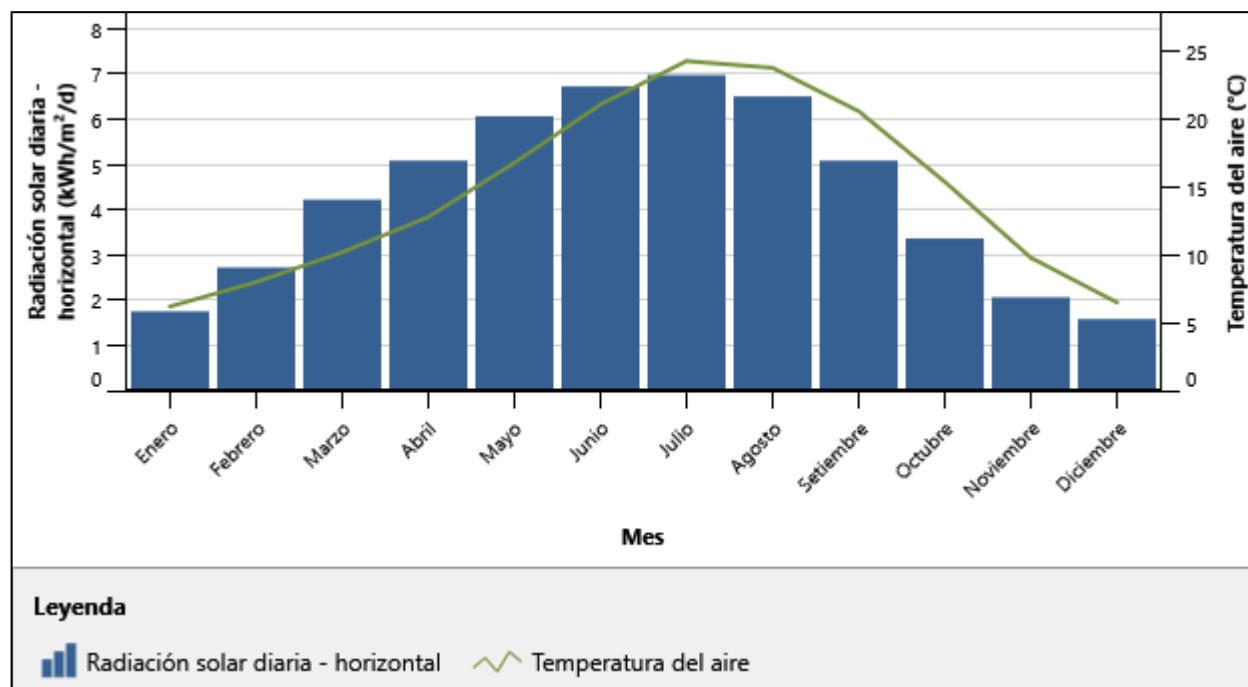
Leyenda

 Ubicación de la

 Ubicación de datos

	Unidad	Ubicación de datos meteorológicos	Ubicación de la instalación
Nombre		España - Zaragoza (Mil/Civ)	Spain - Aragon - Zaragoza
Latitud	°N	41,7	41,6
Longitud	°E	-1,0	-0,8
Zona climática		4B - Mixto - Seca	4B - Mixto - Seca
Elevación	m	258	194

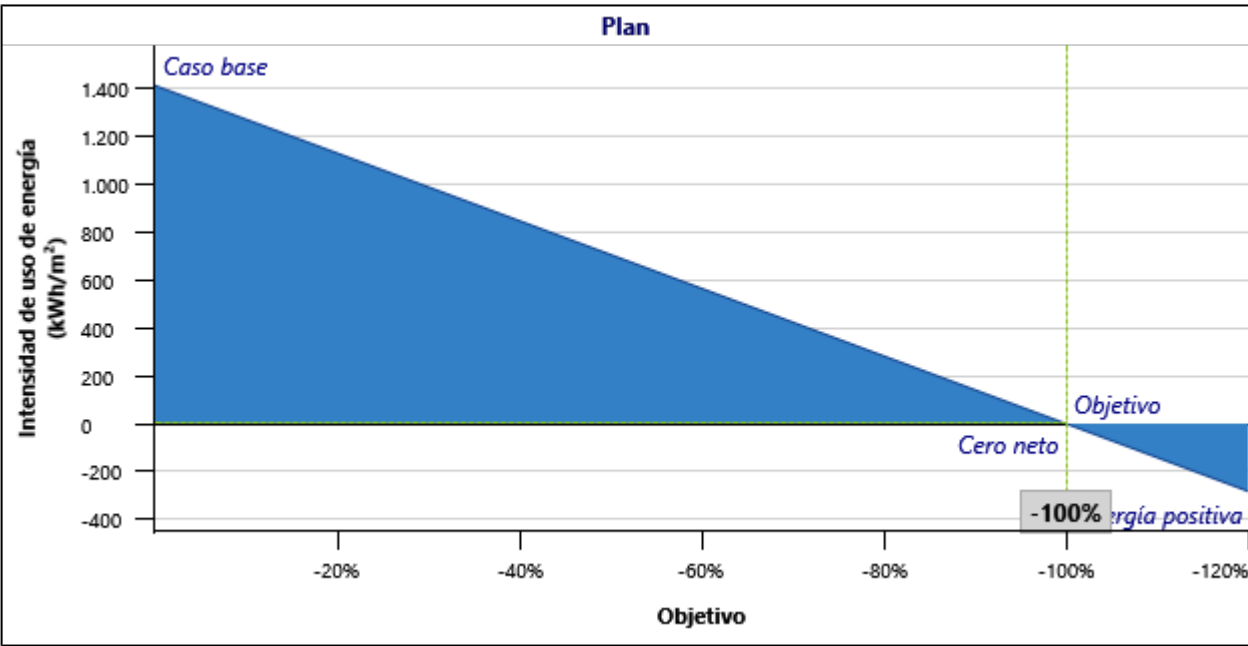
Datos climatológicos



Temperatura de diseño de la calefacción		-1,1							
Temperatura de diseño del aire acondicionado		34,2							
Amplitud de la temperatura del suelo		22,0							
Mes	Temperatura del aire	Humedad relativa	Precipitación	Radiación solar diaria - horizontal	Presión atmosférica	Velocidad del Viento	Temperatura del suelo	Grados-días de calefacción	Grados-días de refrigeración
	°C	%	mm	kWh/m²/d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d
Enero	6,2	75,6%	28,21	1,75	99,0	4,5	4,2	366	0
Febrero	8,0	68,8%	22,68	2,72	98,7	4,9	5,9	280	0
Marzo	10,2	61,9%	27,90	4,22	98,7	5,1	9,6	242	6
Abril	12,8	58,9%	45,30	5,08	98,4	5,3	12,7	156	84
Mayo	16,8	57,9%	49,91	6,06	98,4	4,7	17,6	37	211
Junio	21,1	53,0%	35,40	6,72	98,5	4,9	22,6	0	333
Julio	24,3	51,6%	20,46	6,97	98,5	5,0	26,1	0	443
Agosto	23,8	54,6%	19,53	6,50	98,5	4,8	25,8	0	428
Setiembre	20,6	59,0%	35,10	5,08	98,7	4,3	20,6	0	318
Octubre	15,4	68,2%	45,57	3,36	98,7	4,0	14,8	81	167
Noviembre	9,8	74,5%	40,20	2,06	98,8	4,3	8,3	246	0
Diciembre	6,5	77,6%	28,21	1,58	98,9	4,2	4,7	357	0
Anual	14,7	63,4%	398,47	4,35	98,6	4,7	14,5	1.764	1.991

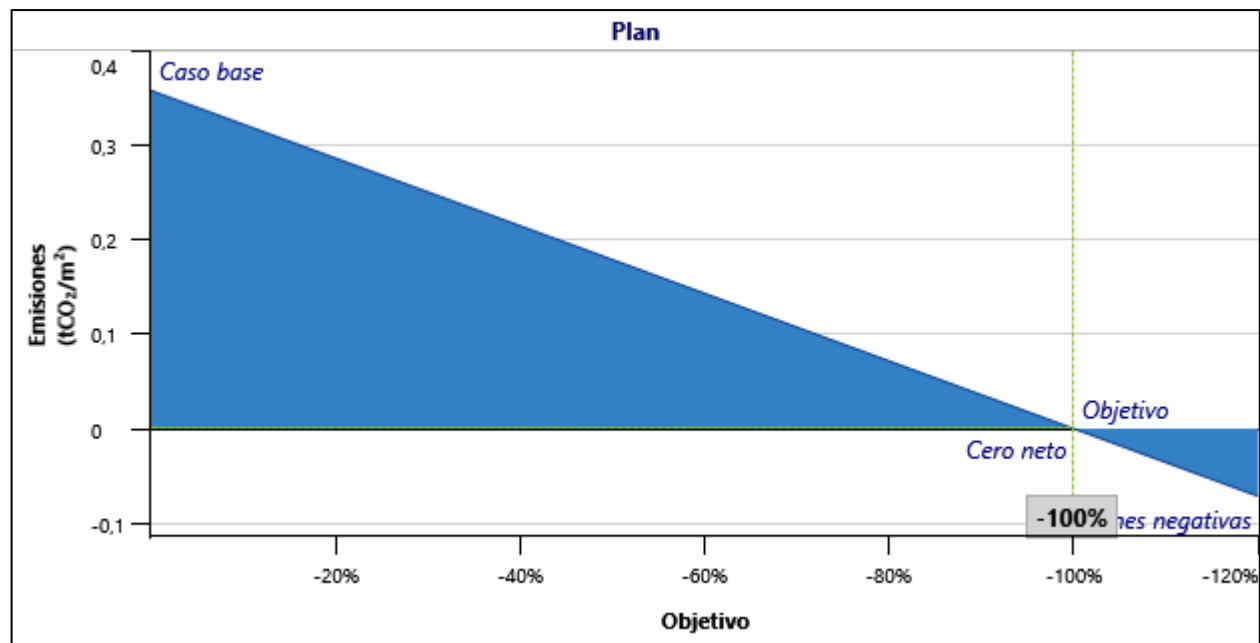
Punto de referencia

Consumo de combustible



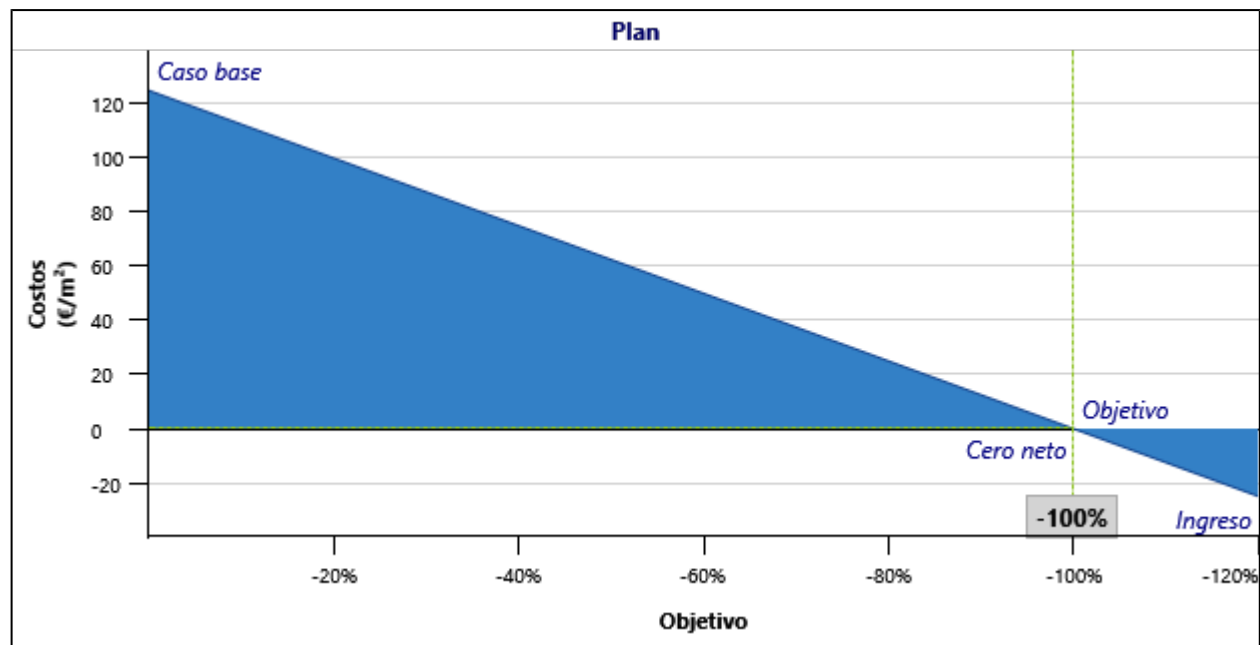
Tamaño de la instalación	86.189	m ²
Punto de referencia		kWh/m ²
Mínimo - promedio		kWh/m ²
Máximo - promedio		kWh/m ²
Caso base	1.414	kWh/m ²
Año de referencia		
Establecer objetivo	Objetivo	
Año		
Objetivo	-100%	
Caso propuesto	0	kWh/m ²
Instalación - Plan		
Consumo de combustible	Anual	
Caso base	121.843.148	kWh
Caso propuesto	0	kWh
Combustible ahorrado	121.843.148	kWh

Emisiones



Tamaño de la instalación	86.189	m ²
Punto de referencia		tCO ₂ /m ²
Mínimo - promedio		tCO ₂ /m ²
Máximo - promedio		tCO ₂ /m ²
Caso base	0,36	tCO ₂ /m ²
Año de referencia		
Establecer objetivo	Objetivo	
Año		
Objetivo	-100%	
Caso propuesto	0	tCO ₂ /m ²
Instalación - Plan		
Emisiones	Anual	
Caso base	30.847	tCO ₂
Caso propuesto	0	tCO ₂
Combustible ahorrado	30.847	tCO ₂

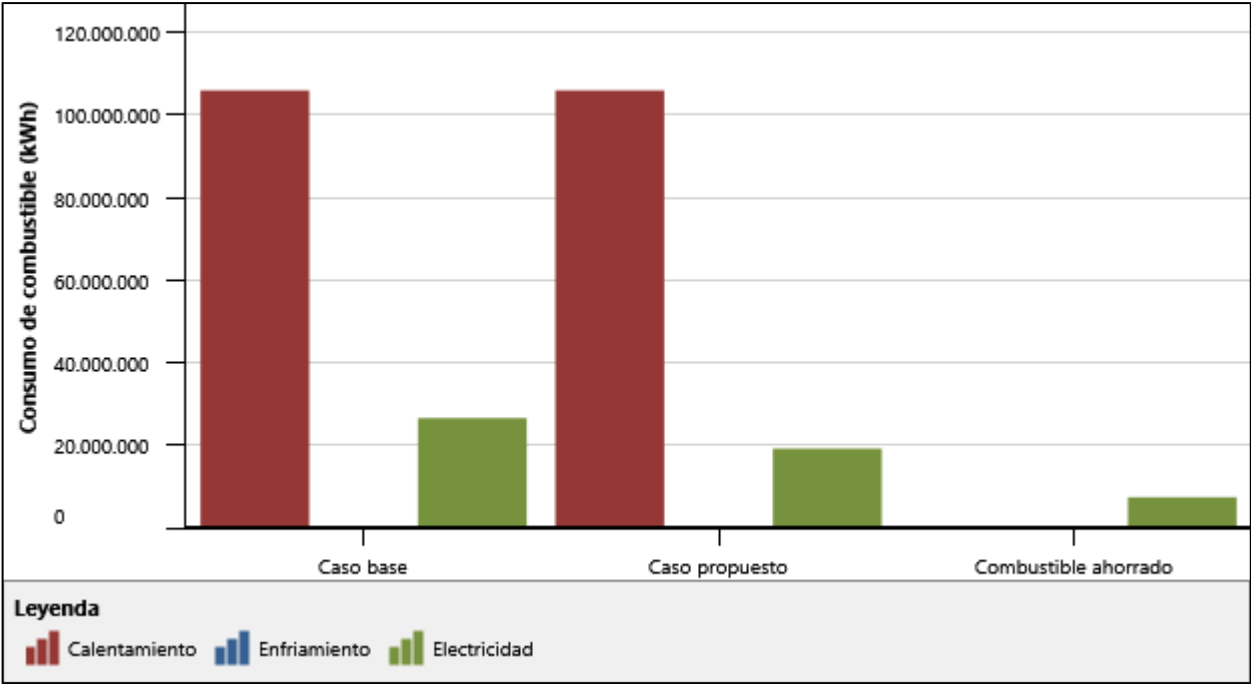
Costos



Tamaño de la instalación	86.189	m ²
Punto de referencia		€/m ²
Mínimo - promedio		€/m ²
Máximo - promedio		€/m ²
Caso base	124	€/m ²
Año de referencia		
Establecer objetivo	Objetivo	
Año		
Objetivo	-100%	
Caso propuesto	0	€/m ²
Instalación - Plan		
Costos	Anual	
Caso base	10.716.740	€
Caso propuesto	0	€
Combustible ahorrado	10.716.740	€

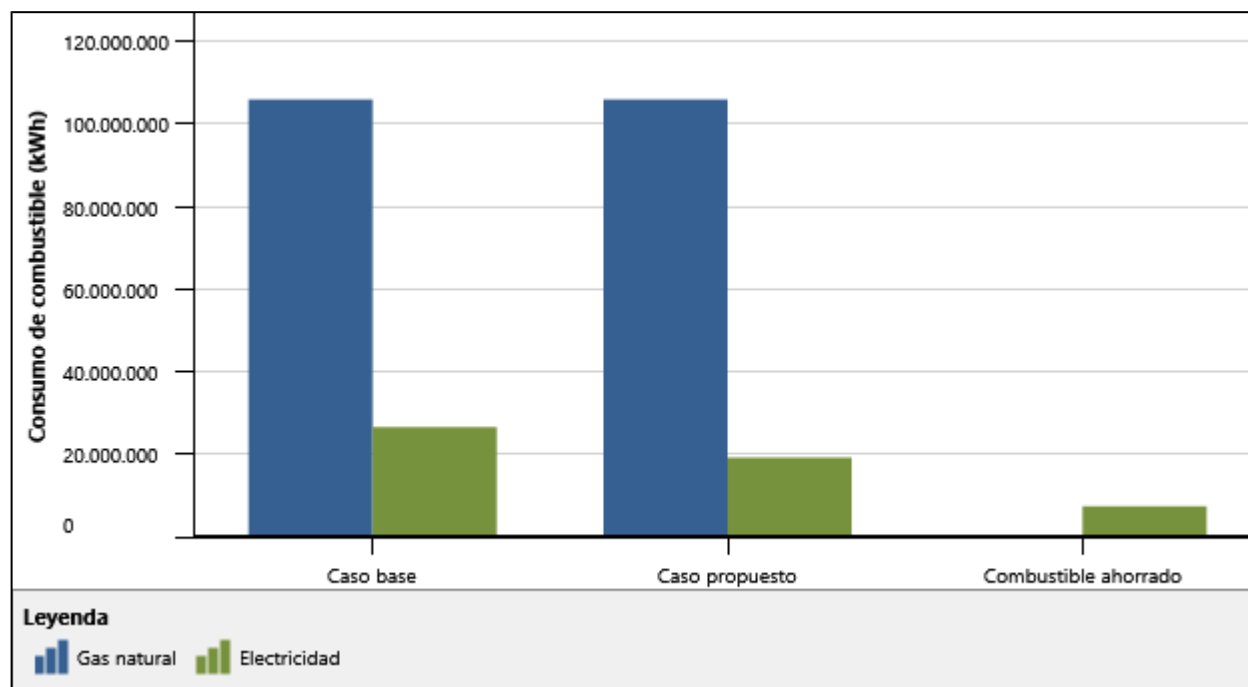
Ahorros de energía | Resumen de combustibles

Ahorros de energía



Consumo de combustible	Calentamiento kWh	Enfriamiento kWh	Electricidad kWh	Total kWh
Caso base	105.889.272	0	26.542.800	132.432.072
Caso propuesto	105.889.272	0	19.162.800	125.052.071
Combustible ahorrado	0	0	7.380.000	7.380.000
Combustible ahorrado - porcentaje	0%	0%	27,8%	5,6%

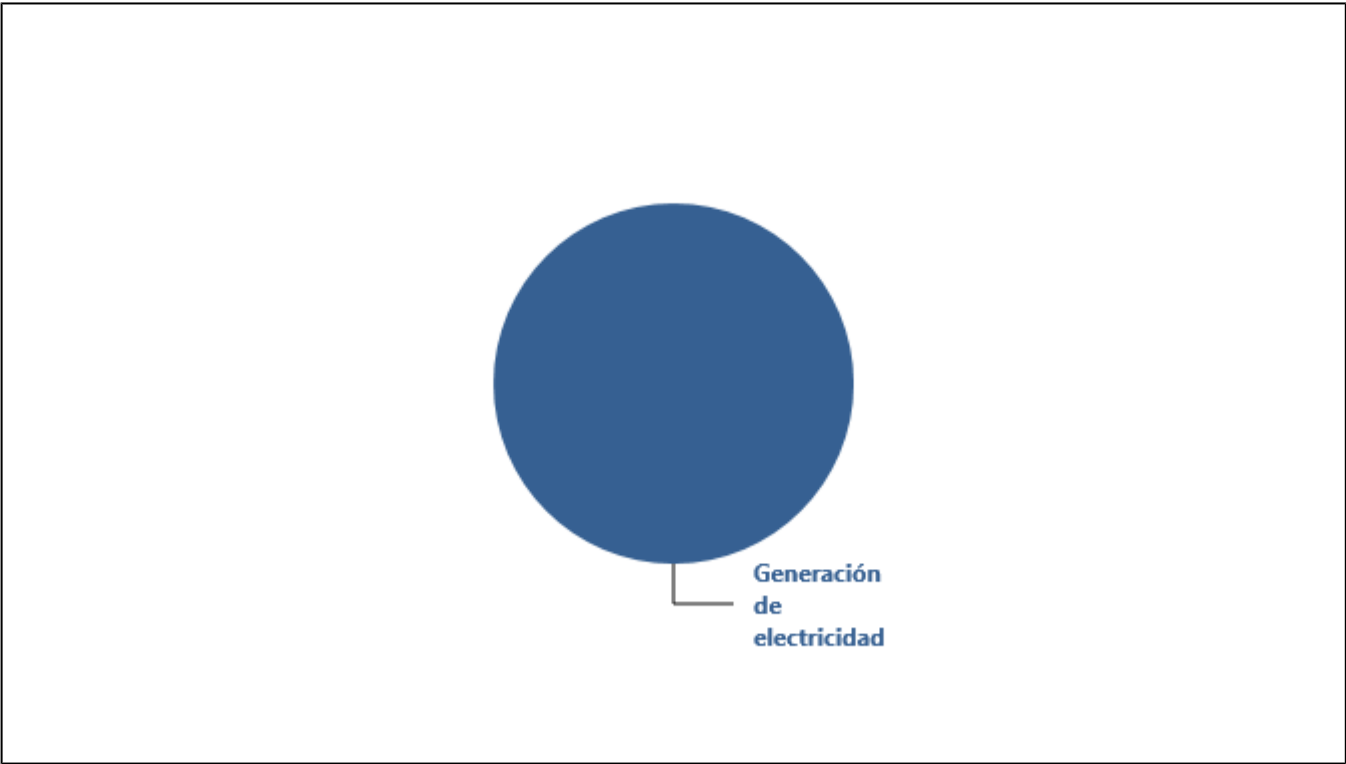
Resumen de combustibles



Tipo de combustible	Combustible Unidad	Caso base Consumo de combustible	Caso propuesto Consumo de combustible	Ahorros Combustible ahorrado
Gas natural	kWh	105.889.272	105.889.272	0
Electricidad	kWh	26.542.800	19.162.800	7.380.000
Tipo de combustible	Combustible Precio del combustible	Caso base Costo del combustible	Caso propuesto Costo del combustible	Ahorros Ahorros
Gas natural	0,059 €/kWh	€ 6.194.522	€ 6.194.522	€ 0
Electricidad	0,145 €/kWh	€ 3.843.397	€ 2.774.773	€ 1.068.624
Total		€ 10.037.920	€ 8.969.296	€ 1.068.624

Uso final

Energía ahorrada



Sección	Energía ahorrada	
	kWh	%
Generación de electricidad	7.380.000	100%

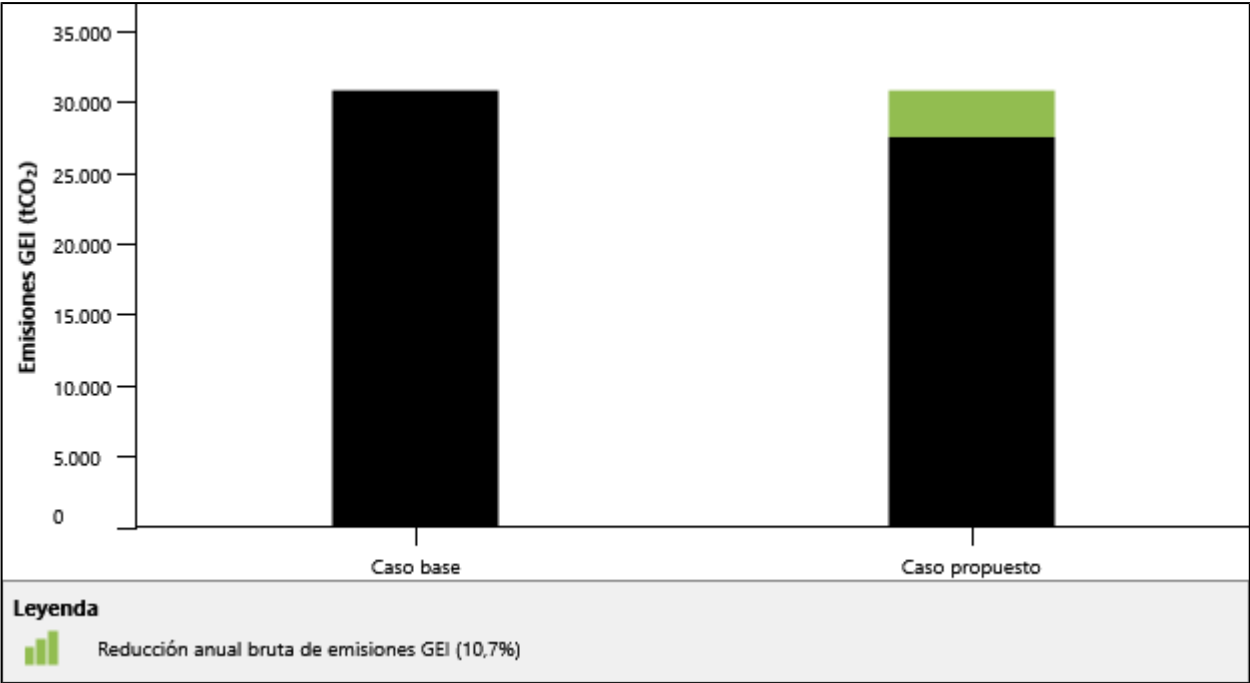
Objetivo

Resumen

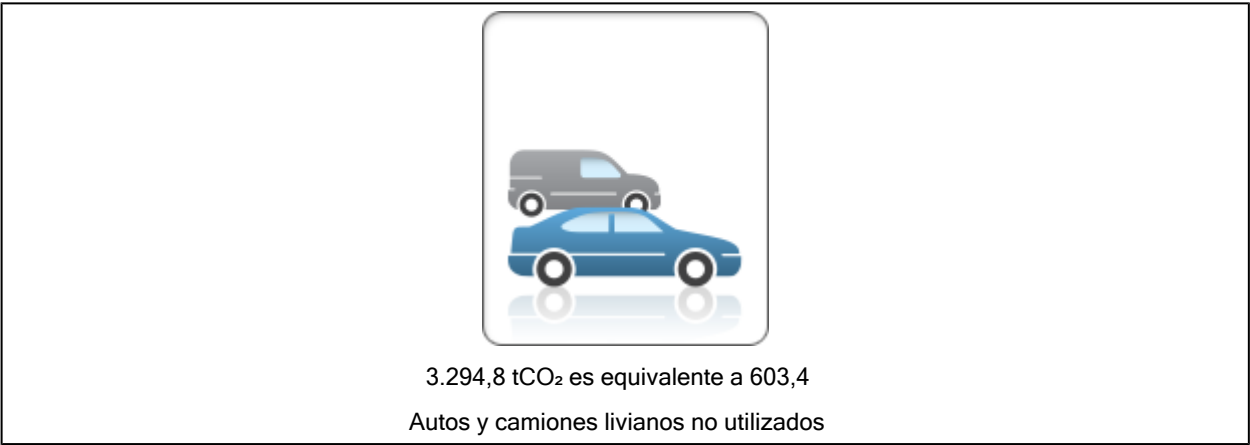
	Consumo de combustible kWh	Costo del combustible €	Emisiones GEI tCO ₂
Caso base	132.432.072	10.037.920	30.846
Caso propuesto	125.052.071	8.969.296	27.551
Ahorros	7.380.000	1.068.624	3.295
%	5,6%	10,6%	10,7%

Emisiones GEI

Emisiones GEI



Equivalencia GEI



Emisiones GEI		
Caso base	30.845,8	tCO ₂
Caso propuesto	27.551	tCO ₂
Reducción anual bruta de emisiones GEI	3.294,8	tCO ₂

Viabilidad financiera

Parámetros financieros

General		
Tasa escalamiento de combustibles	%	2,3%
Tasa de inflación	%	4,1%
Tasa de descuento	%	3%
Tasa de reinversión	%	9%
Tiempo de vida del proyecto	año	25

Ingresos anuales

Ingresos por reducción GEI		
Reducción neta GEI	tCO ₂ /año	3.229
Reducción neta GEI - 25 años	tCO ₂	80.723
Tasa crédito reducción de GEI	€/tCO ₂	15,15
Ingresos por reducción GEI	€	48.918
Duración crédito de reducción del GEI	año	7
Reducción neta GEI - 7 años	tCO ₂	22.602
Tasa de escalam. de crédito por reducc. del GEI	%	7%
Otros ingresos (costo)		
Demanda de energía	MWh	3.858
Tarifa	€/kWh	0,10
Otros ingresos (costo)	€	385.750
Duración	año	25
Tasa de escalamiento	%	0%

Costos | Ahorros | Ingreso

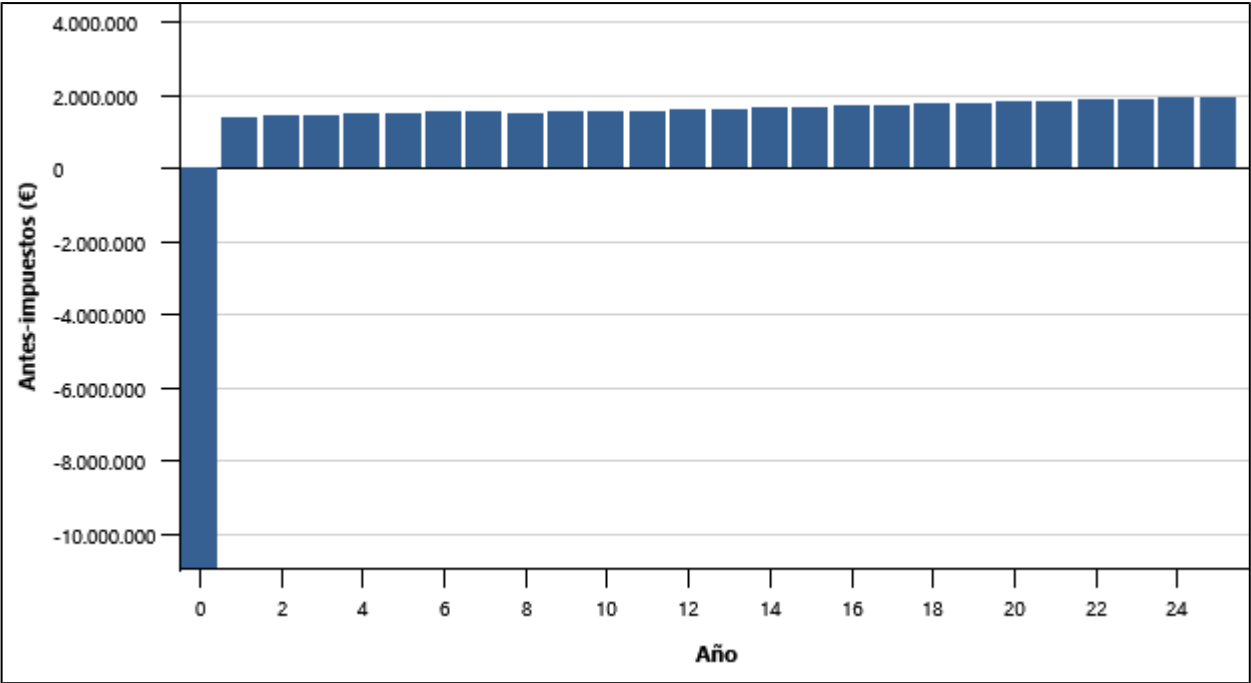
Costos iniciales			
Costos iniciales incrementales	100%	€	10.967.840
Costos iniciales totales	100%	€	10.967.840
Flujo de caja anuales - Año 1			
Costos anuales/pagos de deuda			
Costos de O y M (ahorros)		€	118.115
Costo de combustible - caso propuesto		€	8.969.296
Pagos de la deuda		€	0
Costos anuales totales		€	9.087.411
Ahorros e ingresos anuales			
Costo de combustible - caso base		€	10.037.920
Ingresos por reducción GEI - 7 años		€	48.918
Otros ingresos (costo) - 25 años		€	385.750
Ingresos por producción de EL		€	0
Ingresos y ahorros anuales totales		€	10.472.588
Flujo de efectivo neto anual - Año 1		€	1.385.177

Viabilidad financiera

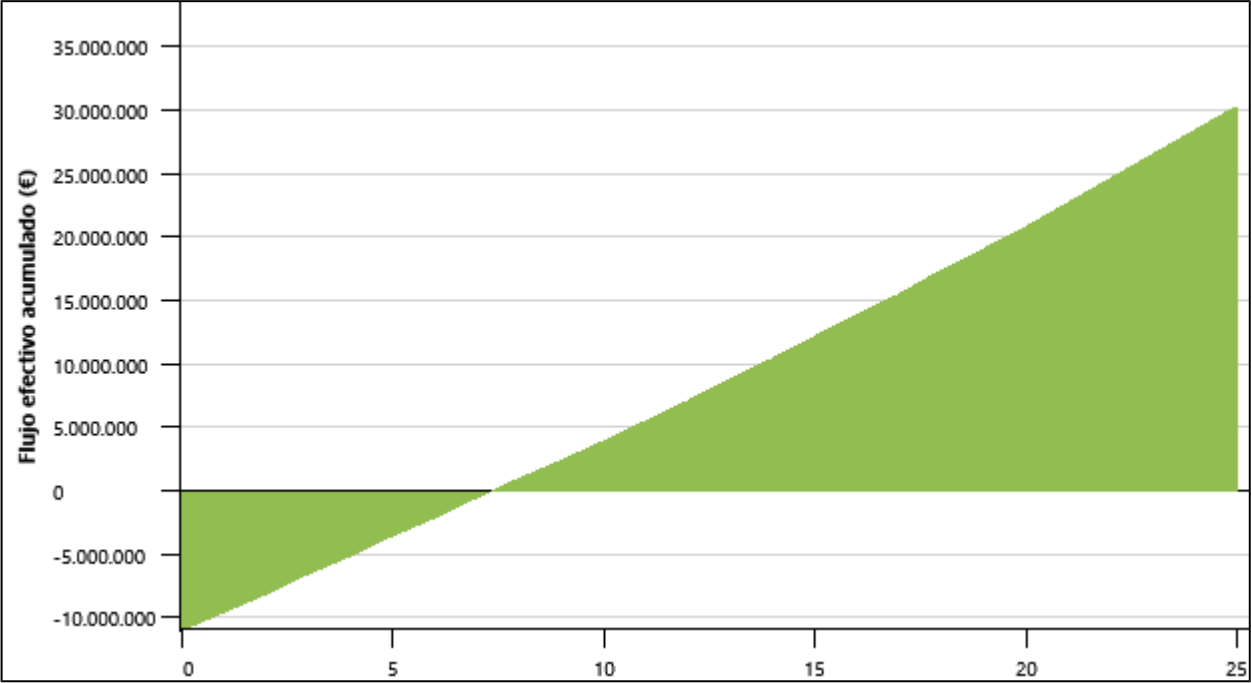
TIR antes de impuestos - capital	%	13,4%
MTIR antes de impuestos - capital	%	10,5%
TIR antes de impuestos - activos	%	13,4%
MTIR antes de impuestos - activos	%	10,5%
Pago simple de retorno del capital	año	7,9
Repago - capital	año	7,4
Valor Presente Neto (VPN)	€	17.227.864
Ahorros anuales en ciclo de vida	€/año	989.360
Relación Beneficio-Costo		2,6
Costo de reducción de GEI	€/tCO ₂	-293

Flujo de efectivo

Anual



Acumulado



Flujo de caja anuales

Año n.º	Antes-impuestos €	Acumulado €
0	-10.967.840	-10.967.840
1	1.408.337	-9.559.503
2	1.432.103	-8.127.400
3	1.456.498	-6.670.902
4	1.481.543	-5.189.360
5	1.507.263	-3.682.096
6	1.533.683	-2.148.413
7	1.560.831	-587.583
8	1.504.682	917.100
9	1.527.486	2.444.585
10	1.550.693	3.995.278
11	1.574.309	5.569.588
12	1.598.338	7.167.926
13	1.622.785	8.790.711
14	1.647.652	10.438.363
15	1.672.944	12.111.307
16	1.698.665	13.809.972
17	1.724.818	15.534.790
18	1.751.407	17.286.197
19	1.778.435	19.064.632
20	1.805.905	20.870.537
21	1.833.820	22.704.356
22	1.862.182	24.566.538
23	1.890.993	26.457.531
24	1.920.257	28.377.788
25	1.949.973	30.327.761

Tipo de análisis

Tiempo de vida del proyecto



Informe de factibilidad

Fábrica de cerveza

Caso propuesto - Baterías



Industrial - Bebida

Preparado para:

Universidad de Zaragoza
Calle María de Luna, 3
Zaragoza, Zaragoza, 50018
España

Preparado por:

Javier Claver Cervantes, Grado en Ingeniería de
Tecnologías Industriales
Javier Claver Cervantes
Correo electrónico: 739567@unizar.es

Resumen ejecutivo

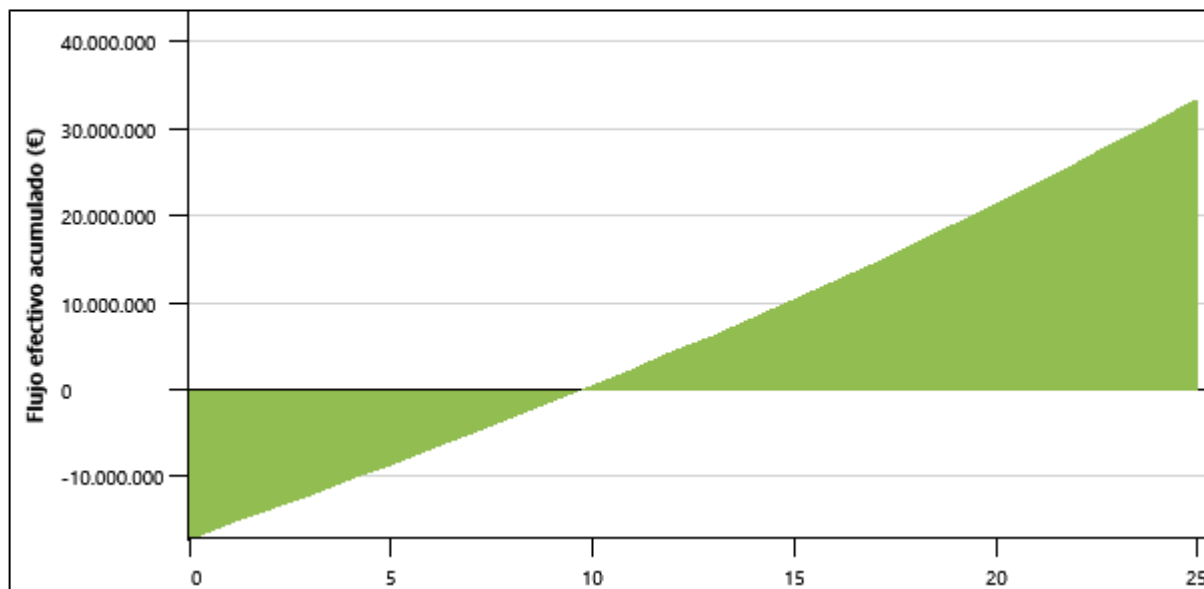
Este informe se preparó con el Software de gestión de energías limpias de RETScreen. A continuación se presentan los resultados y recomendaciones clave de este análisis.

Objetivo

	Consumo de combustible kWh	Costo del combustible €	Emisiones GEI tCO ₂
Caso base	132.432.072	10.037.920	30.846
Caso propuesto	121.194.571	8.410.730	25.829
Ahorros %	11.237.500 8,5%	1.627.190 16,2%	5.017 16,3%

Los resultados principales son los siguientes:

Flujo de efectivo - Acumulado



Exención de responsabilidad: este informe se distribuye únicamente con fines informativos y no refleja necesariamente las opiniones del gobierno de Canadá ni constituye respaldo alguno de personas o productos comerciales. Ni Canadá ni sus ministros, funcionarios, empleados o agentes ofrecen garantía alguna con respecto a este informe ni asumen responsabilidad alguna surgida de este informe.

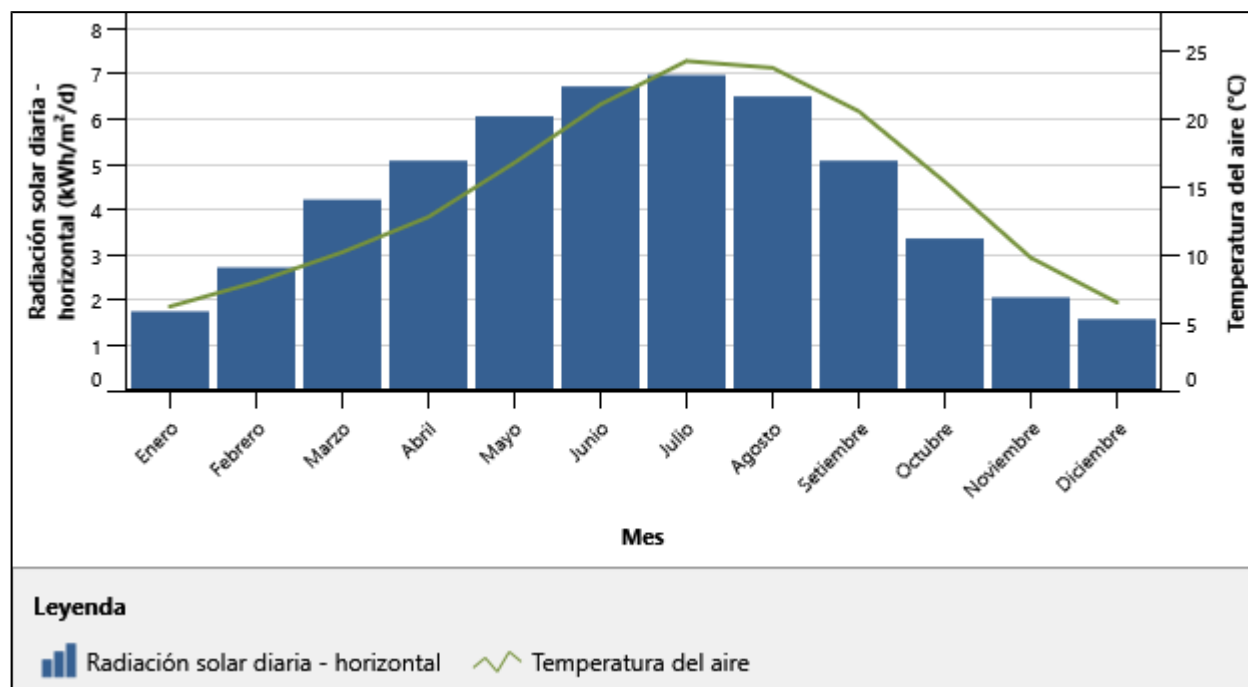
Ubicación | Datos climatológicos

Ubicación



	Unidad	Ubicación de datos meteorológicos	Ubicación de la instalación
Nombre		España - Zaragoza (Mil/Civ)	Spain - Aragon - Zaragoza
Latitud	°N	41,7	41,6
Longitud	°E	-1,0	-0,8
Zona climática		4B - Mixto - Seca	4B - Mixto - Seca
Elevación	m	258	194

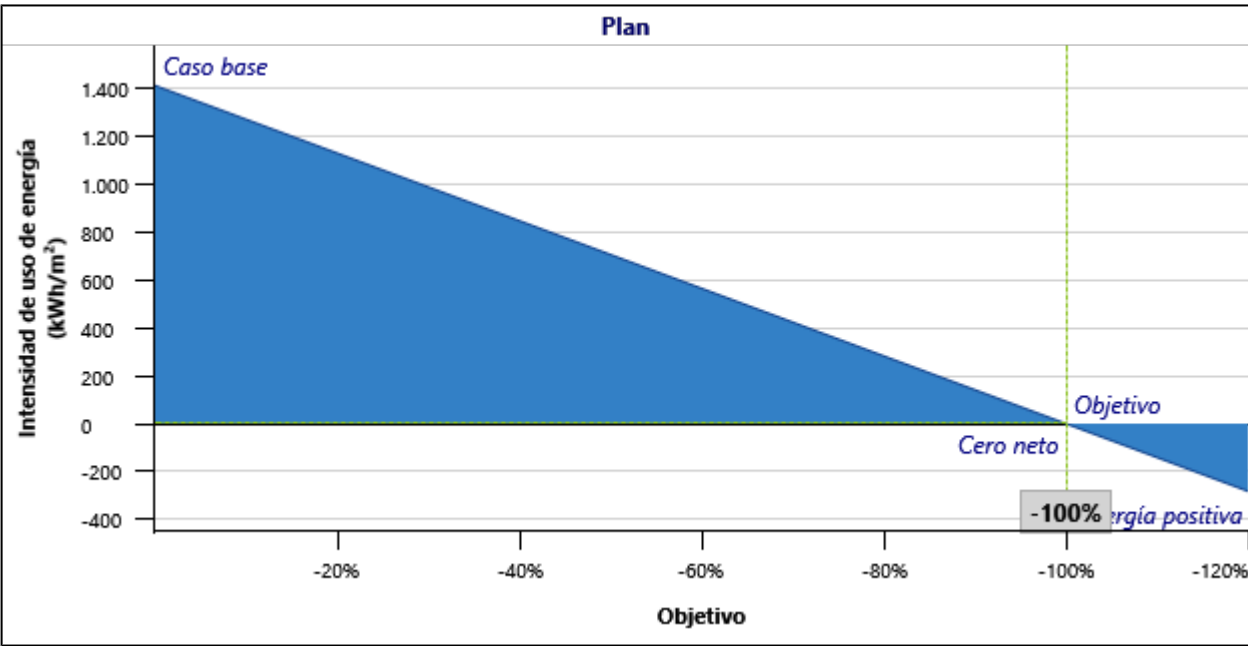
Datos climatológicos



Temperatura de diseño de la calefacción		-1,1							
Temperatura de diseño del aire acondicionado		34,2							
Amplitud de la temperatura del suelo		22,0							
Mes	Temperatura del aire	Humedad relativa	Precipitación	Radiación solar diaria - horizontal	Presión atmosférica	Velocidad del Viento	Temperatura del suelo	Grados-días de calefacción	Grados-días de refrigeración
	°C	%	mm	kWh/m²/d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d
Enero	6,2	75,6%	28,21	1,75	99,0	4,5	4,2	366	0
Febrero	8,0	68,8%	22,68	2,72	98,7	4,9	5,9	280	0
Marzo	10,2	61,9%	27,90	4,22	98,7	5,1	9,6	242	6
Abril	12,8	58,9%	45,30	5,08	98,4	5,3	12,7	156	84
Mayo	16,8	57,9%	49,91	6,06	98,4	4,7	17,6	37	211
Junio	21,1	53,0%	35,40	6,72	98,5	4,9	22,6	0	333
Julio	24,3	51,6%	20,46	6,97	98,5	5,0	26,1	0	443
Agosto	23,8	54,6%	19,53	6,50	98,5	4,8	25,8	0	428
Setiembre	20,6	59,0%	35,10	5,08	98,7	4,3	20,6	0	318
Octubre	15,4	68,2%	45,57	3,36	98,7	4,0	14,8	81	167
Noviembre	9,8	74,5%	40,20	2,06	98,8	4,3	8,3	246	0
Diciembre	6,5	77,6%	28,21	1,58	98,9	4,2	4,7	357	0
Anual	14,7	63,4%	398,47	4,35	98,6	4,7	14,5	1.764	1.991

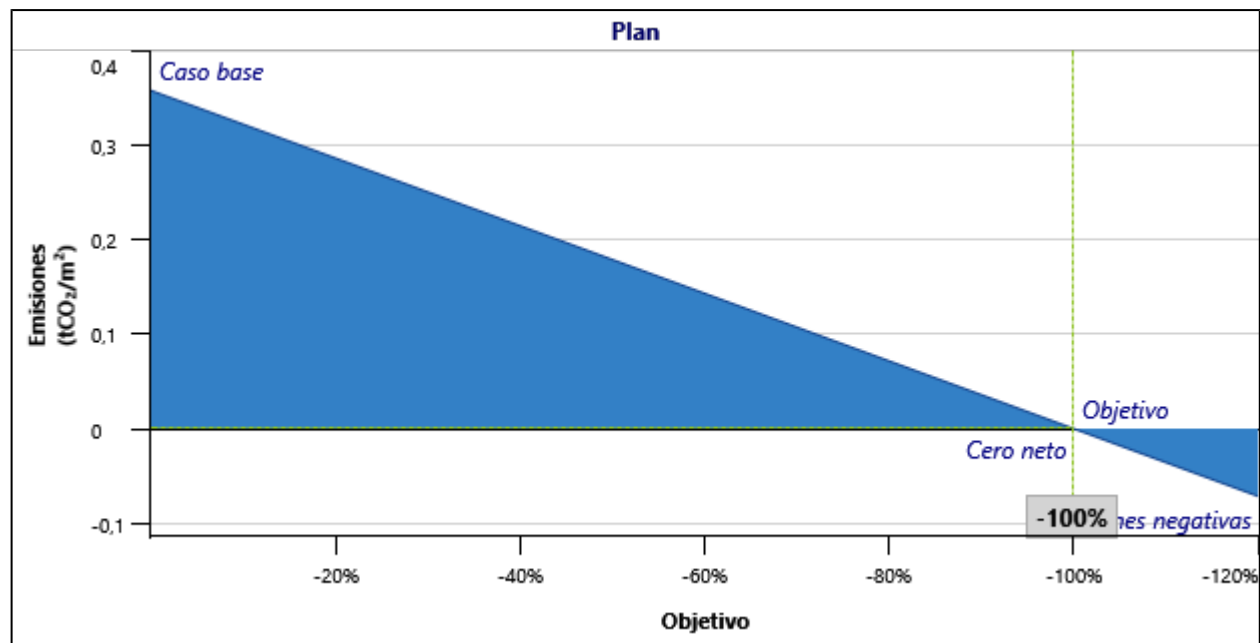
Punto de referencia

Consumo de combustible



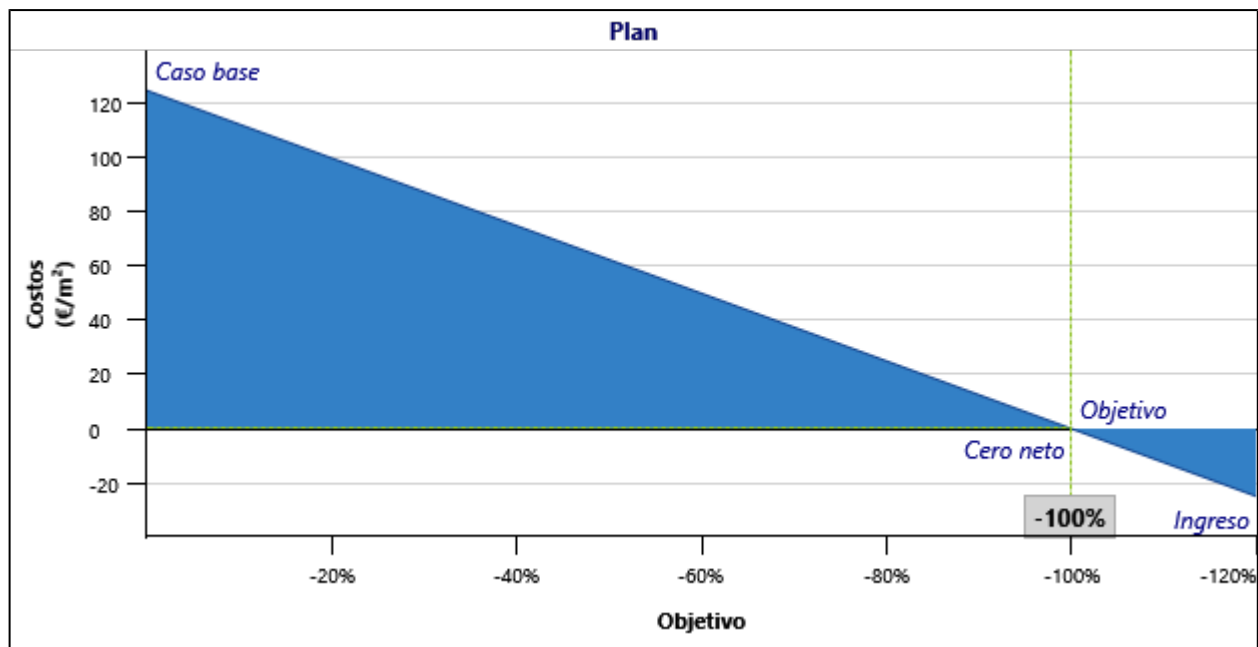
Tamaño de la instalación	86.189	m ²
Punto de referencia		kWh/m ²
Mínimo - promedio		kWh/m ²
Máximo - promedio		kWh/m ²
Caso base	1.414	kWh/m ²
Año de referencia		
Establecer objetivo	Objetivo	
Año		
Objetivo	-100%	
Caso propuesto	0	kWh/m ²
Instalación - Plan		
Consumo de combustible	Anual	
Caso base	121.843.148	kWh
Caso propuesto	0	kWh
Combustible ahorrado	121.843.148	kWh

Emisiones



Tamaño de la instalación	86.189	m ²
Punto de referencia		tCO ₂ /m ²
Mínimo - promedio		tCO ₂ /m ²
Máximo - promedio		tCO ₂ /m ²
Caso base	0,36	tCO ₂ /m ²
Año de referencia		
Establecer objetivo	Objetivo	
Año		
Objetivo	-100%	
Caso propuesto	0	tCO ₂ /m ²
Instalación - Plan		
Emisiones	Anual	
Caso base	30.847	tCO ₂
Caso propuesto	0	tCO ₂
Combustible ahorrado	30.847	tCO ₂

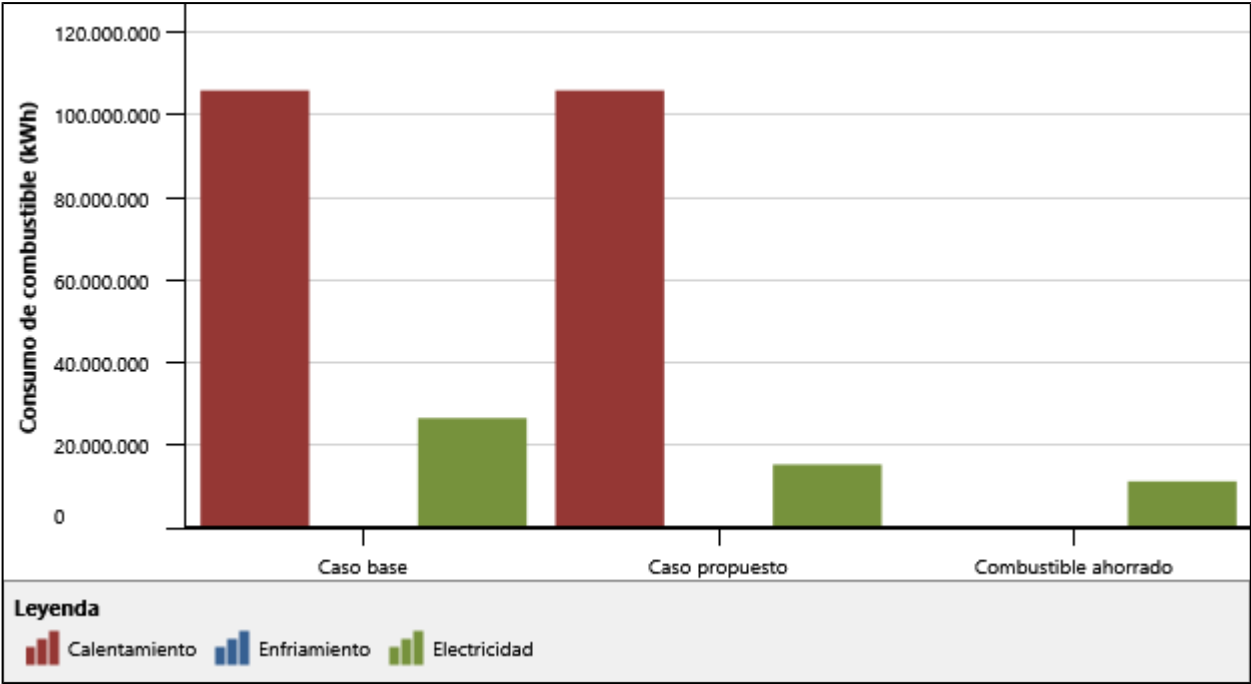
Costos



Tamaño de la instalación	86.189	m ²
Punto de referencia		€/m ²
Mínimo - promedio		€/m ²
Máximo - promedio		€/m ²
Caso base	124	€/m ²
Año de referencia		
Establecer objetivo	Objetivo	
Año		
Objetivo	-100%	
Caso propuesto	0	€/m ²
Instalación - Plan		
Costos	Anual	
Caso base	10.716.740	€
Caso propuesto	0	€
Combustible ahorrado	10.716.740	€

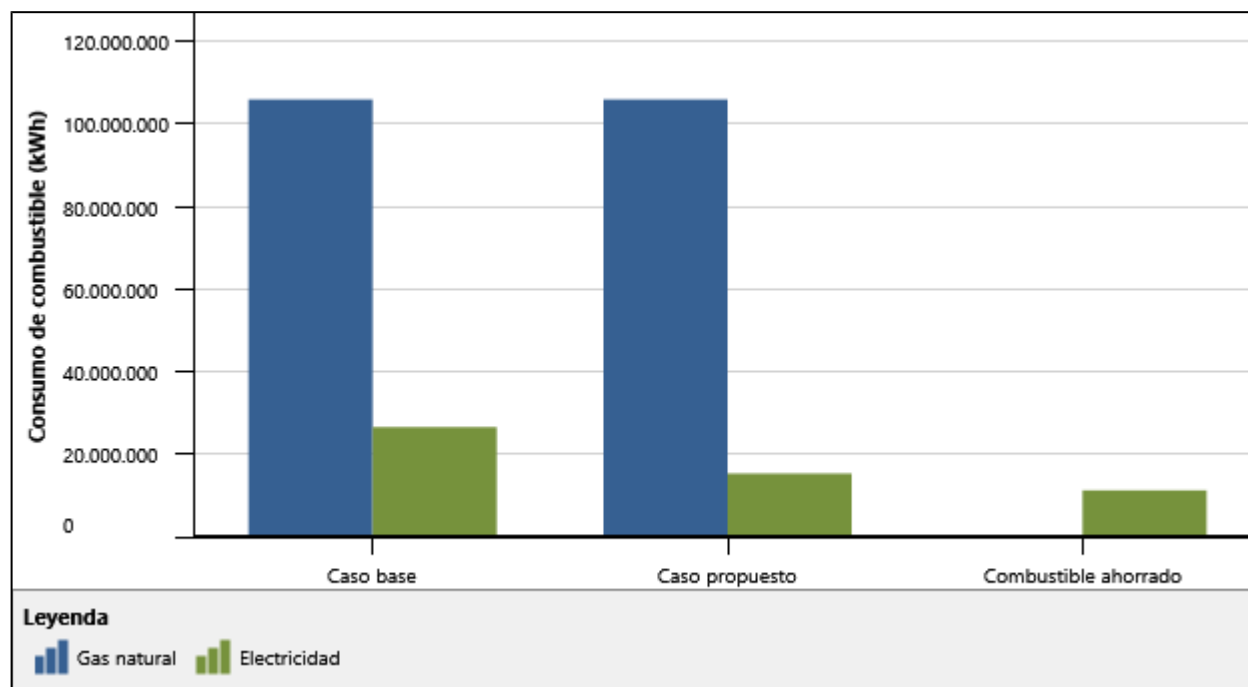
Ahorros de energía | Resumen de combustibles

Ahorros de energía



Consumo de combustible	Calentamiento kWh	Enfriamiento kWh	Electricidad kWh	Total kWh
Caso base	105.889.272	0	26.542.800	132.432.072
Caso propuesto	105.889.272	0	15.305.300	121.194.571
Combustible ahorrado	0	0	11.237.500	11.237.500
Combustible ahorrado - porcentaje	0%	0%	42,3%	8,5%

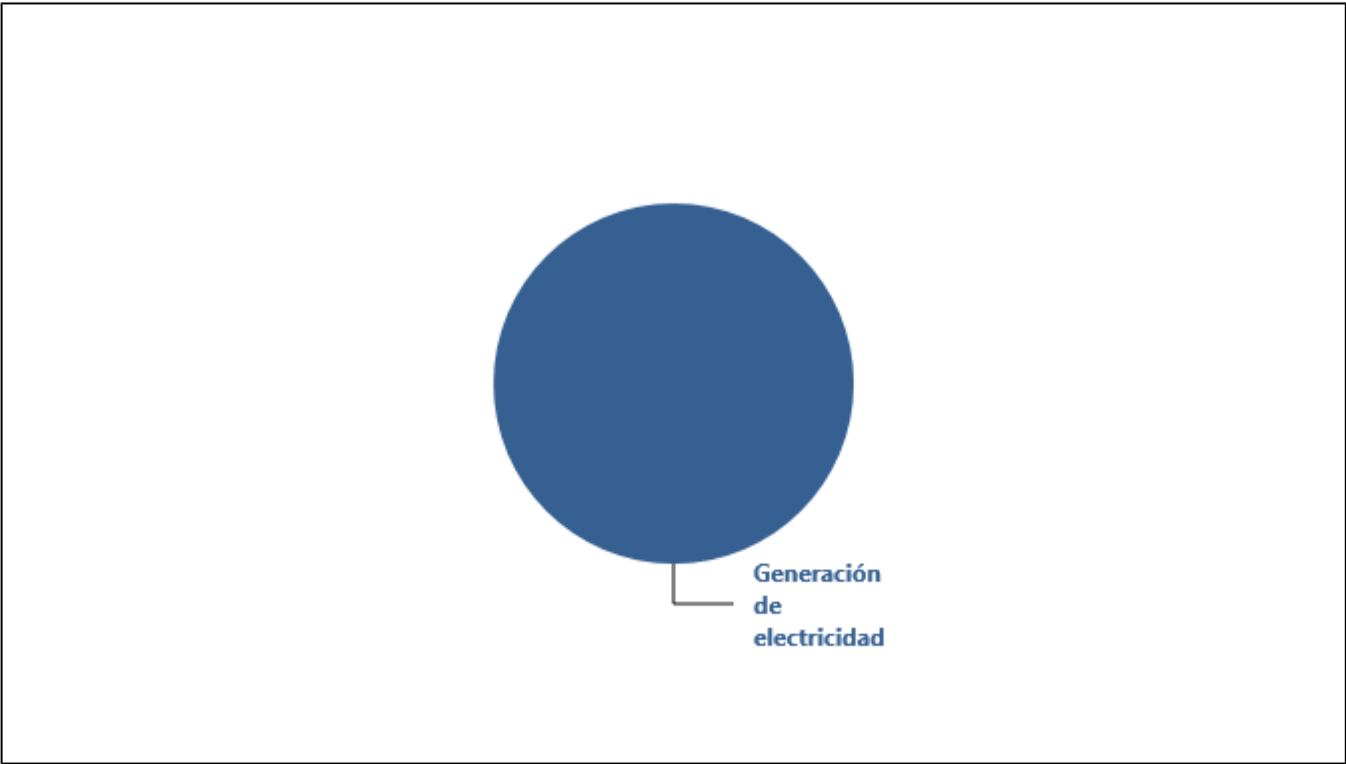
Resumen de combustibles



Tipo de combustible	Combustible Unidad	Caso base Consumo de combustible	Caso propuesto Consumo de combustible	Ahorros Combustible ahorrado
Gas natural	kWh	105.889.272	105.889.272	0
Electricidad	kWh	26.542.800	15.305.300	11.237.500
Tipo de combustible	Combustible Precio del combustible	Caso base Costo del combustible	Caso propuesto Costo del combustible	Ahorros Ahorros
Gas natural	0,059 €/kWh	€ 6.194.522	€ 6.194.522	€ 0
Electricidad	0,145 €/kWh	€ 3.843.397	€ 2.216.207	€ 1.627.190
Total		€ 10.037.920	€ 8.410.730	€ 1.627.190

Uso final

Energía ahorrada



Sección	Energía ahorrada	
	kWh	%
Generación de electricidad	11.237.500	100%

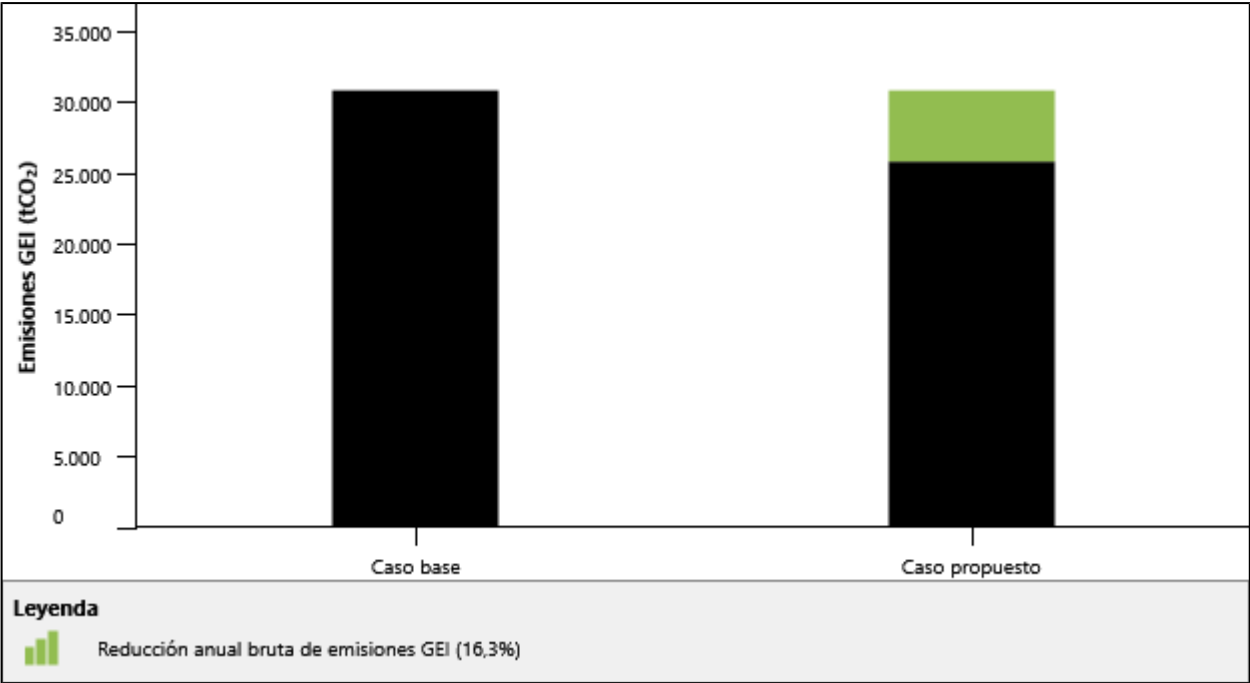
Objetivo

Resumen

	Consumo de combustible kWh	Costo del combustible €	Emisiones GEI tCO ₂
Caso base	132.432.072	10.037.920	30.846
Caso propuesto	121.194.571	8.410.730	25.829
Ahorros	11.237.500	1.627.190	5.017
%	8,5%	16,2%	16,3%

Emisiones GEI

Emisiones GEI



Equivalencia GEI



Emisiones GEI		
Caso base	30.845,8	tCO ₂
Caso propuesto	25.828,8	tCO ₂
Reducción anual bruta de emisiones GEI	5.017	tCO ₂

Viabilidad financiera

Parámetros financieros

General		
Tasa escalamiento de combustibles	%	2,3%
Tasa de inflación	%	4,1%
Tasa de descuento	%	3%
Tasa de reinversión	%	9%
Tiempo de vida del proyecto	año	25

Ingresos anuales

Ingresos por reducción GEI		
Reducción neta GEI	tCO ₂ /año	4.917
Reducción neta GEI - 25 años	tCO ₂	122.917
Tasa crédito reducción de GEI	€/tCO ₂	15,15
Ingresos por reducción GEI	€	74.487
Duración crédito de reducción del GEI	año	7
Reducción neta GEI - 7 años	tCO ₂	34.417
Tasa de escalam. de crédito por reducc. del GEI	%	7%

Costos | Ahorros | Ingreso

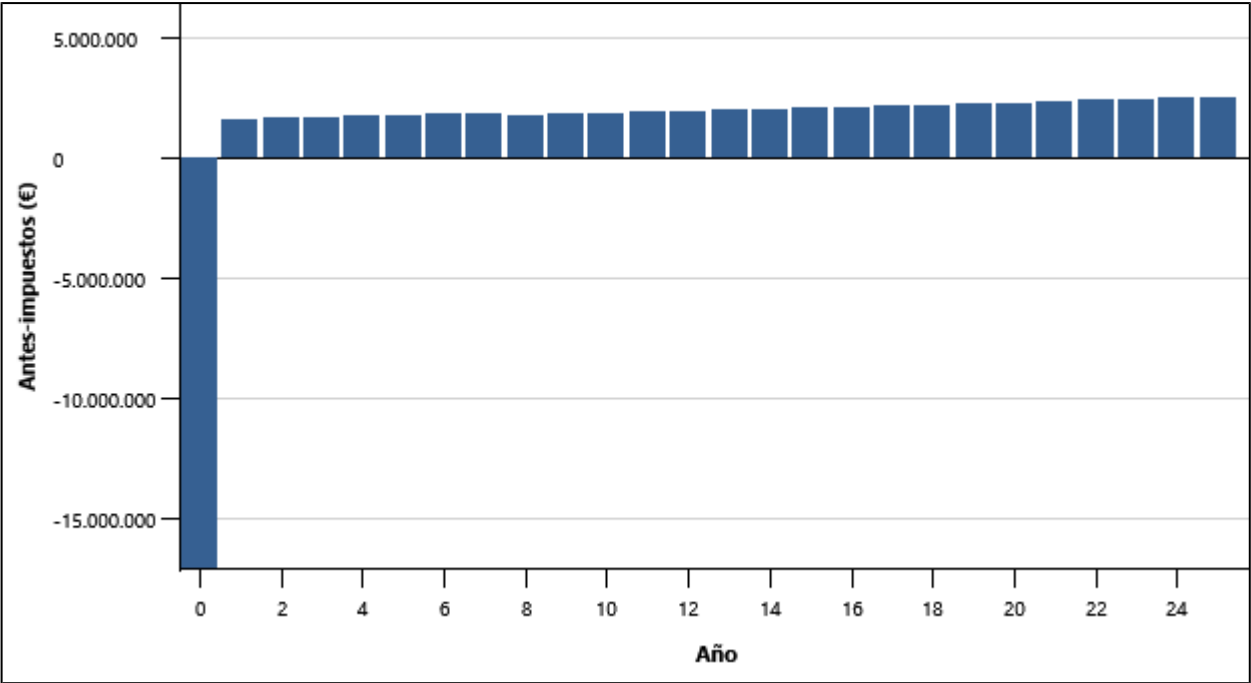
Costos iniciales			
Costos iniciales incrementales	64%	€	10.967.840
Batería 385,53 €/kWh	36%	€	6.168.480
Costos iniciales totales	100%	€	17.136.320
Flujo de caja anuales - Año 1			
Costos anuales/pagos de deuda			
Mantenimiento batería		€	6.142
Costos de O y M (ahorros)		€	118.115
Costo de combustible - caso propuesto		€	8.410.730
Pagos de la deuda		€	0
Costos anuales totales		€	8.534.987
Ahorros e ingresos anuales			
Costo de combustible - caso base		€	10.037.920
Ingresos por reducción GEI - 7 años		€	74.487
Otros ingresos (costo)		€	0
Ingresos por producción de EL		€	0
Ingresos y ahorros anuales totales		€	10.112.407
Flujo de efectivo neto anual - Año 1		€	1.577.420

Viabilidad financiera

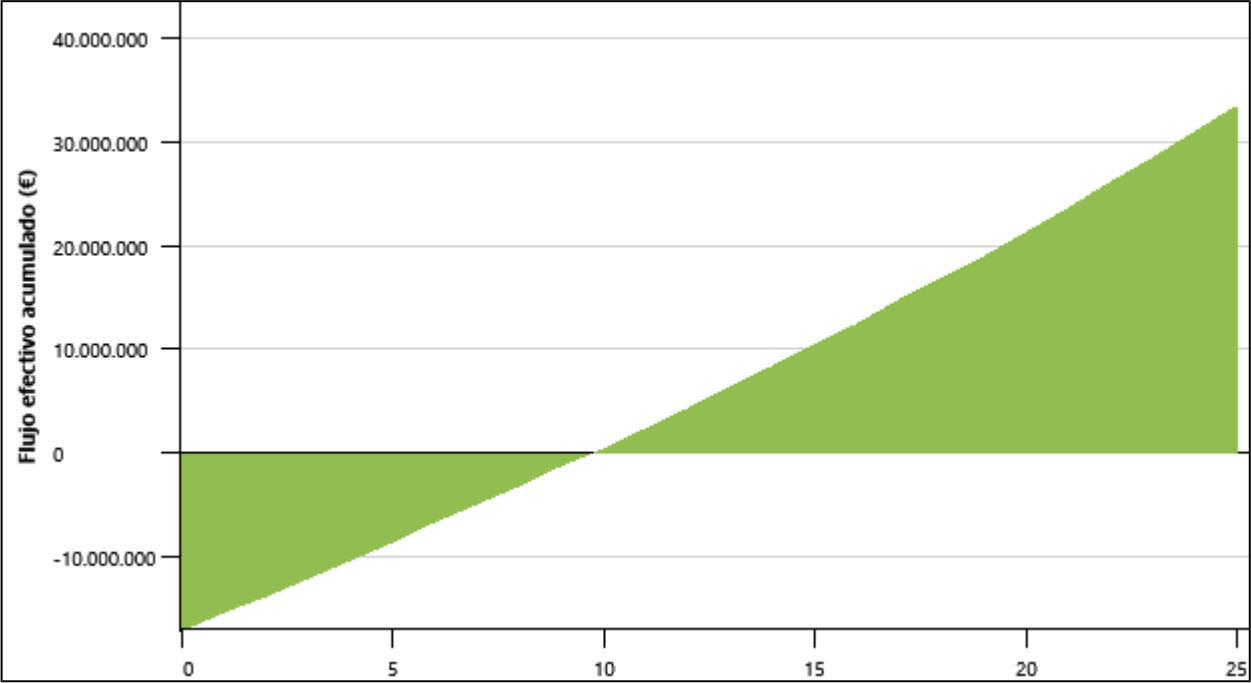
TIR antes de impuestos - capital	%	9,9%
MTIR antes de impuestos - capital	%	9,3%
TIR antes de impuestos - activos	%	9,9%
MTIR antes de impuestos - activos	%	9,3%
Pago simple de retorno del capital	año	10,9
Repago - capital	año	9,7
Valor Presente Neto (VPN)	€	17.169.468
Ahorros anuales en ciclo de vida	€/año	986.006
Relación Beneficio-Costo		2
Costo de reducción de GEI	€/tCO ₂	-190

Flujo de efectivo

Anual



Acumulado



Flujo de caja anuales

Año n.º	Antes-impuestos €	Acumulado €
0	-17.136.320	-17.136.320
1	1.614.965	-15.521.355
2	1.653.527	-13.867.828
3	1.693.143	-12.174.685
4	1.733.850	-10.440.835
5	1.775.691	-8.665.144
6	1.818.708	-6.846.435
7	1.862.946	-4.983.490
8	1.780.469	-3.203.021
9	1.818.335	-1.384.685
10	1.856.946	472.260
11	1.896.313	2.368.573
12	1.936.448	4.305.022
13	1.977.364	6.282.386
14	2.019.073	8.301.458
15	2.061.586	10.363.044
16	2.104.916	12.467.959
17	2.149.075	14.617.034
18	2.194.075	16.811.109
19	2.239.928	19.051.037
20	2.286.648	21.337.685
21	2.334.245	23.671.929
22	2.382.732	26.054.661
23	2.432.121	28.486.782
24	2.482.424	30.969.205
25	2.533.652	33.502.857

Tipo de análisis

Tiempo de vida del proyecto



Informe de factibilidad

Fábrica de cerveza

Caso propuesto - Compensación de excedentes - Energía verde



Industrial - Bebida

Preparado para:

Universidad de Zaragoza
Calle María de Luna, 3
Zaragoza, Zaragoza, 50018
España

Preparado por:

Javier Claver Cervantes, Grado en Ingeniería de
Tecnologías Industriales
Javier Claver Cervantes
Correo electrónico: 739567@unizar.es

Resumen ejecutivo

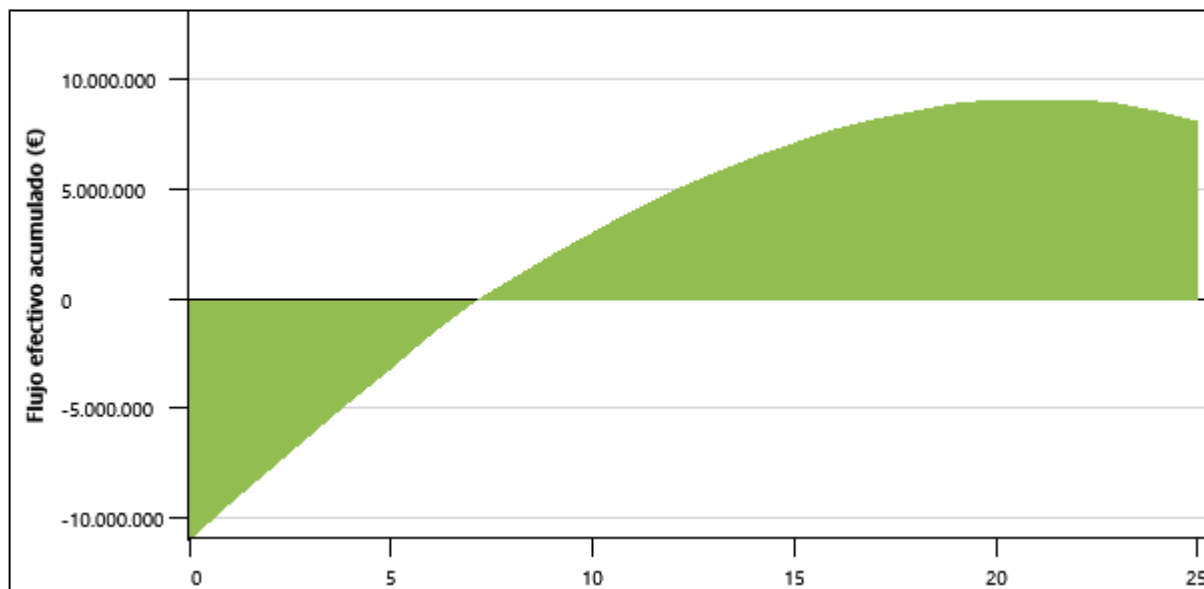
Este informe se preparó con el Software de gestión de energías limpias de RETScreen. A continuación se presentan los resultados y recomendaciones clave de este análisis.

Objetivo

	Consumo de combustible kWh	Costo del combustible €	Emisiones GEI tCO ₂
Caso base	132.432.072	10.037.920	30.846
Caso propuesto	105.889.271	6.194.522	18.996
Ahorros %	26.542.800 20%	3.843.397 38,3%	11.850 38,4%

Los resultados principales son los siguientes:

Flujo de efectivo - Acumulado



Exención de responsabilidad: este informe se distribuye únicamente con fines informativos y no refleja necesariamente las opiniones del gobierno de Canadá ni constituye respaldo alguno de personas o productos comerciales. Ni Canadá ni sus ministros, funcionarios, empleados o agentes ofrecen garantía alguna con respecto a este informe ni asumen responsabilidad alguna surgida de este informe.

Ubicación | Datos climatológicos

Ubicación



Microsoft
Bing

© 2023 TomTom
© 2023 Microsoft Corporation © CNES (2023) Distribution Airbus DS

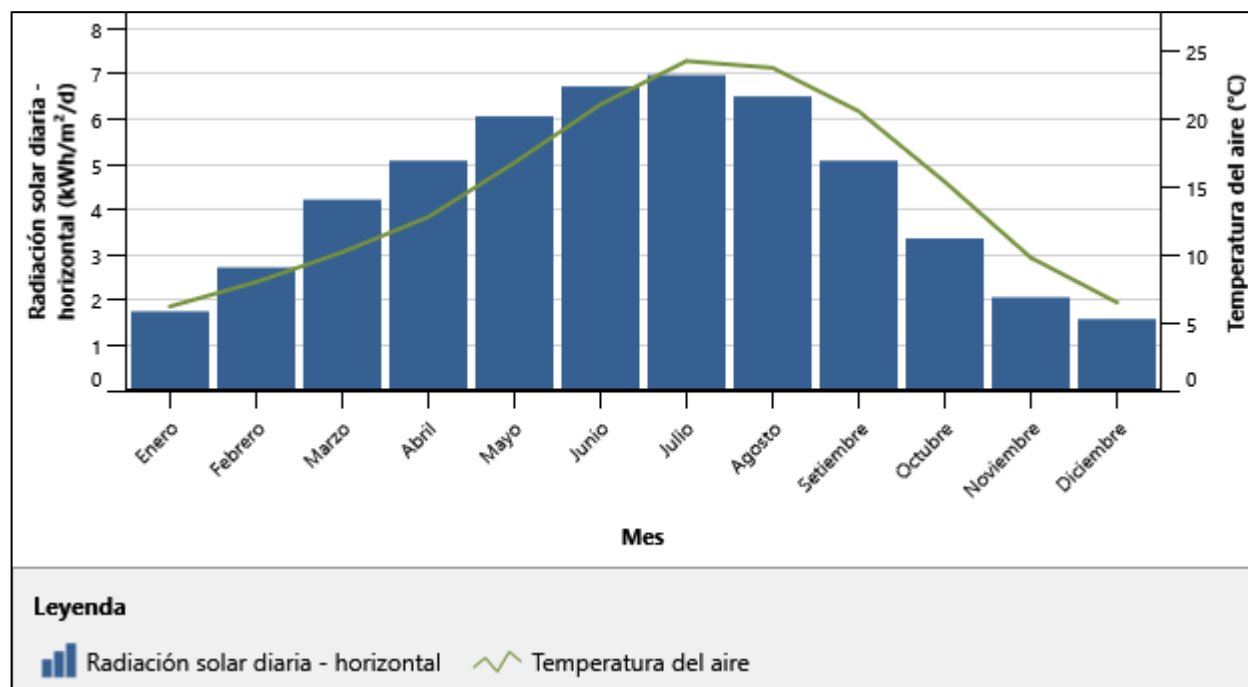
Leyenda

 Ubicación de la

 Ubicación de datos

	Unidad	Ubicación de datos meteorológicos	Ubicación de la instalación
Nombre		España - Zaragoza (Mil/Civ)	Spain - Aragon - Zaragoza
Latitud	°N	41,7	41,6
Longitud	°E	-1,0	-0,8
Zona climática		4B - Mixto - Seca	4B - Mixto - Seca
Elevación	m	258	194

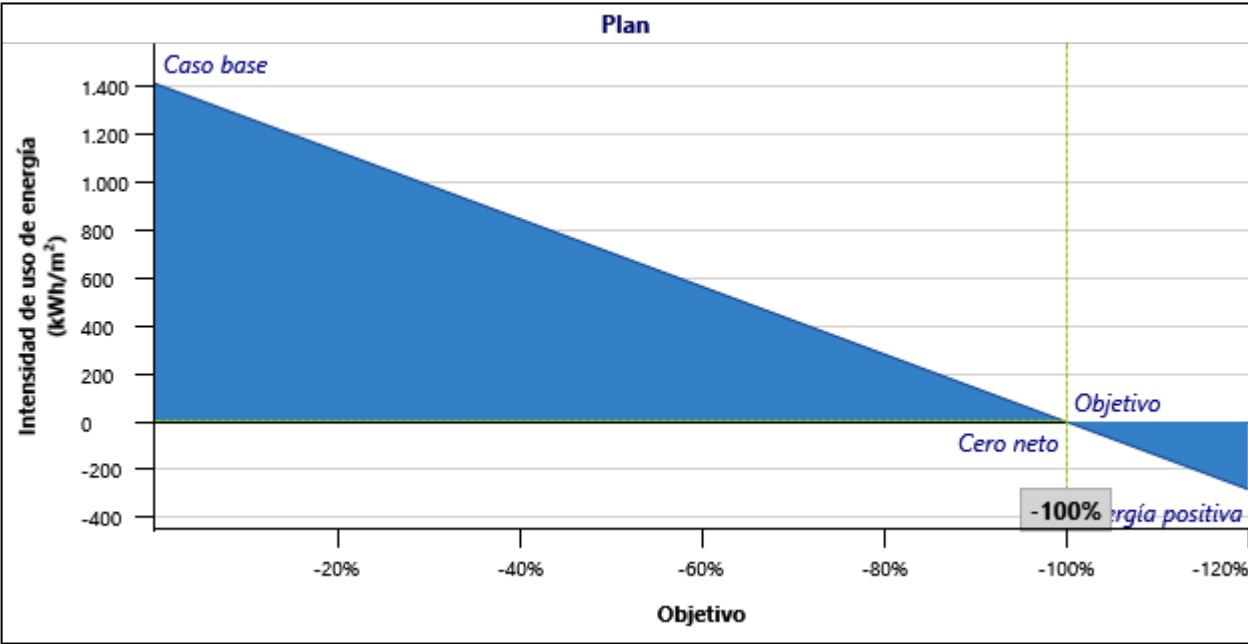
Datos climatológicos



Temperatura de diseño de la calefacción		-1,1							
Temperatura de diseño del aire acondicionado		34,2							
Amplitud de la temperatura del suelo		22,0							
Mes	Temperatura del aire	Humedad relativa	Precipitación	Radiación solar diaria - horizontal	Presión atmosférica	Velocidad del Viento	Temperatura del suelo	Grados-días de calefacción	Grados-días de refrigeración
	°C	%	mm	kWh/m²/d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d
Enero	6,2	75,6%	28,21	1,75	99,0	4,5	4,2	366	0
Febrero	8,0	68,8%	22,68	2,72	98,7	4,9	5,9	280	0
Marzo	10,2	61,9%	27,90	4,22	98,7	5,1	9,6	242	6
Abril	12,8	58,9%	45,30	5,08	98,4	5,3	12,7	156	84
Mayo	16,8	57,9%	49,91	6,06	98,4	4,7	17,6	37	211
Junio	21,1	53,0%	35,40	6,72	98,5	4,9	22,6	0	333
Julio	24,3	51,6%	20,46	6,97	98,5	5,0	26,1	0	443
Agosto	23,8	54,6%	19,53	6,50	98,5	4,8	25,8	0	428
Setiembre	20,6	59,0%	35,10	5,08	98,7	4,3	20,6	0	318
Octubre	15,4	68,2%	45,57	3,36	98,7	4,0	14,8	81	167
Noviembre	9,8	74,5%	40,20	2,06	98,8	4,3	8,3	246	0
Diciembre	6,5	77,6%	28,21	1,58	98,9	4,2	4,7	357	0
Anual	14,7	63,4%	398,47	4,35	98,6	4,7	14,5	1.764	1.991

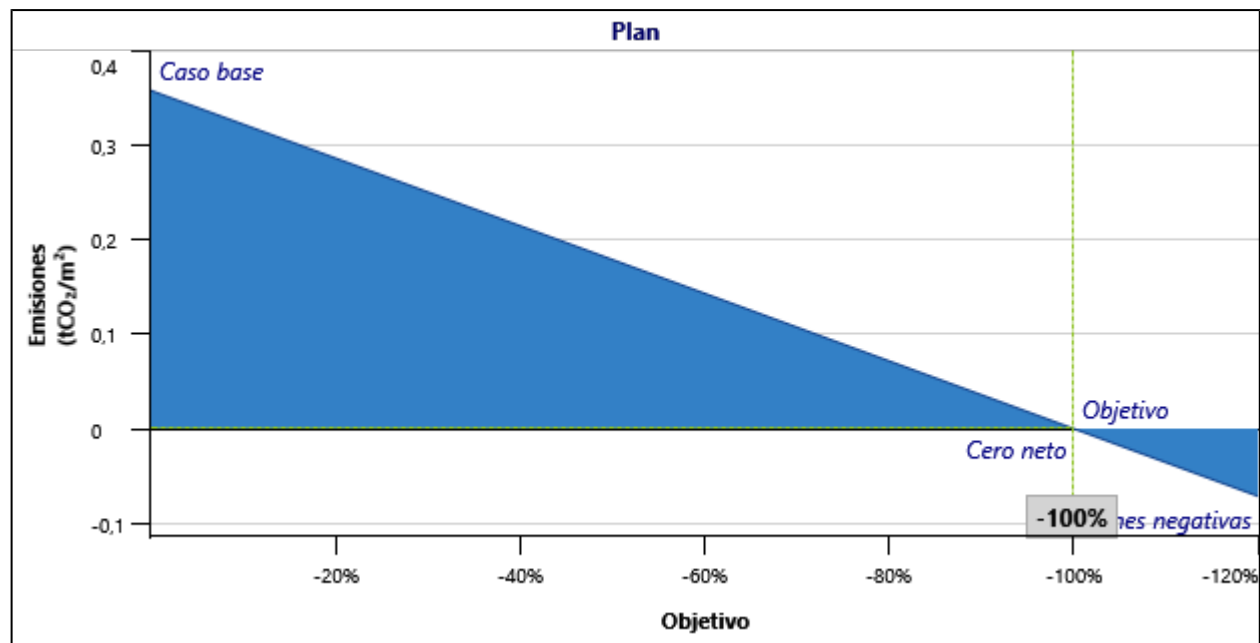
Punto de referencia

Consumo de combustible



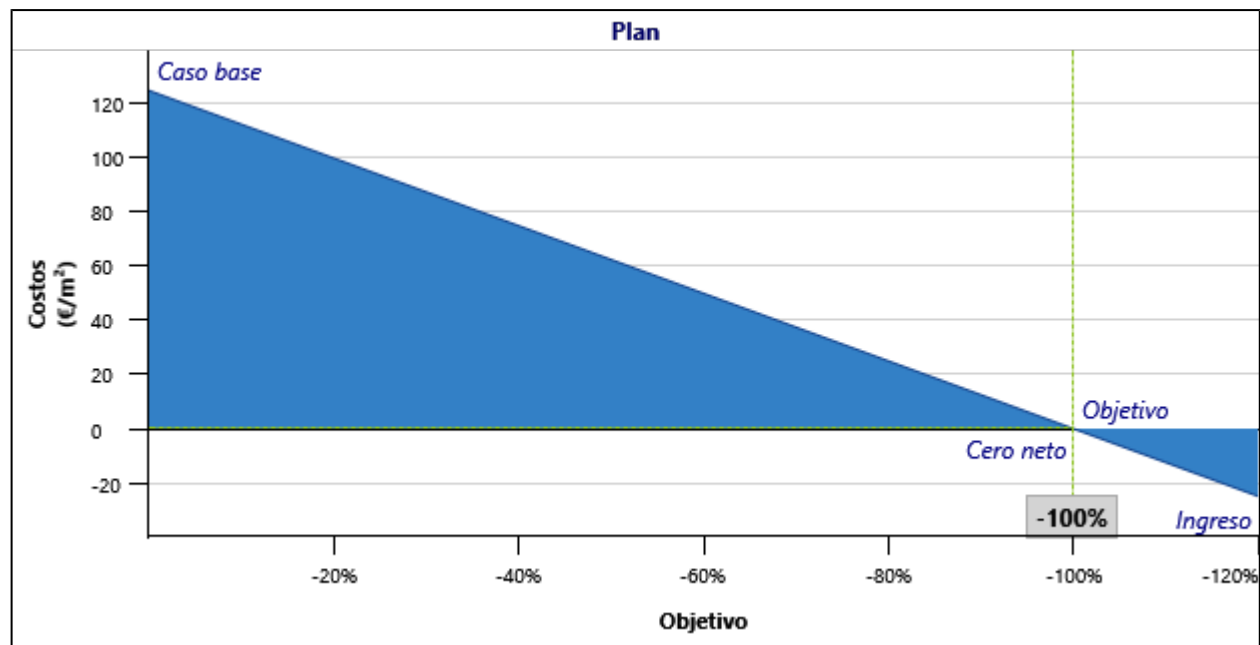
Tamaño de la instalación	86.189	m ²
Punto de referencia		kWh/m ²
Mínimo - promedio		kWh/m ²
Máximo - promedio		kWh/m ²
Caso base	1.414	kWh/m ²
Año de referencia		
Establecer objetivo	Objetivo	
Año		
Objetivo	-100%	
Caso propuesto	0	kWh/m ²
Instalación - Plan		
Consumo de combustible	Anual	
Caso base	121.843.148	kWh
Caso propuesto	0	kWh
Combustible ahorrado	121.843.148	kWh

Emisiones



Tamaño de la instalación	86.189	m ²
Punto de referencia		tCO ₂ /m ²
Mínimo - promedio		tCO ₂ /m ²
Máximo - promedio		tCO ₂ /m ²
Caso base	0,36	tCO ₂ /m ²
Año de referencia		
Establecer objetivo	Objetivo	
Año		
Objetivo	-100%	
Caso propuesto	0	tCO ₂ /m ²
Instalación - Plan		
Emisiones	Anual	
Caso base	30.847	tCO ₂
Caso propuesto	0	tCO ₂
Combustible ahorrado	30.847	tCO ₂

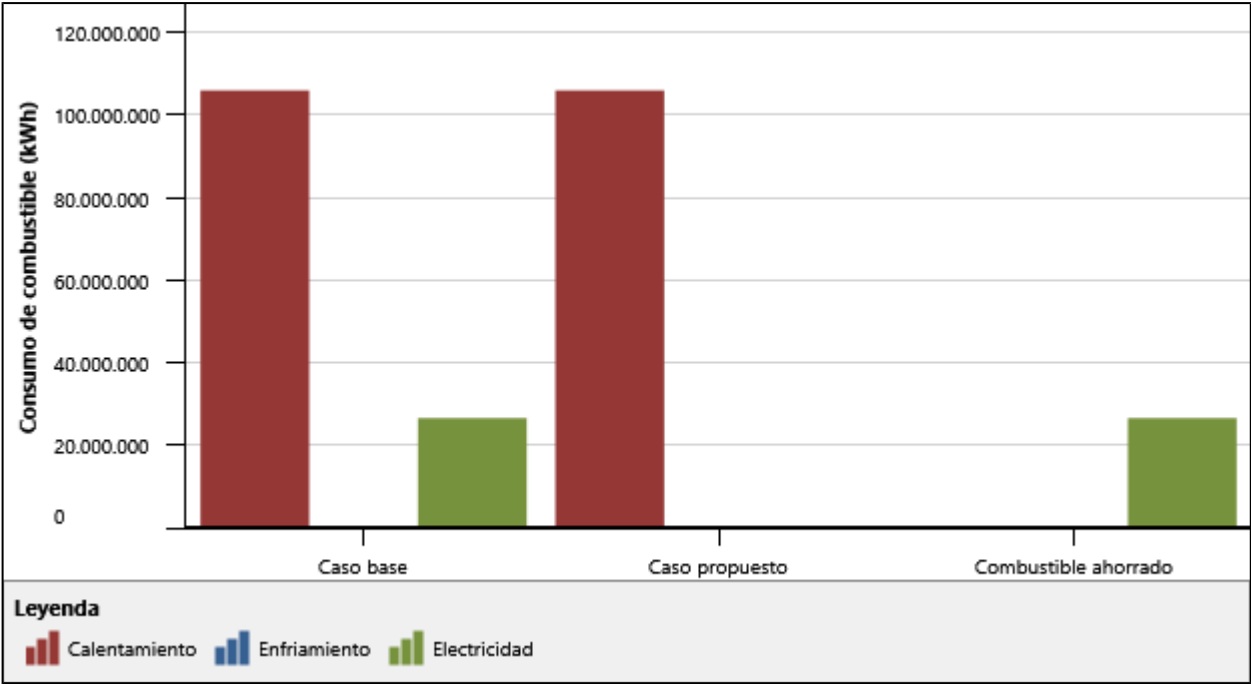
Costos



Tamaño de la instalación	86.189	m ²
Punto de referencia		€/m ²
Mínimo - promedio		€/m ²
Máximo - promedio		€/m ²
Caso base	124	€/m ²
Año de referencia		
Establecer objetivo	Objetivo	
Año		
Objetivo	-100%	
Caso propuesto	0	€/m ²
Instalación - Plan		
Costos	Anual	
Caso base	10.716.740	€
Caso propuesto	0	€
Combustible ahorrado	10.716.740	€

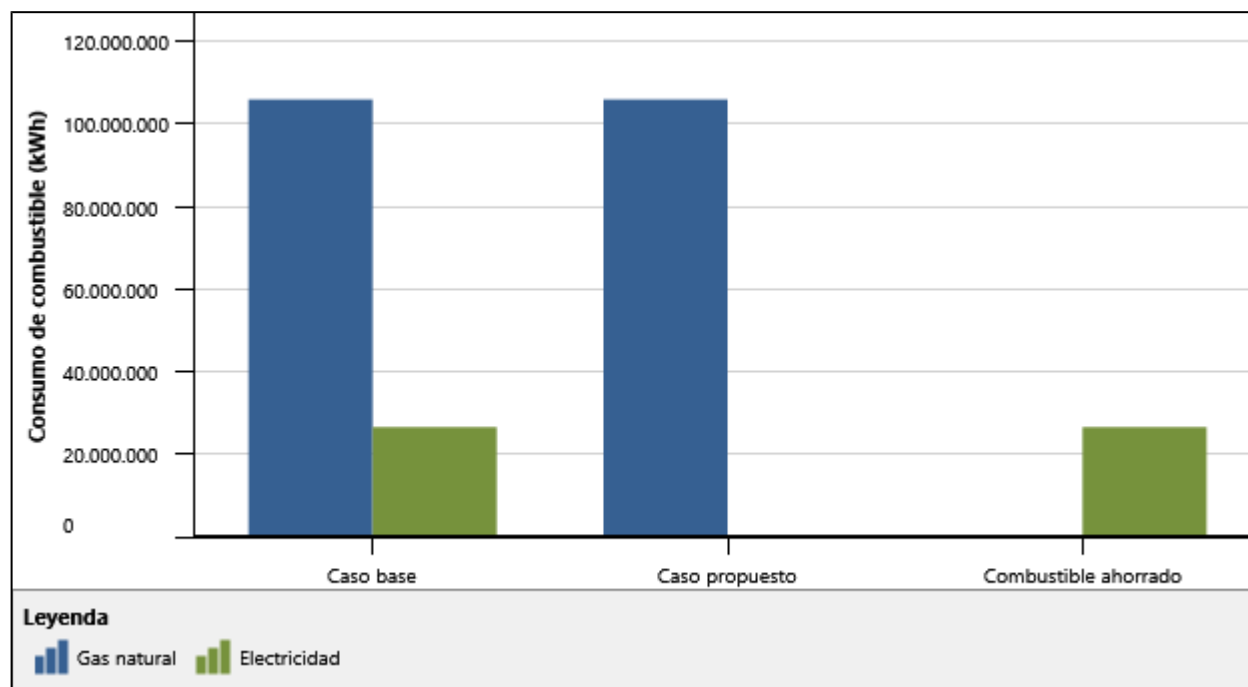
Ahorros de energía | Resumen de combustibles

Ahorros de energía



Consumo de combustible	Calentamiento kWh	Enfriamiento kWh	Electricidad kWh	Total kWh
Caso base	105.889.272	0	26.542.800	132.432.072
Caso propuesto	105.889.272	0	-0,2	105.889.271
Combustible ahorrado	0	0	26.542.800	26.542.800
Combustible ahorrado - porcentaje	0%	0%	100%	20%

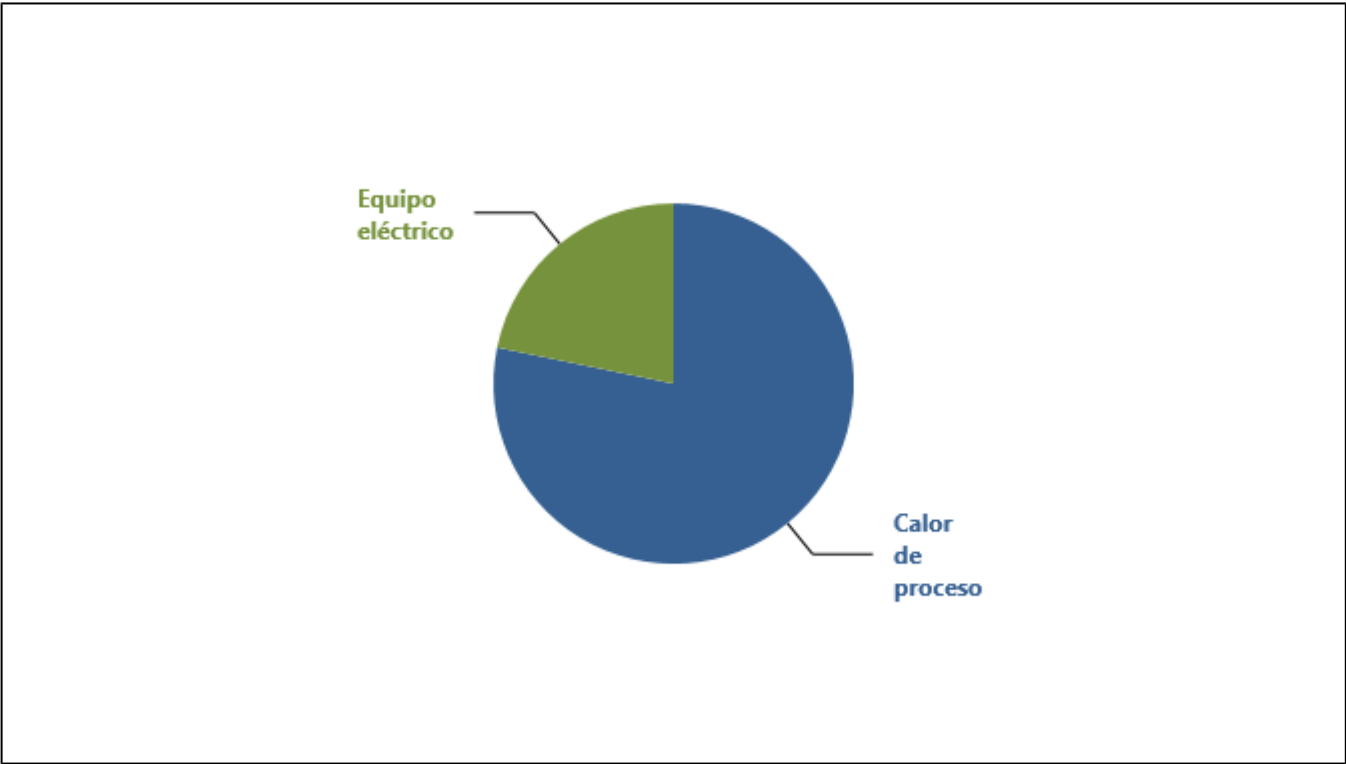
Resumen de combustibles



Tipo de combustible	Combustible Unidad	Caso base Consumo de combustible	Caso propuesto Consumo de combustible	Ahorros Combustible ahorrado
Gas natural	kWh	105.889.272	105.889.272	0
Electricidad	kWh	26.542.800	-0,2	26.542.800
Tipo de combustible	Combustible Precio del combustible	Caso base Costo del combustible	Caso propuesto Costo del combustible	Ahorros Ahorros
Gas natural	0,059 €/kWh	€ 6.194.522	€ 6.194.522	€ 0
Electricidad	0,145 €/kWh	€ 3.843.397	€ -0,028	€ 3.843.397
Total		€ 10.037.920	€ 6.194.522	€ 3.843.397

Uso final

Demanda de energía - caso propuesto



Demanda de energía - caso propuesto		
Sección	kWh	%
Calor de proceso	95.300.344	78,2%
Equipo eléctrico	26.542.800	21,8%
Generación de electricidad	-26.542.800	-

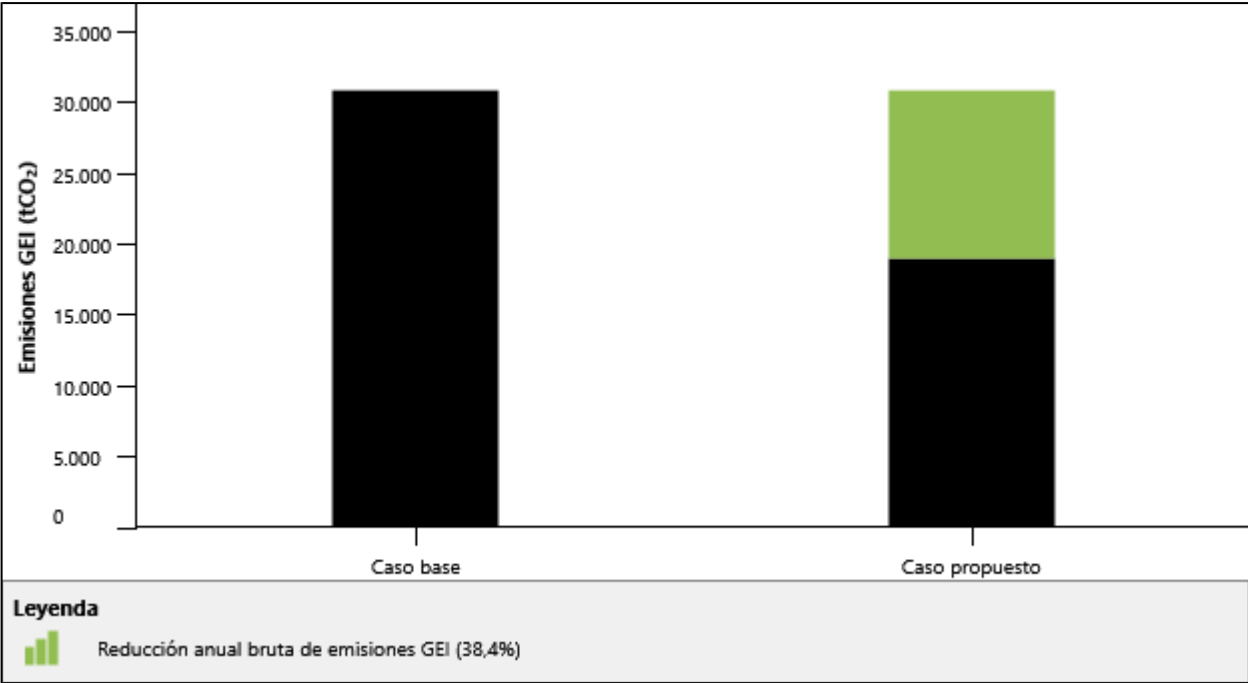
Objetivo

Resumen

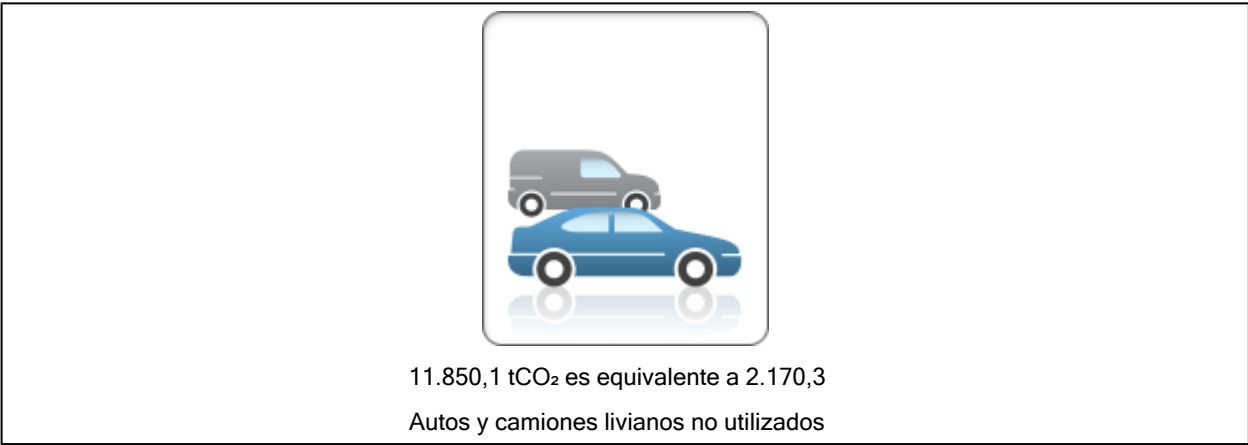
	Consumo de combustible kWh	Costo del combustible €	Emisiones GEI tCO ₂
Caso base	132.432.072	10.037.920	30.846
Caso propuesto	105.889.271	6.194.522	18.996
Ahorros	26.542.800	3.843.397	11.850
%	20%	38,3%	38,4%

Emisiones GEI

Emisiones GEI



Equivalencia GEI



Emisiones GEI		
Caso base	30.845,8	tCO ₂
Caso propuesto	18.995,7	tCO ₂
Reducción anual bruta de emisiones GEI	11.850,1	tCO ₂

Viabilidad financiera

Parámetros financieros

General		
Tasa escalamiento de combustibles	%	2,3%
Tasa de inflación	%	4,1%
Tasa de descuento	%	3%
Tasa de reinversión	%	9%
Tiempo de vida del proyecto	año	25

Ingresos anuales

Ingresos por reducción GEI		
Reducción neta GEI	tCO ₂ /año	11.613
Reducción neta GEI - 25 años	tCO ₂	290.327
Tasa crédito reducción de GEI	€/tCO ₂	15,15
Ingresos por reducción GEI	€	175.938
Duración crédito de reducción del GEI	año	7
Reducción neta GEI - 7 años	tCO ₂	81.292
Tasa de escalam. de crédito por reducc. del GEI	%	7%
Otros ingresos (costo)		
Demanda de energía	MWh	3.858
Tarifa	€/kWh	0,10
Otros ingresos (costo)	€	385.750
Duración	año	25
Tasa de escalamiento	%	0%

Costos | Ahorros | Ingreso

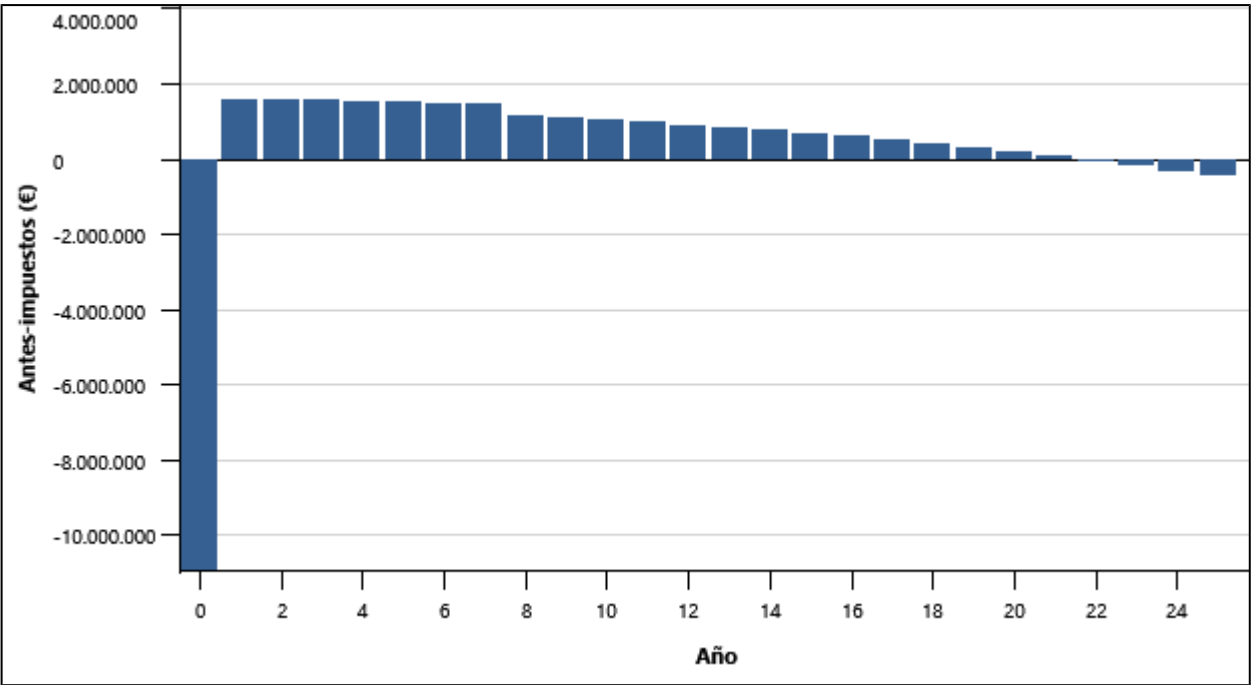
Costos iniciales			
Costos iniciales incrementales	100%	€	10.967.840
Costos iniciales totales	100%	€	10.967.840
Flujo de caja anuales - Año 1			
Costos anuales/pagos de deuda			
Costos de O y M (ahorros)		€	2.800.907
Costo de combustible - caso propuesto		€	6.194.522
Pagos de la deuda		€	0
Costos anuales totales		€	8.995.430
Ahorros e ingresos anuales			
Costo de combustible - caso base		€	10.037.920
Ingresos por reducción GEI - 7 años		€	175.938
Otros ingresos (costo) - 25 años		€	385.750
Ingresos por producción de EL		€	0
Ingresos y ahorros anuales totales		€	10.599.608
Flujo de efectivo neto anual - Año 1		€	1.604.178

Viabilidad financiera

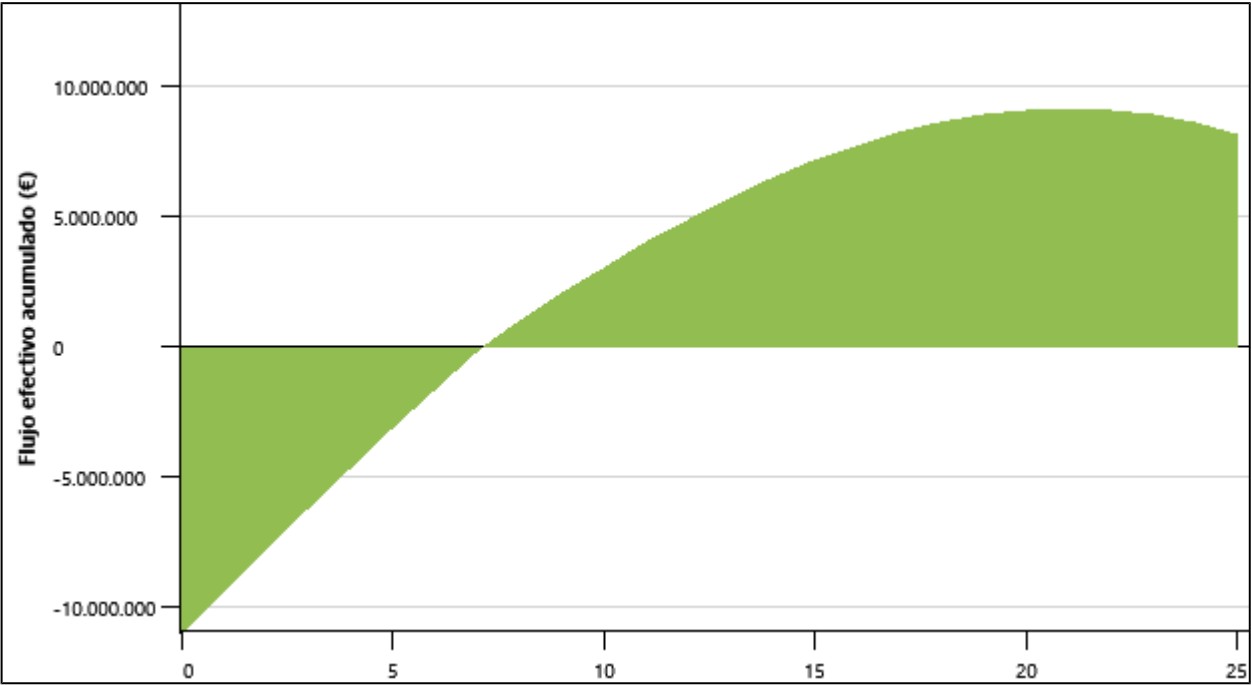
TIR antes de impuestos - capital	%	9%
MTIR antes de impuestos - capital	%	8,8%
TIR antes de impuestos - activos	%	9%
MTIR antes de impuestos - activos	%	8,8%
Pago simple de retorno del capital	año	6,8
Repago - capital	año	7,2
Valor Presente Neto (VPN)	€	4.599.322
Ahorros anuales en ciclo de vida	€/año	264.129
Relación Beneficio-Costo		1,4
Costo de reducción de GEI	€/tCO ₂	-15,3

Flujo de efectivo

Anual



Acumulado



Flujo de caja anuales

Año n.º	Antes-impuestos €	Acumulado €
0	-10.967.840	-10.967.840
1	1.590.055	-9.377.785
2	1.574.118	-7.803.667
3	1.556.283	-6.247.384
4	1.536.460	-4.710.923
5	1.514.558	-3.196.365
6	1.490.484	-1.705.881
7	1.464.141	-241.740
8	1.133.136	891.396
9	1.080.795	1.972.190
10	1.024.399	2.996.589
11	963.739	3.960.328
12	898.594	4.858.923
13	828.735	5.687.658
14	753.922	6.441.579
15	673.902	7.115.482
16	588.414	7.703.896
17	497.183	8.201.079
18	399.923	8.601.002
19	296.332	8.897.334
20	186.098	9.083.432
21	68.894	9.152.327
22	-55.623	9.096.704
23	-187.810	8.908.893
24	-328.041	8.580.852
25	-476.706	8.104.146

Tipo de análisis

Tiempo de vida del proyecto



Informe de factibilidad

Fábrica de cerveza

Caso propuesto - Compensación de excedentes - Energía verde -
Biomasa



Industrial - Bebida

Preparado para:

Universidad de Zaragoza
Calle María de Luna, 3
Zaragoza, Zaragoza, 50018
España

Preparado por:

Javier Claver Cervantes, Grado en Ingeniería de
Tecnologías Industriales
Javier Claver Cervantes
Correo electrónico: 739567@unizar.es

Resumen ejecutivo

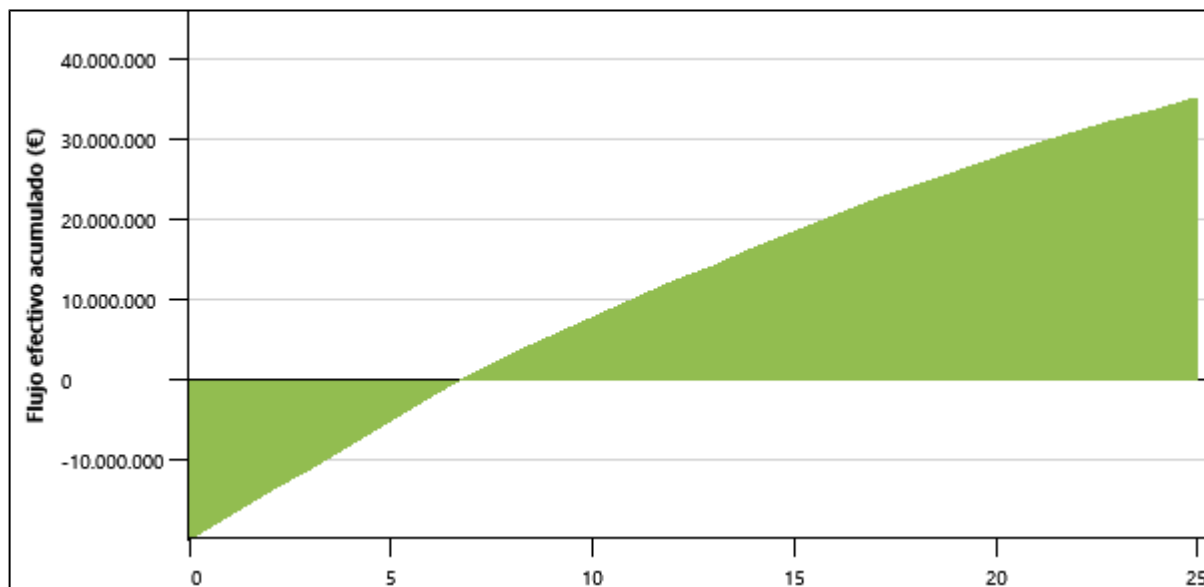
Este informe se preparó con el Software de gestión de energías limpias de RETScreen. A continuación se presentan los resultados y recomendaciones clave de este análisis.

Objetivo

	Consumo de combustible kWh	Costo del combustible €	Emisiones GEI tCO ₂
Caso base	132.432.072	10.037.920	30.846
Caso propuesto	105.889.271	5.208.897	696
Ahorros %	26.542.800 20%	4.829.023 48,1%	30.150 97,7%

Los resultados principales son los siguientes:

Flujo de efectivo - Acumulado



Exención de responsabilidad: este informe se distribuye únicamente con fines informativos y no refleja necesariamente las opiniones del gobierno de Canadá ni constituye respaldo alguno de personas o productos comerciales. Ni Canadá ni sus ministros, funcionarios, empleados o agentes ofrecen garantía alguna con respecto a este informe ni asumen responsabilidad alguna surgida de este informe.

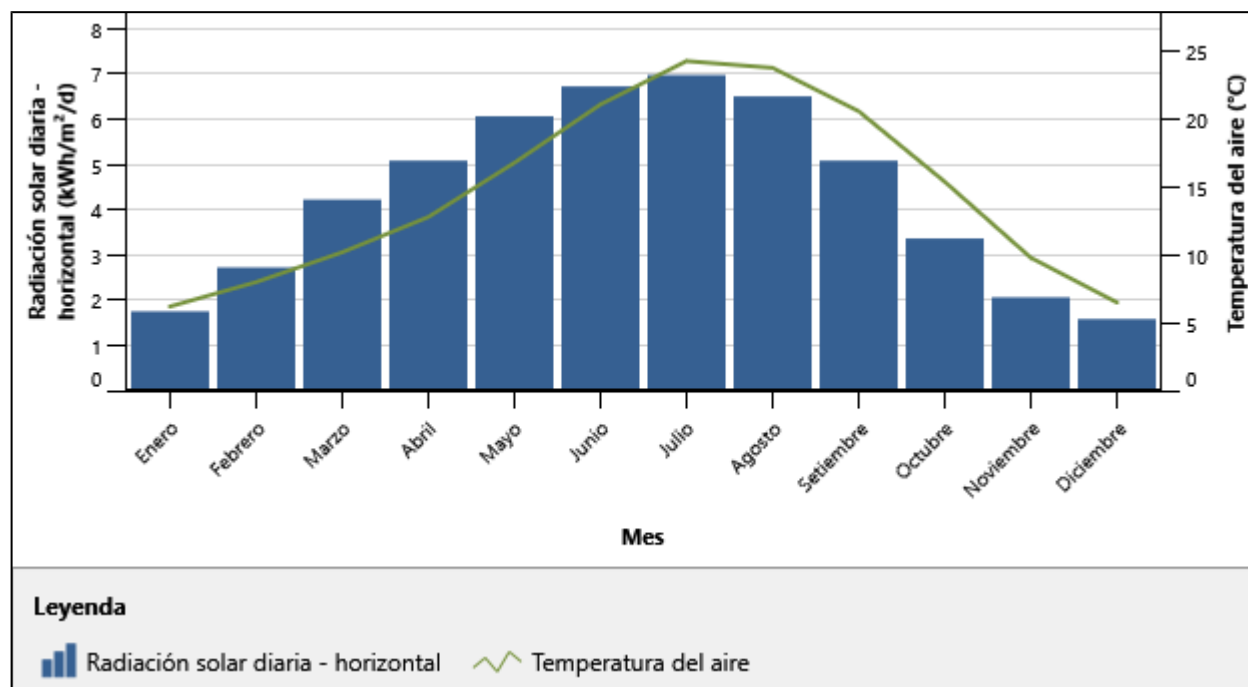
Ubicación | Datos climatológicos

Ubicación



	Unidad	Ubicación de datos meteorológicos	Ubicación de la instalación
Nombre		España - Zaragoza (Mil/Civ)	Spain - Aragon - Zaragoza
Latitud	°N	41,7	41,6
Longitud	°E	-1,0	-0,8
Zona climática		4B - Mixto - Seca	4B - Mixto - Seca
Elevación	m	258	194

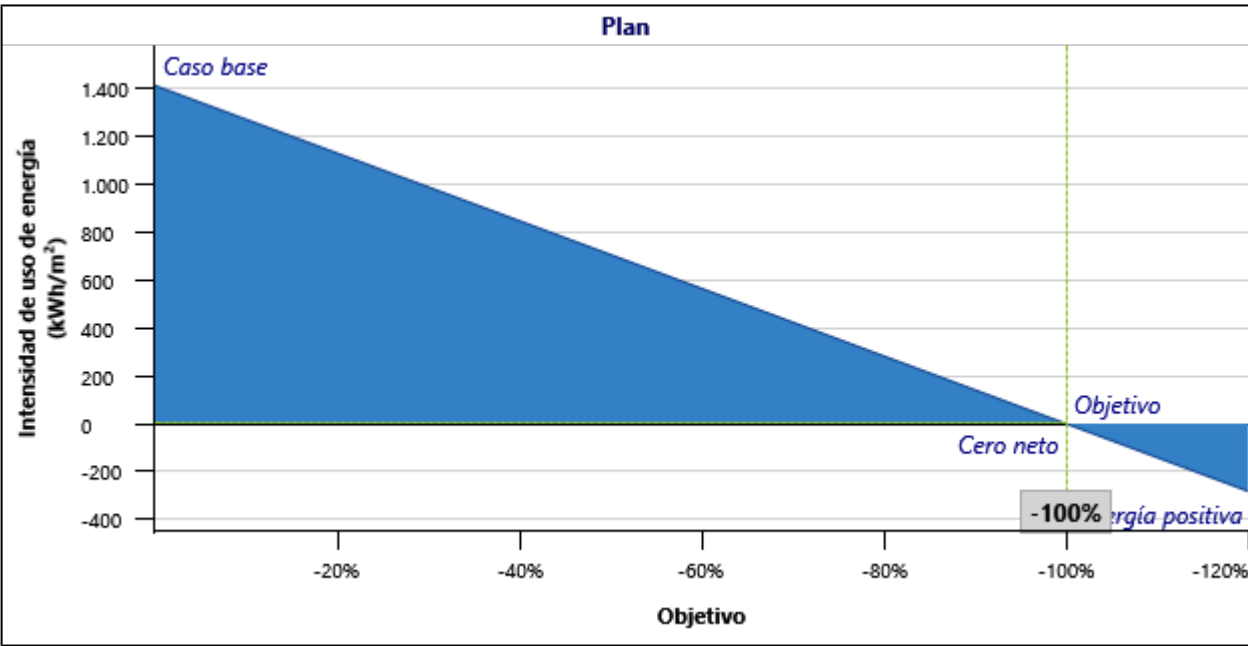
Datos climatológicos



Temperatura de diseño de la calefacción		-1,1							
Temperatura de diseño del aire acondicionado		34,2							
Amplitud de la temperatura del suelo		22,0							
Mes	Temperatura del aire	Humedad relativa	Precipitación	Radiación solar diaria - horizontal	Presión atmosférica	Velocidad del Viento	Temperatura del suelo	Grados-días de calefacción	Grados-días de refrigeración
	°C	%	mm	kWh/m²/d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d
Enero	6,2	75,6%	28,21	1,75	99,0	4,5	4,2	366	0
Febrero	8,0	68,8%	22,68	2,72	98,7	4,9	5,9	280	0
Marzo	10,2	61,9%	27,90	4,22	98,7	5,1	9,6	242	6
Abril	12,8	58,9%	45,30	5,08	98,4	5,3	12,7	156	84
Mayo	16,8	57,9%	49,91	6,06	98,4	4,7	17,6	37	211
Junio	21,1	53,0%	35,40	6,72	98,5	4,9	22,6	0	333
Julio	24,3	51,6%	20,46	6,97	98,5	5,0	26,1	0	443
Agosto	23,8	54,6%	19,53	6,50	98,5	4,8	25,8	0	428
Setiembre	20,6	59,0%	35,10	5,08	98,7	4,3	20,6	0	318
Octubre	15,4	68,2%	45,57	3,36	98,7	4,0	14,8	81	167
Noviembre	9,8	74,5%	40,20	2,06	98,8	4,3	8,3	246	0
Diciembre	6,5	77,6%	28,21	1,58	98,9	4,2	4,7	357	0
Anual	14,7	63,4%	398,47	4,35	98,6	4,7	14,5	1.764	1.991

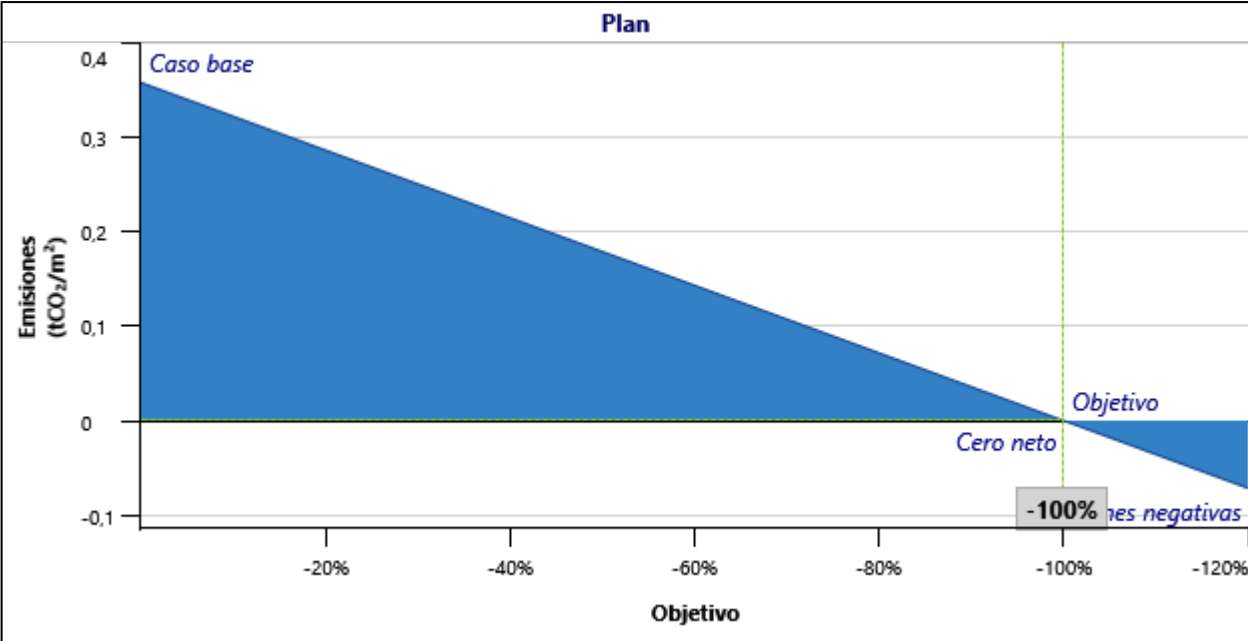
Punto de referencia

Consumo de combustible



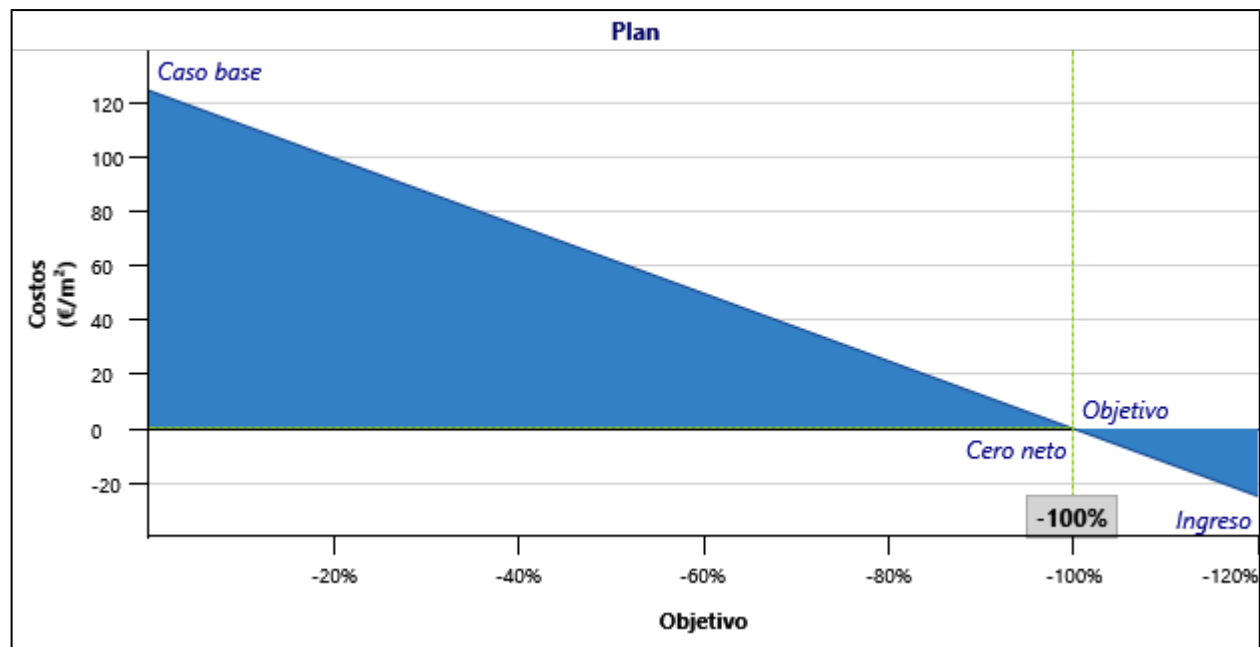
Tamaño de la instalación	86.189	m ²
Punto de referencia		kWh/m ²
Mínimo - promedio		kWh/m ²
Máximo - promedio		kWh/m ²
Caso base	1.414	kWh/m ²
Año de referencia		
Establecer objetivo	Objetivo	
Año		
Objetivo	-100%	
Caso propuesto	0	kWh/m ²
Instalación - Plan		
Consumo de combustible	Anual	
Caso base	121.843.148	kWh
Caso propuesto	0	kWh
Combustible ahorrado	121.843.148	kWh

Emisiones



Tamaño de la instalación	86.189	m ²
Punto de referencia		tCO ₂ /m ²
Mínimo - promedio		tCO ₂ /m ²
Máximo - promedio		tCO ₂ /m ²
Caso base	0,36	tCO ₂ /m ²
Año de referencia		
Establecer objetivo	Objetivo	
Año		
Objetivo	-100%	
Caso propuesto	0	tCO ₂ /m ²
Instalación - Plan		
Emisiones	Anual	
Caso base	30.847	tCO ₂
Caso propuesto	0	tCO ₂
Combustible ahorrado	30.847	tCO ₂

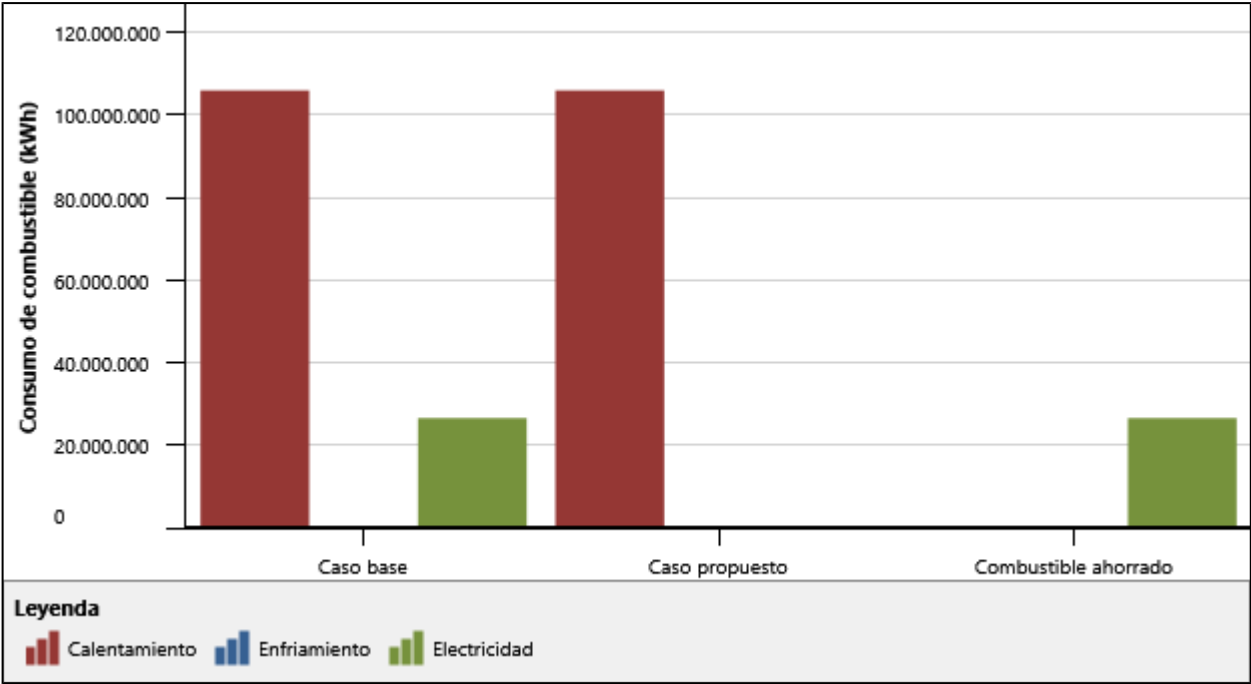
Costos



Tamaño de la instalación	86.189	m²
Punto de referencia		€/m²
Mínimo - promedio		€/m²
Máximo - promedio		€/m²
Caso base	124	€/m²
Año de referencia		
Establecer objetivo	Objetivo	
Año		
Objetivo	-100%	
Caso propuesto	0	€/m²
Instalación - Plan		
Costos	Anual	
Caso base	10.716.740	€
Caso propuesto	0	€
Combustible ahorrado	10.716.740	€

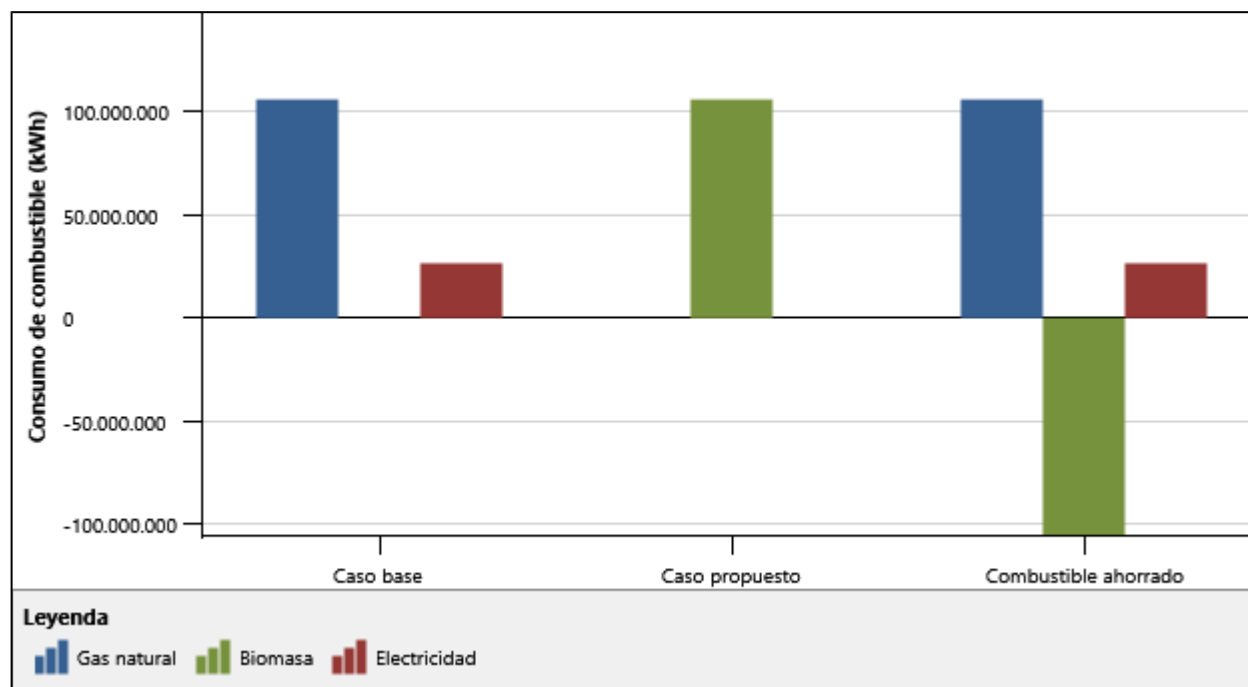
Ahorros de energía | Resumen de combustibles

Ahorros de energía



Consumo de combustible	Calentamiento kWh	Enfriamiento kWh	Electricidad kWh	Total kWh
Caso base	105.889.272	0	26.542.800	132.432.072
Caso propuesto	105.889.272	0	-0,2	105.889.271
Combustible ahorrado	0	0	26.542.800	26.542.800
Combustible ahorrado - porcentaje	0%	0%	100%	20%

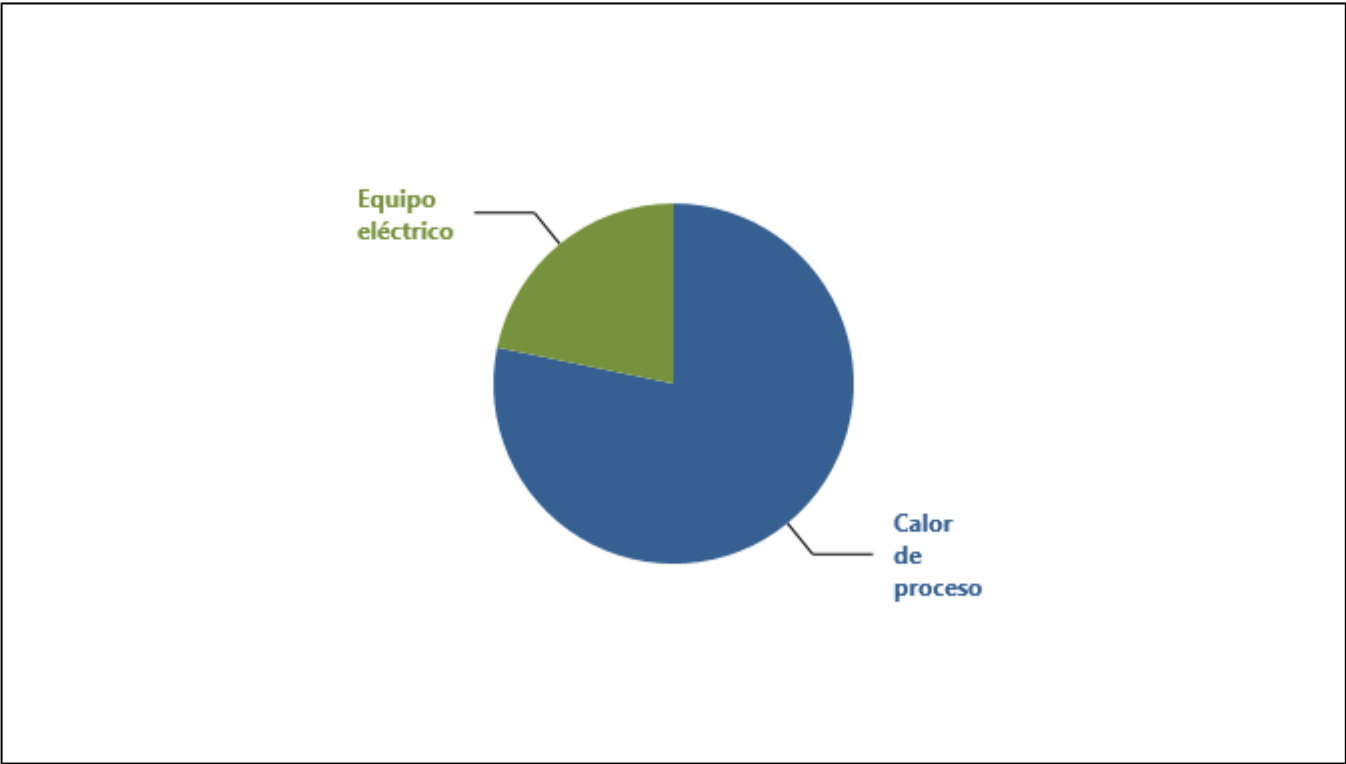
Resumen de combustibles



Tipo de combustible	Combustible Unidad	Caso base Consumo de combustible	Caso propuesto Consumo de combustible	Ahorros Combustible ahorrado
Gas natural	kWh	105.889.272	0	105.889.272
Biomasa	t	0	19.292	-19.292
Electricidad	kWh	26.542.800	-0,2	26.542.800
Tipo de combustible	Combustible Precio del combustible	Caso base Costo del combustible	Caso propuesto Costo del combustible	Ahorros Ahorros
Gas natural	0,059 €/kWh	€ 6.194.522	€ 0	€ 6.194.522
Biomasa	270 €/t	€ 0	€ 5.208.897	€ -5.208.897
Electricidad	0,145 €/kWh	€ 3.843.397	€ -0,028	€ 3.843.397
Total		€ 10.037.920	€ 5.208.897	€ 4.829.023

Uso final

Demanda de energía - caso propuesto



Demanda de energía - caso propuesto		
Sección	kWh	%
Calor de proceso	95.300.344	78,2%
Equipo eléctrico	26.542.800	21,8%
Generación de electricidad	-26.542.800	-

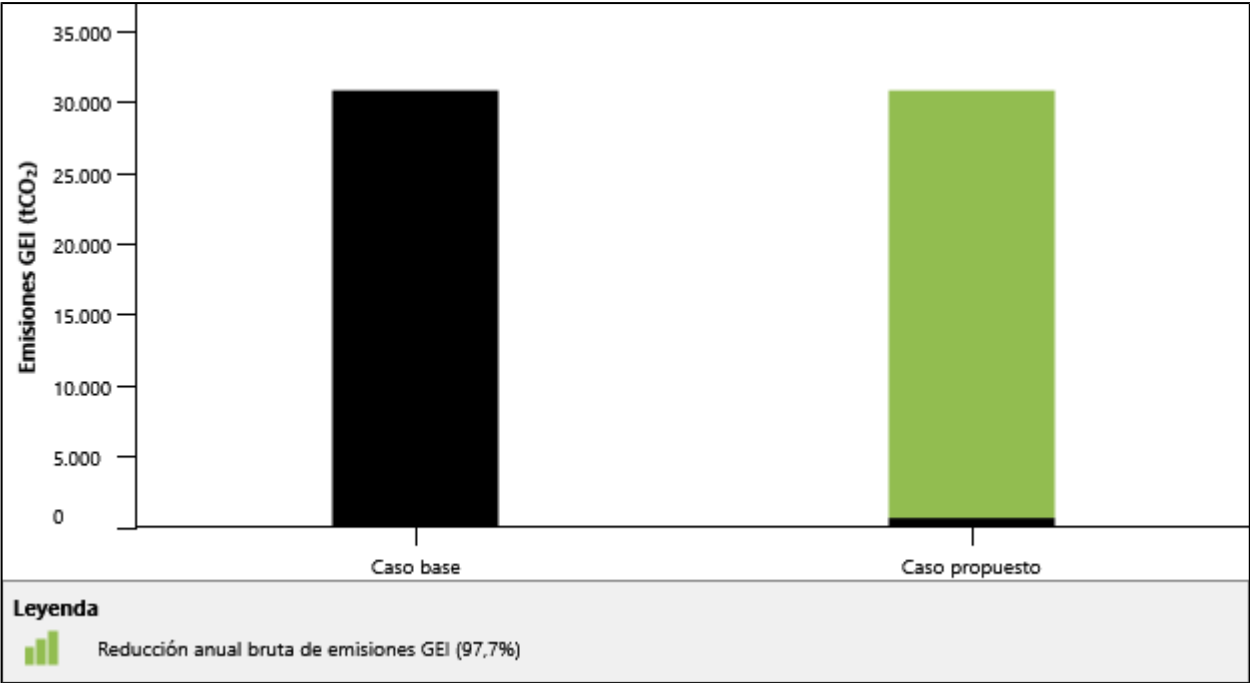
Objetivo

Resumen

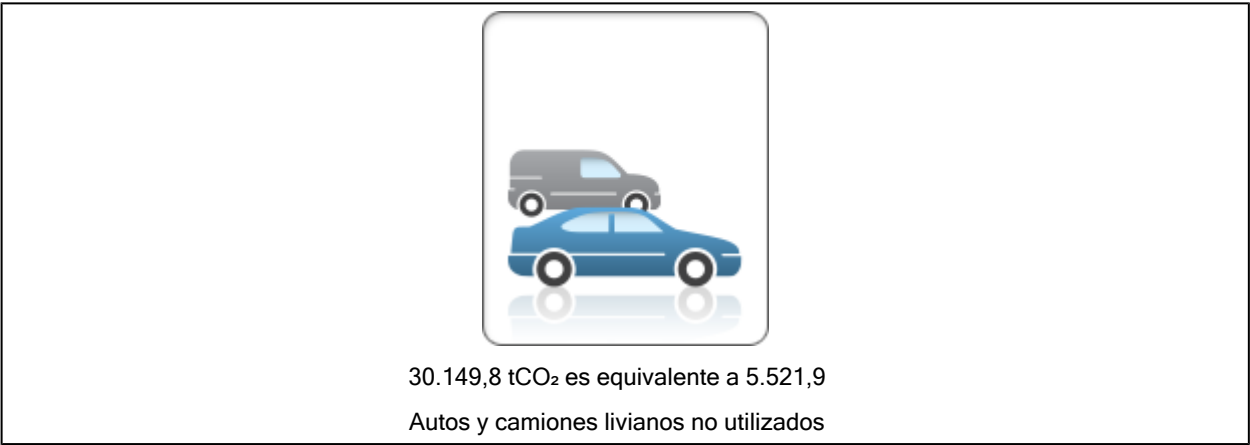
	Consumo de combustible kWh	Costo del combustible €	Emisiones GEI tCO ₂
Caso base	132.432.072	10.037.920	30.846
Caso propuesto	105.889.271	5.208.897	696
Ahorros	26.542.800	4.829.023	30.150
%	20%	48,1%	97,7%

Emisiones GEI

Emisiones GEI



Equivalencia GEI



Emisiones GEI		
Caso base	30.845,8	tCO ₂
Caso propuesto	696	tCO ₂
Reducción anual bruta de emisiones GEI	30.149,8	tCO ₂

Viabilidad financiera

Parámetros financieros

General		
Tasa escalamiento de combustibles	%	2,3%
Tasa de inflación	%	4,1%
Tasa de descuento	%	3%
Tasa de reinversión	%	9%
Tiempo de vida del proyecto	año	25

Ingresos anuales

Ingresos por reducción GEI		
Reducción neta GEI	tCO ₂ /año	29.547
Reducción neta GEI - 25 años	tCO ₂	738.670
Tasa crédito reducción de GEI	€/tCO ₂	15,15
Ingresos por reducción GEI	€	447.634
Duración crédito de reducción del GEI	año	7
Reducción neta GEI - 7 años	tCO ₂	206.828
Tasa de escalam. de crédito por reducc. del GEI	%	7%
Otros ingresos (costo)		
Demanda de energía	MWh	3.858
Tarifa	€/kWh	0,10
Otros ingresos (costo)	€	385.750
Duración	año	25
Tasa de escalamiento	%	0%

Costos | Ahorros | Ingreso

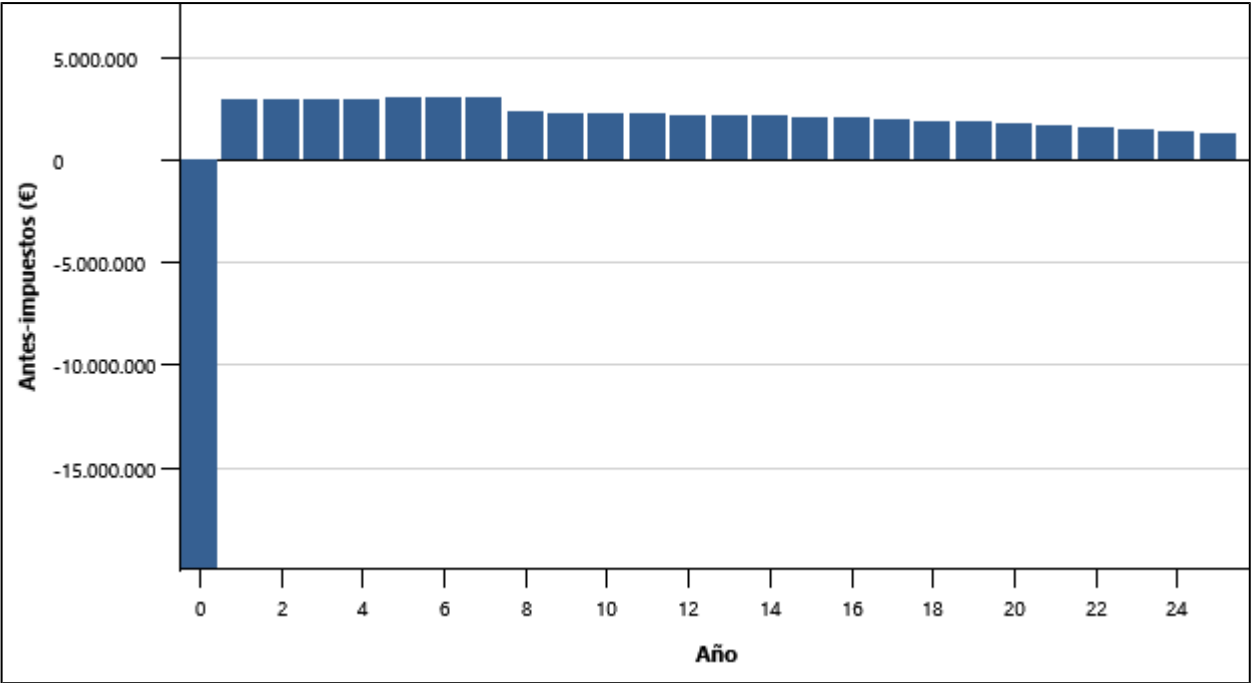
Costos iniciales			
Costos iniciales incrementales	100%	€	19.967.840
Costos iniciales totales	100%	€	19.967.840
Flujo de caja anuales - Año 1			
Costos anuales/pagos de deuda			
Costos de O y M (ahorros)		€	2.800.907
Costo de combustible - caso propuesto		€	5.208.897
Pagos de la deuda		€	0
Costos anuales totales		€	8.009.804
Ahorros e ingresos anuales			
Costo de combustible - caso base		€	10.037.920
Ingresos por reducción GEI - 7 años		€	447.634
Otros ingresos (costo) - 25 años		€	385.750
Ingresos por producción de EL		€	0
Ingresos y ahorros anuales totales		€	10.871.304
Flujo de efectivo neto anual - Año 1		€	2.861.499

Viabilidad financiera

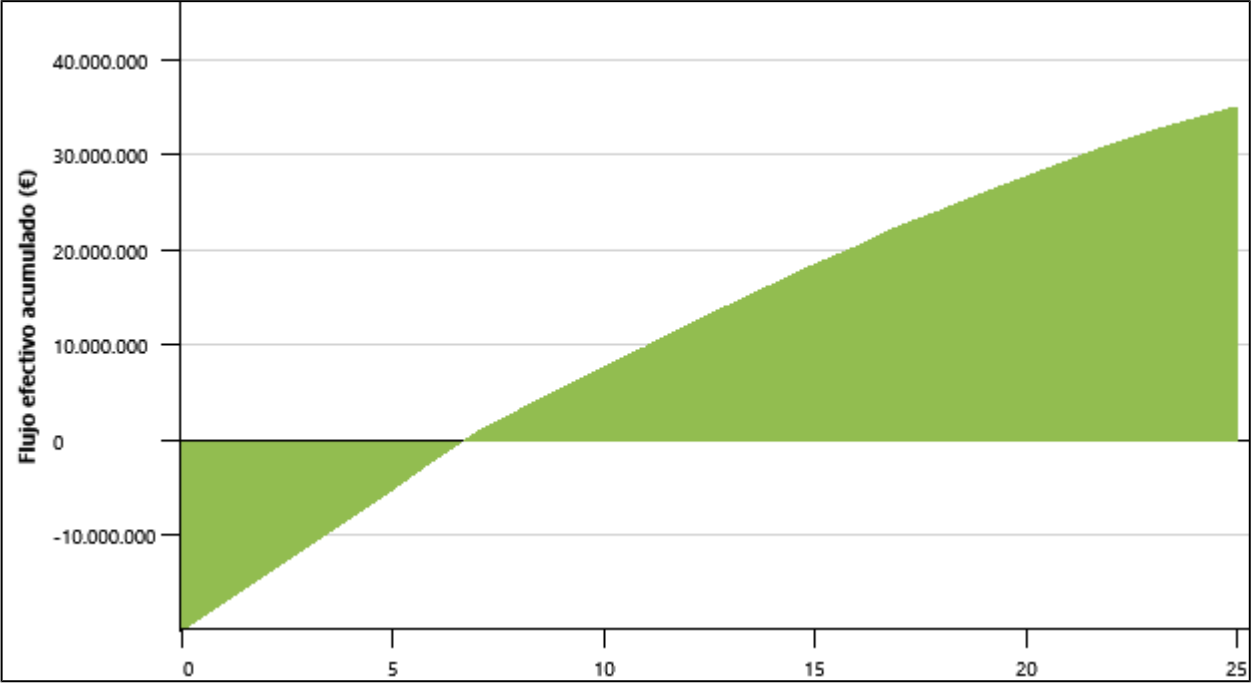
TIR antes de impuestos - capital	%	12,3%
MTIR antes de impuestos - capital	%	9,9%
TIR antes de impuestos - activos	%	12,3%
MTIR antes de impuestos - activos	%	9,9%
Pago simple de retorno del capital	año	7
Repago - capital	año	6,7
Valor Presente Neto (VPN)	€	20.398.237
Ahorros anuales en ciclo de vida	€/año	1.171.427
Relación Beneficio-Costo		2
Costo de reducción de GEI	€/tCO ₂	-31,9

Flujo de efectivo

Anual



Acumulado



Flujo de caja anuales

Año n.º	Antes-impuestos €	Acumulado €
0	-19.967.840	-19.967.840
1	2.889.064	-17.078.776
2	2.916.669	-14.162.107
3	2.944.332	-11.217.776
4	2.972.077	-8.245.698
5	2.999.933	-5.245.765
6	3.027.933	-2.217.832
7	3.056.115	838.283
8	2.315.406	3.153.689
9	2.290.257	5.443.946
10	2.261.680	7.705.626
11	2.229.477	9.935.103
12	2.193.444	12.128.547
13	2.153.366	14.281.913
14	2.109.019	16.390.932
15	2.060.167	18.451.099
16	2.006.563	20.457.663
17	1.947.950	22.405.613
18	1.884.057	24.289.670
19	1.814.601	26.104.271
20	1.739.288	27.843.559
21	1.657.807	29.501.366
22	1.569.835	31.071.201
23	1.475.033	32.546.234
24	1.373.047	33.919.282
25	1.263.507	35.182.789

Tipo de análisis

Tiempo de vida del proyecto





DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD

(Este documento debe remitirse a seceina@unizar.es dentro del plazo de depósito)

D./D^a. JAVIER CLAVER CERVANTES ,

en aplicación de lo dispuesto en el art. 14 (Derechos de autor) del Acuerdo de 11 de septiembre de 2014, del Consejo de Gobierno, por el que se aprueba el Reglamento de los TFG y TFM de la Universidad de Zaragoza,

Declaro que el presente Trabajo de Fin de Estudios de la titulación de Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales (Título del Trabajo)

Análisis de viabilidad técnica y económica de instalaciones de energías renovables aplicado a una fábrica de cerveza mediante el software RETScreen

es de mi autoría y es original, no habiéndose utilizado fuente sin ser citada debidamente.

Zaragoza, a 7 de junio de 2023

Fdo: Javier Claver Cervantes