



Universidad
del País Vasco

Euskal Herriko
Unibertsitatea

GIPUZKOAKO
INGENIARITZA
ESKOLA
ESCUELA
DE INGENIERÍA
DE GIPUZKOA

GIPUZKOAKO INGENIARITZA ESKOLA
ESCUELA DE INGENIERÍA DE GIPUZKOA

EIBAR

TFG: ANÁLISIS DEL POTENCIAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN UNA
VIVIENDA UNIFAMILIAR

DOCUMENTO Nº2: CÁLCULOS

Grado: Ingeniería en Energías Renovables

Curso: 2019-2020

Autor: Adrián González Fernández

Directores: Carmelo Alonso González y Álvaro Campos Celador

ÍNDICE

| | |
|--|-----|
| 1 DATOS DE PARTIDA | 1 |
| 2 CÁLCULOS DE LOS SISTEMAS DE AGUA CALIENTE SANITARIA (ACS) Y AGUA CALIENTE DE CALEFACCIÓN (ACC) | 2 |
| 2.1 DEMANDA DE ACS..... | 2 |
| 2.2 SISTEMA DE ACUMULACIÓN Y POTENCIA DEL SISTEMA DE ACS | 6 |
| 2.3 POTENCIA Y DEMANDA DE CALEFACCIÓN (ACC) | 9 |
| 2.4 ANÁLISIS DE LAS PROPUESTAS Y ELECCIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE ACS Y ACC..... | 38 |
| 2.4.1 Propuesta de aerotermia..... | 38 |
| 2.4.2 Propuesta de geotermia..... | 41 |
| 2.4.3 Propuesta de biomasa | 48 |
| 2.4.5 Propuesta de energía solar térmica | 51 |
| 2.4.1.1 Fluido caloportador del circuito primario | 51 |
| 2.4.1.2 Cálculo de tuberías y aislamiento del circuito primario | 53 |
| 2.4.1.3 Volumen de acumulación para el ACS | 57 |
| 2.4.1.4 Resumen de los datos a introducir en TSOL | 57 |
| 2.4.1.5 Simulación en TSOL | 58 |
| 2.4.1.6 Análisis final de la propuesta..... | 71 |
| 2.4.6 Elección del sistema de ACS y ACC..... | 76 |
| 2.5 DESARROLLO DE LA PROPUESTA ELEGIDA | 78 |
| 3 CÁLCULOS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA | 81 |
| 3.1 ANÁLISIS DE LAS PROPUESTAS Y ELECCIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA | 81 |
| 3.1.1 Propuesta de minieólica..... | 81 |
| 3.1.2 Propuesta de fotovoltaica..... | 88 |
| 3.1.3 Propuesta de sistema híbrido (fotovoltaica + minieólica)..... | 105 |
| 3.1.4 Elección del sistema de generación eléctrica..... | 110 |
| 3.2 DESARROLLO DE LA PROPUESTA ELEGIDA | 112 |
| 3.2.1 Análisis de las posibles configuraciones y elección de la configuración final | 112 |
| 3.2.2 Cálculos de la propuesta elegida..... | 127 |
| 3.2.2.1 Dimensionamiento del generador e inversor | 127 |
| 3.2.2.2 Protecciones..... | 131 |
| 4 COCINA SOLAR PARABÓLICA | 144 |
| 4.1 DISEÑO Y MODELADO DE LA COCINA SOLAR | 144 |
| 4.2 FABRICACIÓN DE LA COCINA SOLAR | 146 |
| 4.3 ANÁLISIS MECÁNICO MEDIANTE EL MÉTODO DE ELEMENTOS FINITOS | 154 |
| 4.4 ANÁLISIS TERMODINÁMICO..... | 173 |
| 4.5 ANÁLISIS ECONÓMICO..... | 181 |
| 5 ANÁLISIS MEDIOAMBIENTAL | 183 |
| 5.1 AHORRO ENERGÉTICO | 183 |
| 5.2 CÁLCULO DE EMISIONES DE CO ₂ | 184 |
| 6 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO | 186 |
| 6.1 AHORRO EN LA FACTURA ENERGÉTICA | 186 |
| 6.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA GLOBAL DEL PROYECTO | 186 |
| 6 BIBLIOGRAFÍA..... | 188 |

1 DATOS DE PARTIDA

A continuación, se muestran los datos generales y a tener en cuenta para todos los apartados de la sección de cálculos:

- Ubicación-dirección: Guillarei-Pontenova, 34B, 3720 (TUI), Pontevedra
- Ubicación-coordenadas: 42°4'13.06"N, 8°37'49.67"O
- Altitud del terreno respecto al nivel del mar: 30 m
- Azimut del tejado suroeste: +35°
- Inclinación del tejado: 28,16 °
- Superficie útil tejado: 9,34 m x 16,2 m = 75 m²
- Zona climática: II

En la figura 1-1, se pueden observar las ubicaciones de cada una de las instalaciones propuestas que se analizaron que lleven alguno de sus equipos instalados en el exterior de la vivienda.



Figura 1-1. Ubicaciones de las instalaciones propuestas. (Fuente: Google Earth Pro)

2 CÁLCULOS DE LOS SISTEMAS DE AGUA CALIENTE SANITARIA (ACS) Y AGUA CALIENTE DE CALEFACCIÓN (ACC)

2.1 DEMANDA DE ACS

Debido a la última actualización del Código Técnico de la Edificación (CTE) [7] hecha en diciembre del 2019, ya no será obligatorio una contribución mínima de ACS mediante energía solar térmica. El nuevo CTE, en concreto el apartado HE-4 (Contribución mínima de energía renovable para cubrir la demanda de agua caliente sanitaria) del DB-HE (Documento Básico de Ahorro de Energía), solo exige que "la contribución mínima de energía procedente de fuentes renovables cubra al menos el 60% demanda energética anual para ACS cuando la demanda de ACS sea inferior a 5000 l/d".

Como en el caso que concierne a este proyecto se basa exclusivamente en energías renovables, se cumple la exigencia, puesto que la contribución mediante energías renovables de ACS es del 100%. Por lo tanto, no se calculó la demanda de ACS de referencia según el Anejo F (Demanda de referencia de ACS) del DB-HE, para comprobar si se cumple la exigencia, y se calculó directamente la demanda real de ACS de la vivienda siguiendo los datos de consumo de los que la ocupan, para así trabajar con ella y poder dimensionar todo el sistema de ACS con el máximo rigor posible.

Los datos de los consumos de ACS y de los horarios de uso se muestran en las siguientes tablas, donde en la tabla 2-3 se muestran los valores medios de ACS a 50 °C que se consumen en un día (calculados con las temperaturas de agua de red medias mensuales, tabla 2-2) ya que hay ocupantes que no hacen uso todos los días de algunos de los servicios de ACS, por lo tanto, se hace una media diaria. También cabe destacar, que el motivo de calcular los consumos a 50 °C y no a la temperatura real en el punto de consumo, es para saber la cantidad real de ACS que se consume, ya que la temperatura de acumulación de ACS es a 50 °C.

En la tabla 2-5 se muestran los horarios en los cuales se hace uso del ACS.

Se calculó también la demanda máxima de ACS a 50 °C (calculada con las mínimas temperaturas de agua de red estacionales (mes con menor temperatura)), para saber el consumo que se daría en el peor de los casos. Para este caso la demanda de ACS sería de 211,278 l/día.

| | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP | OCT | NOV | DIC | AÑO | |
|----|---------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|
| 1 | ÁLAVA | 5 | 6 | 8 | 10 | 11 | 12 | 13 | 12 | 11 | 10 | 8 | 5 | 9,3 |
| 2 | ALBACETE | 5 | 6 | 8 | 10 | 11 | 12 | 13 | 12 | 11 | 10 | 8 | 5 | 9,3 |
| 3 | ALICANTE | 8 | 9 | 11 | 13 | 14 | 15 | 16 | 15 | 14 | 13 | 11 | 8 | 12,3 |
| 4 | ALMERÍA | 8 | 9 | 11 | 13 | 14 | 15 | 16 | 15 | 14 | 13 | 11 | 8 | 12,3 |
| 5 | ASTURIAS | 6 | 7 | 9 | 11 | 12 | 13 | 14 | 13 | 12 | 11 | 9 | 6 | 10,3 |
| 6 | ÁVILA | 4 | 5 | 7 | 9 | 10 | 11 | 12 | 11 | 10 | 9 | 7 | 4 | 8,3 |
| 7 | BADAJOS | 6 | 7 | 9 | 11 | 12 | 13 | 14 | 13 | 12 | 11 | 9 | 6 | 10,3 |
| 8 | BALEARES | 8 | 9 | 11 | 13 | 14 | 15 | 16 | 15 | 14 | 13 | 11 | 8 | 12,3 |
| 9 | BARCELONA | 8 | 9 | 11 | 13 | 14 | 15 | 16 | 15 | 14 | 13 | 11 | 8 | 12,3 |
| 10 | BURGOS | 4 | 5 | 7 | 9 | 10 | 11 | 12 | 11 | 10 | 9 | 7 | 4 | 8,3 |
| 11 | CÁCERES | 6 | 7 | 9 | 11 | 12 | 13 | 14 | 13 | 12 | 11 | 9 | 6 | 10,3 |
| 12 | CÁDIZ | 8 | 9 | 11 | 13 | 14 | 15 | 16 | 15 | 14 | 13 | 11 | 8 | 12,3 |
| 13 | CANTABRIA | 8 | 9 | 11 | 13 | 14 | 15 | 16 | 15 | 14 | 13 | 11 | 8 | 12,3 |
| 14 | CASTELLÓN | 8 | 9 | 11 | 13 | 14 | 15 | 16 | 15 | 14 | 13 | 11 | 8 | 12,3 |
| 15 | CEUTA | 8 | 9 | 10 | 12 | 13 | 13 | 14 | 13 | 13 | 12 | 11 | 8 | 11,3 |
| 16 | CIUDAD REAL | 5 | 6 | 8 | 10 | 11 | 12 | 13 | 12 | 11 | 10 | 8 | 5 | 9,3 |
| 17 | CÓRDOBA | 6 | 7 | 9 | 11 | 12 | 13 | 14 | 13 | 12 | 11 | 9 | 6 | 10,3 |
| 18 | LA CORUÑA | 8 | 9 | 11 | 13 | 14 | 15 | 16 | 15 | 14 | 13 | 11 | 8 | 12,3 |
| 19 | CUENCA | 4 | 5 | 7 | 9 | 10 | 11 | 12 | 11 | 10 | 9 | 7 | 4 | 8,3 |
| 20 | GERONA | 6 | 7 | 9 | 11 | 12 | 13 | 14 | 13 | 12 | 11 | 9 | 6 | 10,3 |
| 21 | GRANADA | 6 | 7 | 9 | 11 | 12 | 13 | 14 | 13 | 12 | 11 | 9 | 6 | 10,3 |
| 22 | GUADALAJARA | 6 | 7 | 9 | 11 | 12 | 13 | 14 | 13 | 12 | 11 | 9 | 6 | 10,3 |
| 23 | GUIPÚZCOA | 8 | 9 | 11 | 13 | 14 | 15 | 16 | 15 | 14 | 13 | 11 | 8 | 12,3 |
| 24 | HUELVA | 8 | 9 | 11 | 13 | 14 | 15 | 16 | 15 | 14 | 13 | 11 | 8 | 12,3 |
| 25 | HUESCA | 5 | 6 | 8 | 10 | 11 | 12 | 13 | 12 | 11 | 10 | 8 | 5 | 9,3 |
| 26 | JAÉN | 8 | 9 | 11 | 13 | 14 | 15 | 17 | 16 | 14 | 13 | 11 | 7 | 12,3 |
| 27 | LEÓN | 4 | 5 | 7 | 9 | 10 | 11 | 12 | 11 | 10 | 9 | 7 | 4 | 8,3 |
| 28 | LÉRIDA | 5 | 6 | 8 | 10 | 11 | 12 | 13 | 12 | 11 | 10 | 8 | 5 | 9,3 |
| 29 | LUGO | 6 | 7 | 9 | 11 | 12 | 13 | 14 | 13 | 12 | 11 | 9 | 6 | 10,3 |
| 30 | MADRID | 6 | 7 | 9 | 11 | 12 | 13 | 14 | 13 | 12 | 11 | 9 | 6 | 10,3 |
| 31 | MÁLAGA | 8 | 9 | 11 | 13 | 14 | 15 | 16 | 15 | 14 | 13 | 11 | 8 | 12,3 |
| 32 | MELILLA | 8 | 9 | 11 | 13 | 14 | 15 | 16 | 15 | 14 | 13 | 11 | 8 | 12,3 |
| 33 | MURCIA | 8 | 9 | 11 | 13 | 14 | 15 | 16 | 15 | 14 | 13 | 11 | 8 | 12,3 |
| 34 | NAVARRA | 5 | 6 | 8 | 10 | 11 | 12 | 13 | 12 | 11 | 10 | 8 | 5 | 9,3 |
| 35 | ORENSE | 5 | 7 | 9 | 11 | 12 | 13 | 14 | 13 | 12 | 11 | 9 | 6 | 10,2 |
| 36 | PALENCIA | 5 | 6 | 8 | 10 | 11 | 12 | 13 | 12 | 11 | 10 | 8 | 5 | 9,3 |
| 37 | LAS PALMAS | 8 | 9 | 11 | 13 | 14 | 15 | 16 | 15 | 14 | 13 | 11 | 8 | 12,3 |
| 38 | PONTEVEDRA | 8 | 9 | 11 | 13 | 14 | 15 | 16 | 15 | 14 | 13 | 11 | 8 | 12,3 |
| 39 | LA RIOJA | 6 | 7 | 9 | 11 | 12 | 13 | 14 | 13 | 12 | 11 | 9 | 6 | 10,3 |
| 40 | SALAMANCA | 5 | 6 | 8 | 10 | 11 | 12 | 13 | 12 | 11 | 10 | 8 | 5 | 9,3 |
| 41 | STA. C. DE TENERIFE | 8 | 9 | 11 | 13 | 14 | 15 | 16 | 15 | 14 | 13 | 11 | 8 | 12,3 |
| 42 | SEGOVIA | 4 | 5 | 7 | 9 | 10 | 11 | 12 | 11 | 10 | 9 | 7 | 4 | 8,3 |
| 43 | SEVILLA | 8 | 9 | 11 | 13 | 14 | 15 | 16 | 15 | 14 | 13 | 11 | 8 | 12,3 |
| 44 | SORIA | 4 | 5 | 7 | 9 | 10 | 11 | 12 | 11 | 10 | 9 | 7 | 4 | 8,3 |
| 45 | TARRAGONA | 6 | 7 | 9 | 11 | 12 | 13 | 14 | 13 | 12 | 11 | 9 | 6 | 10,3 |
| 46 | TERUEL | 4 | 5 | 7 | 9 | 10 | 11 | 12 | 11 | 10 | 9 | 7 | 4 | 8,3 |
| 47 | TOLEDO | 6 | 7 | 9 | 11 | 12 | 13 | 14 | 13 | 12 | 11 | 9 | 6 | 10,3 |
| 48 | VALENCIA | 8 | 9 | 11 | 13 | 14 | 15 | 16 | 15 | 14 | 13 | 11 | 8 | 12,3 |
| 49 | VALLADOLID | 5 | 6 | 8 | 10 | 11 | 12 | 13 | 12 | 11 | 10 | 8 | 5 | 9,3 |
| 50 | VIZCAYA | 6 | 7 | 9 | 11 | 12 | 13 | 14 | 13 | 12 | 11 | 9 | 6 | 10,3 |
| 51 | ZAMORA | 5 | 6 | 8 | 10 | 11 | 12 | 13 | 12 | 11 | 10 | 8 | 5 | 9,3 |
| 52 | ZARAGOZA | 5 | 6 | 8 | 10 | 11 | 12 | 13 | 12 | 11 | 10 | 8 | 5 | 9,3 |

Tabla 2-1. Temperatura mínima media del agua de la red general, en °C, obtenida a partir de medidas directas. (Fuente: CENSOLAR [10])

| | Temperatura agua de red [°C] |
|------------|------------------------------|
| Enero | 10 |
| Febrero | 11 |
| Marzo | 11 |
| Abril | 13 |
| Mayo | 14 |
| Junio | 16 |
| Julio | 17 |
| Agosto | 17 |
| Septiembre | 16 |
| Octubre | 14 |
| Noviembre | 12 |
| Diciembre | 10 |
| Promedio | 13,4 |

Tabla 2-2. Temperatura media del agua de la red general en °C. (Fuente: IDAE [2])

| | Consumo de ACS medio a 50 °C [L/día] | | | | | Media anual |
|------------|--------------------------------------|----------|-----------|-----------|----------|-------------|
| | Bidé | Ducha | Lavamanos | Fregadero | Total | |
| Enero | 5,600 | 84,643 | 1,974 | 19,250 | 111,467 | 127,630 |
| Febrero | 5,538 | 85,077 | 1,952 | 19,179 | 111,747 | |
| Marzo | 5,538 | 85,077 | 1,952 | 19,179 | 111,747 | |
| Abril | 5,405 | 96,903 | 1,905 | 19,027 | 123,241 | |
| Mayo | 5,333 | 97,476 | 1,880 | 18,944 | 123,634 | |
| Junio | 5,176 | 112,034 | 1,825 | 18,765 | 137,799 | |
| Julio | 5,091 | 151,896 | 2,138 | 18,667 | 177,792 | |
| Agosto | 5,091 | 112,805 | 1,795 | 18,667 | 138,357 | |
| Septiembre | 5,176 | 112,034 | 1,825 | 18,765 | 137,799 | |
| Octubre | 5,333 | 97,476 | 1,880 | 18,944 | 123,634 | |
| Noviembre | 5,474 | 96,361 | 1,929 | 19,105 | 122,869 | |
| Diciembre | 5,600 | 84,643 | 1,974 | 19,250 | 111,467 | |
| Anual | 64,357 | 1216,425 | 23,030 | 227,743 | 1531,555 | |

Tabla 2-3. Consumos de ACS medios diarios, a una temperatura de 50 °C

| | | Horario de uso | | | |
|--------------------|------------|----------------|-------------|-------------|---------------------------|
| | | Bidé | Ducha | Lavamanos | Lavalozas |
| Invierno y otoño | Ocupante 1 | 16:00-17:00 | 21:00-22:00 | 21:00-22:00 | - |
| | Ocupante 2 | 16:00-17:00 | 20:00-21:00 | 20:00-21:00 | 15:00-16:00 y 23:00-00:00 |
| | Ocupante 3 | - | 19:00-20:00 | 19:00-20:00 | - |
| | Ocupante 4 | - | - | - | - |
| Verano y primavera | Ocupante 1 | 17:00-18:00 | 21:00-22:00 | 21:00-22:00 | - |
| | Ocupante 2 | 16:00-17:00 | 21:00-22:00 | 21:00-22:00 | 15:00-16:00 y 23:00-00:00 |
| | Ocupante 3 | - | 22:00-23:00 | 22:00-23:00 | - |
| | Ocupante 4 | - | 14:00-15:00 | 14:00-15:00 | - |

Tabla 2-5. Horarios de consumo del ACS por los ocupantes

La energía demandada para el calentamiento del ACS para los dos casos, demanda media y demanda máxima, se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$E_{ACS} = D_{ACS} \text{ l/día} \cdot (T_{ACS} - T_{AFCH})^{\circ C} \cdot 1,16 \text{ Wh}/(^{\circ C} \cdot \text{l})/1000 \text{ W/kW}$$

En donde

- E_{ACS} : Es la energía demandada de ACS (kWh/día).
- D_{ACS} : Es la demanda diaria de ACS (l/día).
- T_{ACS} : Es la temperatura de preparación de ACS ($^{\circ}C$)
- T_{AFCH} : Es la temperatura del agua fría de red ($^{\circ}C$)

$$E_{ACS,media} = 127,630 \text{ l/día} \cdot (50 - 13,4)^{\circ C} \cdot 1,16 \text{ Wh}/(^{\circ C} \cdot \text{l})/1000 \text{ W/kW} = 5,419 \text{ kWh/día}$$

$$E_{ACS,máxima} = 211,278 \text{ l/día} \cdot (50 - 8)^{\circ C} \cdot 1,16 \text{ Wh}/(^{\circ C} \cdot \text{l})/1000 \text{ W/kW} = 10,293 \text{ kWh/día}$$

Aunque para ser más precisos, se calculó la energía demandada media para el calentamiento de ACS para cada mes, como se muestra en la tabla 2-6, que es la que se utiliza en el apartado para realizar el balance económico final.

| | Energía media demandada de ACS | | |
|-------------------|--------------------------------|---------|----------|
| | kWh/día | kWh/mes | kWh/año |
| Enero | 5,172 | 160,334 | 1961,467 |
| Febrero | 5,055 | 141,552 | |
| Marzo | 5,055 | 156,719 | |
| Abril | 5,290 | 158,686 | |
| Mayo | 5,163 | 160,052 | |
| Junio | 5,435 | 163,044 | |
| Julio | 6,806 | 210,982 | |
| Agosto | 5,296 | 164,186 | |
| Septiembre | 5,435 | 163,044 | |
| Octubre | 5,163 | 160,052 | |
| Noviembre | 5,416 | 162,482 | |
| Diciembre | 5,172 | 160,334 | |

Tabla 2-6. Energía media demanda de ACS a 50 $^{\circ}C$

En la figura 2-1 se muestra gráficamente la evolución de la demanda media de ACS y de la demanda media energética de ACS a lo largo de un año.

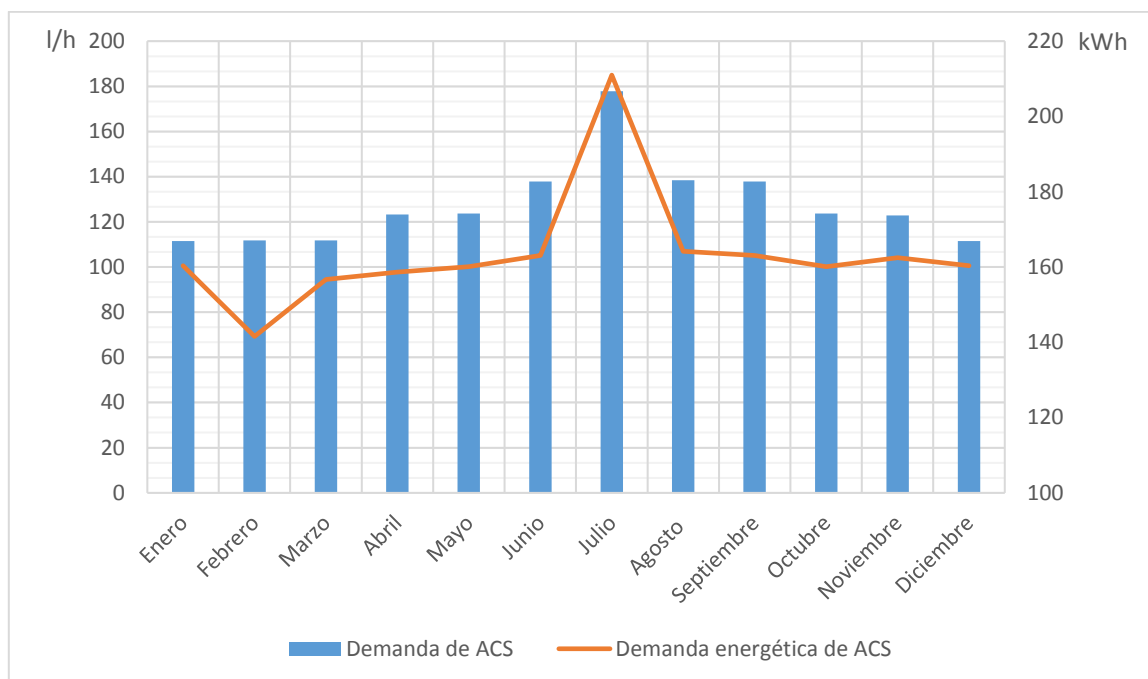


Figura 2-1. Evolución de la demanda media de ACS y demanda energética de ACS durante un año. (Fuente: Excel)

2.2 SISTEMA DE ACUMULACIÓN Y POTENCIA DEL SISTEMA DE ACS

Quando el sistema de generación de ACS tiene que cubrir una demanda de agua caliente simultánea superior a la que puede producir, se necesitará un acumulador. Por lo tanto, a lo largo de este apartado se muestra el cálculo del volumen del sistema de acumulación y la potencia necesaria para producir ACS a la temperatura deseada. Se calculó tanto la potencia para la producción instantánea (para sistemas sin acumulación) como la potencia para sistemas con acumulación, para poder elegir el sistema que mejor se adapte a las necesidades de la vivienda.

En primer lugar, se calculó potencia para la producción instantánea que se necesita. La potencia en producción debe ser capaz de proporcionar las necesidades del momento punta más desfavorable del año, el resto del tiempo la regulación adecuará la potencia a las necesidades de cada momento. Para ello se tiene que saber primeramente el caudal punta o simultáneo.

Como se tienen datos de los consumos y de las franjas horarias, se puede hacer una estimación del caudal simultaneo más desfavorable que se pueda dar. Los caudales de cada aparato de ACS se muestran en la tabla 2-7, de los que se decidió que se podría dar el caso del funcionamiento simultaneo de dos duchas, en el peor de los casos.

| | Caudales [l/s] | | | |
|----------------------------|----------------|-----------|-------|-------|
| | Fregadero | Lavamanos | Bidé | Ducha |
| Tª del agua fría de red | 0,200 | 0,200 | 0,150 | 2,000 |
| Tª preparación ACS (50 °C) | 0,124 | 0,124 | 0,099 | 0,124 |

Tabla 2-7. Caudales de los diferentes aparatos para el consumo de ACS.

Como resultado se obtiene el siguiente caudal instantáneo ($Q_{inst.}$), para la producción instantánea de ACS, de:

$$Q_{inst.} = 0,124 + 0,124 = 0,248 \text{ l/s}$$

Con el caudal instantáneo ya calculado, se puede proceder al cálculo de la potencia para la producción instantánea de ACS, la cual resulta:

$$P = Q_{inst.}(l/s) \cdot 3600(s/h) \cdot (T_{ACS} - T_{AFCH})(^{\circ}C) \cdot 1,16(Wh/l \cdot ^{\circ}C) = 0,248 \cdot 3600 \cdot (50 - 8) \cdot 1,16 = 43497 \text{ W} = \mathbf{43,497 \text{ kW}}$$

Para la fórmula anterior se utilizó la temperatura de agua red (T_{AFCH}) más desfavorable de todo el año, obtenida de la tabla 2-1, de Pontevedra, ya que es la zona más próxima y además está a la misma altitud sobre el nivel del mar que la ubicación de la vivienda.

Ahora, el siguiente paso es calcular el volumen y la potencia necesaria para la producción de ACS con acumulación, para lo cual se siguen los pasos expuestos en la "Guía Técnica Agua Caliente Central" del "Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía [2]" (IDAE).

La producción de ACS está determinada por el binomio "potencia/capacidad de la acumulación". Se denominan sistemas de acumulación a aquellos cuyo volumen cubre la hora punta, mientras que la denominación semiacumulación se reserva para capacidades de acumulación que sólo cubren unos minutos punta. Para este caso se hicieron varios cálculos, con un sistema para cubrir la hora punta y con otro para cubrir solamente unos minutos, para así tener varios volúmenes de referencia a la hora de probar configuraciones de sistemas de ACS de solar térmica, que solo pueden acumular calor durante las horas solares del día, y en donde aumentando la capacidad de acumulación se pueden conseguir contribuciones de ACS, a partir de la energía solar térmica, mayores.

La energía útil que proporcione el sistema debe ser capaz de cubrir la demanda en punta (Q_{punta}), la cual se estimó en 174,154 l.

La energía útil proporcionada por el sistema se calcula de la siguiente manera:

$$E_{hp} = Q_{punta}(l) \cdot (T_{ACS} - T_{AFCH})(^{\circ}C) \cdot 1,16 \left(\frac{Wh}{l} \cdot ^{\circ}C \right) = 174,154 \cdot (50 - 8) \cdot 1,16 = 8484,783 \text{ Wh} = 8,845 \text{ kWh}$$

La energía proporcionada por el sistema es la suma de la que aporta la producción (intercambiador) más la almacenada en los depósitos de acumulación.

La energía que aporta la producción referida a 1 hora, resulta:

$$E_{producción} = P_{calderas}(W) \cdot 1h \cdot \eta_{prdACS}$$

Donde,

- $P_{calderas}$: Potencia útil del equipo generador de calor para ACS (caldera, bomba de calor, etc.)
- η_{prdACS} : Rendimiento del sistema de producción de ACS, incluye las pérdidas por intercambio, acumulación distribución y recirculación.

La energía acumulada en los depósitos, que puede ser utilizada durante la punta de consumo es:

$$E_{acumulación} = V_{acumulación}(l) \cdot (T_{acumulación} - T_{AFCH})(^{\circ}C) \cdot 1,16(Wh/l \cdot ^{\circ}C) \cdot F_{uso \text{ acumulación}}$$

En donde,

- $V_{acumulación}$: Volumen total de los depósitos (acumulación o interacumuladores)
- $T_{acumulación}$: Temperatura de acumulación del agua, en este caso 50 °C.
- $F_{uso\ acumulación}$: Factor de uso del volumen acumulado, depende de la geometría (esbeltez) y del número de depósitos de acumulación, ya que en el interior de los mismos existe una zona de mezcla entre las aguas fría y caliente, en la cual la temperatura resulta inferior a la de uso, por lo que dicho volumen no puede ser utilizado.

El factor de uso se calcula de la siguiente forma:

$$F_{uso\ acumulación} = 0,63 + 0,14 \cdot H/D$$

Donde H y D son la altura y diámetro del depósito respectivamente.

Para dimensionar la instalación de producción de ACS debe considerarse que la energía aportada (producción más acumulación) ha de igualar a la consumida en la punta; por ello si los volúmenes de acumulación son menores las potencias deberán ser mayores (sistemas de semiacumulación, o semiinstantáneos) y si los volúmenes de acumulación son mayores las potencias podrán ser inferiores (sistemas de acumulación).

La potencia a instalar resulta:

$$P_{calderas} = [Q_{punta} \cdot (T_{ACS} - T_{AFCH}) - V_{acumulación} \cdot (T_{acumulación} - T_{AFCH}) \cdot F_{uso\ acumulación}] \cdot 1,16/\eta_{prdACS}$$

Como ni en este apartado ni en los anteriores se eligió un tipo de sistema a instalar para la producción de ACS, no se puede saber todavía la potencia que tendrá el mismo, ya que depende del volumen de acumulación y del rendimiento de la producción de ACS. Para ello se exponen varias propuestas de sistemas de producción de ACS apartado 2.4.

Por tanto, se realizó una estimación de la potencia con un porcentaje de acumulación del 100%, para así poder partir con valores aproximados de la potencia necesaria para la producción de ACS a la hora de elegir el sistema más idóneo, tal y como se muestra a continuación:

Para este caso se calculó la potencia de acumulación para cubrir el 100% de la demanda de ACS en punta, por lo que el volumen de acumulación será aproximadamente de 174,154 l. Para ello se escogió un interacumulador de 160 l, con un diámetro de 667 mm y una altura 1203 mm.

Con lo cual, el factor de uso resulta:

$$F_{uso\ acumulación} = 0,63 + 0,14 \cdot H/D = 0,63 + 0,14 \cdot 1203/667 = 0,883$$

Y la potencia a instalar, considerando un rendimiento de caldera del 80%

$$P_{caldera} = [Q_{punta} \cdot (T_{ACS} - T_{AFCH}) - V_{acumulación} \cdot (T_{acumulación} - T_{AFCH}) \cdot F_{uso\ acumulación}] \cdot \frac{1,16}{\eta_{prdACS}} = [174,154 \cdot (50 - 8) - 160 \cdot (50 - 8) \cdot 0,883] \cdot \frac{1,16}{0,8} = 2002,027 \text{ W} = 2,002 \text{ kW}$$

Con el cálculo así realizado se tiene un tiempo de calentamiento de:

$$t_p = 160(l) \cdot (50 - 8)(\text{°C}) \cdot 1,16 (\text{Wh/l} \cdot \text{°C}) / (2002,027 (\text{W}) \cdot 0,8) = 4,86 \text{ horas}$$

Este valor es un poco elevado, en los sistemas de acumulación total la potencia de calderas vendrá impuesta por un tiempo preestablecido para calentamiento de los depósitos, del orden de tres o cuatro horas; en el reglamento de 1981 se establecía un tiempo mínimo de 2 horas:

$$P_{caldera} = 160(l) \cdot (50 - 8)(^{\circ}\text{C}) \cdot 1,16(\text{Wh}/l \cdot ^{\circ}\text{C}) / (4h \cdot 0,8) = 2436 \text{ W} = \mathbf{2,436 \text{ kW}}$$

Se calculó también la potencia necesaria para el ACS en el caso de utilizar un volumen mayor que cubra de sobra la demanda pico, concretamente de 200 l.

$$P_{caldera} = 200(l) \cdot (50 - 8)(^{\circ}\text{C}) \cdot 1,16(\text{Wh}/l \cdot ^{\circ}\text{C}) / (4h \cdot 0,8) = 3045 \text{ W} = \mathbf{3,045 \text{ kW}}$$

Estos valores de potencia se utilizan a modo orientativo para la elección de la propuesta final del sistema de producción de ACS y ACC (ANÁLISIS DE LAS PROPUESTAS Y ELECCIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE ACS Y ACC, 2.4), puesto que todavía no se sabe el sistema a utilizar.

2.3 POTENCIA Y DEMANDA DE CALEFACCIÓN (ACC)

Para poder saber la demanda de calefacción y la potencia del sistema de calefacción para cubrir la misma que tiene la vivienda, se utilizó el programa *DesignBuilder*, en el cual se diseñó un modelo de la vivienda, tanto interior como exterior, donde también se incluyeron edificios colindantes que pudiesen generar sombras, y se introdujeron datos, no solo relativos a los materiales de construcción de la vivienda, sino de usos de calefacción, ocupación, etc.

A lo largo de este apartado se desarrollan los pasos más relevantes que se siguieron para la simulación final donde se obtienen los datos relativos a la calefacción.

Previamente al uso de *DesignBuilder*, se ha de obtener datos climáticos del lugar, para poder importarlos posteriormente con el *DesignBuilder*, para poder realizar la simulación final. Para ello se usa el programa *Meteonorm*, introduciendo en primer lugar los datos de latitud, longitud del lugar y altura sobre el nivel del mar (figura 2-2), después se elige el formato de salida que se desea, que para este caso es *EnergyPlus* (.epw) (figura 2-3), y ya por último se exporta a la carpeta que se desee (figura 2-4).

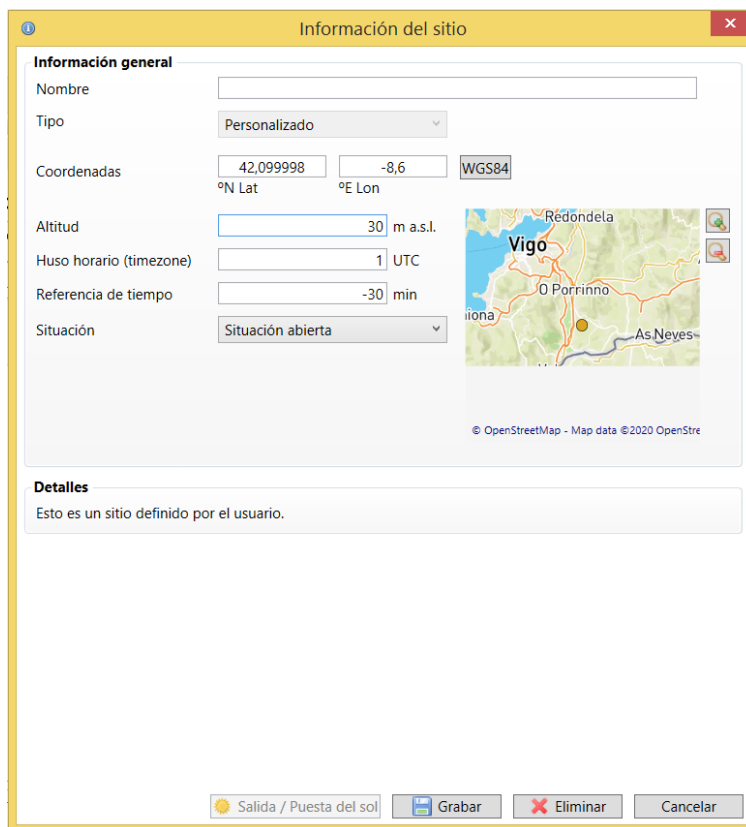


Figura 2-2. Ventana de datos de información del sitio. (Fuente: Meteonorm)

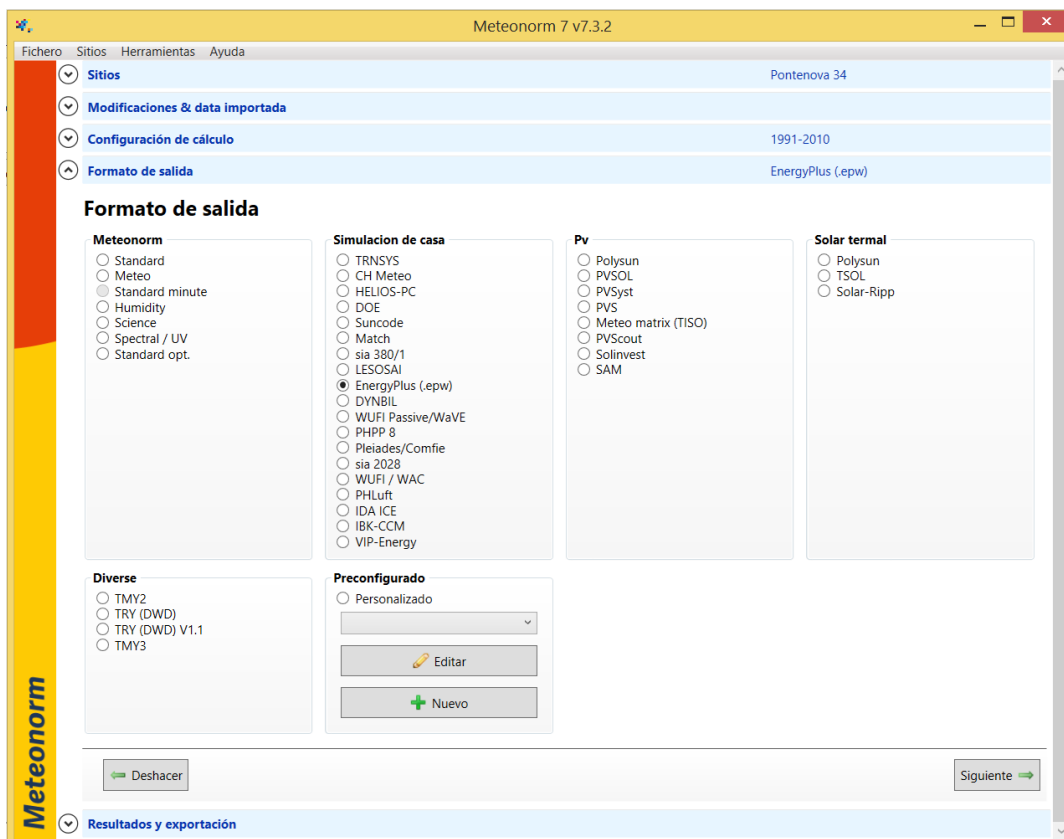


Figura 2-3. Ventana para la elección del formato de salida. (Fuente: Meteonorm)

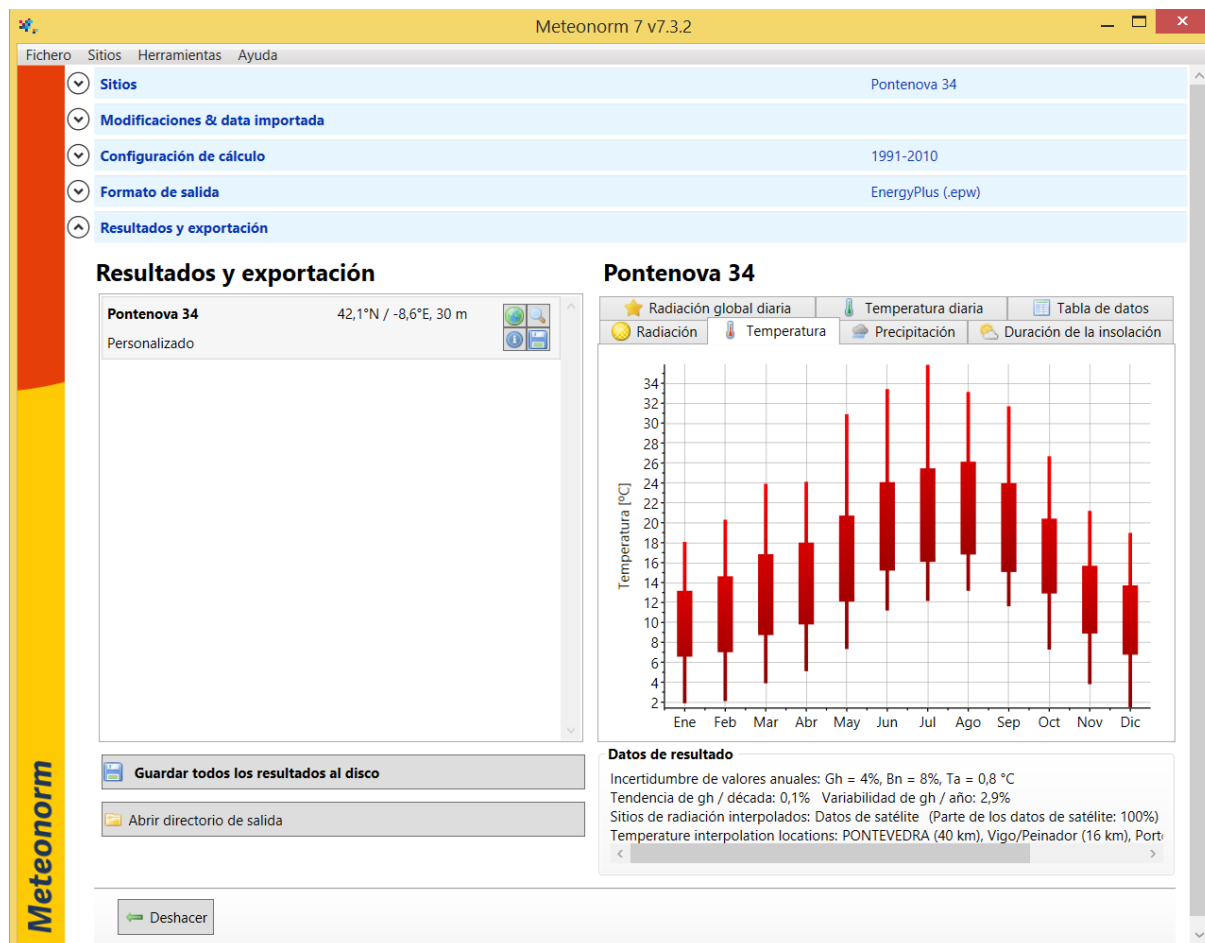


Figura 2-4. Ventana de resultados y exportación. (Fuente: Meteornorm)

Una vez exportados los datos de *Meteornorm*, se abre *DesignBuilder* para comenzar con el diseño del modelo. El diseño del edificio en *DesignBuilder* es bastante intuitivo, ya que su interfaz es muy similar a la de programas de diseño como por ejemplo *Sketchup*.

Para el diseño se utilizan tres tipos de bloques: bloques de edificio, bloques de contorno y bloques de componente. Los bloques de edificio permiten modelar una parte específica del edificio, generando automáticamente los cerramientos que la delimitan. Los bloques de contorno, son bloques "auxiliares" que pueden ser manipulados fácilmente hasta lograr la forma geométrica deseada, para luego convertirse en bloques de edificio o de componente. Por último, generan bloques "sólidos" que pueden emplearse para modelar elementos accesorios del edificio, como balcones, salientes, pretilas, bardas e incluso construcciones vecinas.

Sabiendo esto y con los planos del edificio (Planos nº 4 al 8) se puede modelar la estructura del edificio tanto exterior como interiormente, tal y como se puede ver en las figuras 2-5, 2-6, 2-7 y 2-8.

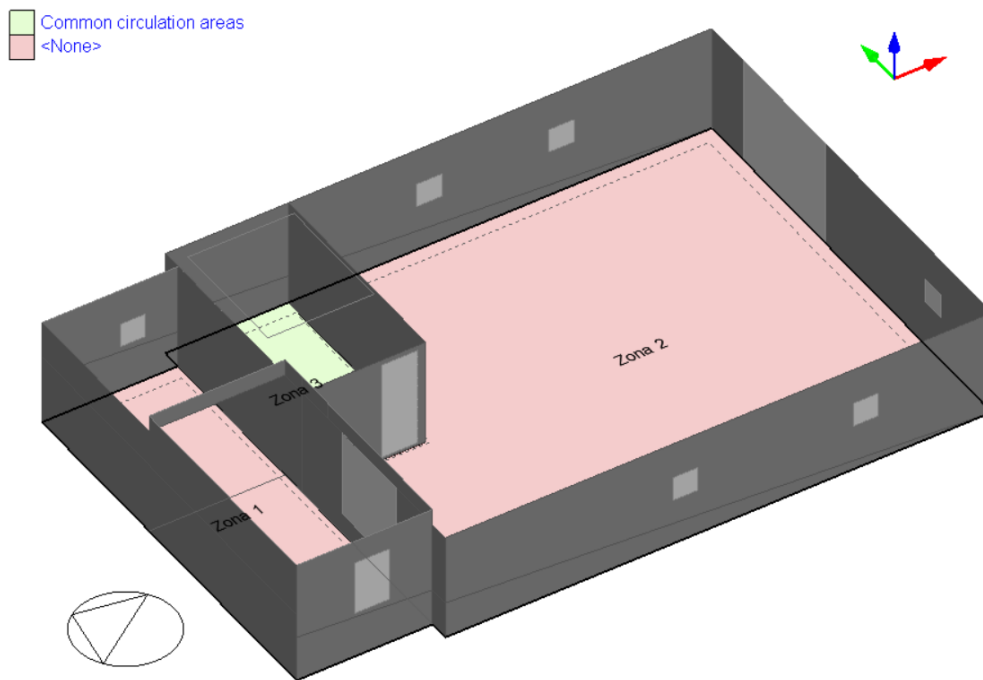


Figura 2-5. Modelado del Garaje. (Fuente: DesignBuilder)

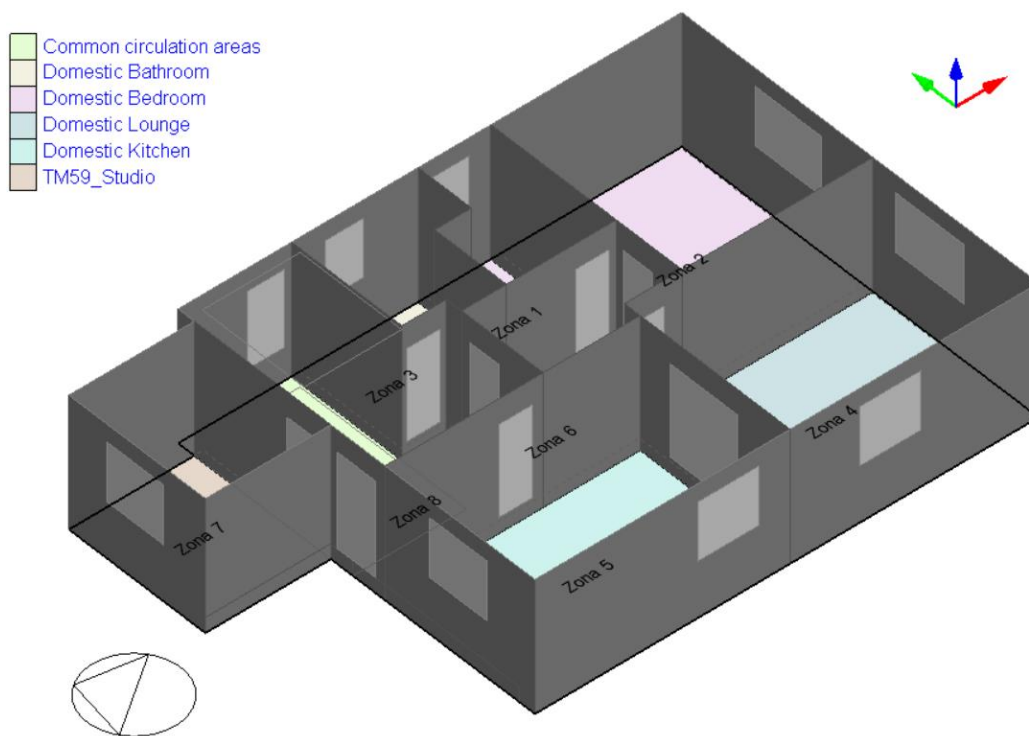


Figura 2-6. Modelado de la planta baja. (Fuente: DesignBuilder)

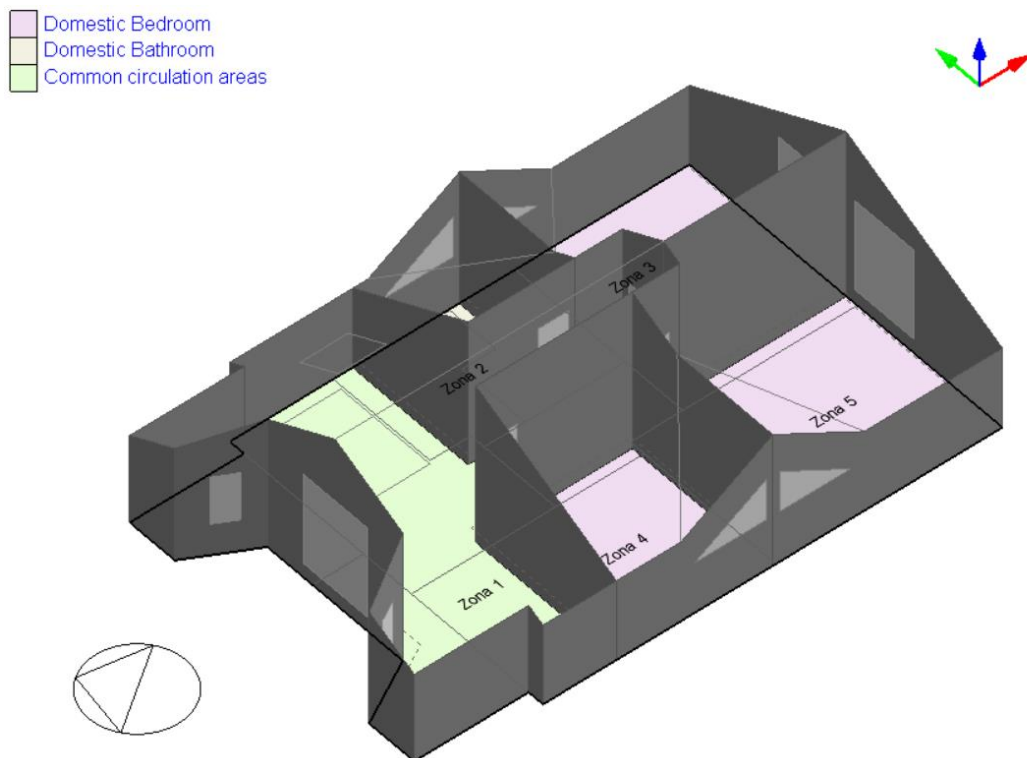


Figura 2-7. Modelado de la primera planta. (Fuente: DesignBuilder)

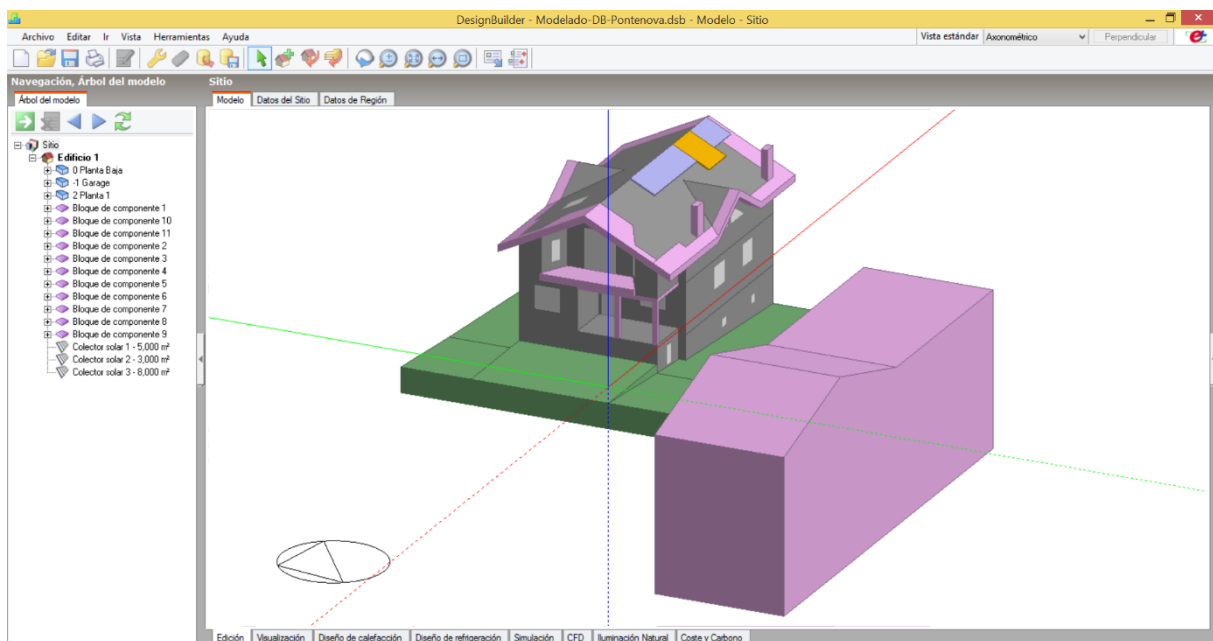


Figura 2-8. Modelado de la vivienda, terreno y edificio colindante. (Fuente: DesignBuilder)

En la figura 2-8 se pueden apreciar los distintos bloques utilizados. Las partes de color gris son bloques de edificio, las de color rosa de componente, las verdes de componente de terreno, las lilas son de paneles fotovoltaicos (CÁLCULOS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, 3) y las naranjas con colectores solares (Propuesta de energía solar térmica, 2.4.5). El edificio de la derecha de la imagen es la vivienda a dimensionar y el edificio de la izquierda es el colindante, de ahí el color rosa (bloque de componente) ya que solo importará para la simulación las sombras que proyecte sobre la vivienda.

Una vez diseñada toda la estructura, se pasa al siguiente paso que es la introducción de los datos correspondientes a materiales de muros exteriores, de particiones interiores, e introducción de puertas y ventanas también con sus respectivos materiales (ver tablas 2-8, 2-9, 2-10 y 2-11). La introducción de estos datos se puede realizar a distintos niveles, como se muestra en la figura 2-9.

Por ejemplo, si se realiza a nivel de edificio, ese dato introducido se aplica a todas las zonas del edificio, si se aplica a nivel de zona solo afectará a esa zona y se desvinculará de los datos introducidos al nivel de edificio y se marcará en color rojo, como se ve en la figura 2-10 en particiones, y así sucesivamente.



Figura 2-9. Árbol del modelo donde se muestran los distintos niveles. (Fuente: DesignBuilder)

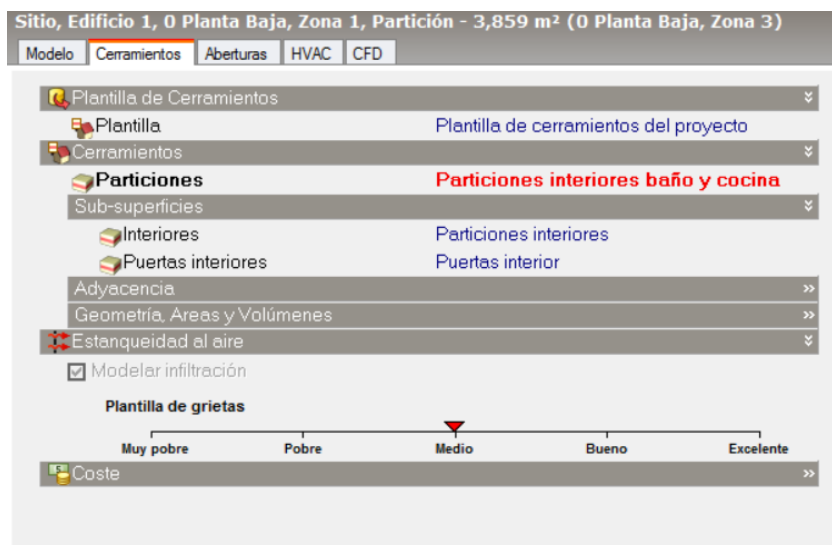


Figura 2-10. Ventana de cerramientos. (Fuente: DesignBuilder)

| | | | Cantidad | Medidas hueco (alto x ancho) cm | Doble cristal mm/ud | Cámara aire mm | Profundidad retranqueo exterior mm |
|-------------|--------|---------------|-----------|---------------------------------------|---------------------------|----------------------|---|
| Garaje | Zona 1 | V. NE | 1 | 50 x 50 | - | - | - |
| | | V. SO | 2 | 50 x 50 | - | - | - |
| | Zona 2 | V. SE | 1 | 50 x 50 | - | - | - |
| | | V. NE | 2 | 50 x 50 | - | - | - |
| Planta Baja | Zona 1 | V. NE | 1 | 130 x 103 | 4 | 16 | 251 |
| | Zona 2 | V. SE | 1 | 130 x 163 | 4 | 16 | 251 |
| | Zona 3 | V. NE | 1 | 130 x 85 | 4 | 16 | 266 |
| | | V. SE | 1 | 130 x 170 | 4 | 16 | 251 |
| | Zona 4 | V. SO | 1 | 130 x 134 | 4 | 16 | 251 |
| | | V. SO | 1 | 130 x 134 | 4 | 16 | 266 |
| | Zona 5 | V. NO | 1 | 130 x 141 | 4 | 16 | 266 |
| | | V. NO | 1 | 130 x 141 | 4 | 16 | 251 |
| Zona 7 | V. NO | 1 | 130 x 141 | 4 | 16 | 251 | |
| Zona 8 | V. NE | 1 | 171 x 79 | 4 | 16 | 221 | |
| Planta 1 | Zona 1 | V. NO lateral | 2 | 121 x 57 | 4 | 16 | 221 |
| | | V. NO central | 1 | 229 x 178 | 4 | 16 | 251 |
| | | V. Tejado | 1 | 120 x 115 | 4 | 16 | 0 |
| | Zona 2 | V. NE | 1 | 103 x 169 | 4 | 16 | 241 |
| | Zona 3 | V. NE | 1 | 103 x 169 | 4 | 16 | 226 |
| | | V. SE | 1 | 229 x 165 | 4 | 16 | 251 |
| | Zona 4 | V. SO | 1 | 103 x 169 | 4 | 16 | 226 |
| | Zona 5 | V. SE | 1 | 229 x 165 | 4 | 16 | 251 |
| | | V. SO | 1 | 103 x 169 | 4 | 16 | 226 |

Tabla 2-8. Características de las ventanas de la vivienda parte 1

| | | | Material marco | Ancho marco | Proyección interior marco | Proyección exterior marco |
|-------------|--------|------------------|------------------|-------------|---------------------------|---------------------------|
| | | | | mm | mm | mm |
| Garaje | Zona 1 | V. NE | - | - | - | - |
| | Zona 2 | V. SO | - | - | - | - |
| | | V. SE | - | - | - | - |
| | | V. NE | - | - | - | - |
| Planta Baja | Zona 1 | V. NE | Aluminio con RPT | 80 | 5 | 5 |
| | Zona 2 | V. SE | Aluminio con RPT | 80 | 5 | 5 |
| | Zona 3 | V. NE | Aluminio con RPT | 80 | 5 | 5 |
| | Zona 4 | V. SE | Aluminio con RPT | 80 | 5 | 5 |
| | | V. SO | Aluminio con RPT | 80 | 5 | 5 |
| | Zona 5 | V. SO | Aluminio con RPT | 80 | 5 | 5 |
| | | V. NO | Aluminio con RPT | 80 | 5 | 5 |
| | Zona 7 | V. NO | Aluminio con RPT | 80 | 5 | 5 |
| Zona 8 | V. NE | Aluminio con RPT | 80 | 5 | 5 | |
| Planta 1 | Zona 1 | V. NO lateral | Aluminio con RPT | 65 | 35 | 5 |
| | | V. NO central | Aluminio con RPT | 80 | 5 | 5 |
| | | V. Tejado | Madera | 80 | 10 | 10 |
| | Zona 2 | V. NE | Aluminio con RPT | 65 | 30 | 10 |
| | Zona 3 | V. NE | Aluminio con RPT | 65 | 30 | 10 |
| | | V. SE | Aluminio con RPT | 80 | 5 | 5 |
| | Zona 4 | V. SO | Aluminio con RPT | 65 | 30 | 10 |
| | Zona 5 | V. SE | Aluminio con RPT | 80 | 5 | 5 |
| | | V. SO | Aluminio con RPT | 65 | 30 | 10 |

Tabla 2-9. Características de las ventanas de la vivienda parte 2

| | | | Ancho divisor vertical | Proyección interior divisor | Proyección exterior divisor | Persiana | Porcentaje de apertura |
|-------------|--------|---------------|------------------------|-----------------------------|-----------------------------|----------|------------------------|
| | | | mm | mm | mm | | |
| Garaje | Zona 1 | V. NE | - | - | - | No | 100% |
| | Zona 2 | V. SO | - | - | - | No | 100% |
| | | V. SE | - | - | - | No | 100% |
| | | V. NE | - | - | - | No | 100% |
| Planta Baja | Zona 1 | V. NE | 80 | 5 | 5 | Sí | 50% |
| | Zona 2 | V. SE | 80 | 5 | 5 | Sí | 50% |
| | Zona 3 | V. NE | 80 | 5 | 5 | Sí | 50% |
| | Zona 4 | V. SE | 80 | 5 | 5 | Sí | 50% |
| | | V. SO | 80 | 5 | 5 | Sí | 50% |
| | Zona 5 | V. SO | 80 | 5 | 5 | Sí | 50% |
| | | V. NO | 80 | 5 | 5 | Sí | 50% |
| | Zona 7 | V. NO | 80 | 5 | 5 | Sí | 50% |
| Zona 8 | V. NE | - | - | - | No | 0% | |
| Planta 1 | Zona 1 | V. NO lateral | 80 | 35 | 5 | No | 0% |
| | | V. NO central | 80 | 5 | 5 | Sí | 50% |
| | | V. Tejado | - | - | - | No | 0% |
| | Zona 2 | V. NE | 100 | 30 | 10 | No | 50% |
| | Zona 3 | V. NE | 100 | 30 | 10 | No | 50% |
| | | V. SE | 80 | 5 | 5 | Sí | 50% |
| | Zona 4 | V. SO | 100 | 30 | 10 | No | 50% |
| | Zona 5 | V. SE | 80 | 5 | 5 | Sí | 50% |
| | | V. SO | 100 | 30 | 10 | No | 50% |

Tabla 2-10. Características de las ventanas de la vivienda parte 3

| | Medidas (altura x anchura) [cm] | Material | | | Porcentaje de apertura |
|---------------------|---------------------------------|---------------|--------------|---------------|------------------------|
| | | Capa exterior | Capa central | Capa interior | |
| Puertas interiores | 204 x 73 | Roble 6 mm | MDF 23 mm | Roble 6 mm | 95% |
| Puerta principal PB | 211 x 93 | - | Haya 43 mm | - | 92% |
| Portal garaje | 220 x 255 | - | Acero 1 mm | - | 50% |
| Puerta garaje | 111 x 68 | - | Acero 1 mm | - | 99% |

Tabla 2-11. Características de las puertas de la vivienda

Una vez ya introducidos los datos anteriores en el programa, se procede a indicar al programa los datos relativos a ocupación, calefacción y ventilación. Para ello hay que dirigirse en primer lugar, a la pestaña de "HVAC" a nivel de edificio, como se muestra en la figura 2-11, para que se establezcan los cambios en todos los niveles inferiores.

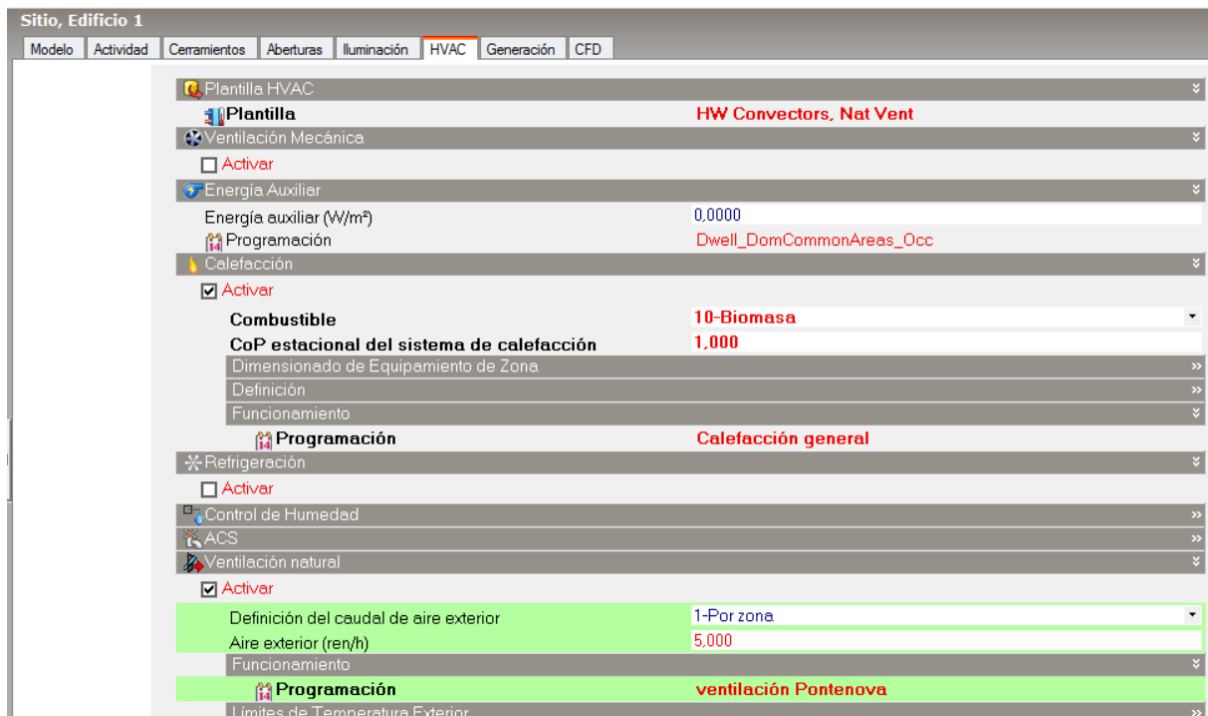


Figura 2-11. Ventana de "HVAC". (Fuente: DesignBuilder)

En ella se debe activar la casilla de calefacción y elegir un "CoP estacional del sistema de calefacción" de 1, ya que no se sabe todavía el sistema de calefacción a utilizar y de esta forma el consumo es igual a la demanda. El combustible que se elija no es importante, ya que no influye en el resultado final que se busca.

El siguiente paso es programar el uso de la caldera en la casilla programación. Para ello se eligieron dos programaciones diferentes, una para verano (apagada/off) y otra para invierno (calefacción Pontenova) como se puede ver en las figuras 2-12 y 2-13.

| Programaciones | | | | | | | |
|--|----------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| General | | | | | | | |
| General | | | | | | | |
| Nombre | Calefacción general | | | | | | |
| Descripción | | | | | | | |
| Fuente | UK NCM | | | | | | |
| Categoría | Espacios Residenciales | | | | | | |
| Región | General | | | | | | |
| Tipo de programación | 1-Programación 7/12 | | | | | | |
| Días de diseño | | | | | | | |
| Método de definición del día de diseño | 1-Uso final predeterminado | | | | | | |
| Uso final predeterminado | 5-Calefacción | | | | | | |
| Perfiles | | | | | | | |
| Mes | Lunes | Martes | Miércoles | Jueves | Viernes | Sábado | Domingo |
| Ene | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... |
| Feb | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... |
| Mar | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... |
| Abr | Off | Off | Off | Off | Off | Off | Off |
| May | Off | Off | Off | Off | Off | Off | Off |
| Jun | Off | Off | Off | Off | Off | Off | Off |
| Jul | Off | Off | Off | Off | Off | Off | Off |
| Ago | Off | Off | Off | Off | Off | Off | Off |
| Sep | Off | Off | Off | Off | Off | Off | Off |
| Oct | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... |
| Nov | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... |
| Dic | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... | Calefacción Ponte... |

Figura 2-12. Programación de la calefacción. (Fuente: DesignBuilder)

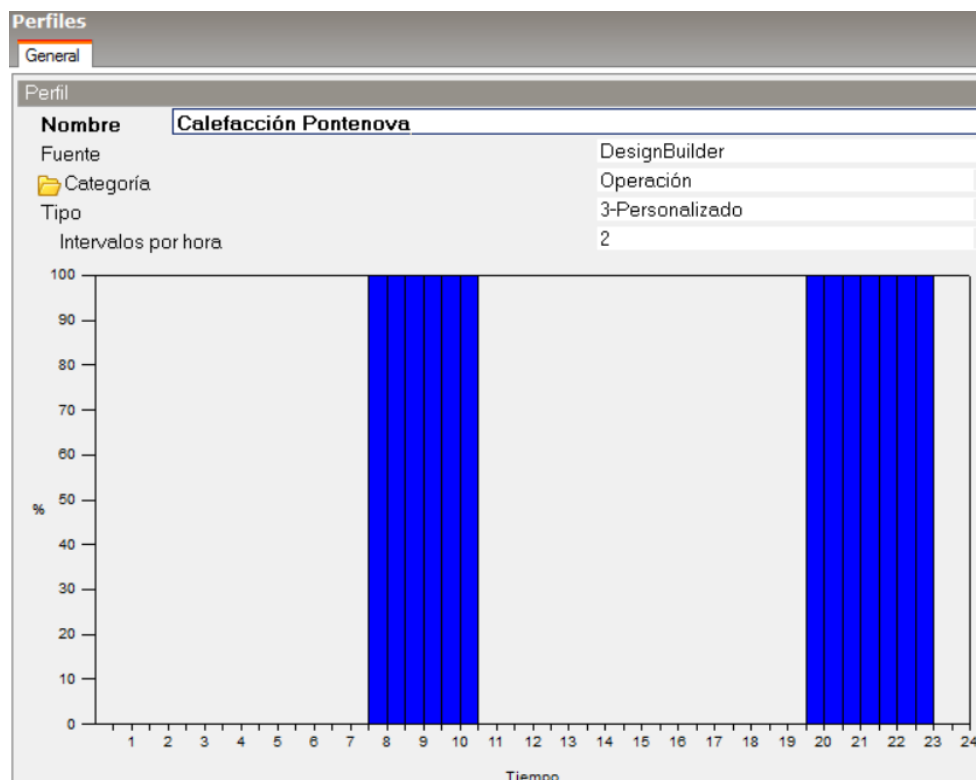


Figura 2-13. Perfil de la programación de la calefacción para los meses de invierno. (Fuente: DesignBuilder)

En la ventana del perfil de programación de la calefacción para invierno, figura 2-13, se decidió activar la calefacción 3 horas por la mañana a pleno rendimiento (100%) y 3 horas y media por la noche, también a pleno rendimiento.

Por último, en la pestaña de "HVAC", se activa la opción de ventilación natural (ya que no se dispone de ningún sistema de ventilación mecánica en la vivienda) y se eligen 5 ren/h (renovaciones/hora) por zona, que como empíricamente es bastante complejo de calcular, este es un valor bastante usado para una vivienda media y también es el que ofrece DesignBuilder por defecto.

Una vez se ha terminado de introducir todos los datos mencionados en la pestaña "HVAC", se cambia a la pestaña "Actividad", donde a nivel de edificio solamente se debe elegir las consignas de temperatura de calefacción que se aplicarán a todas las zonas habitables de la vivienda, como se muestra en la figura 2-14, donde la consigna de temperatura principal para la calefacción será de 21 °C.

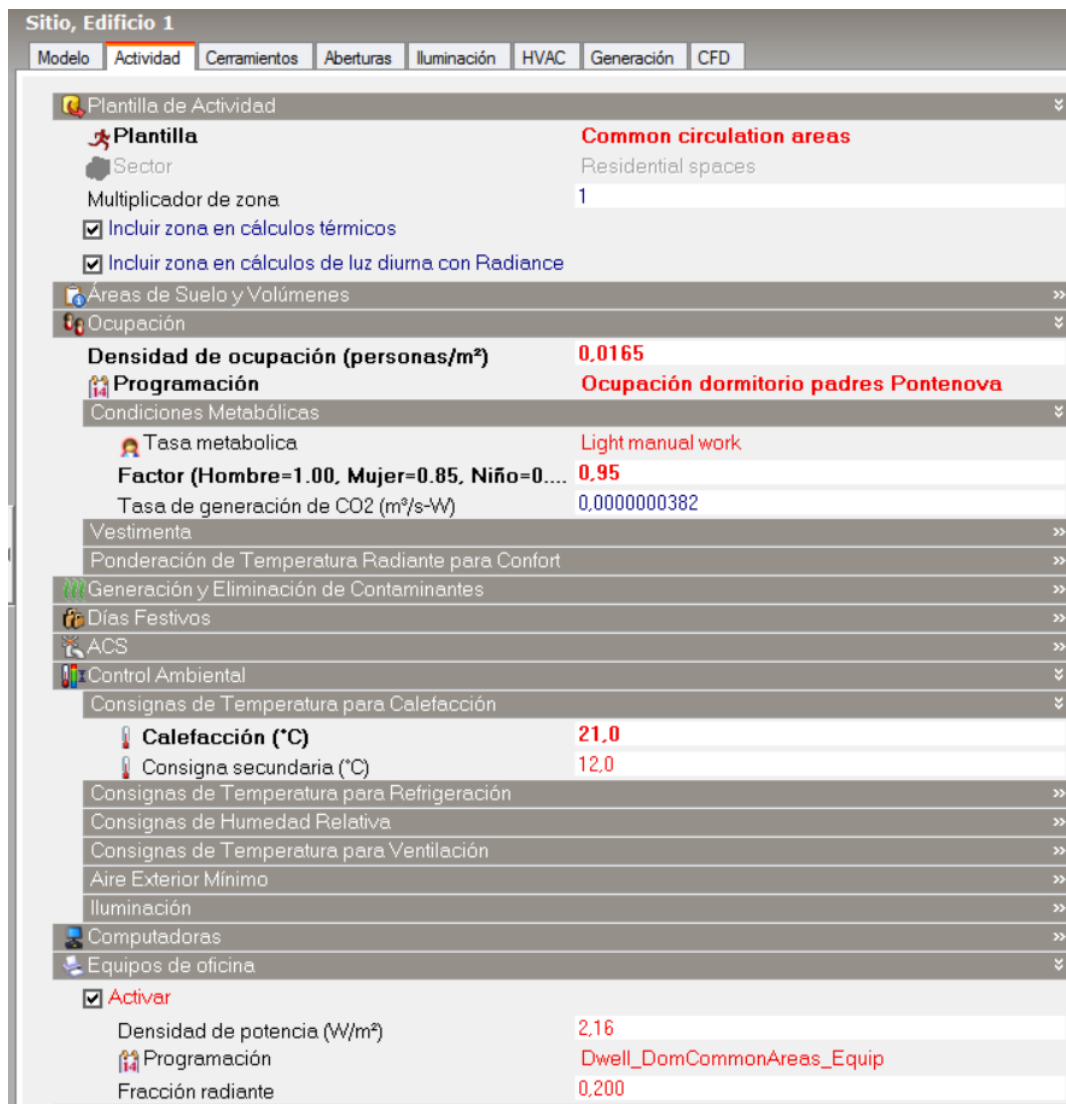


Figura 2-14. Ventana de "Actividad" a nivel de edificio. (Fuente: DesignBuilder)

Los demás datos se dejan como viene por defecto, ya que se introducen zona por zona y no a nivel de edificio, para que los resultados de la simulación tengan una mayor exactitud.

Lo primero a seleccionar en la pestaña de "Actividad" a nivel de zona es que tipo de zona es en la casilla de "Plantilla de Actividad", en donde se elige si es una zona acondicionada o no acondicionada y si es acondicionada que clase de zona es (cocina, baño, etc.), tal y como se muestra en la figura 2-15. Se pueden ver todas las zonas con su respectiva plantilla en las anteriores figuras 2-5, 2-6, 2-7, en donde se le asigna un color dependiendo del tipo de zona y de la plantilla elegida.

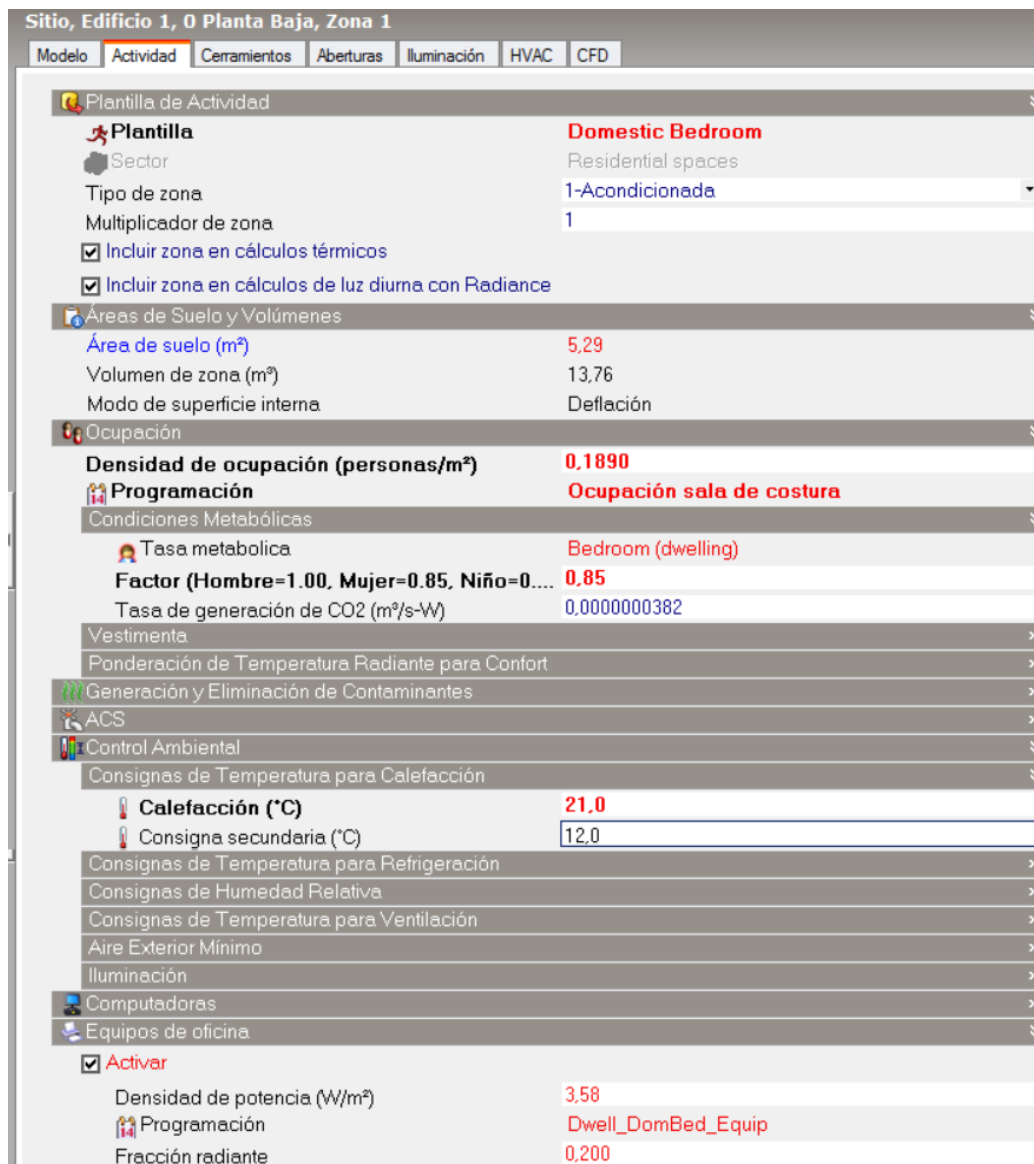


Figura 2-15. Ventana de "Actividad" a nivel de zona. (Fuente: DesignBuilder)

El segundo paso es añadir los datos respecto a la ocupación, en donde primero se introduce la densidad de personas y el factor de condiciones metabólicas por zona, tabla 2-12, y después la programación de la ocupación de un modo similar a como se hizo para la calefacción, tal y como se muestra en las figuras desde la 2-16 a la 2-27.

| | | Nº ocupantes | Densidad ocup. [Personas/m ²] | Factor cond. Metabólicas |
|--------------------|---------------|--------------|---|--------------------------|
| Garaje | Zona 3 | 1 | 0,111 | 0,95 |
| | Zona 1 | 1 | 0,189 | 0,95 |
| Planta baja | Zona 2 | 2 | 0,121 | 0,95 |
| | Zona 3 | 1 | 0,188 | 0,95 |
| | Zona 4 | 3 | 0,159 | 0,95 |
| | Zona 5 | 3 | 0,174 | 0,95 |
| | Zona 6 | 3 | 0,536 | 0,95 |
| | Zona 7 | 1 | 0,15 | 0,95 |
| | Zona 8 | 3 | 0,394 | 0,95 |
| Planta 1 | Zona 1 | 3 | 0,101 | 0,95 |
| | Zona 2 | 1 | 0,145 | 1 |
| | Zona 3 | 1 | 0,052 | 1 |
| | Zona 4 | 1 | 0,077 | 0,85 |
| | Zona 5 | 1 | 0,049 | 1 |

Tabla 2-12. Datos de ocupación de la vivienda para cada zona

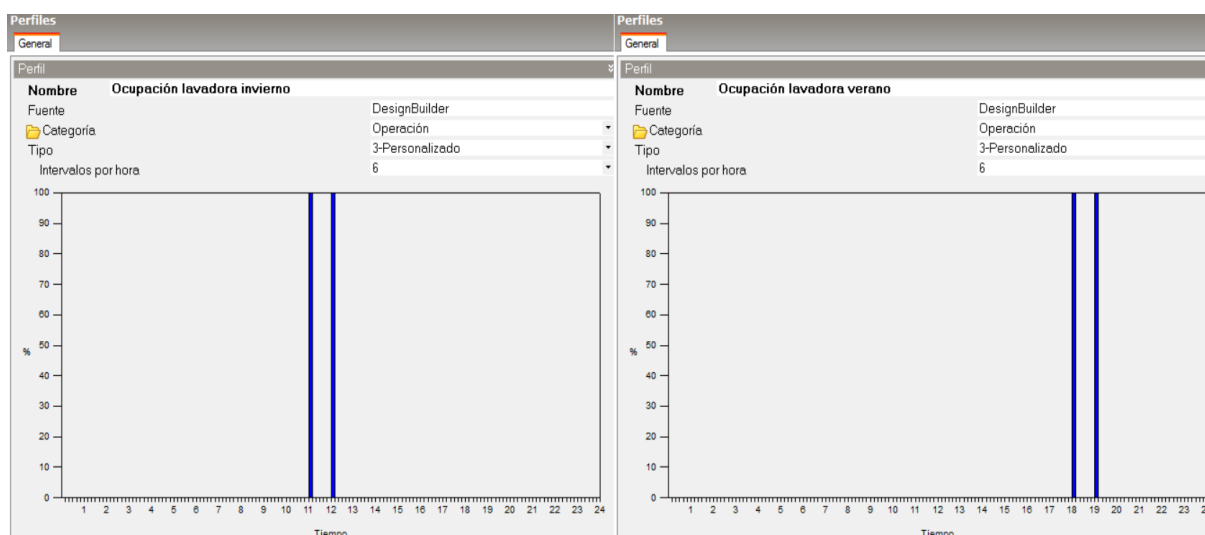


Figura 2-16. Perfil de ocupación de la zona 3 del garaje en invierno, a la izquierda, y en verano, a la derecha. (Fuente: DesignBuilder)

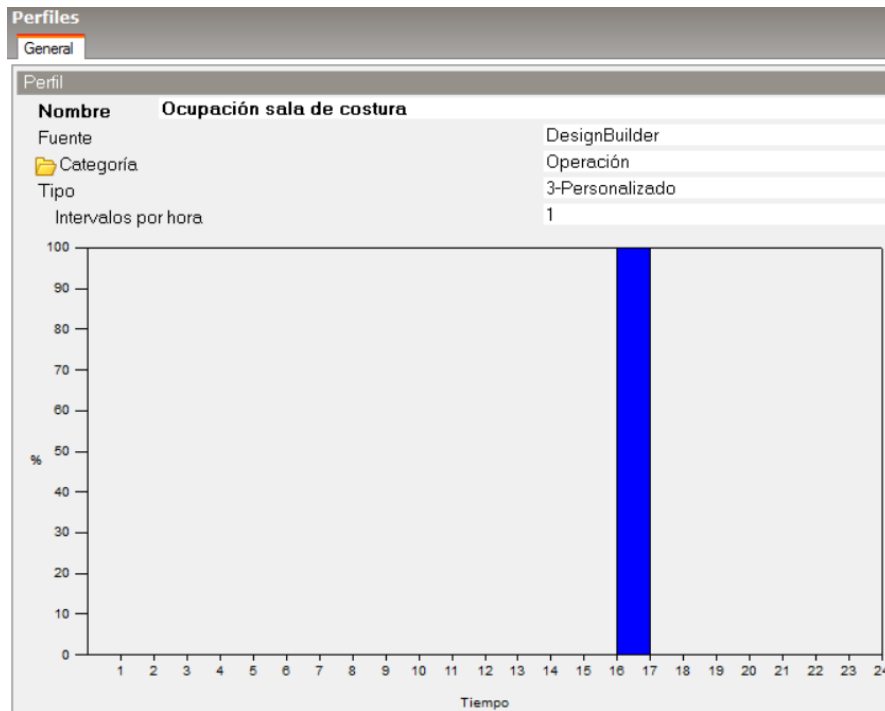


Figura 2-17. Perfil de ocupación de la zona 1 de la planta baja durante todo el año. (Fuente: DesignBuilder)

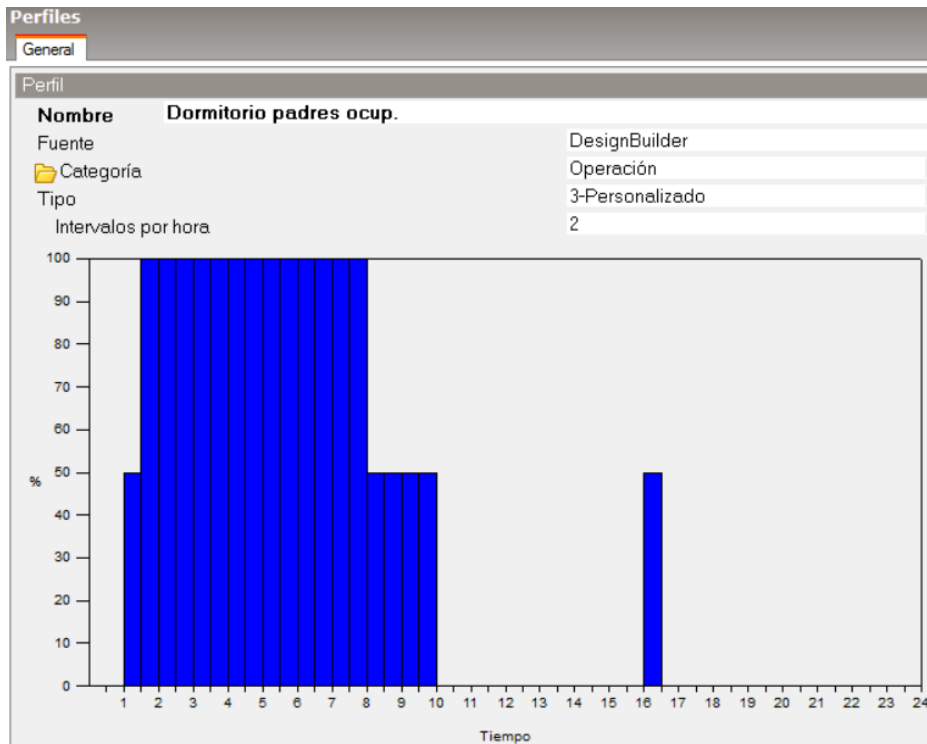


Figura 2-18. Perfil de ocupación de la zona 2 de la planta baja durante todo el año. (Fuente: DesignBuilder)

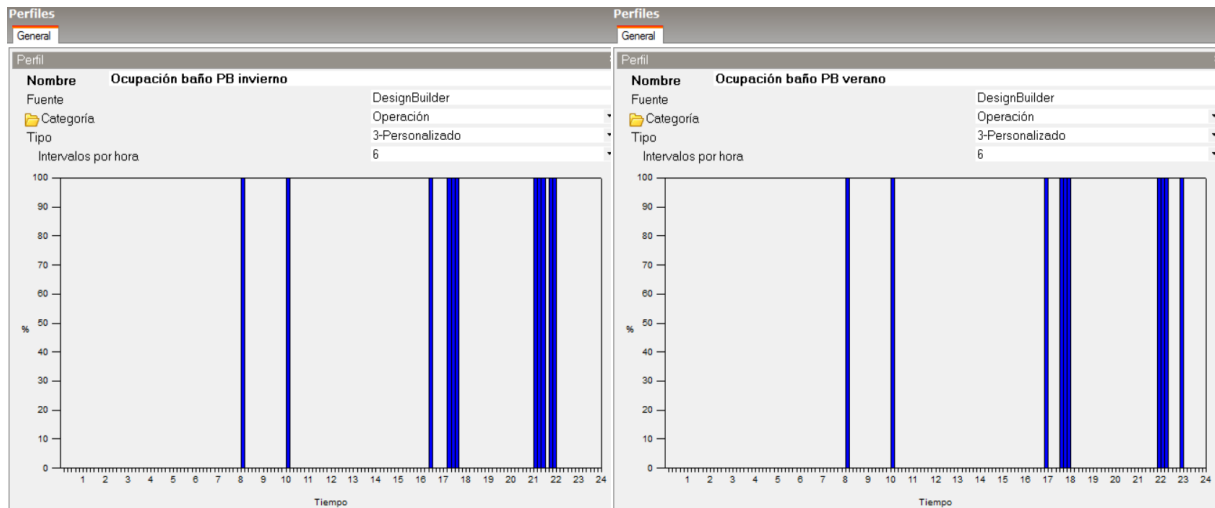


Figura 2-19. Perfil de ocupación de la zona 3 de la planta baja en invierno, a la izquierda, y en verano, a la derecha. (Fuente: DesignBuilder)

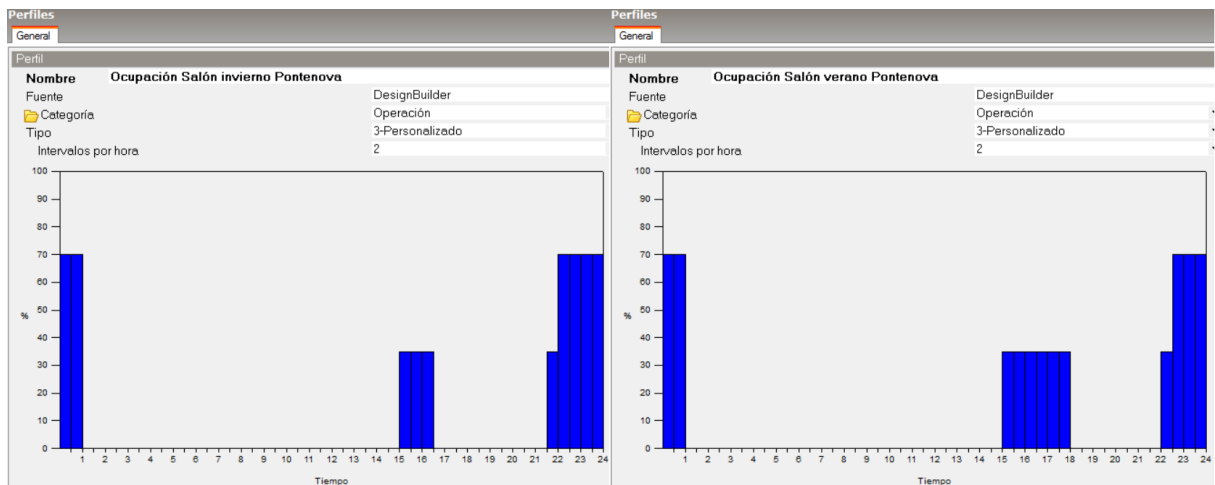


Figura 2-20. Perfil de ocupación de la zona 4 de la planta baja en invierno, a la izquierda, y en verano, a la derecha. (Fuente: DesignBuilder)

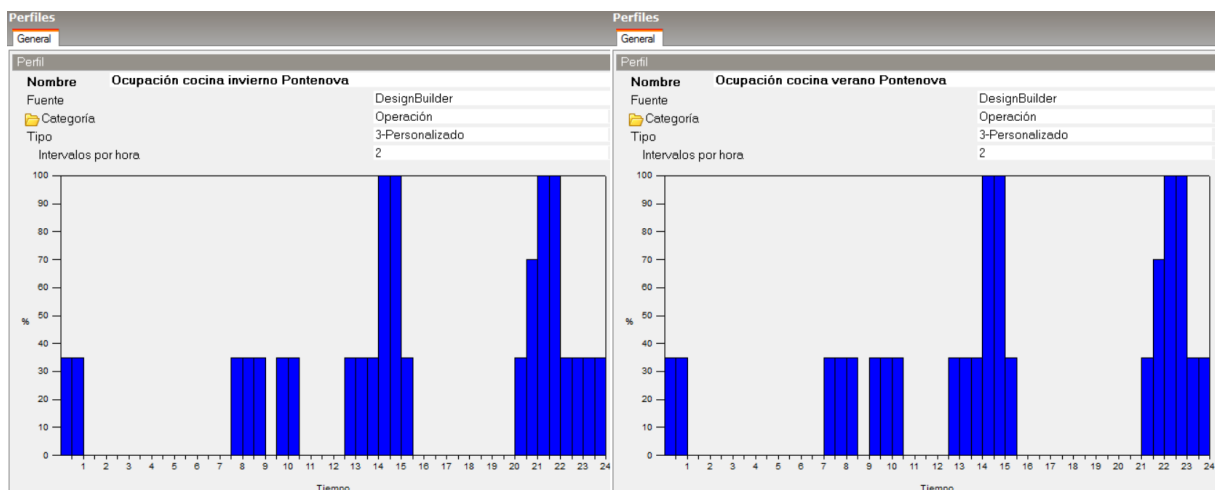


Figura 2-21. Perfil de ocupación de la zona 5 de la planta baja en invierno, a la izquierda, y en verano, a la derecha. (Fuente: DesignBuilder)

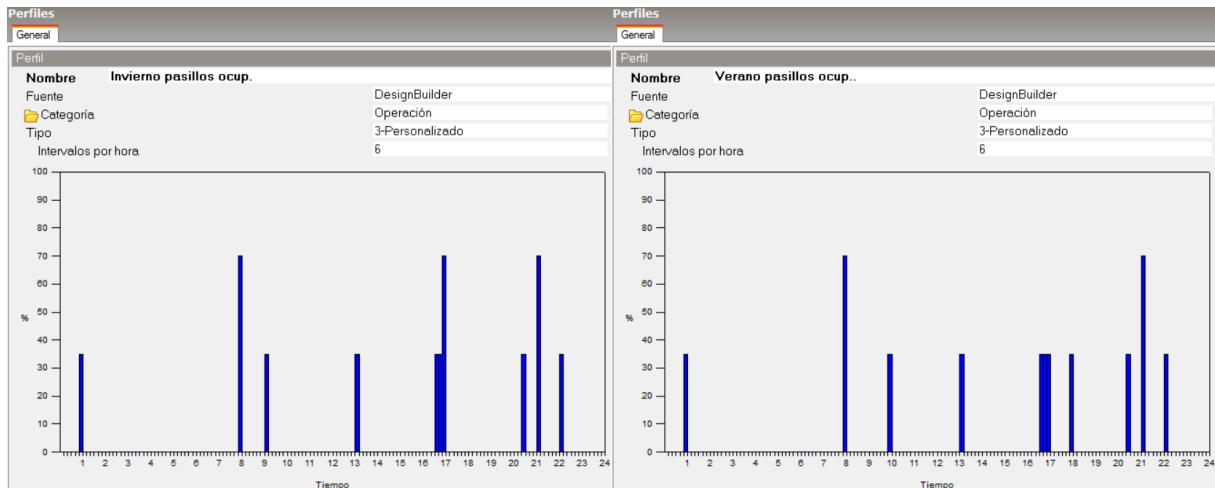


Figura 2-22. Perfil de ocupación de la zona 6 y 8 de la planta baja y de la zona 1 de la planta 1 en invierno, a la izquierda, y en verano, a la derecha. (Fuente: DesignBuilder)

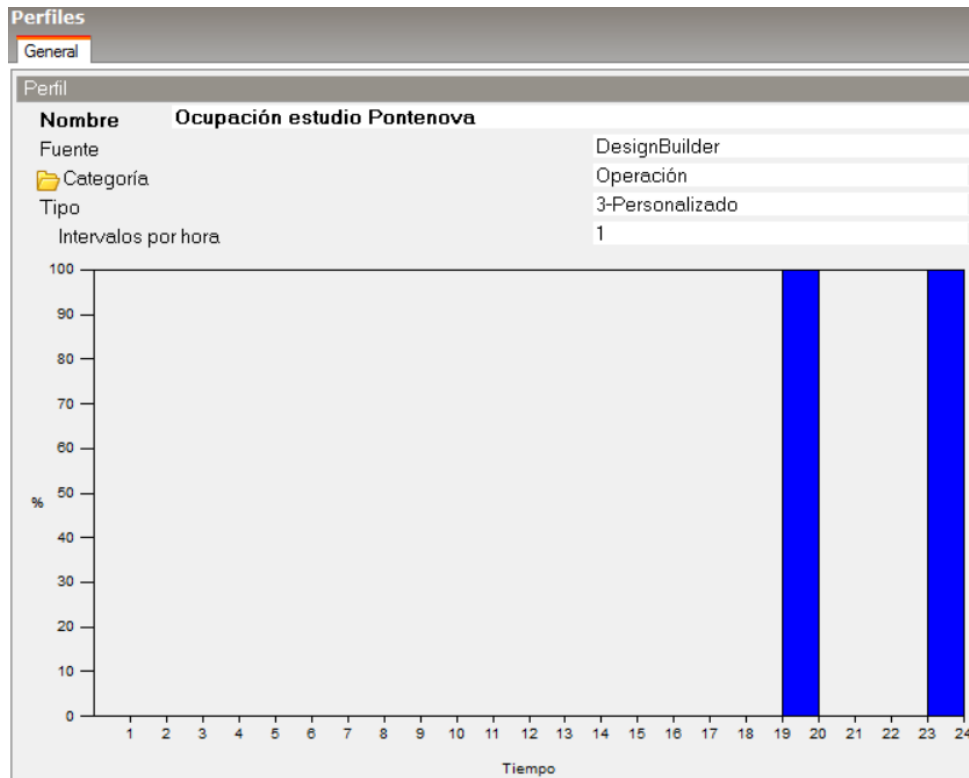


Figura 2-23. Perfil de ocupación de la zona 7 de la planta baja durante todo el año. (Fuente: DesignBuilder)

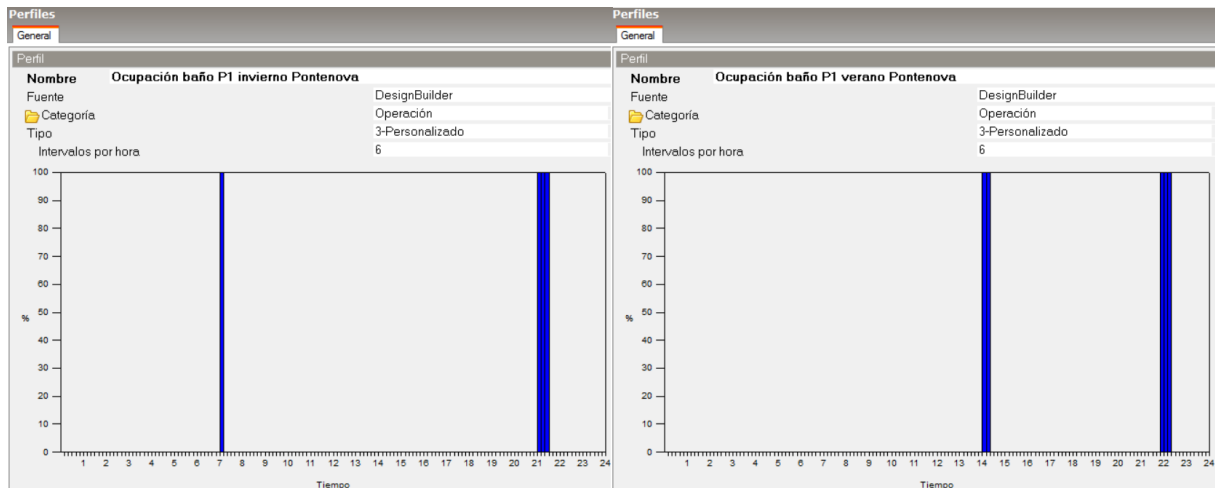


Figura 2-24. Perfil de ocupación de la zona 2 de la planta 1 en invierno, a la izquierda, y en verano, a la derecha. (Fuente: DesignBuilder)

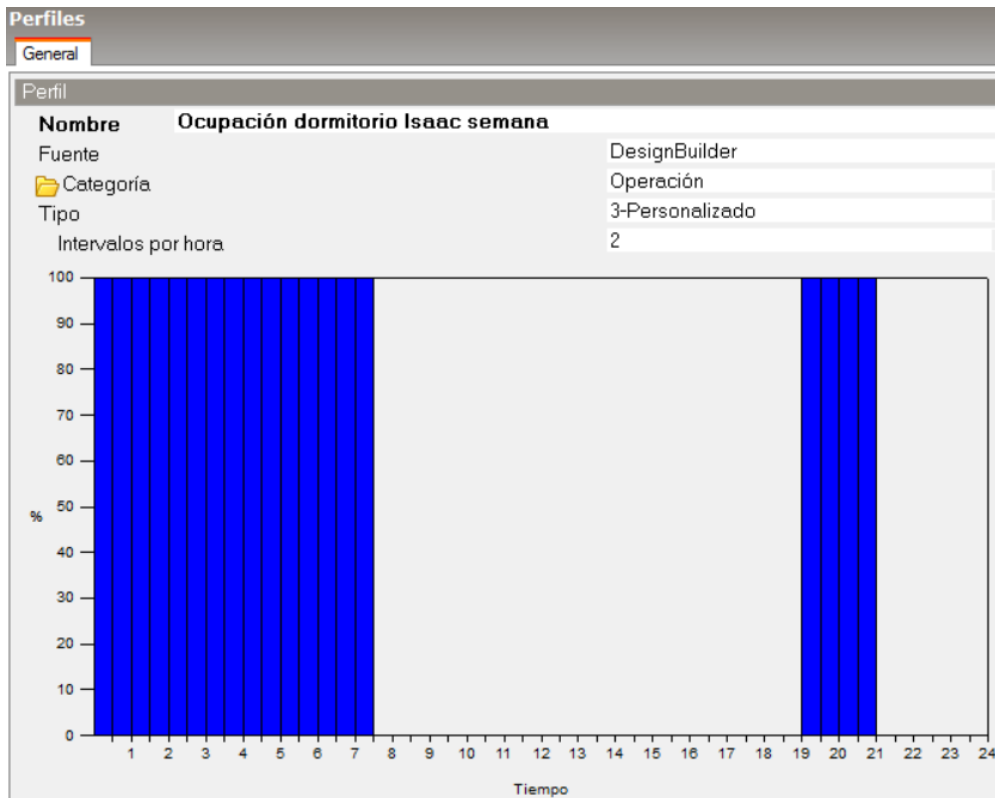


Figura 2-25. Perfil de ocupación de la zona 3 de la planta 1 durante todo el año. (Fuente: DesignBuilder)

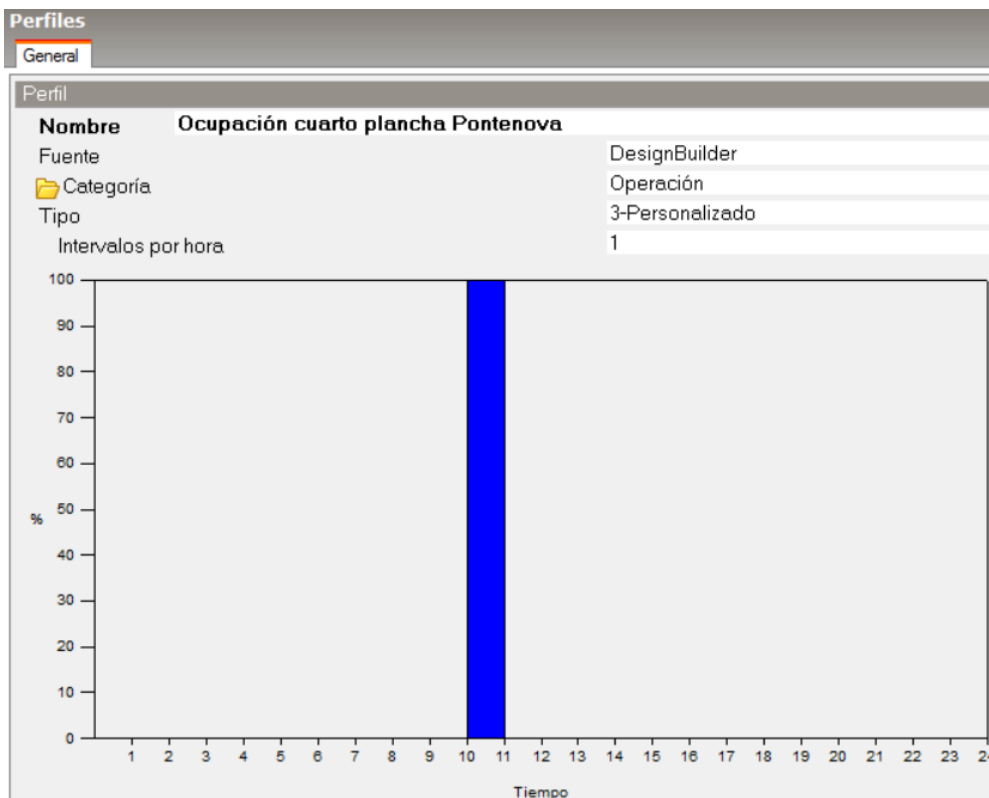


Figura 2-26. Perfil de ocupación de la zona 4 de la planta 1 durante todos los fines de semana del año. (Fuente: DesignBuilder)

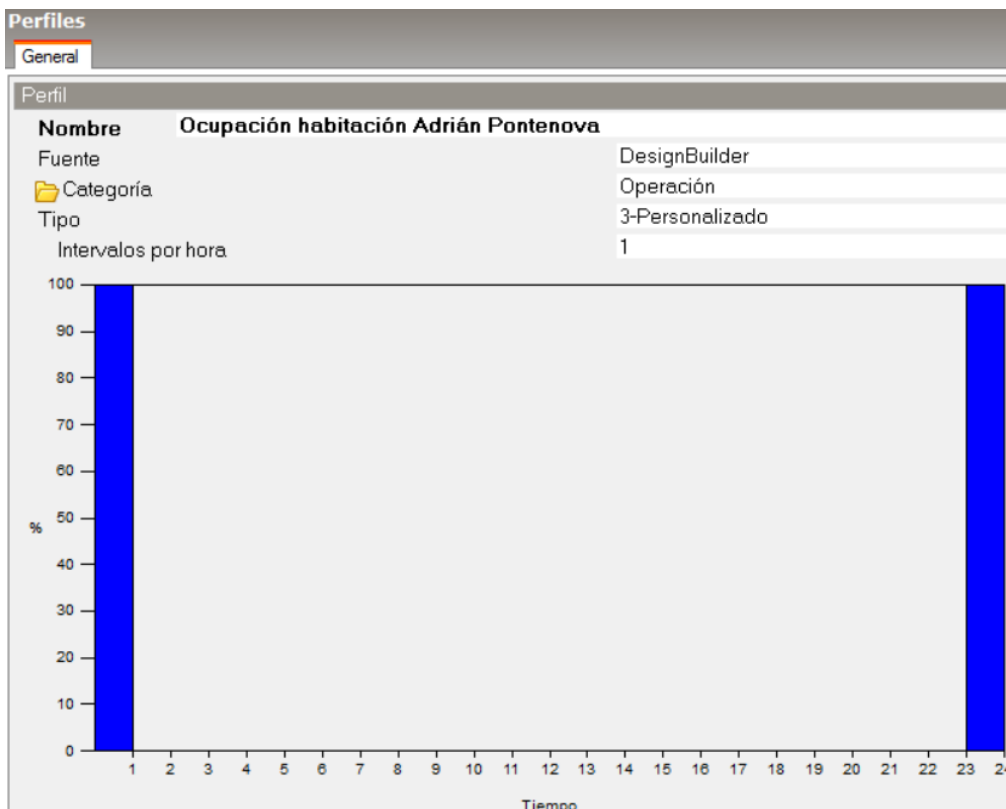


Figura 2-27. Perfil de ocupación de la zona 5 de la planta 1 de lunes a sábado durante todo el año. (Fuente: DesignBuilder)

Ya para terminar de completar la ventana de "Actividades" con los datos de cada zona de la vivienda, se añadieron los datos relativos a los equipos eléctricos, los cuales se muestran en la tabla 2-13, y la programación del funcionamiento de los mismos, como se ven en las figuras 2-28, 2-29, 2-30, 2-31 y 2-32.

| | | Densidad de potencia [W/m ²] | Fracción radiante |
|-------------|--------|--|-------------------|
| Garaje | Zona 3 | 133,63 | 0,2 |
| | | | |
| Planta baja | Zona 1 | - | - |
| | Zona 2 | - | - |
| | Zona 3 | - | - |
| | Zona 4 | 22,84 | 0,2 |
| | Zona 5 | 243,34 | 0,2 |
| | Zona 6 | - | - |
| | Zona 7 | - | - |
| | Zona 8 | - | - |
| Planta 1 | Zona 1 | 10,77 | 0,2 |
| | Zona 2 | - | - |
| | Zona 3 | 20,92 | 0,2 |
| | Zona 4 | - | - |
| | Zona 5 | - | - |

Tabla 2-13. Datos de los equipos eléctricos de la vivienda para cada zona ocupada

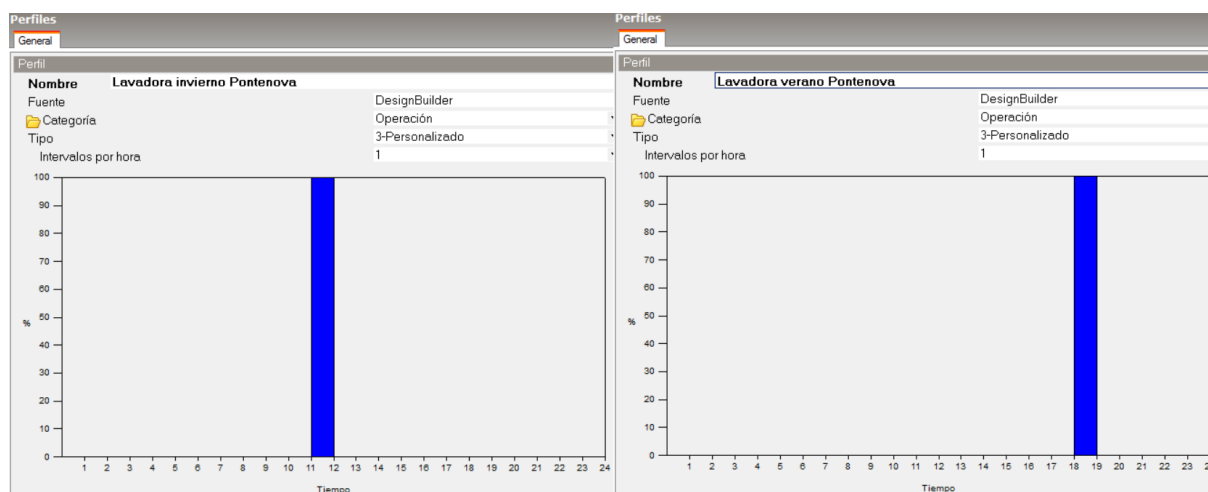


Figura 2-28. Perfil de la programación de los equipos eléctricos de la zona 3 del garaje en invierno, a la izquierda, y en verano, a la derecha. (Fuente: DesignBuilder)

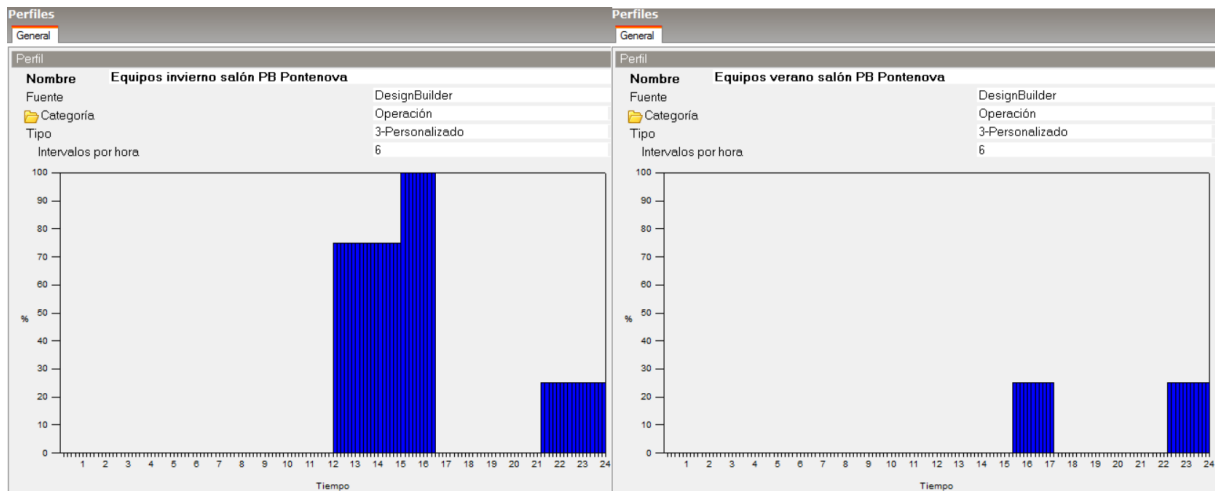


Figura 2-29. Perfil de la programación de los equipos eléctricos de la zona 4 de la planta baja en invierno, a la izquierda, y en verano, a la derecha. (Fuente: DesignBuilder)

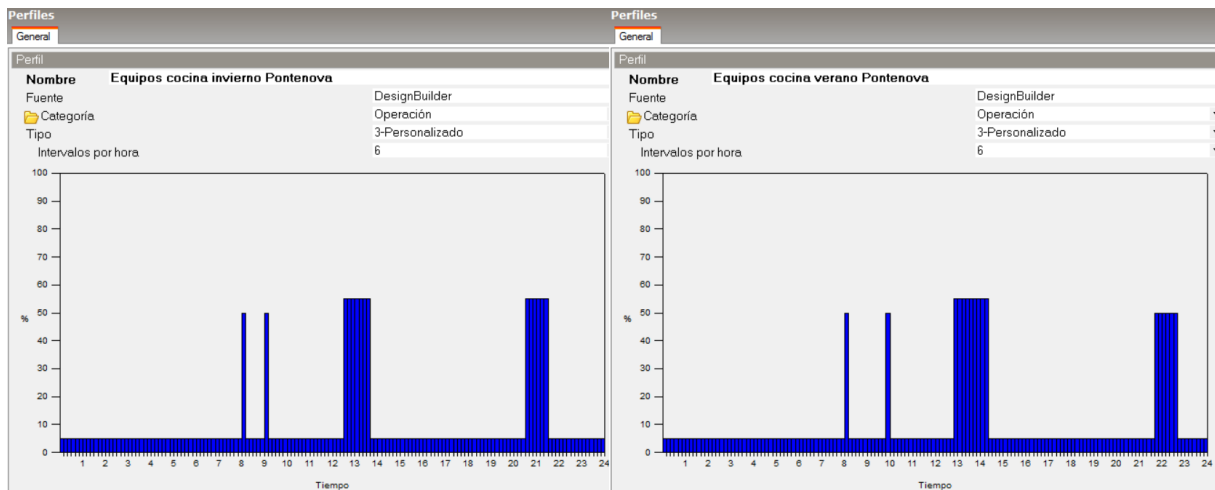


Figura 2-30. Perfil de la programación de los equipos eléctricos de la zona 5 de la planta baja en invierno, a la izquierda, y en verano, a la derecha. (Fuente: DesignBuilder)

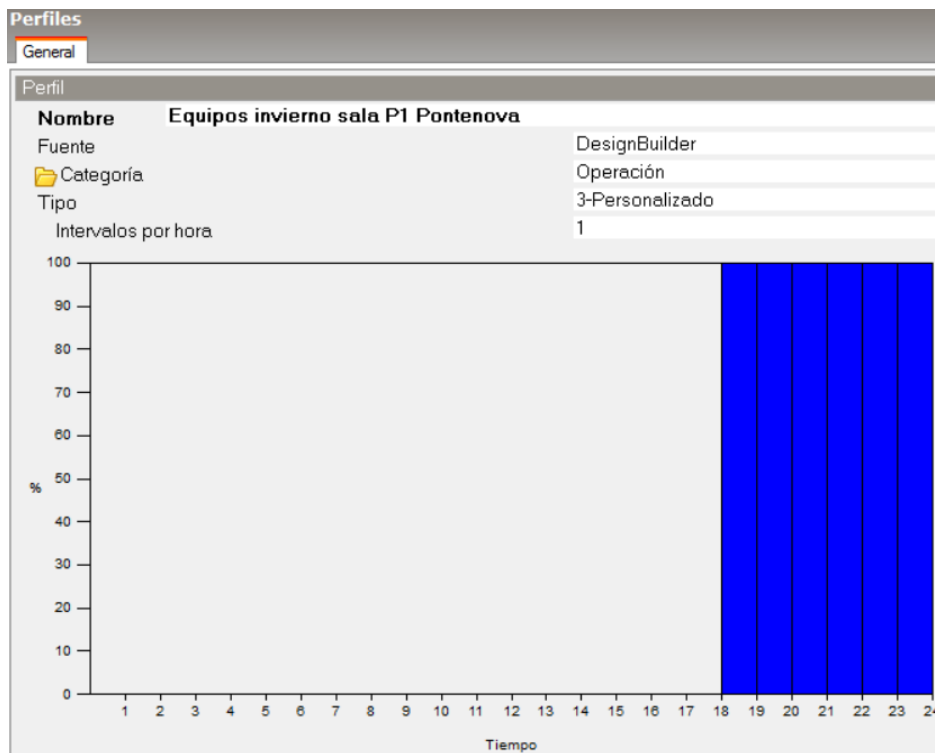


Figura 2-31. Perfil de la programación de los equipos eléctricos de la zona 1 de la planta 1 en invierno (en verano están apagados). (Fuente: DesignBuilder)

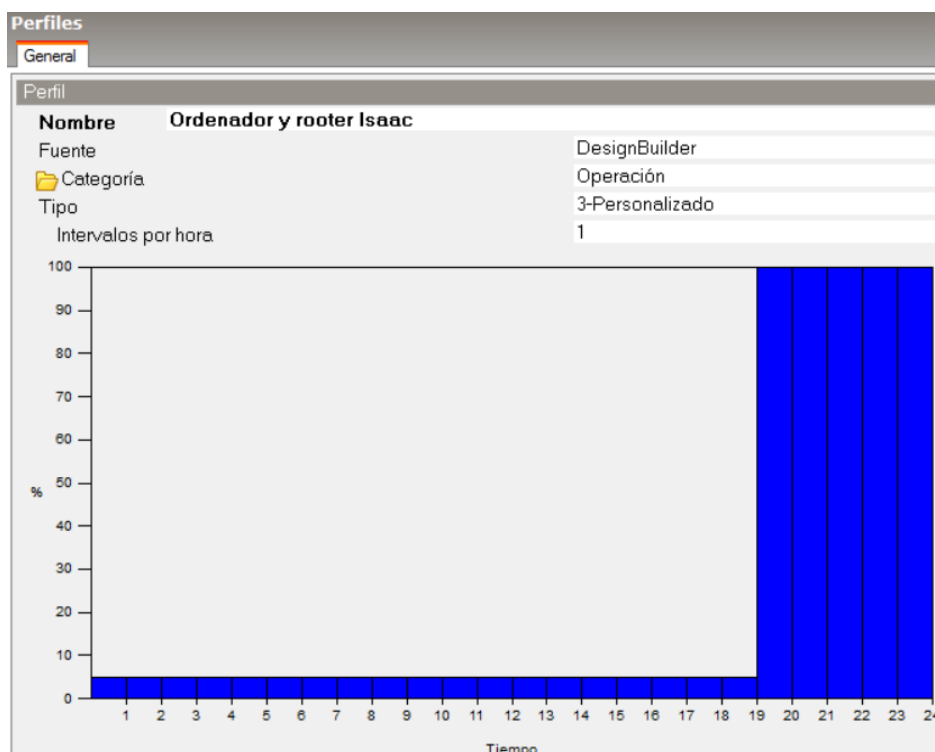


Figura 2-32. Perfil de la programación de los equipos eléctricos de la zona 3 de la planta 1 durante todo el año. (Fuente: DesignBuilder)

Ya para terminar con la introducción de datos en DesignBuilder, se deben importar los datos climáticos. Para ello hay que ir primero a nivel de sitio y desde ahí desplazarse a la

pestaña de "Datos del Sitio" en donde se abre la pestaña de "Plantilla del Sitio", como se puede observar en la figura 2-33. Una vez abierta se va a la pestaña de "Datos climáticos para la simulación" y se realiza una copia de una plantilla correspondiente a una ubicación cercana a la de la vivienda o con características climáticas similares, tal y como se muestra en la figura 2-34. Después se edita la copia para importar el archivo de datos climáticos generado con anterioridad (figura 2-35).



Figura 2-33. Datos del sitio. (Fuente: DesignBuilder)

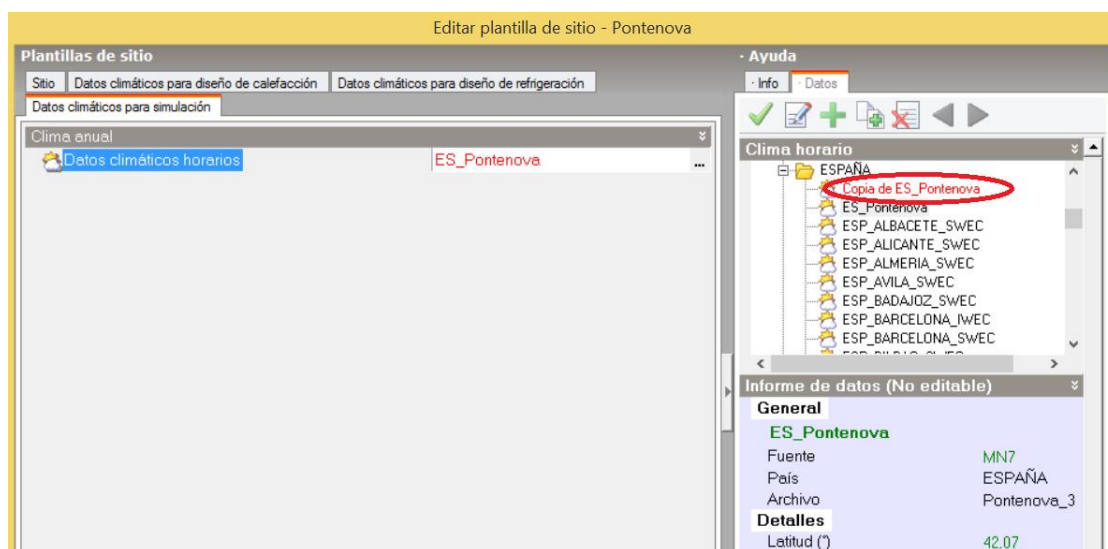


Figura 2-34. Creación de una copia para la introducción de los datos climáticos. (Fuente: DesignBuilder)

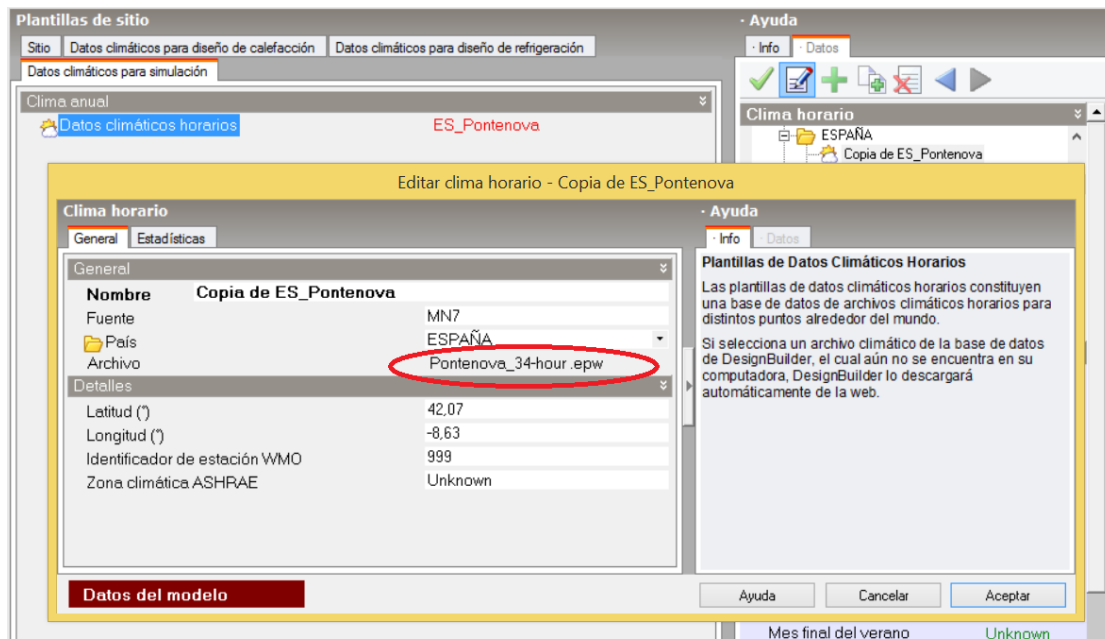


Figura 2-35. Introducción de del archivo de datos climáticos. (Fuente: DesignBuilder)

Ahora ya se puede proceder a la simulación. Primero se va a nivel de edificio y se selecciona la pestaña de la parte inferior con el nombre "Diseño de calefacción" y una vez seleccionada se pulsa la opción de "Actualizar datos", como se puede ver en la figura 2-36.

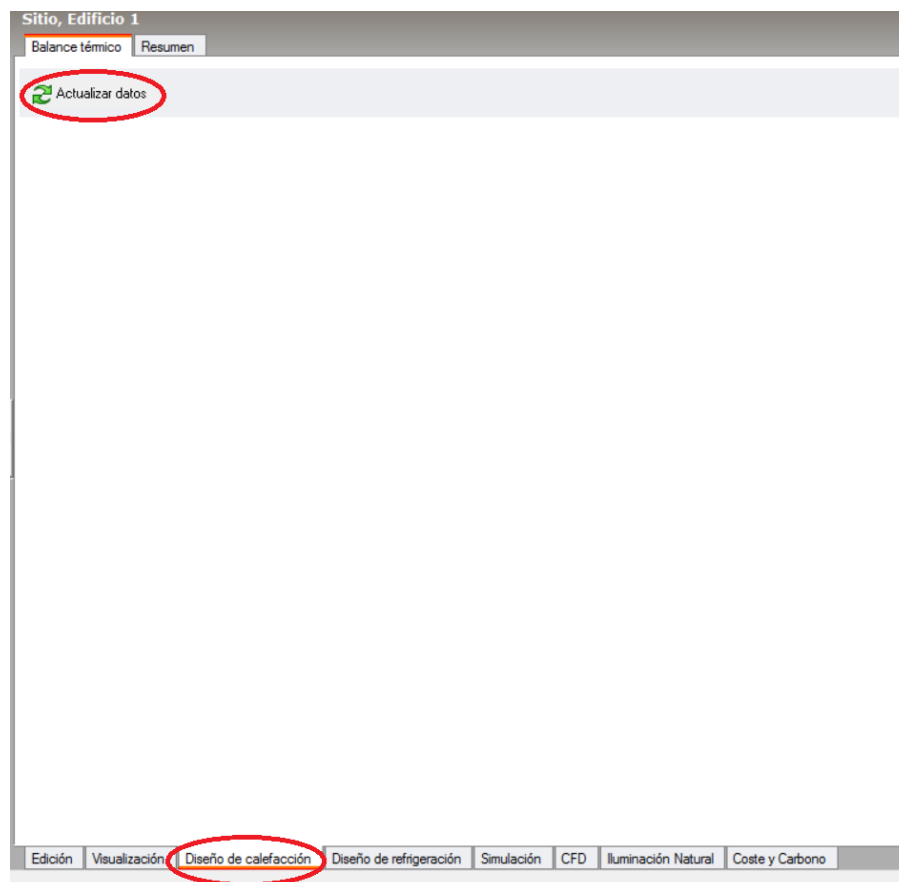


Figura 2-36. Ventana de diseño de calefacción. (Fuente: DesignBuilder)

Una vez actualizado, se mostrarán los resultados del diseño de calefacción en varios formatos (gráfica, datos en celdas, tabla y tabla y gráfica). A continuación, se muestran los dos primeros en la tabla 2-14 y figura 2-37.

Temperaturas y Pérdidas de Calor

EnergyPlus Resultados Con licencia

| | |
|----------------------------|-------|
| Temperatura del Aire (°C) | 21,00 |
| Temperatura Radiante (°C) | 18,60 |
| Temperatura Operativa (°C) | 19,80 |
| Temperatura Ext. BS (°C) | 1,10 |
| Acristalamiento (kW) | -1,55 |
| Muros (kW) | -2,51 |
| Techos (kW) | -0,05 |
| Suelos Int. (kW) | -0,10 |
| Suelos S.T. (kW) | 0,01 |
| Particiones (kW) | -0,08 |
| Cubiertas (kW) | -0,55 |
| Suelos Ext. (kW) | -0,24 |
| Infiltración Ext. (kW) | -2,45 |
| Calef. Sens. de Zona (kW) | 7,48 |

Tabla 2-14. Resultados de "Diseño de calefacción" en formato tabla. (Fuente: DesignBuilder)

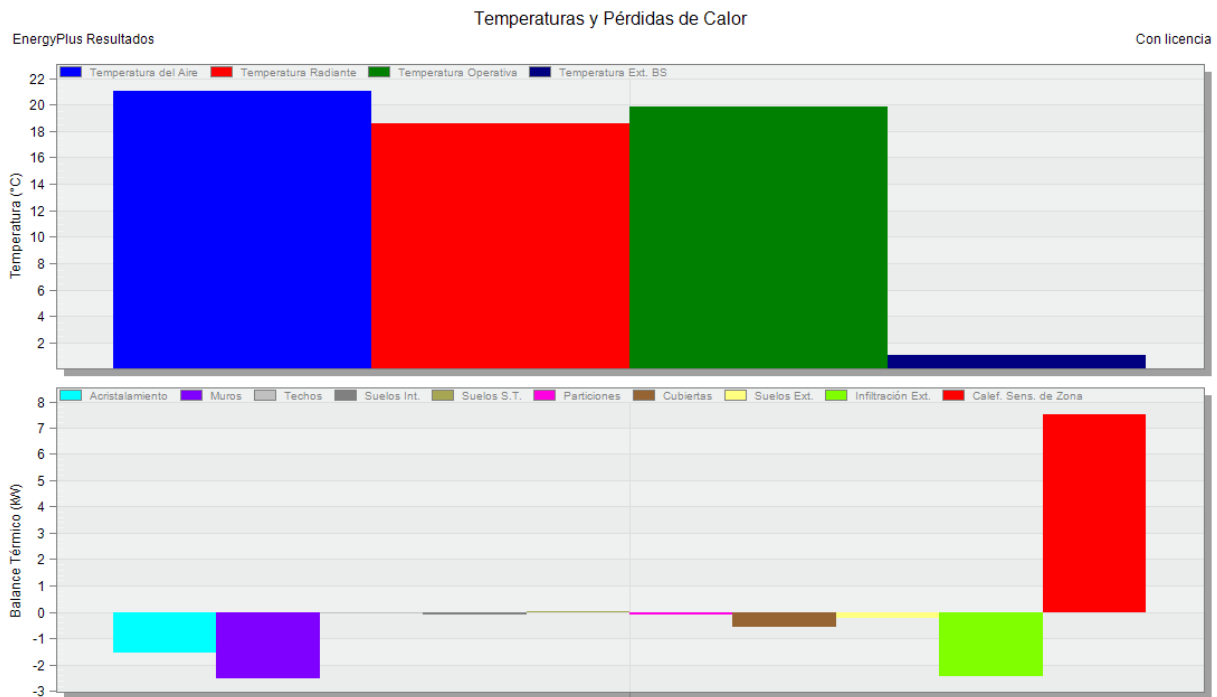


Figura 2-37. Resultados de "Diseño de calefacción" en formato gráfica. (Fuente: DesignBuilder)

En donde, uno de los datos más importante a tener en cuenta es la potencia necesaria de calefacción, que para este caso es de 7,48 kW (sin facto de seguridad). Otro de los datos interesantes son las pérdidas de calor que se producen a través de los distintos cerramientos y huecos, donde las mayores pérdidas se producen a través de los muros (2,55 kW), ya que se podría barajar la posibilidad de aumentar el aislamiento de esas zonas.

También si se desplaza a la pestaña de "Resumen" dentro de "Diseño de calefacción", se obtendrán datos de diseño de calefacción por zona del edificio, tabla 2-15, lo cual es muy interesante para dimensionar los radiadores de cada zona.

| Sitio, Edificio 1 | | | | | | | | | | |
|--|-----------------|-----------------|----------------|----------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Balance térmico | | Resumen | | | | | | | | |
| Zona / | Temperatura ... | Pérdida de C... | Capacidad N... | Capacidad N... | Gananc... | Gananc... | Gananc... | Gananc... | Gananc... | Gananc... |
| - Edificio 1 Capacidad Nominal Total de Calefacción = 9,360 (kW) | | | | | | | | | | |
| - 0 Planta Baja Capacidad Nominal Total de Calefacción = 4,120 (kW) | | | | | | | | | | |
| Zona 1 | 20,24 | 0,19 | 0,23 | 44,3056 | -0,063 | -0,041 | -0,010 | -0,006 | 0,000 | -0,069 |
| Zona 2 | 19,89 | 0,56 | 0,71 | 42,5864 | -0,096 | -0,217 | -0,027 | -0,010 | 0,000 | -0,215 |
| Zona 3 | 20,18 | 0,20 | 0,25 | 47,7073 | -0,051 | -0,069 | -0,010 | -0,005 | 0,000 | -0,069 |
| Zona 4 | 19,81 | 0,68 | 0,85 | 44,9365 | -0,179 | -0,218 | -0,030 | -0,008 | 0,000 | -0,245 |
| Zona 5 | 19,85 | 0,62 | 0,78 | 45,1332 | -0,165 | -0,205 | -0,028 | -0,004 | 0,000 | -0,224 |
| Zona 6 | 20,44 | 0,14 | 0,17 | 30,6650 | 0,000 | -0,043 | -0,010 | -0,012 | 0,000 | -0,073 |
| Zona 7 | 19,25 | 0,47 | 0,59 | 87,8051 | -0,084 | -0,191 | -0,026 | -0,083 | 0,000 | -0,087 |
| Zona 8 | 20,01 | 0,43 | 0,54 | 70,9431 | -0,061 | -0,174 | -0,017 | -0,013 | 0,000 | -0,168 |
| - 2 Planta 1 Capacidad Nominal Total de Calefacción = 4,620 (kW) | | | | | | | | | | |
| Zona 1 | 19,57 | 1,55 | 1,94 | 65,2795 | -0,347 | -0,390 | -0,206 | -0,168 | 0,000 | -0,460 |
| Zona 2 | 20,06 | 0,25 | 0,31 | 44,5278 | -0,044 | -0,090 | 0,004 | -0,035 | 0,000 | -0,080 |
| Zona 3 | 19,78 | 0,74 | 0,92 | 47,4870 | -0,212 | -0,205 | 0,015 | -0,095 | 0,000 | -0,242 |
| Zona 4 | 20,07 | 0,40 | 0,50 | 38,5455 | -0,043 | -0,131 | -0,002 | -0,064 | 0,000 | -0,159 |
| Zona 5 | 19,78 | 0,76 | 0,95 | 46,8154 | -0,210 | -0,202 | 0,009 | -0,101 | 0,000 | -0,255 |
| - -1 Garage Capacidad Nominal Total de Calefacción = 0,620 (kW) | | | | | | | | | | |
| Zona 1 | 5,86 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 | -0,002 | -0,103 | 0,277 | -0,125 | 0,000 | -0,047 |
| Zona 2 | 12,52 | 0,00 | 0,00 | 0,0000 | -0,032 | -2,955 | 3,327 | 0,121 | 0,000 | -0,462 |
| Zona 3 | 19,13 | 0,50 | 0,62 | 69,0264 | 0,000 | -0,415 | 0,008 | 0,010 | 0,000 | -0,099 |

Tabla 2-15. Ventana "Resumen" de la pestaña "Diseño de calefacción". (Fuente: DesignBuilder)

En la tabla 2-15 se pueden ver, entre otros datos, las necesidades de potencia de calefacción para cada zona, tanto las reales que son las llamadas "Pérdida de Calefacción" (la columna a la izquierda de la columna marcada en rojo) como las sobredimensionadas un 25 % (con un factor de seguridad del 25%), que son las llamadas "Capacidad Nominal de Calefacción" (columna marcada en rojo) que son las que se utilizaron para dimensionar el sistema de calefacción para no quedarse corto en el dimensionamiento, en donde la potencia nominal total de calefacción es de **9,36 kW**, siendo la potencia que debe ofrecer el equipo de calefacción elegido.

Para terminar con el apartado de simulación, hay que dirigirse a la pestaña de "Simulación" y realizar el mismo proceso de antes de "Actualizar datos", como se ve en la figura 2-38, para obtener los resultados finales de demandas de calefacción entre otros.

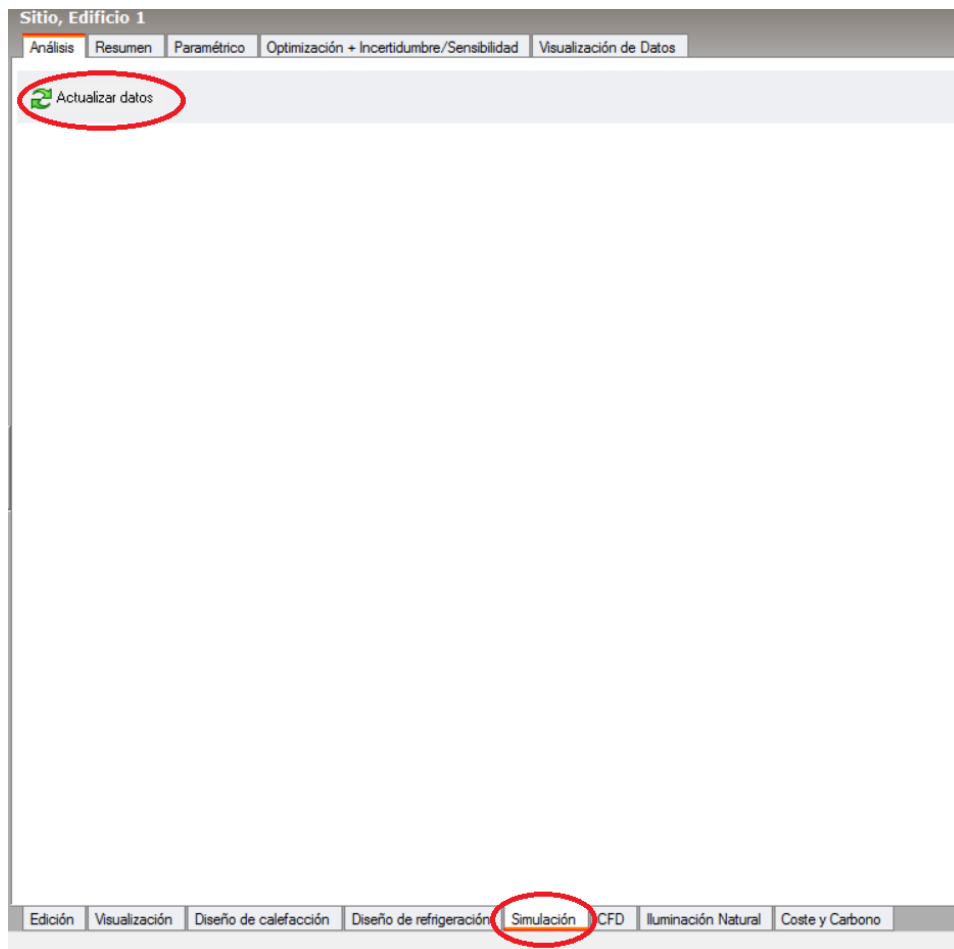


Figura 2-38. Ventana de Simulación. (Fuente: DesignBuilder)

Los datos obtenidos de la simulación son datos horarios a lo largo de todo el año, por lo que no se muestra la totalidad de los mismo en este documento, sino que se procesaron en *Excel* para exponer los más relevantes. Con estos datos se realizó una gráfica (figura 2-39) en la que se muestra el promedio de la demanda calefacción de cada mes del año y las temperaturas del aire del interior y del exterior de la vivienda.

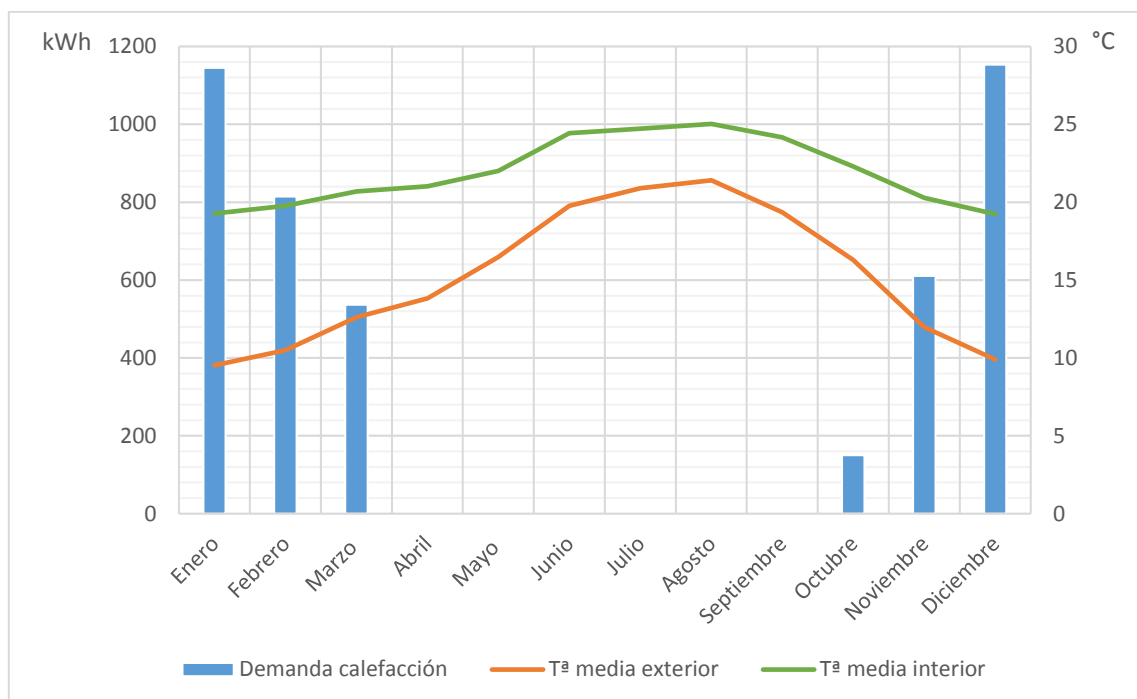


Figura 2-39. Evolución de la demanda de calefacción y temperatura del aire interior y exterior mes a mes. (Fuente: Excel)

En la gráfica de la figura 2-39, se puede observar como en los meses en los que se utiliza la calefacción, la temperatura media del aire interior ronda los 20 °C, la cual es una buena temperatura de confort para invierno y muy cercana a los 21 °C demandados por los usuarios, y en los meses en los que no se usa la calefacción, la temperatura media del aire interior supera los 21 °C, el cual es un claro indicador de que el diseño de la calefacción es satisfactorio.

A continuación, en la tabla 2-16, se muestran los datos tabulados de las demandas mensuales y anual de calefacción en los meses en los que se pone en marcha el sistema de calefacción.

| | Demanda mensual calefacción [kWh] |
|------------------|--|
| Enero | 1145,351394 |
| Febrero | 872,304385 |
| Marzo | 536,575494 |
| Octubre | 150,119537 |
| Noviembre | 610,6998138 |
| Diciembre | 1153,154522 |
| Anual | 4410,095 |

Tabla 2-16. Demandas mensuales y anual de calefacción

Dado que en la zona donde está ubicada la vivienda el mes más frío es diciembre, se creó una gráfica para poder comprobar si la temperatura media interior a cada hora del día es confortable para los ocupantes, y también dado que a las horas en las que más descendía la temperatura era por la noche. Se realizó una gráfica comparativa (figura 2-40) de las temperaturas interiores medias del edificio, interiores medias del dormitorio de los ocupante 1 y 2 (zona 2 PB) y de las interiores medias de la habitación del ocupante 3 (zona

3 P1), ya que son las que se mantienen ocupadas a esas horas de la noche en las que la calefacción está apagada.

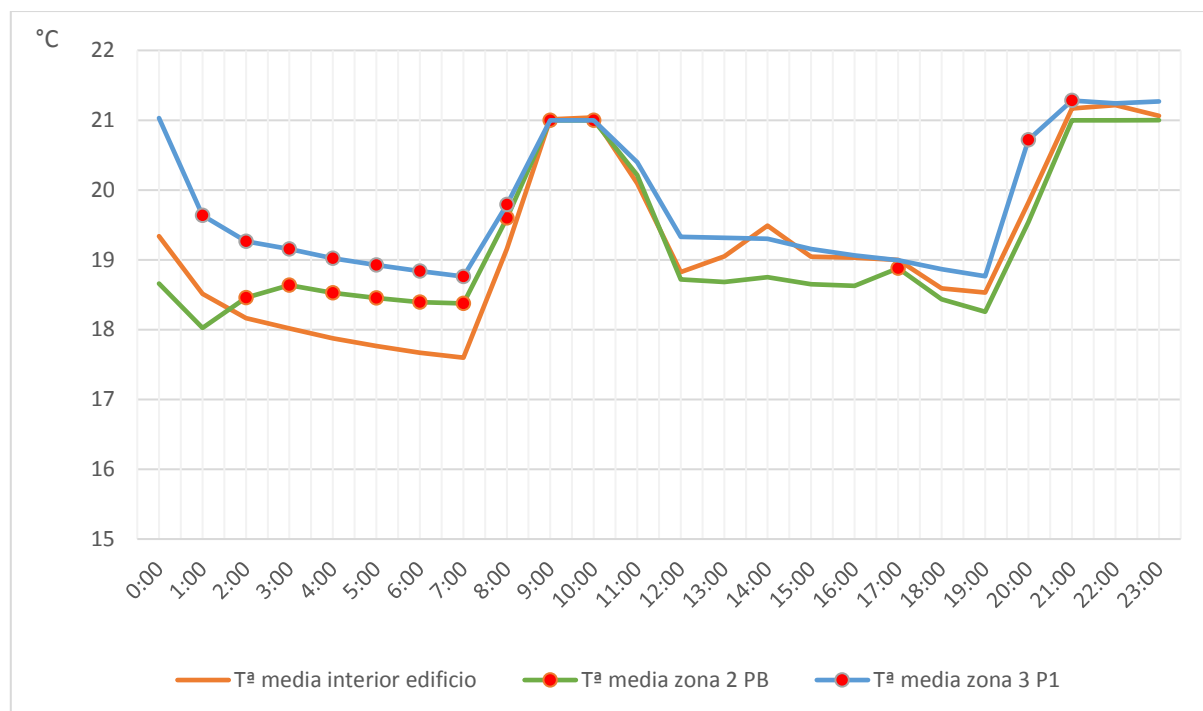


Figura 2-40. Evolución de las temperaturas interiores medias del edificio, zona 2 PB y zona 3 P1 de forma gráfica. (Fuente: Excel)

Como se aprecia en la gráfica anterior (figura 2-40), en las horas nocturnas las temperaturas interior medias del edificio en las que los ocupantes están en sus respectivas habitaciones (son las marcadas con puntos rojos), las temperaturas fluctúan entre los 17,6 y los 18,5 °C, sin embargo en las temperaturas interiores medias son más altas en las habitaciones de los ocupantes, fluctuando entre los 18,4 y los 21 °C para el caso de la zona 2 PB (habitación de los ocupantes 1 y 2) y entre los 18,8 y los 19,8 °C para el caso de la zona 3 P1 (habitación del ocupante 3). Por lo tanto, no es de importancia que otras zonas de la vivienda estén más frías, de ahí la temperatura interior media del edificio menor, si las zonas ocupadas durante esas horas nocturnas están a una temperatura confortable, ya que una de las exigencias del cliente fue el tener una temperatura mínima por las noches de 15 °C en sus habitaciones, y también una mínima de 15 °C por el día en todo el edificio. Estas temperaturas nunca se llegan alcanzar, ya que las mínimas tienen lugar en febrero (a pesar de no ser el mes más frío), se dan en las horas nocturnas y son de 15,3 °C para todo el edificio, de 15,8 °C para la zona 2 de la planta baja y 16,8 °C para la zona 3 de la primera planta.

Entre las 12:00 y las 19:00 horas, a pesar de estar apagado el sistema de calefacción, la temperatura se mantiene entre los 18,5 y 19,5 °C, temperaturas bastante agradables a pesar de que la ocupación no es muy alta en ese intervalo de horas.

Mencionar, que todos los datos de demandas de calefacción y de potencia de calefacción son teniendo en cuenta las ganancias internas del edificio y las ganancias solares.

2.4 ANÁLISIS DE LAS PROPUESTAS Y ELECCIÓN DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE ACS Y ACC

A lo largo de este apartado se desarrollan los cálculos de las propuestas para cubrir la demanda de ACS y ACC, y la elección del sistema definitivo después de haber analizado y comparado todas las propuestas.

2.4.1 Propuesta de aerotermia

Las bombas de calor destinadas a la producción de ACS y/o climatización de piscina, para poder considerar su contribución renovable a efectos de la sección HE-4 del CTE [7], deben disponer de un valor de rendimiento medio estacional ($SCOP_{dhw}$) superior a 2,5 cuando sean accionadas eléctricamente. El valor de $SCOP_{dhw}$ se determina para la temperatura de preparación del ACS, que no debe ser inferior a 45°C.

Es necesario resaltar que, en el caso particular de las bombas de calor, conforme se establece la Directiva de Energías Renovables (2009/28/CE) [11], no toda la energía generada por ellas puede considerarse como energía renovable. Conforme a lo establecido en el Anejo VII de dicha Directiva, la energía procedente de fuentes renovables (E_{RES}) se calcula de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$E_{RES} = Q_{usable} \times \left(1 - \frac{1}{SCOP}\right)$$

Siendo:

- Q_{usable} : Calor útil total estimado proporcionado por la bomba de calor.
- $SCOP$: Rendimiento medio estacional.

Pero antes de calcular la cantidad de energía considerada renovable, se debe elegir la bomba de calor a utilizar. Para ello se hizo un análisis comparativo entre las tres principales casas de bombas de calor, para elegir la más rentable de las tres.

Cada una de las bombas de calor a analizar se muestran en la tabla 2-17, de las cuales dos de ellas son kits que incluyen el depósito acumulador de ACS, y en la otra (*Toshiba*) el depósito de ACS se compra por separado.

| Marca | Modelo | Tanque ACS | Potencia nominal |
|-----------|--|------------|------------------|
| | | l | kW |
| Panasonic | Aquarea High Performance – Generación H - All in One | 185 | 12 |
| Daikin | Altherma 3 H GAVX1118DV | 180 | 11,1 |
| Toshiba | ESTIA BETA + Interacumulador de ACS | 210 | 11,2 |

Tabla 2-17. Características de los tres sistemas de bombas de calor.

Uno de los factores más importantes a tener en cuenta, además del precio, es el rendimiento medio estacional en modo calefacción ($SCOP$) para las temperaturas de consumo de ACS y de calefacción. En la tabla 2-18, se muestran los rendimientos medios estacionales ofrecidos por el fabricante, además del rendimiento nominal 7/35°C (funcionando a plena carga) que es útil para ver si puede optar a la subvención ofrecida por el Instituto Energético de Galicia (INEGA) [14].

| Marca | COP _{7/35°C} | SCOP _{35°C} | SCOP _{55°C} |
|------------------|-----------------------|----------------------|----------------------|
| Panasonic | 4,74 | 4,83 | 3,43 |
| Daikin | 5,15 | 4,44 | 3,32 |
| Toshiba | 4,88 | 4,17 | 3,33 |

Tabla 2-18. Rendimientos de los tres sistemas de bombas de calor.

La temperatura a la cual se desea acumular el ACS es de 50 °C, como ya se mencionó anteriormente, y la temperatura necesaria para el sistema de calefacción es de 55 °C, ya que se utilizan radiadores de baja temperatura, ideales para este tipo de sistemas, que funcionan en un rango de temperatura de entre 35 y 55 °C.

Dado que para la temperatura a la que se acumula el ACS, que es la de la salida de la bomba de calor, el fabricante no ofrece el SCOP, se tomó el SCOP a 55 °C, puesto que es un valor muy cercano y teniendo en cuenta que el resultado obtenido es bastante conservador, ya que la eficiencia real es mayor a la supuesta.

En un primer análisis, teniendo en cuenta el precio del kit del sistema de la bomba de calor, se eligió el sistema más óptimo de los tres, siendo este el de la empresa *Panasonic*, puesto que es el de mayor rendimiento estacional para la temperatura requerida, y el precio del sistema es el más bajo de los tres analizados, tal y como se muestra en la figura 2-41.

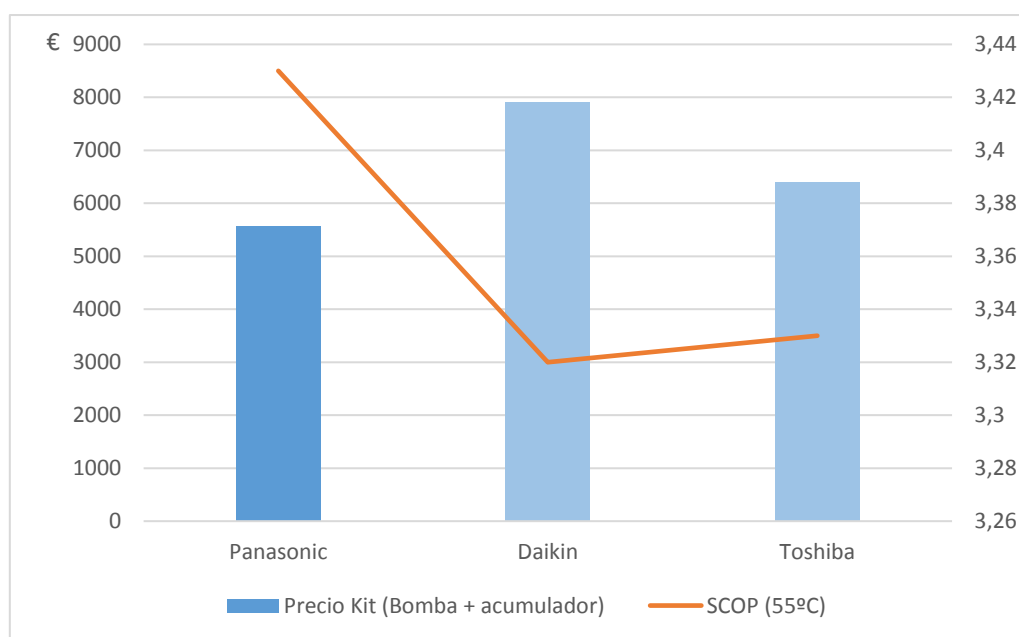


Figura 2-41. Gráfica comparativa de los tres sistemas en relación al precio y a su rendimiento. (Fuente: Excel)

Una vez ya elegido el sistema, se calculó la energía que el sistema produce que se considera renovable, para ver si cumple con las exigencias mínimas del CTE [7] en cuanto a contribución mínima de energías renovables para cubrir la demanda de ACS, siendo este porcentaje del 60%.

En este caso la demanda energética total de ACS es de 1961,467 kWh al año. Por lo tanto, utilizando la fórmula mostrada anteriormente, la energía procedente de fuentes renovables (E_{RES}) sería:

$$E_{RES} = 1961,467 \times \left(1 - \frac{1}{3,43}\right) = 1389,611 \text{ kWh}$$

Es decir, que la bomba de calor daría una contribución renovable de un 70,85 % sobre la demanda total de ACS, el cual es un valor por encima del mínimo exigido por el CTE [7], el cual ratifica la validez de este sistema para suplir al viejo sistema de producción de ACS. Este valor de contribución renovable es sin tener en cuenta la instalación fotovoltaica que se instalará, la cual se desarrolla en apartados posteriores, pero como es un valor solamente utilizado para comprobar que cumple la normativa, no es necesario volver a recalcarlo, puesto que con fotovoltaica este valor será todavía mayor.

Ya para terminar, se calcularon todos los costes tanto iniciales como a lo largo de la vida útil de la instalación que conlleva el sistema de la bomba de calor, obteniendo los datos a través de programas como CYPE [15] y directamente de profesionales del área. Estos costes se muestran en la tabla 2-19.

| | | |
|-------------------------------------|---------------------|-----------------|
| Demanda energética ACS+ACC | kWh/año | 6371,562 |
| Consumo eléctrico | kWh/año | 1857,598 |
| Coste electricidad | €/año | 241,49 |
| Vida útil [años] | Años | 20 |
| Coste sistema bomba de calor | € | 5.569,99 |
| Coste material para montaje | € | 300 |
| Legalización | € | 400 |
| Costes mantenimiento | €/año | 100 |
| Mano de obra | €/h | 18,64 |
| | Horas | 15 |
| | Nº operarios | 2 |
| Coste Instalación | € | 6429,19 |
| Subvención | € | 2100 |
| Inversión inicial | € | 4729,19 |
| Costes finales | € | 11558,95 |

Tabla 2-19. Costes a lo largo de la vida útil de la instalación

Los costes de la instalación incluyen el coste del kit de la bomba de calor, coste de material adicional para el montaje, y el coste de la mano de obra. En cuanto a la subvención, el INEGA [14] exige que la bomba de calor para la zona climática C, que es en la que se encuentra ubicada la vivienda, tenga como mínimo un COP a temperatura de referencia 7/35 °C de 4,6, lo cual se cumple de sobra como se puede comprobar en la tabla 2-18. Para este caso la subvención ofertada es del 35 % del coste de la instalación sin incluir los costes de legalización. Por lo tanto, la inversión inicial es el resultado de restarle a los costes de la instalación la subvención otorgada y sumarle los costes de legalización. Por último, los costes finales son la suma de la inversión inicial, costes de mantenimiento y costes de electricidad (se tomó como precio medio de electricidad 0,13 €/kWh) a lo largo de la vida útil de la instalación que se estima en 20 años.

El valor de los costes finales, es clave para poder comparar todas las propuestas que se desarrollan a lo largo de este apartado, y elegir la más rentable, siendo esta la de menor coste final.

2.4.2 Propuesta de geotermia

En cuanto a la geotermia, al ser también una bomba de calor, se rige por la misma normativa del CTE [7] de la sección del HE-4 que para el caso de aerotermia, por lo que no se repite la explicación de la misma, sino que solamente se calculó la contribución renovable para cubrir la demanda de ACS, como se puede ver al final de este apartado.


Primeramente, se eligieron tres de las marcas con mayor reconocimiento en el mercado (tabla 2-20), en cuanto a bombas de calor de geotermia (agua-agua) se refiere, y se hizo un análisis comparativo.

| Marca | Modelo | Tanque ACS | Potencia nominal | COP _{0/35°C} | SCOP _{50-55°C} |
|------------------|---------------------------|------------|------------------|-----------------------|-------------------------|
| | | l | kW | [-] | [-] |
| Ecoforest | EcoGEO Compact | 165 | 12 | 4,6 | 4,96 |
| Bosch | Supraeco STE 100-1 | 200 | 10,4 | 4,8 | 4,98 |
| Valliant | FlexoCOMPACT | 210 | 11,5 | 4,6 | 5,2 |

Tabla 2-20. Características bombas de calor geotérmicas.

En cuanto a los datos de la tabla 2-20, el COP es dado por el fabricante y solo se utilizó para comprobar que la bomba de calor puede optar a una subvención por parte del INEGA [14]. Después el SCOP para las temperaturas de 50 °C para el ACS y 55 °C para la calefacción, se obtuvo mediante el programa *GeoT*SOL* siguiendo directiva VDI 4650 [16] y norma EN 15316-4-2 [9], y los datos que da el fabricante del funcionamiento de las mismas bajo diferentes condiciones.

Para obtener este SCOP, además de otros datos para el dimensionamiento de la instalación, se generaron, en primer lugar, los datos climáticos en *Meteonorm* para poder importarlos en *GeoT*SOL* (figura 2-42), pero no se muestra el proceso de generación de datos climáticos puesto que es el mismo que el realizado para importar los datos climáticos a *DesignBuilder* mostrado en el apartado para el cálculo de la demanda de calefacción (POTENCIA Y DEMANDA DE CALEFACCIÓN (ACC), 2.3), solo que en este caso se elige el formato de salida *TSOL*.



Project Data

Project name:

Quotation number: Customer:

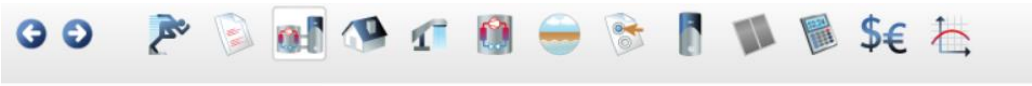
System location: ⇨ Customer address:

Project description: Project image:

Climate data: Pontenova_0

Figura 2-42. Ventana para la importación de datos climáticos. (Fuente: GeoT*SOL)

Ya introducidos los datos climáticos, se seleccionó el tipo de instalación que se va a implementar. Para ello se eligió una instalación de sondas verticales, figura 2-43, debido al espacio reducido del que se dispone, puesto que aunque en los planos (Plano nº 2) se pueda observar que la vivienda dispone de un gran terreno, la mayor parte es para cultivar.



System Selection

Heat source

Geothermal probes Geothermal collectors Ambient air Groundwater

System

Selected system: HP system with space heating and DHW (HPS 2, Brine/Water)

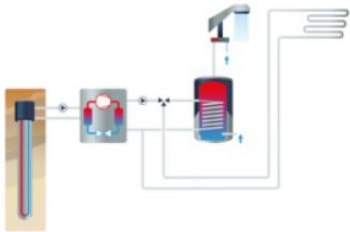


Figura 2-43. Ventana para la elección del tipo de instalación a utilizar. (Fuente: GeoT*SOL)

Después se introdujeron los datos ya calculados relativos a la calefacción del edificio, como se observa en la figura 2-44.

Figura 2-44. Ventana para la introducción de datos relativos a la calefacción. (Fuente: GeoT*SOL)

A continuación, se insertaron los datos que hacen referencia al consumo y preparación de ACS, tal y como se muestra en la figura 2-45.

Figura 2-45. Ventana para la inserción de datos relativos al consumo y preparación de ACS. (Fuente: GeoT*SOL)

Lo siguiente fue elegir la bomba de calor geotérmica a utilizar, como se muestra en la figura 2-46.

Heat Generator

Heat pump

| | | |
|------------------------|----------------------------------|------------|
| Manufacturer: | Vaillant Deutschland GmbH Co. KG | Select |
| Product: | flexoCOMPACT exclusive VWF 118/4 | Properties |
| Construction type: | Brine/Water | |
| Nominal heating power: | 11,1 kW | |

Figura 2-46. Ventana para la elección de la bomba geotérmica. (Fuente: Geot*SOL)

Después de elegir la bomba, en la siguiente ventana (figura 2-47) se insertaron los datos relativos al circuito subterráneo o circuito primario de la bomba, que es el que extrae el calor del subsuelo, y también las características del subsuelo.

Heat Source

Heat pump

Power input on the cold side: 8,9 kW

Brine

Nominal output of brine pump: 80,0 W

Flow rate: 2.567 l/h

Glycol: 30 %

Ground

Undisturbed ground temperature: 13,5 °C

Geothermal probe

Borehole diameter: 150 mm

Construction type: Double U-Pipe

Infill: Simple grouting

Length of the borehole heat exchanger

Spec. extraction rate: 50,0 W/m

Maximum drilling depth: 99 m

Required heat probe length: 178 m

Calculate size

Number of wells: 2 at 88,7 m

Figura 2-47. Ventana para la introducción de los datos relativos al subsuelo y la instalación en el mismo. (Fuente: Geot*SOL)

En cuanto a las características del subsuelo se decidió ser un poco conservador, puesto que no se tienen datos del terreno a tal profundidad, ya que para ello sería necesario un ensayo térmico en la ubicación de la instalación para tener datos fiables. Se escogió el valor de 50 W/m que es un valor intermedio en el rango de valores del potencial geotérmico que muestra el mapa de la figura 2-48, en el cual no se sabe a ciencia cierta si la zona de la ubicación de la vivienda pertenece a una zona amarilla o naranja, por lo que se decidió coger el rango con los valores de potencial energético más pequeños para ser conservadores.

La temperatura del subsuelo constante a esas profundidades tampoco está disponible, por lo que se cogió un valor medio de la temperatura constante del subsuelo en Galicia, que son 13,5 °C.

Una vez introducidos estos datos, además de los datos de la bomba geotérmica obtenidos de su ficha técnica, el programa calcula el número de pozos necesarios (Wells) y su profundidad óptima.

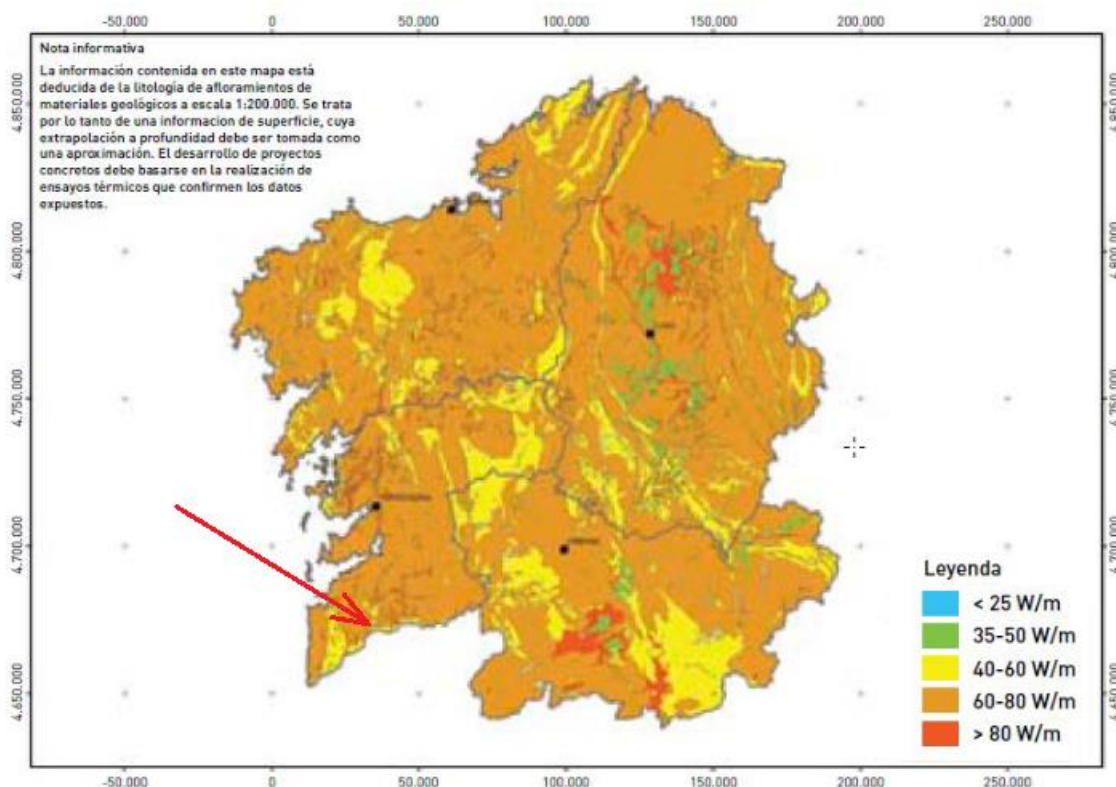


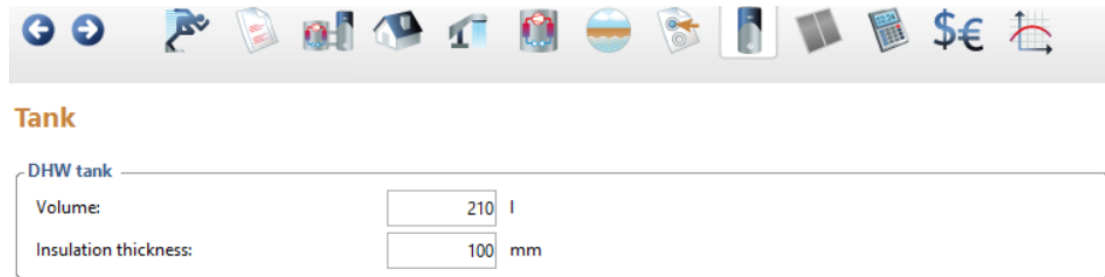
Tabla 2-48. Atlas del potencial de energía geotérmica de Galicia. (Fuente: IDEA [2])

En la siguiente ventana se eligió el sistema auxiliar a utilizar, que en este caso se prescinde de él puesto que la instalación de ACS y ACC es mantenida solo con el sistema de geotermia, por lo que se marcó la opción de "Monovalent". Véase la figura 2-49.

The screenshot shows the 'Mode of Operation' window in the GeoT*SOL software. At the top, there is a toolbar with various icons. Below the title, the 'Monovalent/monoenergetic operation' section is active. It contains three radio button options: 'Monovalent' (selected), 'Monoenergetic, parallel', and 'Monoenergetic, alternative'. To the right of these options are three input fields: 'Power of heating element: --- kW', 'Heating element out of service above: --- °C', and 'Heat pump out of service below: --- °C'. Below this section, the 'Bivalent operation' section is visible, containing the text 'Bivalent operation in systems with boilers only.'

Figura 2-49. Ventana para la elección del sistema auxiliar. (Fuente: GeoT*SOL)

El último paso antes de la simulación del sistema, fue la elección del volumen del sistema de acumulación de ACS, como se puede apreciar en la figura 2-50.



Tank

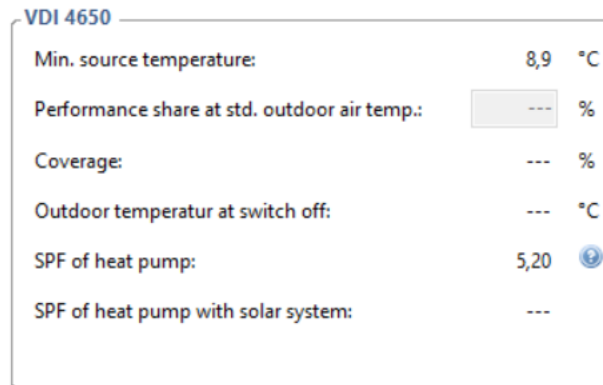
DHW tank

Volume: l

Insulation thickness: mm

Figura 2-50. Ventana para la inserción de datos referentes al volumen de acumulación de ACS. (Fuente: Geot*SOL)

Una vez ya introducidos todos los datos se pasa a la simulación, en donde se coge solamente el SCOP/SPF que el programa obtiene de la hoja del fabricante de la bomba de calor geotérmica (ver la figura 2-51), para realizar los cálculos de consumos, costes, etc., en Excel, donde sus resultados se muestran en la tabla 2-21.



VDI 4650

Min. source temperature: 8,9 °C

Performance share at std. outdoor air temp.: --- %

Coverage: --- %

Outdoor temperatur at switch off: --- °C

SPF of heat pump: 5,20

SPF of heat pump with solar system: ---

Figura 2-51. SCOP/SPF obtenido por el programa (Geot*SOL) según la hoja del fabricante siguiendo la norma VDI 4650. (Fuente: Geot*SOL)

| | | Ecoforest | Bosch | Valliant |
|-----------------------------------|--------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Consumo eléctrico | kWh/año | 1284,589 | 1279,430 | 1225,300 |
| Coste electricidad | €/año | 167,00 | 166,33 | 159,29 |
| Coste electricidad totales | € | 3339,93 | 3326,52 | 3185,78 |
| Vida útil | Años | 20 | 20 | 20 |
| Coste bomba + acumulador | € | 9990 | 7122 | 10750 |
| Coste materiales sala de máquinas | € | 500 | 500 | 500 |
| Coste campo geotérmico | € | 7488 | 4926 | 5322 |
| Legalización | € | 400 | 400 | 400 |
| Costes mantenimiento | €/año | 150 | 150 | 150 |
| Mano de obra sala de máquinas | €/h | 18,64 | 18,64 | 18,64 |
| | Horas | 15 | 15 | 15 |
| | Nº operarios | 2 | 2 | 2 |
| Coste Instalación | € | 18537,20 | 13107,20 | 17131,20 |
| Subvención | € | 6000 | 6000 | 6000 |
| Inversión inicial | € | 12937,20 | 7507,20 | 11531,20 |
| Costes finales | € | 19277,13 | 13833,72 | 17716,98 |

Tabla 2-21. Costes a lo largo de la vida útil de la instalación

En cuanto a los datos de la tabla 2-21, los costes del material de la sala de máquinas incluyen los referentes a las tuberías, conexiones y otros materiales para la instalación de la bomba de calor en el interior de la casa y su conexión con el campo geotérmico. Los costes del campo geotérmico engloban a los relativos a las perforaciones, sondas, sellado de las mismas y a la mano de obra para ese fin, estimando un coste de 30 €/m lineal. Los costes de la instalación agrupan a todos los costes iniciales de la misma, sin descontar la subvención, a excepción de la legalización, puesto que no la cubre la subvención ofrecida por el INEGA [14]. Esta subvención para el caso de estas bombas geotérmicas, cubre el total del 50% de los costes de la instalación siempre y cuando no excedan de 12000 €. En cuanto a la inversión inicial, sería el resultado de descontarle a los costes de la instalación la subvención ofertada y de sumarle los costes de legalización de la misma.

Los costes finales, al igual que para la propuesta de aerotermia, es la suma del conjunto de costes a lo largo de la vida útil de la instalación, y es un buen indicador para determinar cuál de las propuestas analizadas es la más idónea.

Los costes relativos al material y mano de obra de la sala de máquinas, campo geotérmico y al mantenimiento, fueron sacados de una jornada informativa de soluciones geotérmicas [18] impartida en la universidad de Vigo, ofrecida por un ingeniero agrónomo con un máster en ingeniería geotérmica (José Ángel Cid Fernández) que es diseñador y director de proyectos de geotermia y hidrogeología. También se obtuvieron de datos sobre estos costes del generador de precios de CYPE [15] y de otros expertos en el área.

En la figura 2-52 se pueden observar más claramente los datos más relevantes a la hora de elegir una solución de energía geotérmica.

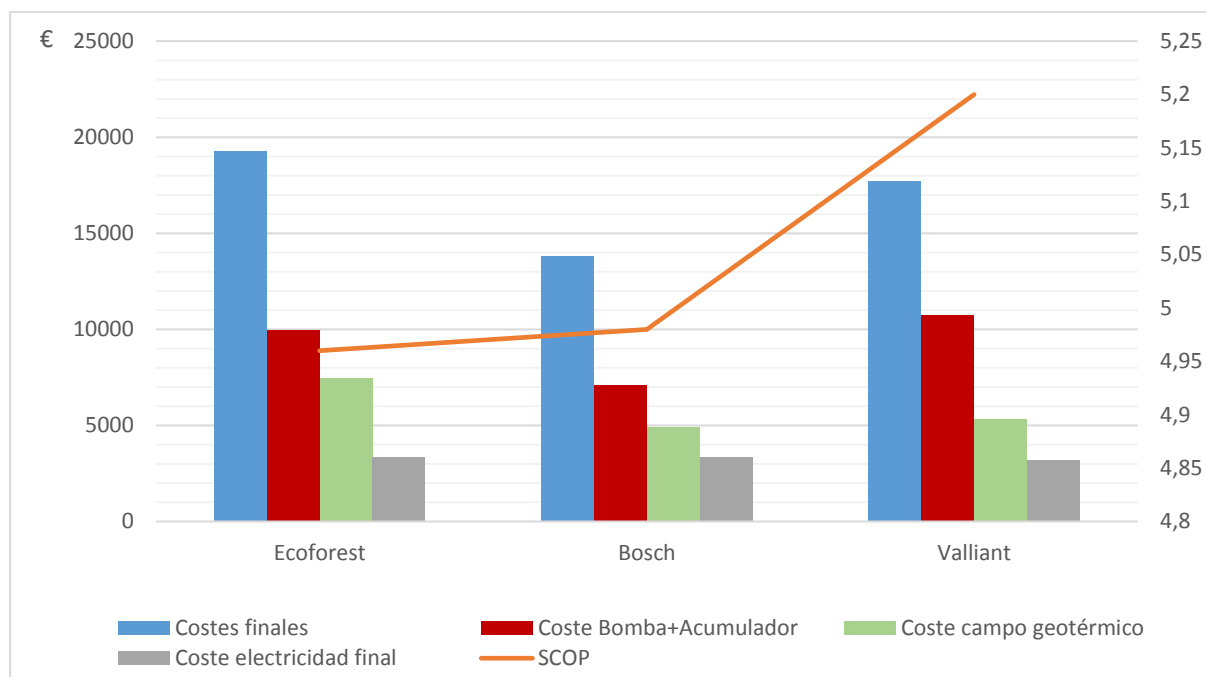


Figura 2-52. Costes finales de las instalaciones, de la bomba de calor más el acumulador y el SCOP de cada una de las bombas. (Fuente: Excel)

Como se puede apreciar, la instalación más rentable es la que tiene los costes de la bomba de calor más el acumulador y los costes del campo geotérmico más bajos (con la bomba de calor de la empresa *Bosch*), ya que son los dos factores que más peso tienen en los costes finales, a pesar de no tener un SCOP tan alto como la que utiliza una bomba de la empresa *Valliant*, puesto que lo ahorrado en electricidad a lo largo de la vida útil de la instalación (coste electricidad final) no compensa lo gastado en la instalación inicialmente, tal y como se comprueba en la tabla 2-21.

El último paso fue calcular la cantidad de la energía que el sistema produce se considera renovable, tal y como se hizo en el apartado de aerotermia, para ver si cumple con las exigencias mínimas del CTE [7] del 60% de cobertura de la demanda de ACS mediante energías renovables.

En este caso la demanda energética total de ACS es de 1961,467 kWh al año. Por lo tanto, la energía procedente de fuentes renovables (E_{RES}) sería:

$$E_{RES} = 1961,467 \times \left(1 - \frac{1}{4,98}\right) = 1567,598 \text{ kWh}$$

Es decir, que la bomba de calor daría una contribución renovable de un 80 % sobre la demanda total de ACS, siendo un valor por encima del mínimo exigido por el CTE [7], el cual ratifica la validez de este sistema para suplir al viejo sistema de producción de ACS.

2.4.3 Propuesta de biomasa

Hay diferentes tipos de biomasa para su utilización en sistemas de producción de calor para calefacción y ACS, por lo que se deben valorar los tipos de biomasa que se producen en la región en la que se instale el sistema, puesto que su accesibilidad es mayor, con lo que se reducirán los costes y las emisiones de CO₂ debidas al transporte de la misma.

Teniendo en cuenta estos factores anteriores y también el poder calorífico de la misma, los tipos de biomasa más idóneos en la comunidad de Galicia son la leña, la astilla y el pellet (figura 2-53).



Figura 2-53. Leña, astillas y pellets respectivamente. (Fuente: isved [29])

Las calderas de astilla suelen usarse en edificios con mayor consumo energético y que tengan buen acceso para el suministro del combustible, ya que requieren de más espacio de almacenamiento (la astilla es menos densa que el pellet) así como también necesita un sistema de almacenamiento más complejo (sistema de varillas rotativas), por lo que aumenta mucho su coste y no las hacen tan rentables para sistemas de pequeña demanda energética. Por lo tanto, se descartó la astilla como combustible para esta propuesta.

Otra de las opciones descartadas fue la de la leña, puesto que el cliente no dispone del espacio suficiente para su almacenamiento, además de que prefiere la practicidad que le ofrece la opción de pellets frente a la de leña, ya que se puede comprar en sacos, por lo que su almacenamiento es sencillo, ya que la leña que se adquiriera vendría en tractores, donde una vez volcada la leña en la finca habría que proceder a su ordenamiento con el trabajo que ello supone, sobre todo para personas de avanzada edad, o pagar a un jornalero con el sobrecoste que ello supone.

Para comenzar con el análisis se eligieron las marcas más reconocidas de calderas de pellets que trabajan con potencias cercanas a la demandada en la vivienda. En este primer análisis se descartaron las que su precio fuera mayor, pero con un peor rendimiento que el de otras calderas de las seleccionadas, tal y como se muestra en la gráfica de la figura 2-54, donde las calderas descartadas están en color azul claro.

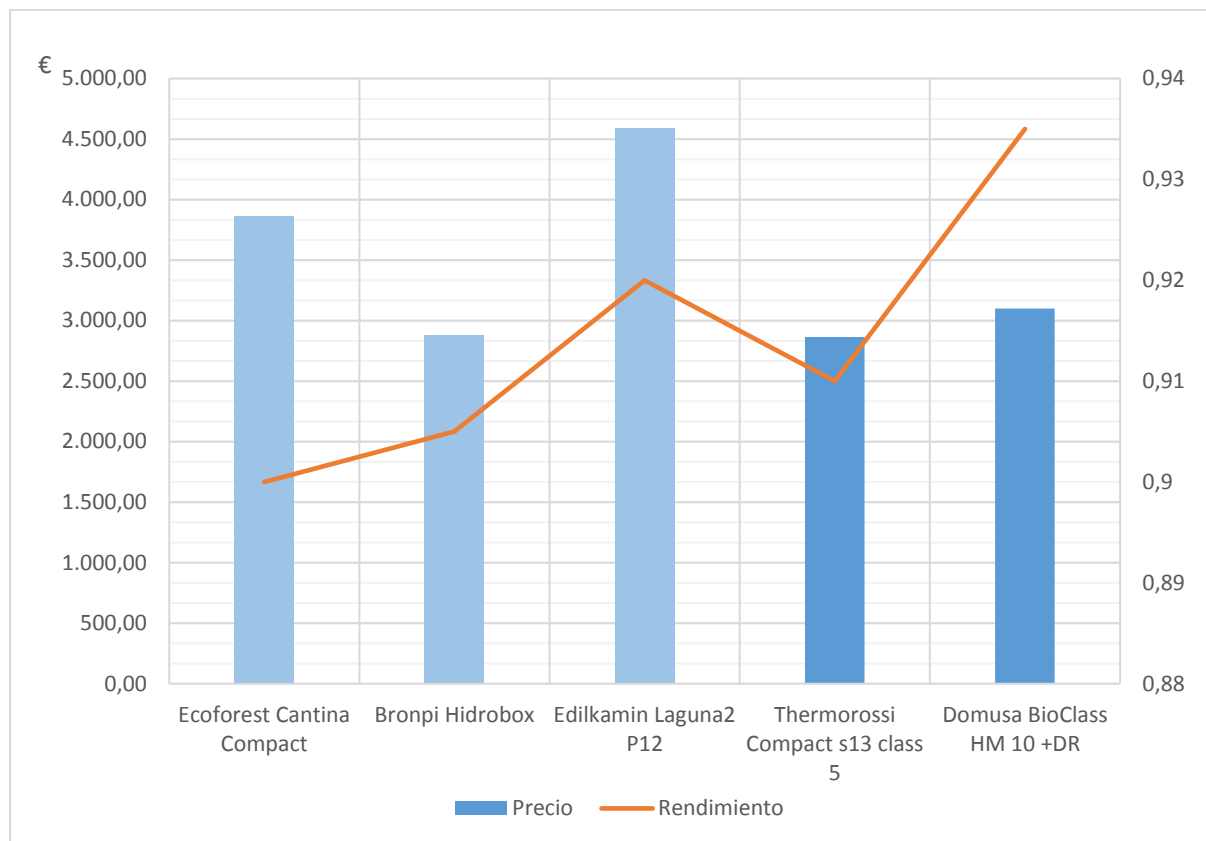


Figura 2-54. Calderas descartadas y seleccionadas en base a la relación precio-rendimiento. (Fuente: Excel)

Como se observa en la gráfica anterior (figura 2-54), las dos únicas calderas que pasan el corte del primer análisis, son las de las empresas *Thermorossi* y *Domusa*.

El segundo y último análisis, para elegir cuál de las dos es la más óptima para la instalación, se realizó en base a los costes al final de la vida útil de las mismas, y teniendo en cuenta el coste medio del pellet en el mercado de 0,0627 €/kWh comprándolo en sacos de 15 kg.

Se puede apreciar en la tabla 2-22 que los costes al final de su vida útil (costes finales), la cual se estima en 20 años, están muy igualados, siendo menores con la caldera de la empresa *Thermorossi*. Estos costes son la suma del coste de los pellets consumidos a lo largo de los 20 años, más el precio de compra de la caldera. A pesar de que la caldera *Thermorossi* tenga unos costes finales menores, su rendimiento es menor que el de la caldera de *Domusa*, por lo que si la caldera dura más que la vida útil estimada, los ahorros serán todavía mayores para la caldera de mayor rendimiento (*Domusa*), y como la diferencia es solamente de 1 euro, se seleccionó a esta última (*Domusa*) para la propuesta de la instalación de ACS y ACC con biomasa.

| | Consumo pellets | Coste pellets | Vida útil | Coste caldera | Costes finales |
|--------------------|-----------------|---------------|-----------|---------------|----------------|
| | kWh/año | €/año | Años | € | € |
| Thermorossi | 7001,716 | 439,01 | 20 | 2.863,31 | 11643,46 |
| Domusa | 6814,504 | 427,27 | 20 | 3.099,15 | 11644,54 |

Tabla 2-22. Costes al final de la vida útil de las calderas.

Una vez elegida la caldera a instalar, se calcularon los costes al final de la vida útil del sistema de biomasa, pero incluyendo todos sus componentes, como el interacumulador de 160 l, y otros materiales necesarios para su instalación (tuberías, codos, etc) de los cuales se hizo una estimación del coste. También se incluye la mano de obra, el mantenimiento, legalización de la instalación y la subvención otorgada por el INEGA [14], que para este caso es del 50% de la inversión inicial sin incluir los costes de legalización.

Todo esto se refleja en las tablas 2-23 y 2-24, donde los costes de la instalación son los costes iniciales que supone la misma sin descontar la subvención, la inversión inicial son los costes resultantes de restarle a los costes de la instalación el valor de la subvención otorgada y sumarle los costes de legalización, y los costes finales son la suma de todos los costes a lo largo de la vida útil de la instalación (mantenimiento, coste de combustible e inversión inicial).

| Coste acumulador | Coste material | Legalización | Coste mantenimiento |
|------------------|----------------|--------------|---------------------|
| € | € | € | €/año |
| 1.657,07 | 300 | 400 | 70 |

Figura 2-23. Costes instalación de biomasa parte 1

| Mano de obra | | | Coste Instalación | Subvención | Inversión inicial | Costes finales |
|--------------|-------|--------------|-------------------|------------|-------------------|----------------|
| (€/h) | horas | Nº operarios | (€) | (€) | (€) | (€) |
| 18,64 | 8 | 2 | 5354,46 | 2519,95 | 3234,51 | 13179,8986 |

Figura 2-24. Costes instalación de biomasa parte 2

2.4.5 Propuesta de energía solar térmica

En primer lugar, aclarar que la propuesta de instalación solar térmica solo se calculó para cubrir parte de la demanda de ACS y no de calefacción, dado que en edificios con el estándar de aislamiento térmico como el de este proyecto, no es aconsejable dimensionar instalaciones solares sin posibilidad de acumulación estacional para el invierno, sin demanda de refrigeración mediante energía solar o climatización de piscinas en verano, para fines de calefacción. Esto conduce a unas superficies de colector muy grandes y al mismo tiempo a un gran excedente de energía en verano, esto es, instalaciones con un grado de eficiencia muy pobre y por consiguiente a unos precios del calor solar muy elevados.

El dimensionamiento de la instalación solar térmica se hizo mediante el programa de cálculo dinámico *TSOL*, el cual es bastante preciso y muy utilizado en ingeniería, siendo recomendado su uso en la nueva "Guía Técnica de Energía Solar Térmica" [2].

Pero antes de entrar a trabajar con el programa, se hicieron algunos cálculos necesarios de datos requeridos en el mismo, y también se generaron los datos climáticos en *Meteonorm* para poder importarlos en *TSOL*, pero no se mostrará el proceso de generación de datos climáticos puesto que es el mismo que el realizado para importar los datos climáticos a *DesignBuilder* (POTENCIA Y DEMANDA DE CALEFACCIÓN (ACC), 2.3), solo que en este caso se elige el formato de salida *TSOL*.

2.4.1.1 Fluido caloportador del circuito primario

Como fluido de trabajo del circuito primario se puede utilizar agua de la red, agua desmineralizada o agua con aditivos, en función de las características climatológicas del lugar y del agua utilizada. En la instalación que se estudia, por estar ubicada en un lugar

con bajas temperaturas en invierno, se utiliza agua con anticongelante.

Como anticongelantes pueden utilizarse los productos, solos o mezclados con agua, que cumplan la reglamentación vigente y cuyo punto de congelación sea al menos 5°C inferior a la temperatura mínima histórica que se haya registrado en la zona donde se sitúa la instalación, es decir, -10°C por ser la temperatura mínima histórica de la zona de -5°C.

El pH del fluido de trabajo a 20°C debe estar comprendido entre 5 y 9, y el contenido en sales se debe ajustar a los señalados a continuación:

- La salinidad del agua del circuito primario no debe exceder de 500 mg/l totales de sales solubles. En caso de no disponer de este valor se debe tomar la conductividad, que no debe sobrepasar los 650µS/cm.
- El contenido en sales de calcio no debe ser superior a 200 mg/l expresado como contenido en carbonato cálcico.
- El límite de CO2 libre contenido en el agua no debe exceder de 50 mg/l.

Fuera de estos valores se debe tratar el agua.

El diseño de los circuitos debe evitar cualquier tipo de mezcla de los distintos fluidos que puedan operar en la instalación. En particular, se debe prestar especial atención a una eventual contaminación del agua caliente sanitaria por el fluido del circuito primario.

El fluido caloportador que circula por el circuito primario de la instalación es una mezcla de agua con anticongelante, siendo el anticongelante seleccionado propilenglicol.

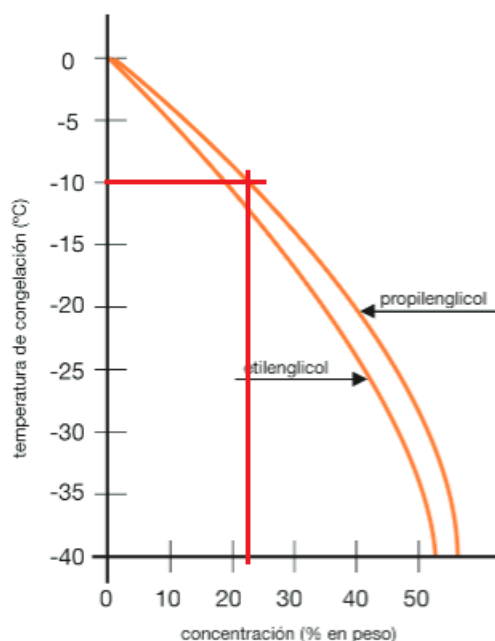


Figura 2-55. Porcentaje de propilenglicol en función de la temperatura. (Fuente: certificacionenergetica.info [28])

Como se puede ver la figura 2-55, el porcentaje de propilenglicol correspondiente para una temperatura de congelación de -10 °C, es del 22% aproximadamente, por lo tanto, con esta concentración de anticongelante se logra una protección de la instalación hasta -10°C, suficientes para esta instalación.

2.4.1.2 Cálculo de tuberías y aislamiento del circuito primario

Con objeto de evitar pérdidas térmicas, la longitud de tuberías debe ser tan corta como sea posible, evitando al máximo codos y pérdidas de carga en general.

El diseño y los materiales deben ser tales que no exista posibilidad de formación de obstrucciones o deposiciones de cal en sus circuitos que influyan en el rendimiento del sistema.

En la instalación de estudio se utilizan tuberías de cobre tanto para el circuito primario como para el secundario, suministradas en tubos estirados en frío y soldados por capilaridad (UNE 37153 [9]).

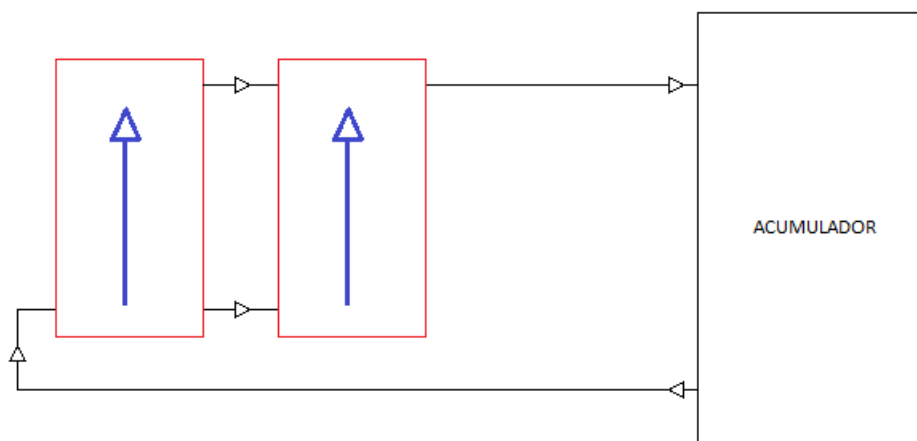


Figura 2-56. Esquema básico del circuito primario. (Fuente: Paint)

El "Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura del IDAE" [2], indica que el dimensionado de las tuberías se debe realizar de forma que la pérdida de carga unitaria en tuberías nunca sea superior a 40 mm.c.a. por metro lineal, sin admitirse pérdidas de carga superiores a 7 m.c.a. en el circuito primario ni en el secundario. También se indica, en este mismo apartado, que la velocidad de circulación del fluido por las tuberías debe ser inferior a 2 m/s cuando la tubería discorra por locales habitados, e inferior a 3 m/s cuando el trazado sea por el exterior del local.

Como caudal de diseño se tomó el caudal de test ofrecido por la herramienta *CHEQ4* de los colectores solares elegidos, que en este caso se tratan del modelo *Vitosol 200-FM SH2F* de la empresa *Viessman*, ya que son los únicos del mercado que integran la tecnología *Thermoprotect*, la cual evita el sobrecalentamiento y la formación de vapor cuando la demanda de calor es baja gracias a materiales energéticamente eficientes, autolimitando la captación de energía solar cuando se superan los 75 °C, por lo que no hay necesidad de dispositivos de disipación adicionales, ni vaciados. El valor del caudal es de 72 l/(h·m²) o lo que es lo mismo:

$$Q_{\text{primario}} = \frac{72 \text{ l}}{\text{h} \cdot \text{m}^2} \times \frac{1 \text{ h}}{60 \text{ min}} \times \frac{2,51 \text{ m}^2}{1 \text{ colector}} = 3,012 \frac{\text{l}}{\text{min} \cdot \text{colector}} = 180,72 \frac{\text{l}}{\text{h} \cdot \text{colector}}$$

Para calcular el diámetro interior del circuito primario se va a emplear la siguiente ecuación:

$$Q_{\text{primario}} = S \times v = \frac{\pi \times D^2 \times v}{4}$$

Donde:

- S : Sección normal a la dirección del flujo de la tubería (m^2).
- $Q_{primario}$: Caudal por la tubería del circuito primario (m^3/s).
- D : Diámetro interior de la tubería (m).
- v hace referencia a la velocidad del fluido en a lo largo de los conductos (m/s).

Mediante la ecuación anterior se despeja de forma sencilla el diámetro de la tubería del circuito primario:

$$D = \sqrt{\frac{4 \times Q}{\pi \times v}}$$

Pero antes se debe saber cuál es el diámetro mínimo de la tubería, en función de las pérdidas de carga máximas permitidas (40 mm.c.a. por m lineal). Para ello se utiliza la fórmula de *Flamant*, válida para tubos lisos de cobre.

$$\Delta P = 378 \times 1,3 \times \frac{Q^{1,75}}{D^{4,75}} \Rightarrow D_{mínimo} = \sqrt[4,75]{378 \times 1,3 \times \frac{180,72^{1,75}}{40}} = 11,505 \text{ mm}$$

Donde:

- ΔP : Pérdida de carga en mm.c.a por metro lineal de tubería.
- Q : Caudal por la tubería (l/h).
- D : Diámetro interior de la tubería (mm).
- 1,3: Factor de corrección aplicado para fluidos de mezcla glicol-agua.

También se comprueba que cumple el requisito de la normativa en cuanto a velocidad máxima del fluido:

$$D_{min} = \sqrt{\frac{4 \times Q}{\pi \times v_{max}}} = \sqrt{\frac{4 \times 5,02 \times 10^{-5}}{\pi \times 2}} = 5,653 \text{ mm}$$

Por tanto, se debe escoger un diámetro por encima del valor más alto (más restrictivo), es decir, mayor que 11,505 mm. En la Tabla (2-25) se muestran los diámetros y espesores nominales para las tuberías de cobre, para aplicaciones de calefacción y sanitarias para agua y gases según establece la norma UNE-EN 1057:2007+A1:2010 [9].

| Espesor de pared nominal en mm | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 | 1,1 | 1,2 | 1,5 | 2,0 | 2,5 | 3,0 |
|---------------------------------|-------------------------|------|------|------|------|-----|------|------|------|------|-----|-----|
| Diámetro exterior nominal en mm | Diámetro interior en mm | | | | | | | | | | | |
| 6 | | 4,8 | | 4,4 | | 4 | | | | | | |
| 8 | | 6,8 | | 6,4 | | 6 | | | | | | |
| 10 | | 8,8 | 8,6 | 8,4 | | 8 | | | | | | |
| 12 | | 10,8 | 10,6 | 10,4 | | 10 | | | | | | |
| 14 | | | | 12,4 | | 12 | | | | | | |
| 15 | | | 13,6 | 13,4 | | 13 | | | | | | |
| 16 | | | | | | 14 | | | | | | |
| 18 | | | | 16,4 | | 16 | | | | | | |
| 22 | | | | | 20,2 | 20 | 19,8 | 19,6 | 19 | | | |
| 28 | | | | | 26,2 | 26 | | 25,6 | 25 | | | |
| 35 | | | | | | 33 | | 32,6 | 32 | | | |
| 40 | | | | | | 38 | | | | | | |
| 42 | | | | | | 40 | | 39,6 | 39 | | | |
| 54 | | | | | | 52 | | 51,6 | 51 | 50 | | |
| 64 | | | | | | | | | | 60 | | |
| 66,7 | | | | | | | | 64,3 | | 62,7 | | |
| 76,1 | | | | | | | | | 73,1 | 72,1 | | |
| 88,9 | | | | | | | | | | 84,9 | | |
| 108 | | | | | | | | | 105 | | 103 | |

Tabla 2-25. Diámetros y espesores nominales de tuberías de cobre. (Fuente: elcobre.com)

Se escogió un diámetro interior de 12 mm y exterior de 14 mm (1 mm de espesor), ya que es el diámetro nominal más próximo y a mayor diámetro mayor coste de la instalación, por lo que no hay motivos para sobredimensionar en este caso.

Según el "Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios" (RITE) [6], los espesores mínimos de aislamientos térmicos mediante el procedimiento simplificado, expresados en mm, en función del diámetro exterior de la tubería sin aislar y de la temperatura del fluido en la red y para un material con conductividad térmica de referencia a 10 °C de 0,040 W/(m.K), deben ser los indicados en las tablas 2-26 y 2-27.

Cuando se utilicen materiales de conductividad térmica distinta a $\lambda_{ref} = 0,04 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ a 10 °C, se considera válida la determinación del espesor mínimo aplicando la siguiente ecuación para superficies de sección circular:

$$d = \frac{D}{2} \times \left[e^{\frac{k}{k_{ref}} \times \ln\left(\frac{D+2 \times d_{ref}}{D}\right)} - 1 \right]$$

Siendo:

- D : Diámetro interior del aislante, o lo que es lo mismo, diámetro exterior de la tubería sobre la que se va a acoplar el aislante [mm].

- k : La conductividad térmica del material aislante que se va a utilizar [W/m·K].
- k_{ref} : La conductividad térmica del material aislante de referencia, que como ya se ha comentado previamente tiene un valor de 0,04 W/m·K a 10°C [W/m·K].
- d : Hace referencia al espesor mínimo que deberá tener el material de aislamiento que se va a utilizar [mm].
- d_{ref} : Hace referencia al espesor mínimo obtenido de la tabla 2-26 o 2-27.

| Diámetro exterior (mm) | Temperatura máxima del fluido (°C) | | |
|------------------------|------------------------------------|------------|-------------|
| | 40...60 | > 60...100 | > 100...180 |
| $D \leq 35$ | 25 | 25 | 30 |
| $35 < D \leq 60$ | 30 | 30 | 40 |
| $60 < D \leq 90$ | 30 | 30 | 40 |
| $90 < D \leq 140$ | 30 | 40 | 50 |
| $140 < D$ | 35 | 40 | 50 |

Tabla 2-26. Espesores mínimos de aislamiento (mm) de tuberías y accesorios que transportan fluidos calientes que discurren por el interior de edificios. (Fuente: RITE [2])

| Diámetro exterior (mm) | Temperatura máxima del fluido (°C) | | |
|------------------------|------------------------------------|------------|-------------|
| | 40...60 | > 60...100 | > 100...180 |
| $D \leq 35$ | 35 | 35 | 40 |
| $35 < D \leq 60$ | 40 | 40 | 50 |
| $60 < D \leq 90$ | 40 | 40 | 50 |
| $90 < D \leq 140$ | 40 | 50 | 60 |
| $140 < D$ | 45 | 50 | 60 |

Tabla 2-27. Espesores mínimos de aislamiento (mm) de tuberías y accesorios que transportan fluidos calientes que discurren por el exterior de edificios. (Fuente: RITE [2])

Como se tiene tanto tuberías en el exterior como en el interior, se utilizan dos espesores y tipos distintos de aislamiento. Para el interior se utiliza un aislante de elastómero extruido de célula cerrada Nitril – PVC con un coeficiente de conductividad térmica de 0,034 W/m·K a 10 °C. Para el exterior se utiliza el mismo material, pero forrado con un material impermeable para trabajar a la intemperie, con un coeficiente de conductividad de 0,037 W/m·K.

Con los datos anteriores, los espesores del aislamiento, tanto exterior como interior, para un sistema con un colector serían los siguientes:

$$d_{interior} = \frac{14}{2} \times \left[e^{\frac{0,034}{0,04} \times \ln\left(\frac{14+2 \times 25}{14}\right)} - 1 \right] = 18,477 \text{ mm}$$

$$d_{exterior} = \frac{14}{2} \times \left[e^{\frac{0,037}{0,04} \times \ln\left(\frac{14+2 \times 35}{14}\right)} - 1 \right] = 29,719 \text{ mm}$$

Dentro del catálogo de Salvador Escoda [30], se pueden ver los espesores de aislamiento nominales que ofrece este vendedor en concreto, que para este caso son de 19 mm para el interior y de 32 mm para el exterior.

2.4.1.3 Volumen de acumulación para el ACS

Según la nueva "Guía Técnica de Energía Solar Térmica" [2], el volumen de acumulación seleccionado debe ser el resultado óptimo obtenido tras la realización de un análisis de sensibilidad que determine el rendimiento de la instalación para las diversas soluciones posibles, considerando variaciones sobre un volumen base de cálculo (V en litros) determinado en función de la superficie de captadores (A en metros cuadrados). El volumen de acumulación total nunca debería ser inferior al valor determinado por $V = 60 \cdot A$.

El rendimiento global de la instalación solar aumenta con la relación volumen de acumulación- área V/A , pero para valores superiores a 100-120 litros/m², el aumento del rendimiento es muy pequeño o incluso podría descender si las pérdidas térmicas del sistema de acumulación son elevadas.

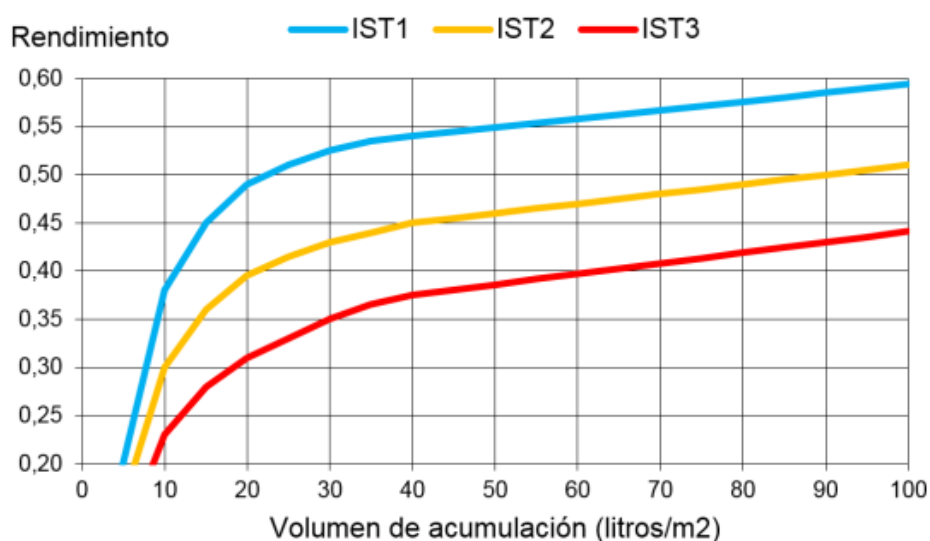


Figura 2-57. Variación del rendimiento de tres instalaciones ejemplo con el volumen de acumulación. (Fuente: IDAE [2])

Teniendo en cuenta que el área de absorción de un colector es de 2,33 m², el volumen del acumulador deberá estar comprendido entre $139,8 \leq V \leq 279,6$.

Para probar con diferentes volúmenes en el programa *TSOL*, se utilizaron volúmenes comerciales, por lo tanto, para el caso de un solo colector se simuló la instalación con los volúmenes de 150, 180, 200, 250 y 300 l. En todos los casos el acumulador utilizado fue un interacumulador, ya que es el recomendado para este tipo de instalaciones pequeñas.

2.4.1.4 Resumen de los datos a introducir en *TSOL*

En los apartados anteriores se realizaron los cálculos para el caso de un solo colector, pero para las simulaciones en *TSOL* se probaron además de instalaciones con diferentes volúmenes de interacumulador, con distinto número colectores.

Para lo cual, se realizaron las tablas 2-28, 2-29, 2-30 y 2-31, donde se recogen todos los datos a introducir de cada configuración de la instalación a simular, en función del número de colectores a instalar.

| Nº colectores | Q [l/h] | D _{int,mínimo} [mm] | D _{int,nominal} [mm] | D _{ext,nominal} [mm] |
|---------------|---------|------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| 1 | 180,72 | 11,5045794 | 12 | 14 |
| 2 | 361,44 | 14,8517125 | 16 | 18 |
| 3 | 542,16 | 17,24456567 | 20 | 22 |
| 4 | 722,88 | 19,17265783 | 20 | 22 |

Tabla 2-28. Caudales y diámetros interior y exterior respectivamente del circuito primario

| Nº colectores | d _{ref} | k _{ref} [W/m·K] | k [W/m·K] | d [mm] | d _{nominal} [mm] |
|---------------|------------------|--------------------------|-----------|--------|---------------------------|
| 1 | 25 | 0,04 | 0,034 | 18,477 | 19 |
| 2 | 25 | 0,04 | 0,034 | 18,854 | 19 |
| 3 | 25 | 0,04 | 0,034 | 19,135 | 25 |
| 4 | 25 | 0,04 | 0,034 | 19,135 | 25 |

Tabla 2-29. Espesores y coeficientes de conductividad térmica para el aislante de la tubería interior

| Nº colectores | d _{ref} | k _{ref} [W/m·K] | k [W/m·K] | d [mm] | d _{nominal} [mm] |
|---------------|------------------|--------------------------|-----------|--------|---------------------------|
| 1 | 35 | 0,04 | 0,037 | 29,719 | 32 |
| 2 | 35 | 0,04 | 0,037 | 30,063 | 32 |
| 3 | 35 | 0,04 | 0,037 | 30,320 | 32 |
| 4 | 35 | 0,04 | 0,037 | 30,320 | 32 |

Tabla 2-30. Espesores y coeficientes de conductividad térmica para el aislante de la tubería exterior

| Nº colectores | V _{acum, min (60)} [l] | V _{acum, max (120)} [l] | V _{nom, prueba} [l] |
|---------------|---------------------------------|----------------------------------|---|
| 1 | 174,75 | 279,60 | 150, 180, 200, 250, 300 |
| 2 | 349,50 | 559,20 | 250, 300, 350, 400, 450, 500, 550 |
| 3 | 524,25 | 838,80 | 400, 450, 500, 550, 600, 650, 700, 750, 800 |
| 4 | 699 | 1118,4 | 550, 600, 650, 700, 750, 800, 850, 900, 950, 1000 |

Tabla 2-31. Volúmenes comerciales para las simulaciones en TSOL

En la tabla 2-31 V_{acum, min (60)} y V_{acum, max (120)} son el volumen de acumulación mínimo y máximo respectivamente recomendados por el IDAE [2], y V_{nom, prueba} son los volúmenes comerciales que se encuentran en ese rango de valores también recomendados por el IDAE [2] para probar en las simulaciones.

2.4.1.5 Simulación en TSOL

Ya con todos los datos necesarios a disposición, se pasa a la simulación de las diferentes configuraciones de la instalación de energía solar térmica (las 31 configuraciones expuestas en la tabla 2-31).

Una vez abierto el programa *TSOL*, se seleccionó, en las pestañas superiores de la ventana principal (figura 2-58), una nueva variante en la cual se introdujo todos los datos de la instalación (se creó una variante para cada configuración de la instalación).

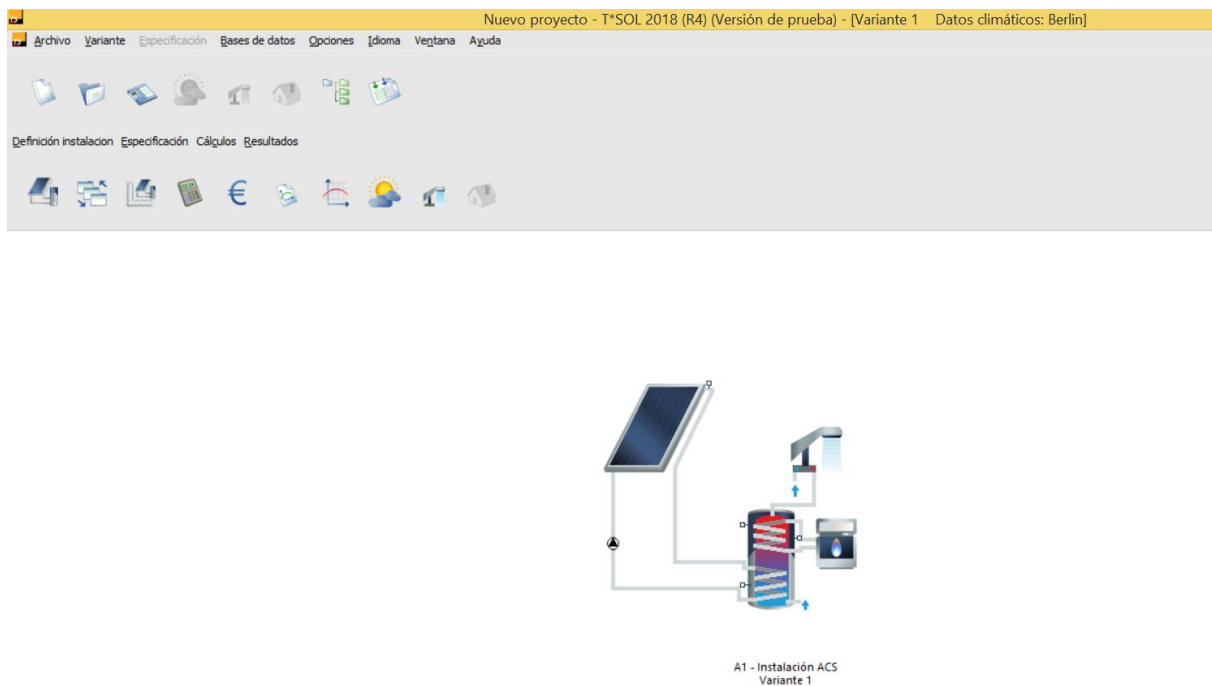


Figura 2-58. Ventana principal con la variante 1 abierta. (Fuente: TSOL)

Dentro de la ventana de la variante se abrió la ventana de clima (icono de un sol con nubes) y en la pestaña de "selección" (figura 2-59) se importaron los datos climáticos de la zona generados previamente en *Meteonorm*.

En cuanto a la temperatura estándar de proyecto al exterior, se seleccionó "Determinar a partir de los datos climáticos" para que utilice los generados en *Meteonorm*.

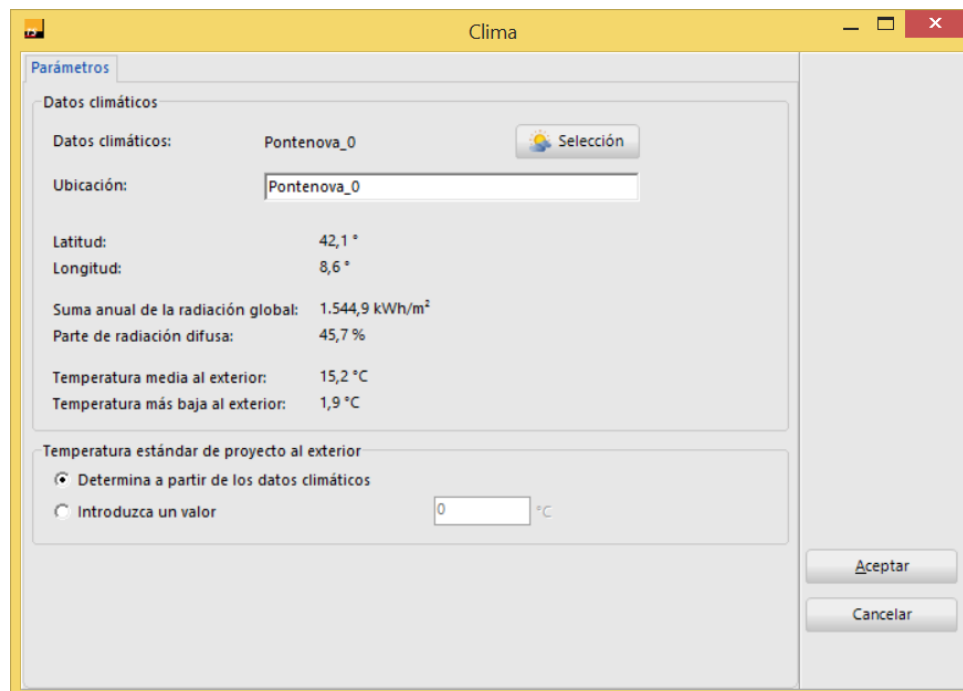


Figura 2-59. Ventana de datos climáticos. (Fuente: TSOL)

El siguiente paso fue seleccionar la configuración general de la instalación a simular. Para este caso se decidió probar con la configuración "A1 US", dedicada exclusivamente al ACS e integra los dos serpentines (el del circuito primario de la instalación solar y el del equipo de apoyo) en un mismo interacumulador (figura 2-60).

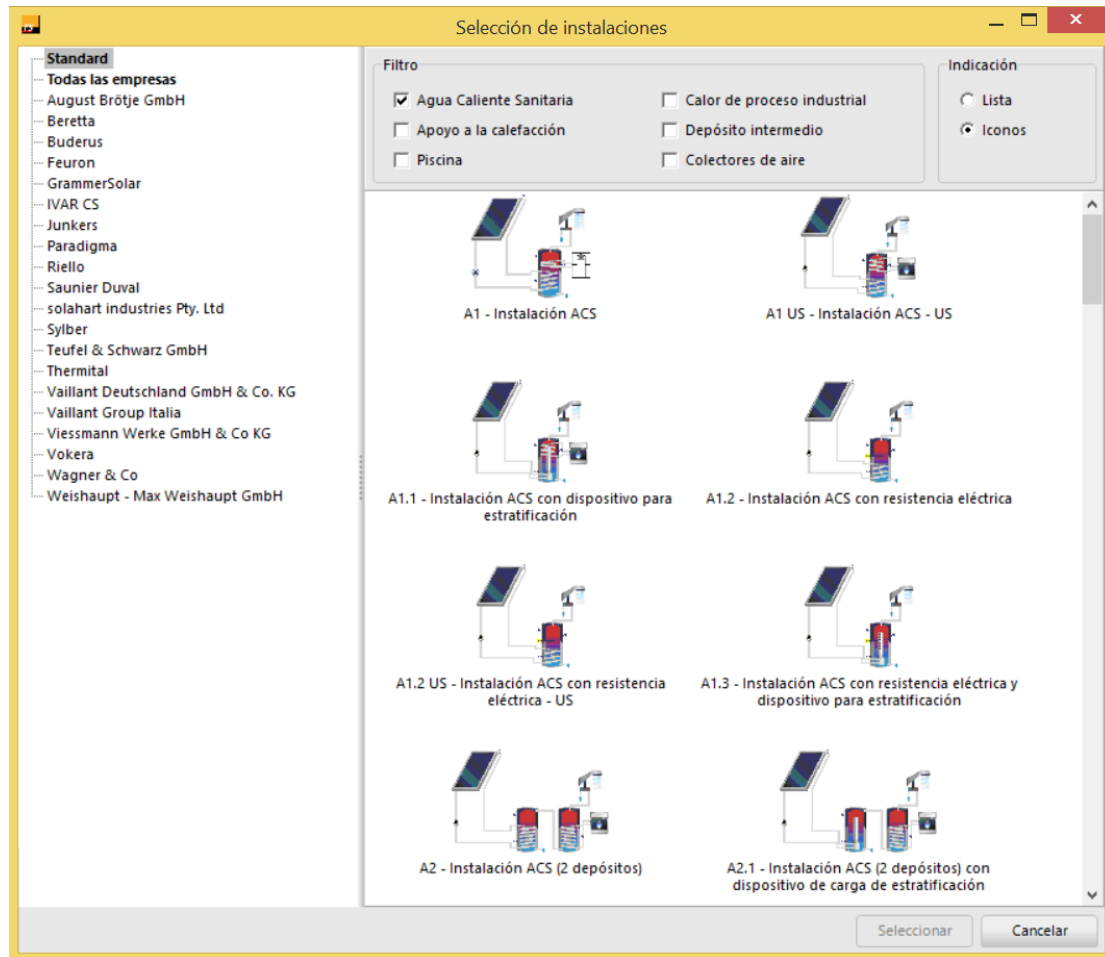


Figura 2-60. Ventana de selección de instalaciones. (Fuente: TSOL)

Ya seleccionada la instalación, se procedió a introducir todos los datos de la misma, calculados anteriormente. Para ello, en la ventana principal (figura 2-58), se fue seleccionando cada una de las partes de la instalación e introduciendo los datos correspondientes.

Se comenzó por el consumo de ACS, pinchando sobre la ducha del esquema de la instalación, se abrió la ventana de "Consumidores de ACS" (figura 2-61), la cual se cumplimentó con los datos del consumo diario medio anual, temperatura de ACS deseada que será la misma que la nominal de depósito acumulador, las temperaturas de agua fría de red y los parámetros del perfil de consumos de ACS (figuras 2-62, 2-63 y 2-64).

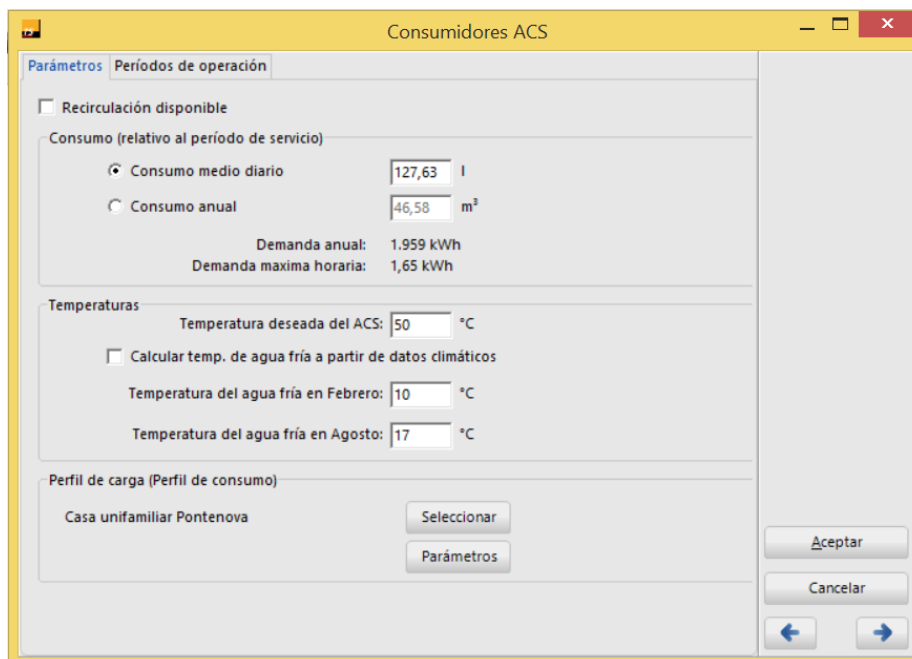


Figura 2-61. Ventana de consumidores de ACS. (Fuente: TSOL)

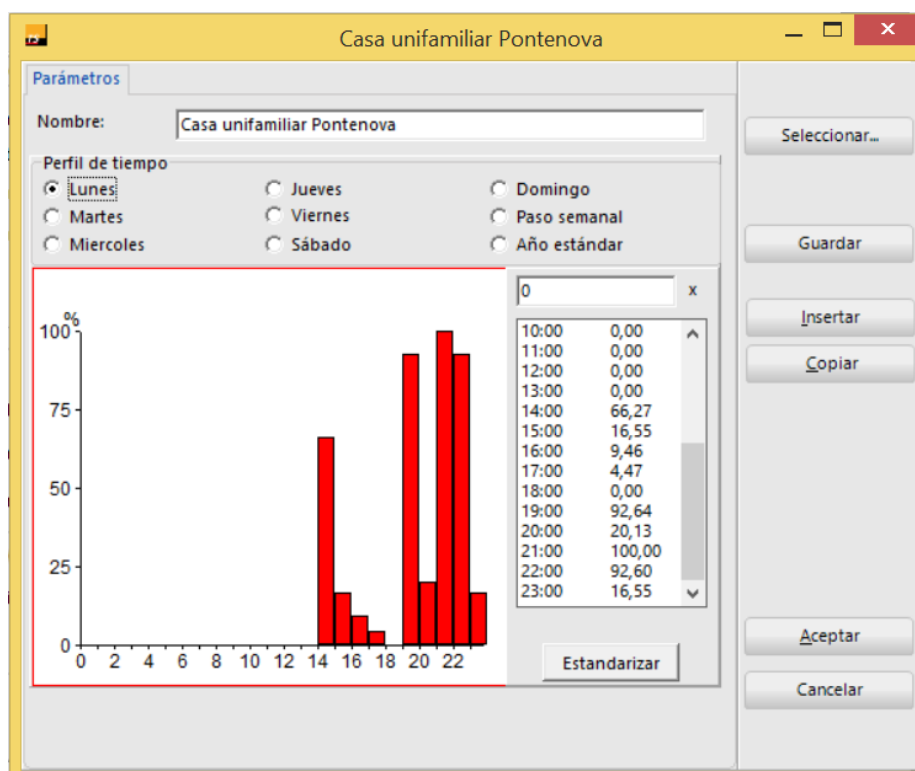


Figura 2-62. Ventana del perfil de consumo diario de ACS. (Fuente: TSOL)

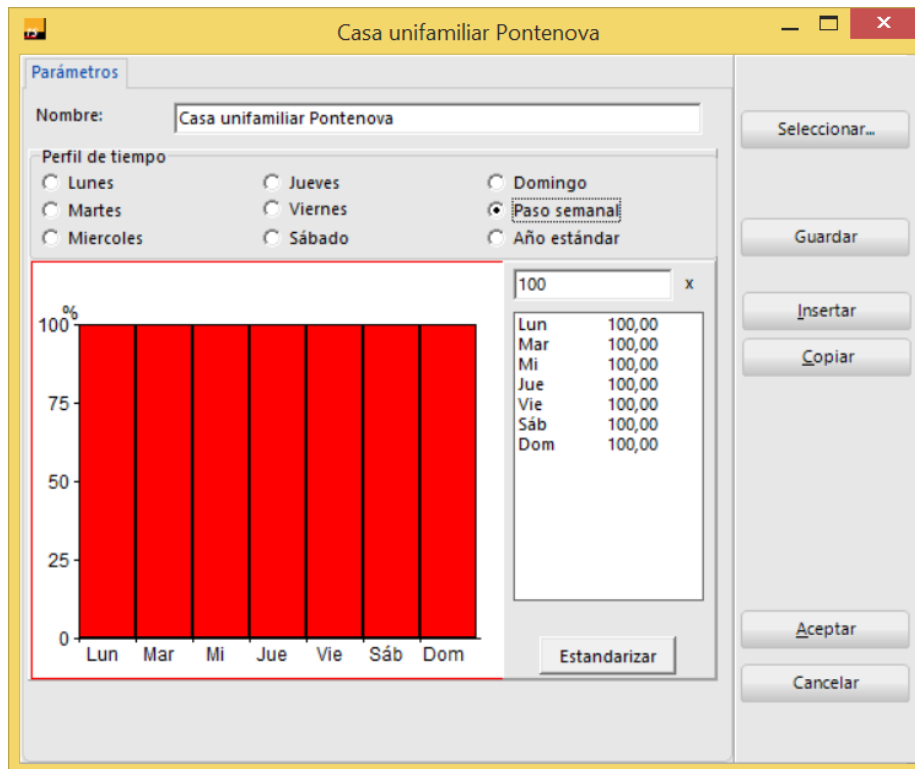


Figura 2-63. Ventana del perfil de consumo semanal de ACS. (Fuente: TSOL)

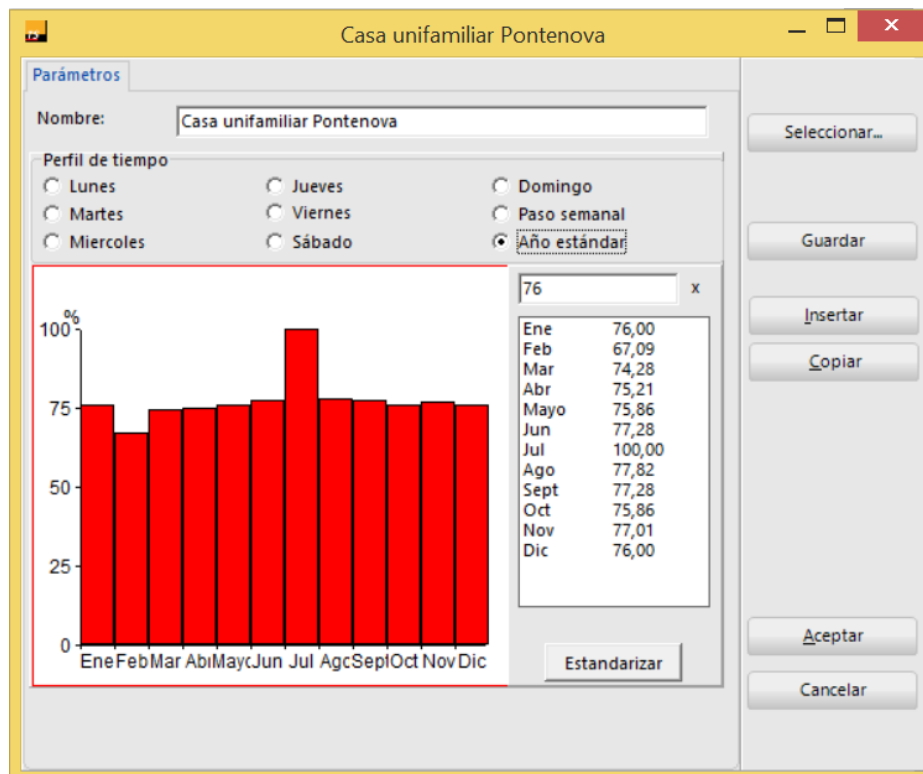


Figura 2-64. Ventana del perfil de consumo mensual de ACS. (Fuente: TSOL)

Lo siguiente fue la elección del equipo de auxiliar, seleccionado la figura de la caldera en la imagen de la instalación (figura 2-58) se abrió la ventana del equipo auxiliar (figura 2-65),

y como no se conocía el equipo que se iba a utilizar todavía, se seleccionó una caldera estandar de pellets de madera de 12 kW y se le asignó un rendimiento del 100% (figura 2-66) en la pestaña de "Grado de rendimiento", para mayor facilidad a la hora de manejar los datos de salida de la simulación, resultando la demanda del equipo auxiliar igual al consumo.

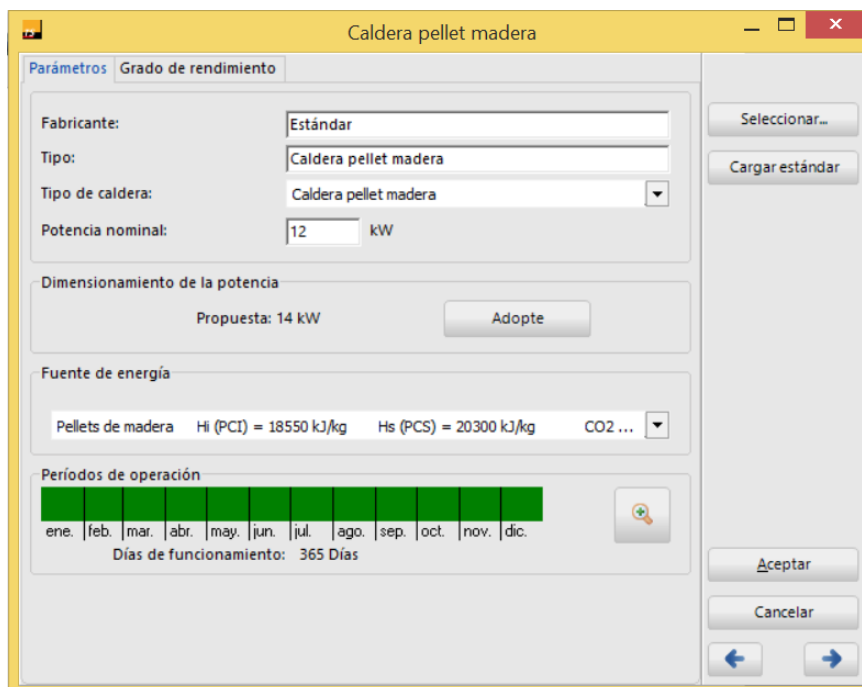


Figura 2-65. Ventana de elección de los parámetros del equipo auxiliar. (Fuente: TSOL)

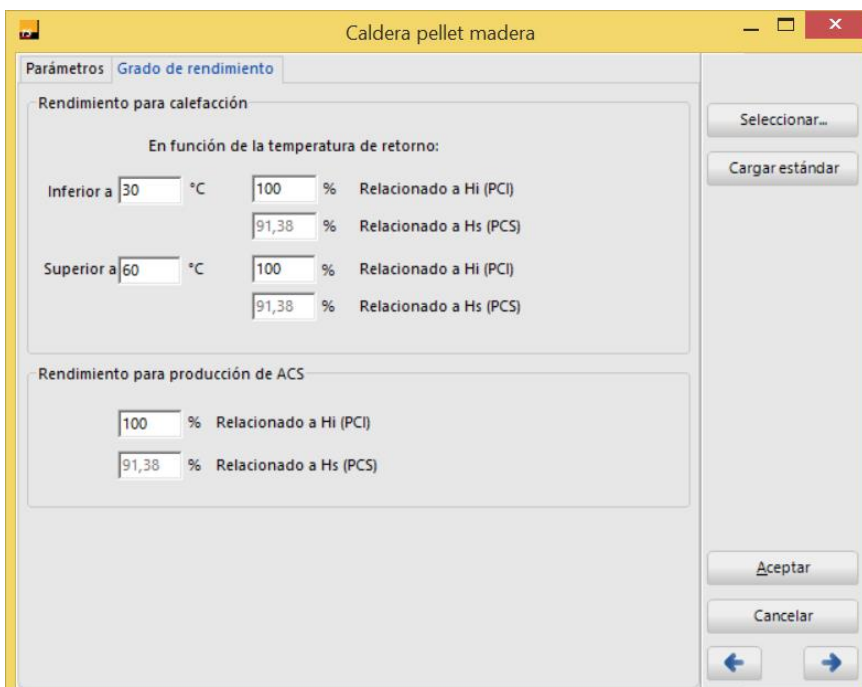


Figura 2-66. Ventana de elección del grado de rendimiento del equipo auxiliar. (Fuente: TSOL)

A continuación, se seleccionó la figura del depósito interacumulador de ACS de la imagen de la instalación (figura 2-58), para introducir los datos referidos a la acumulación del ACS. Para realizar todas las simulaciones en igualdad de condiciones, se decidió por utilizar un depósito de ACS estándar ofrecido por el programa, ya que cada fabricante tiene un depósito con unas características específicas y todavía no se había elegido un fabricante en concreto.

En la ventana del depósito acumulador (figura 2-67) los únicos datos que se añadieron fueron los del volumen del mismo para cada una de las simulaciones.

Depósito de ACS bivalente

Parámetros Conexiones Intercambiador de calor Resistencia eléctrica Control

Fabricante: Estándar

Tipo: Depósito de ACS bivalente

Volumen: 150 l Número de depósitos: 1

Dimensionar el volumen del depósito

Propuesta: 200 l Adopte

Altura = 1,8 x Diámetro

Espesor de aislamiento: 100 mm Pérdidas : 2,63 kWh/Día

Coef. efectivo de la conductividad térmica: 0,065 W/(m·K) Índice de pérdidas caloríficas: 2,44 W/K

Seleccionar...
Cargar estándar
Aceptar
Cancelar

Figura 2-67. Ventana del depósito acumulador de ACS. (Fuente: TSOL)

Después de elegir el volumen de acumulación, se pasó al apartado del circuito primario, seleccionando el mismo en la imagen del esquema de la instalación (figura 2-58). En esta ventana (figura 2-68) lo que se introdujo fue el caudal del circuito primario por superficie de colector y el porcentaje de anticongelante.

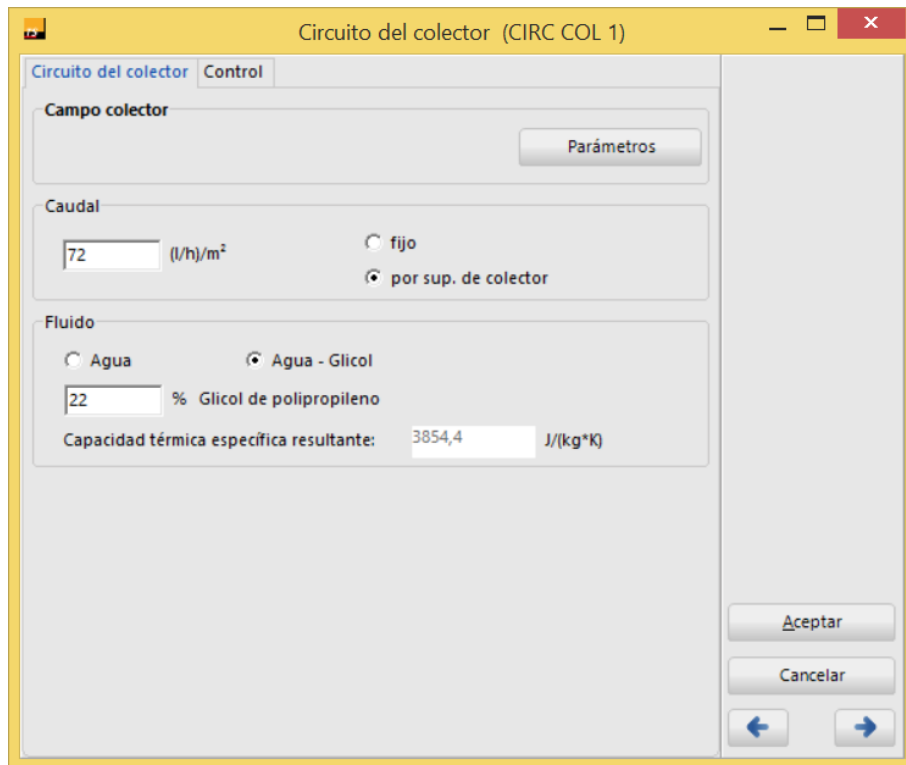


Figura 2-68. Ventana del circuito primario (circuito colector). (Fuente: TSOL)

Ya el último paso antes de la simulación, fue introducir los datos referentes a campo colector. Para ello se seleccionó la imagen del colector en el esquema de la instalación (figura 2-58) y en la ventana abierta se seleccionó en primer lugar la pestaña de parámetros (figura 2-69), donde se eligió el colector a utilizar, el número de colectores y la sombra proyectada sobre los mismos.

Para introducir la sombra que se proyecta sobre el campo colector, se seleccionó la pestaña parámetros, en el apartado de sombra, y primero se añadieron los objetos cercanos que proyectan sombra sobre los colectores, que en este caso se trata de un edificio (una joyería) que se encuentra en la parcela colindante. El edificio se dividió en dos partes como dos objetos separados (media joyería y media joyería 2), como se puede ver en las figuras 2-70 y 2-71, ya que el edificio tiene dos alturas diferentes.

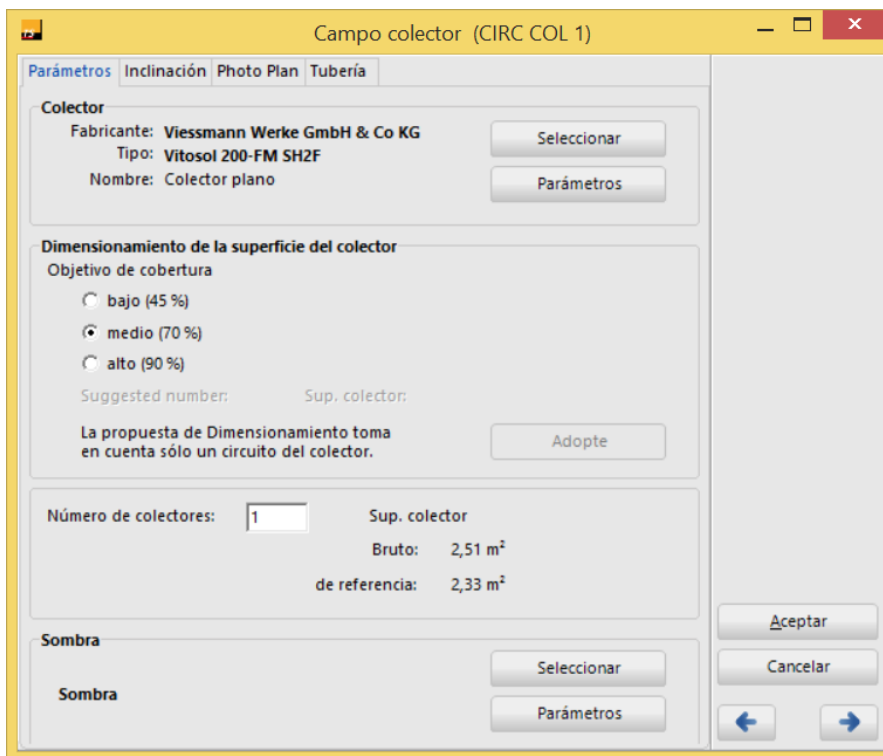


Figura 2-69. Ventana de parámetros del campo colector. (Fuente: TSOL)

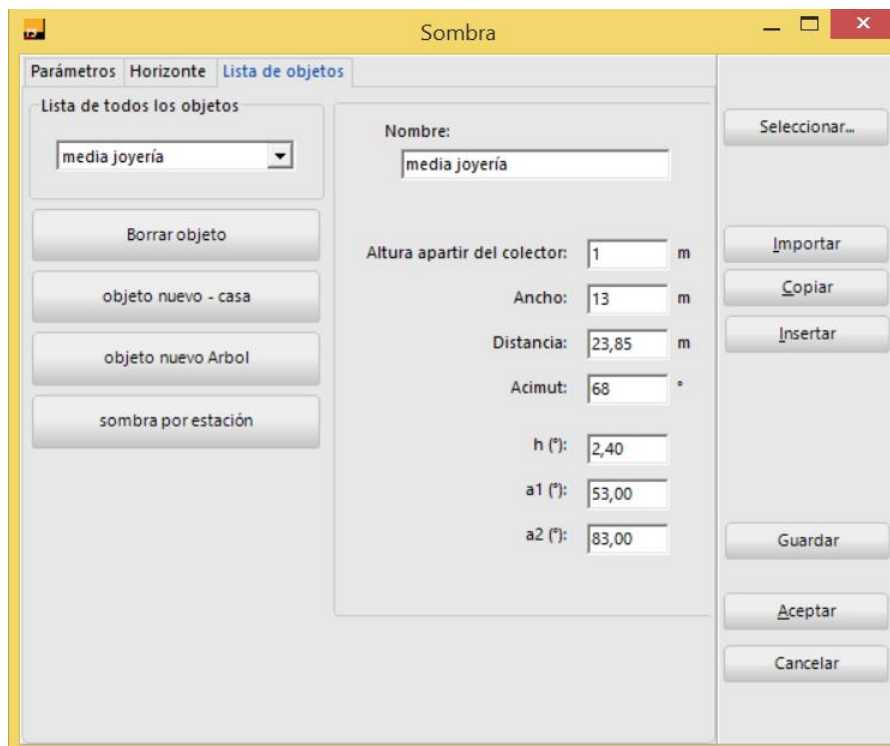


Figura 2-70. Ventana de la lista de objetos que crean sombra de TSOL, mostrando el objeto "media joyería". (Fuente: TSOL)

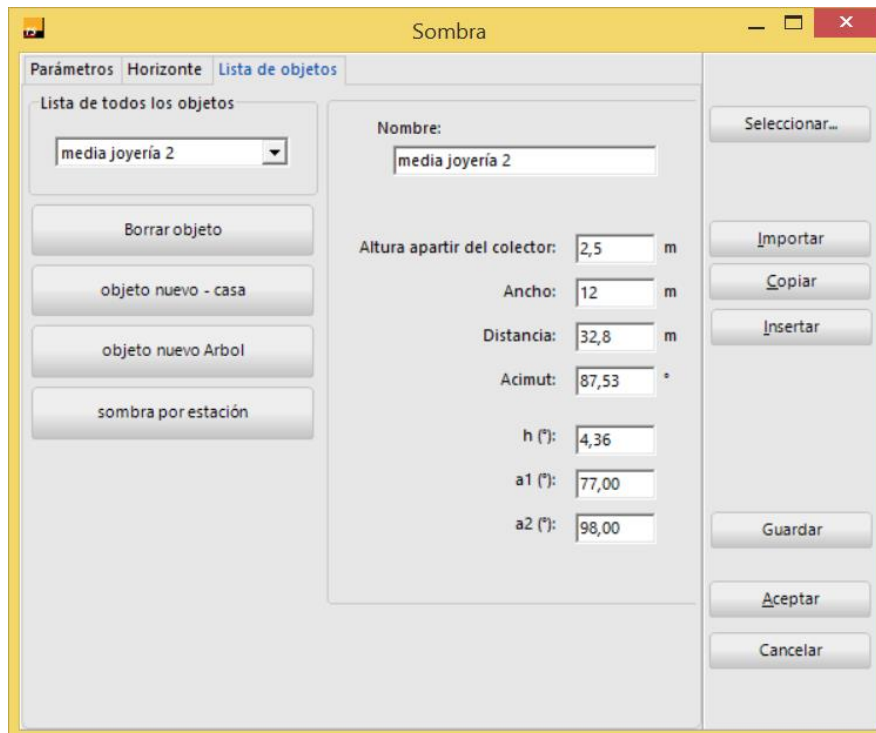


Figura 2-71. Ventana de la lista de objetos que crean sombra de TSOL, mostrando el objeto "media joyería 2". (Fuente: TSOL)

Una vez introducidas las sombras que generan los objetos cercanos, se añadieron las del horizonte (figura 2-72). Se completó la tabla de acimut y altura para cada punto de la sombra del horizonte proporcionada por el programa *Meteonorm*. Como se puede ver en la figura 2-72, en la imagen del sombreado, además del sombreado del horizonte, también aparece en color rojo el sombreado que crean los objetos cercanos que se introdujeron con anterioridad.

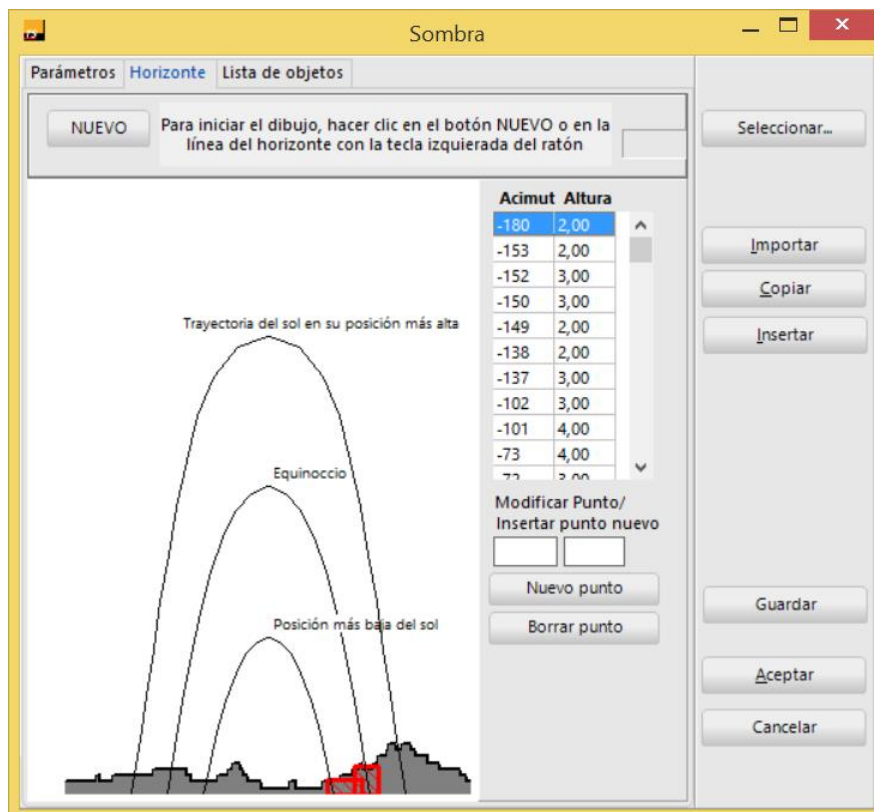


Figura 2-72. Ventana de sombra del horizonte. (Fuente: TSOL)

Una vez introducidos los parámetros de sombreado, se seleccionó la pestaña "Inclinación" (figura 2-73), en donde se completaron los campos de orientación y ángulo de inclinación del campo colector.

La distancia mínima entre filas no se calcula puesto que solo hay una fila y va colocada sobre el tejado.

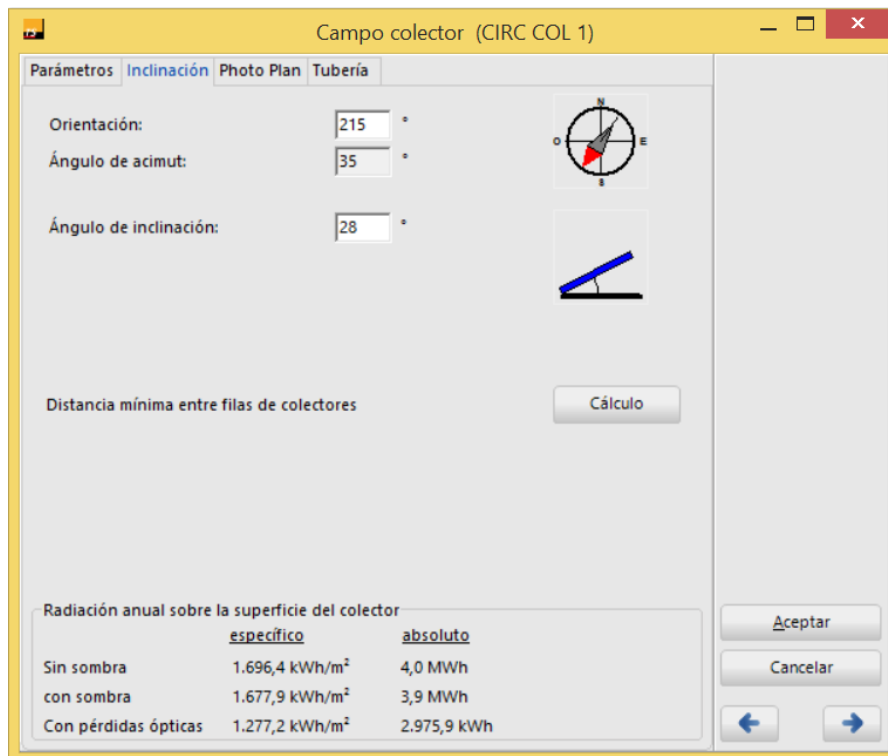


Figura 2-73. Ventana de la inclinación, orientación y distancia del campo colector. (Fuente: TSOL)

Por último, se añadieron los datos que hacen referencia a la tubería del circuito primario. Para ello, se seleccionó la pestaña "Tubería" (figura 2-74) y en ella se insertaron los datos obtenidos en apartados anteriores, de la tubería y el aislamiento del circuito primario.

Cabe mencionar que la longitud de la tubería que va por el exterior del edificio es de 3 m y la de la tubería que va por su interior es de 8 m, ya que son datos que no se mostraron anteriormente.

Campo colector (CIRC COL 1)

Parámetros | Inclinación | Photo Plan | **Tubería**

Tubería

Longitud simple: Coeficiente de conductividad térmica del aislamiento:

entro del edificio: 8 m 0,034 W/(m·K)

al exterior: 3 m 0,037 W/(m·K)

entre los colectores: 200 mm / Colector 0,037 W/(m·K)

Diámetro nominal

fijo Tubería de conexión: 12 mm entre los colectores: 12 mm

específico calculado a partir de la velocidad del: 0,41 m/s

Grosor del aislamiento

fijo dentro del edificio: 19 mm entre los colectores: 32 mm

específico 158,33 % del diámetro nominal respectivo

Aceptar
Cancelar
← →

Figura 2-74. Ventana de datos referentes a la tubería del circuito primario. (Fuente: TSOL)

Una vez ya se hicieron todos los pasos anteriores de instrucción de datos, se pasó a simular la instalación. Para realizar esto, primeramente, se abrió la opción de “Cálculos” en la parte superior de la venta de la variante (figura 2-58), y dentro de esta se escogió la opción de “Simulación”. Una vez abierta la ventana de la simulación (figura 2-75), se eligió un periodo de simulación anual y un intervalo de grabación (toma de datos) horaria.

Periodo de la simulación

Periodo de la simulación

anualmente

Inicio: 01/01/ Fin: 01/01/

Intervalo de grabación:

1 hora

Presimulación

0 Días

Aceptar Cancelar

Figura 2-75. Ventana de simulación. (Fuente: TSOL)

Cuando ya terminó de simular, se emergió la ventana de la figura 2-76, en donde se puede elegir lo que se desea obtener de la simulación.

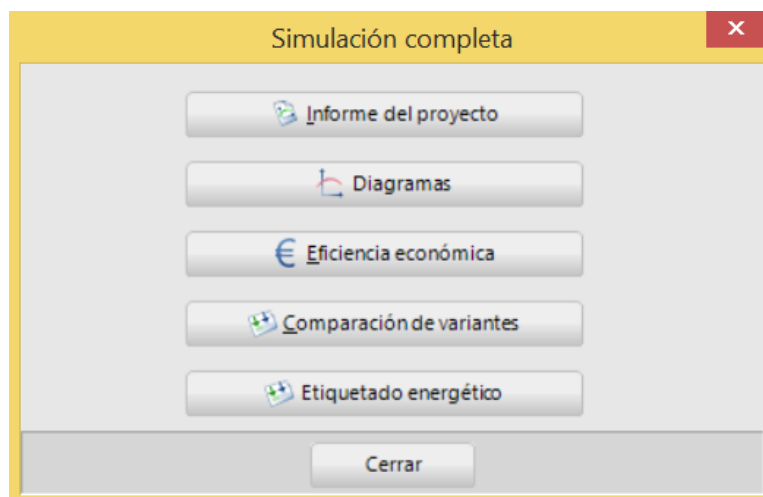


Figura 2-76. Ventana de opciones de los datos obtenidos de la simulación. (Fuente: TSOL)

Todos estos pasos se repitieron para cada una de las configuraciones de la instalación a probar con diferente número de colectores y diferente volumen de acumulación de ACS.

2.4.1.6 Análisis final de la propuesta

Después de terminar de simular todas las configuraciones de la instalación, se realizó un análisis comparativo en *Excel* con los datos extraídos de las simulaciones.

También se comprobó que el programa calculó bastante fielmente los consumos energéticos anuales de ACS. Según el programa el consumo anual energético es de 1952 kWh, y según los cálculos que se realizaron previamente (DEMANDA DE ACS, 2.1), ese consumo es de 1961,467 kWh, por lo que el error es muy pequeño.

Lo primero que se hizo en el análisis, fue descartar todas las configuraciones que tuviesen un mayor volumen de acumulador pero que la fracción solar que aportasen fuese menor que configuraciones que tuviesen un menor volumen acumulador para la misma cantidad de colectores solares instalados, pero que la fracción solar que aportasen fuese mayor. Puesto que, a mayor volumen de la instalación, con la misma cantidad de colectores, el coste de la misma será mayor.

En las figuras 2-77, 2-78, 2-79 y 2-80 se pueden observar en azul claro las configuraciones que son descartadas, por lo mencionado anteriormente, y en azul oscuro las que pasan a la siguiente fase del análisis.

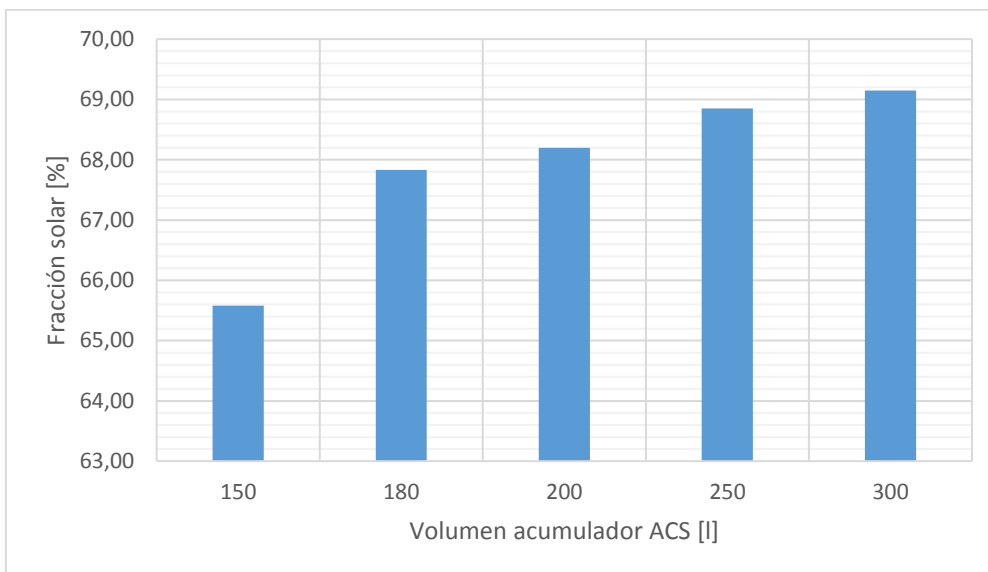


Figura 2-77. Fracción solar aportada según el volumen de acumulación de instalaciones con 1 colector. (Fuente: Excel)

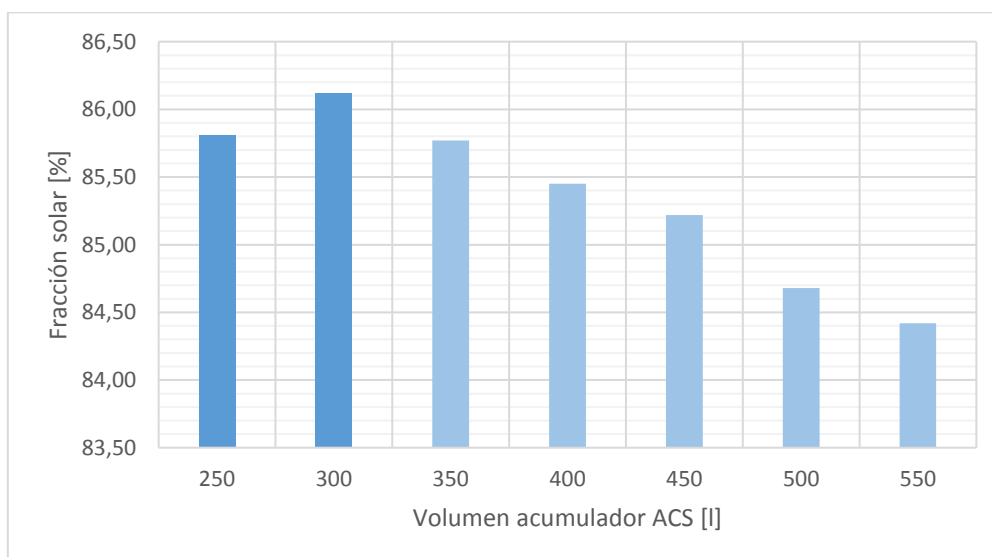


Figura 2-78. Fracción solar aportada según el volumen de acumulación de instalaciones con 2 colectores. (Fuente: Excel)

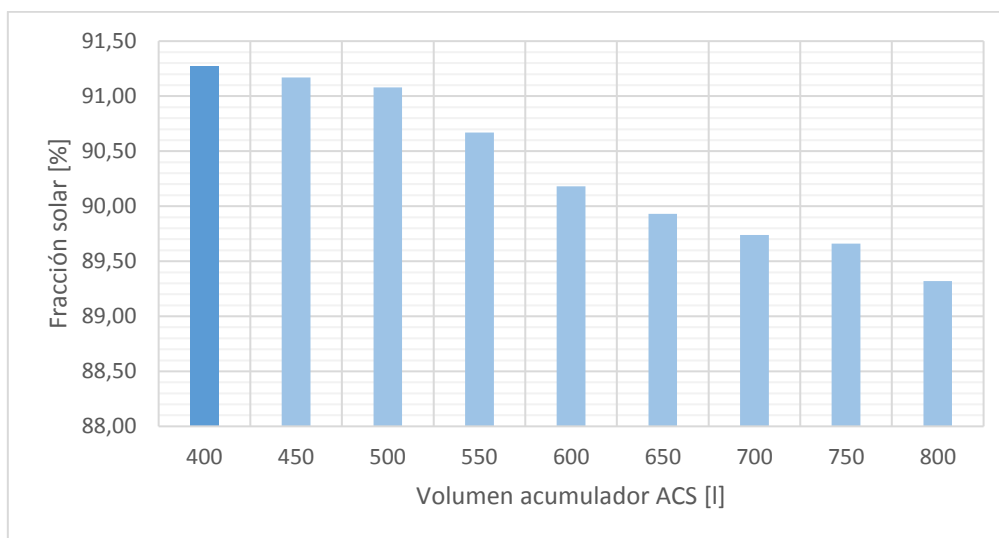


Figura 2-79. Fracción solar aportada según el volumen de acumulación de instalaciones con 3 colectores. (Fuente: Excel)

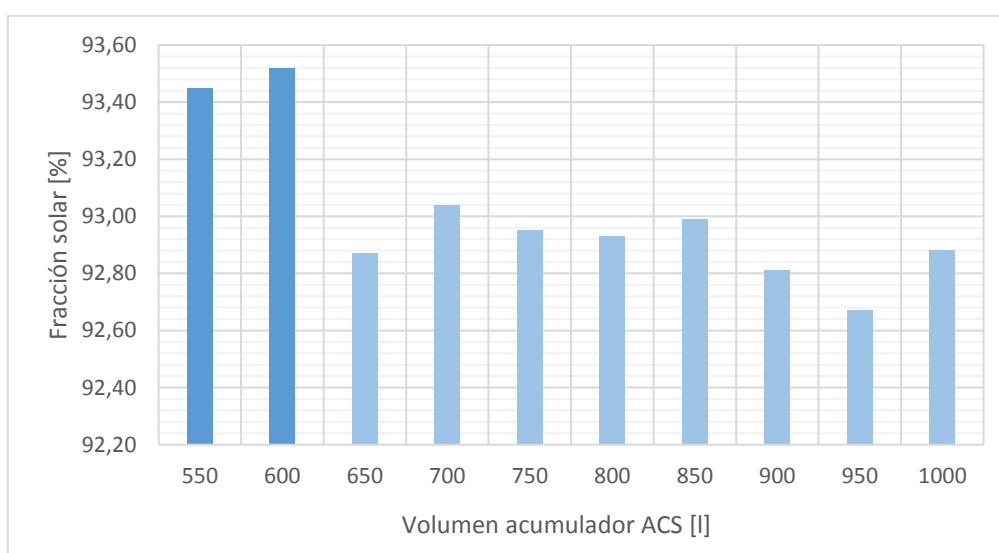


Figura 2-80. Fracción solar aportada según el volumen de acumulación de instalaciones con 4 colectores. (Fuente: Excel)

A seguir de lo anterior, se calcularon los costes finales de cada una de las instalaciones analizadas, así como los ahorros en pellets o electricidad según la tecnología de apoyo utilizada. Para ello se obtuvieron los datos de los precios de los componentes de catálogos como el de *Salvador Escoda* [30] y del generador de precios *CYPE* [15]. También se tuvieron en cuenta las subvenciones a las energías renovables ofrecidas por el INEGA, que para el caso de la energía solar térmica es del 50% de la inversión inicial.

Para el cálculo de los cálculos finales se tuvo en cuenta un periodo de vida útil de la instalación de 20 años, que es la recomendada.

En la figura 2-81 se muestran los costes finales de la instalación según la configuración utilizada, en los cuales se incluyen la inversión inicial de la instalación de energía solar térmica (sin incluir el sistema de apoyo y el interacumulador) y el mantenimiento a lo largo de la vida útil de la misma. También se muestran los ahorros en pellets y electricidad que

se producirían utilizando las diferentes tecnologías, analizadas en los apartados anteriores, como sistemas de apoyo. Para ello se tuvieron en cuenta los rendimientos de cada uno de estos sistemas.

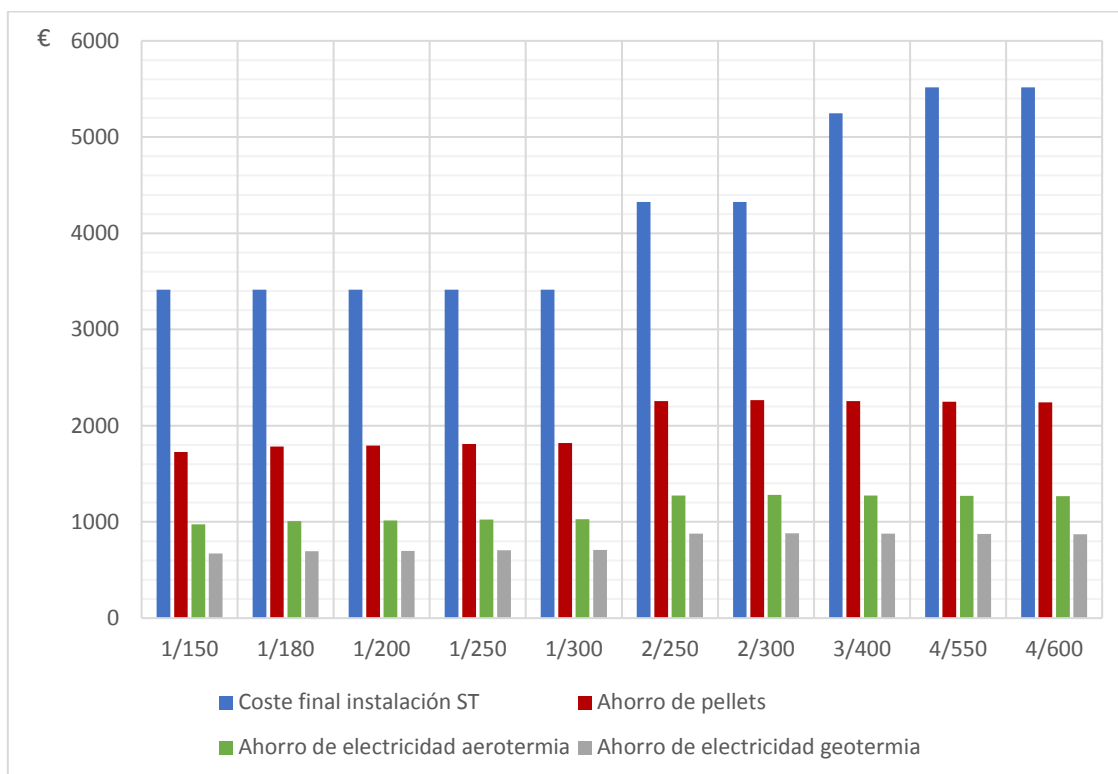


Figura 2-81. Costes y ahorros a lo largo de la vida útil de la instalación de ACS dependiendo de la tecnología utilizada en el sistema de apoyo. (Fuente: Excel)

En la gráfica de la figura 2-81, se puede ver como en ningún caso los ahorros producidos por la instalación solar térmica superan a los costes finales de la instalación, es decir, que con ninguna de las configuraciones la instalación de energía solar térmica es rentable, puesto que el sistema de apoyo siempre es necesario y su potencia debe ser la misma que para el sistema sin instalación solar térmica, ya que siempre debe poder cubrir la demanda en caso de falla o de no funcionamiento de la instalación solar térmica. Por lo tanto, al no producir más ahorros que sus costes, la instalación solar térmica no es rentable en ninguna de sus variantes.

Con esto se deduce, que lo más rentable es la utilización de un solo sistema de producción de calor para la demanda de ACS y ACC, sin contribución solar, por lo que esta propuesta queda descartada y no se tuvo en cuenta para el análisis final de las demás propuestas para cubrir las demandas de ACS y ACC.

A continuación, en las tablas 2-32, 2-33, 2-34 y 2-35, se muestran los datos utilizados para el cálculo de los ahorros y costes finales.

| Nº colectores | V _{acumulador} | Colectores | Circuito hidráulico |
|---------------|-------------------------|------------|---------------------|
| | l | €/colector | € |
| 1 | 150 | 646,94 | 983,56 |
| | 180 | 646,94 | 983,56 |
| | 200 | 646,94 | 983,56 |
| | 250 | 646,94 | 983,56 |
| | 300 | 646,94 | 983,56 |
| 2 | 250 | 646,94 | 1012,03 |
| | 300 | 646,94 | 1012,03 |
| 3 | 400 | 646,94 | 1057,18 |
| 4 | 550 | 646,94 | 1083,746 |
| | 600 | 646,94 | 1083,746 |

Tabla 2-32. Costes de las partes de la instalación de energía solar térmica

| Nº colectores | V _{acumulador} | Mantenimiento | Mano de obra | | | Legalización |
|---------------|-------------------------|---------------|--------------|-----|-------|--------------|
| | | | €/año | €/h | Horas | |
| 1 | 150 | 100 | 18,64 | 16 | 2 | 300 |
| | 180 | 100 | 18,64 | 16 | 2 | 300 |
| | 200 | 100 | 18,64 | 16 | 2 | 300 |
| | 250 | 100 | 18,64 | 16 | 2 | 300 |
| | 300 | 100 | 18,64 | 16 | 2 | 300 |
| 2 | 250 | 125 | 18,64 | 20 | 2 | 300 |
| | 300 | 125 | 18,64 | 20 | 2 | 300 |
| 3 | 400 | 150 | 18,64 | 24 | 2 | 300 |
| 4 | 550 | 175 | 18,64 | 28 | 2 | 300 |
| | 600 | 175 | 18,64 | 28 | 2 | 300 |

Figura 2-33. Coste del mantenimiento y mano de obra de la instalación de energía solar térmica

| Energía auxiliar demandada | Coste de pellets [0,0627 €/kWh] | Coste electricidad aerotermia [0,13 €/kWh] | Coste electricidad geotermia [0,13 €/kWh] |
|----------------------------|---------------------------------|--|---|
| kWh/año | € | € | € |
| 675,13683 | 905,4776308 | 511,7655271 | 352,4810759 |
| 631,0038298 | 846,2874894 | 478,3119409 | 329,4397505 |
| 623,7464031 | 836,5539994 | 472,8106845 | 325,6507325 |
| 610,9968697 | 819,4546252 | 463,1463152 | 318,9943496 |
| 605,1124697 | 811,5626064 | 458,6858371 | 315,9221729 |
| 278,3321214 | 373,2924922 | 210,9806168 | 145,3139589 |
| 272,2515747 | 365,137406 | 206,371456 | 142,1393763 |
| 171,2360408 | 229,6577489 | 129,7999143 | 89,40034261 |
| 128,4760673 | 172,3090785 | 97,38710641 | 67,07585843 |
| 127,1030406 | 170,4676074 | 96,34632817 | 66,35901719 |

Figura 2-34. Energía demanda del equipo auxiliar y costes de los combustibles para cubrir esa demanda a lo largo de la vida de la instalación de energía solar térmica

| Nº colectores | Vacumulador | Coste Instalación | Subvención | Inversión inicial | Coste final |
|---------------|-------------|-------------------|------------|-------------------|-------------|
| | l | € | € | € | € |
| 1 | 150 | 2226,98 | 1113,49 | 1413,49 | 3413,49 |
| | 180 | 2226,98 | 1113,49 | 1413,49 | 3413,49 |
| | 200 | 2226,98 | 1113,49 | 1413,49 | 3413,49 |
| | 250 | 2226,98 | 1113,49 | 1413,49 | 3413,49 |
| | 300 | 2226,98 | 1113,49 | 1413,49 | 3413,49 |
| 2 | 250 | 3051,51 | 1525,755 | 1825,755 | 4325,755 |
| | 300 | 3051,51 | 1525,755 | 1825,755 | 4325,755 |
| 3 | 400 | 3892,724 | 1946,362 | 2246,362 | 5246,362 |
| 4 | 550 | 4715,346 | 3000 | 2015,346 | 5515,346 |
| | 600 | 4715,346 | 3000 | 2015,346 | 5515,346 |

Figura 2-35. Coste instalación, subvención aplicada, inversión inicial y coste final de la instalación de energía solar térmica

2.4.6 Elección del sistema de ACS y ACC

Para la elección final del sistema más idóneo para cubrir las demandas de calefacción y agua caliente sanitaria, se tuvieron en cuenta los costes finales a lo largo de la vida útil de cada una de las instalaciones, ya que es uno de los mejores indicativos para tomar esta decisión.

En la tabla 2-36 se pueden ver los costes finales de cada una de las propuestas analizadas anteriormente.

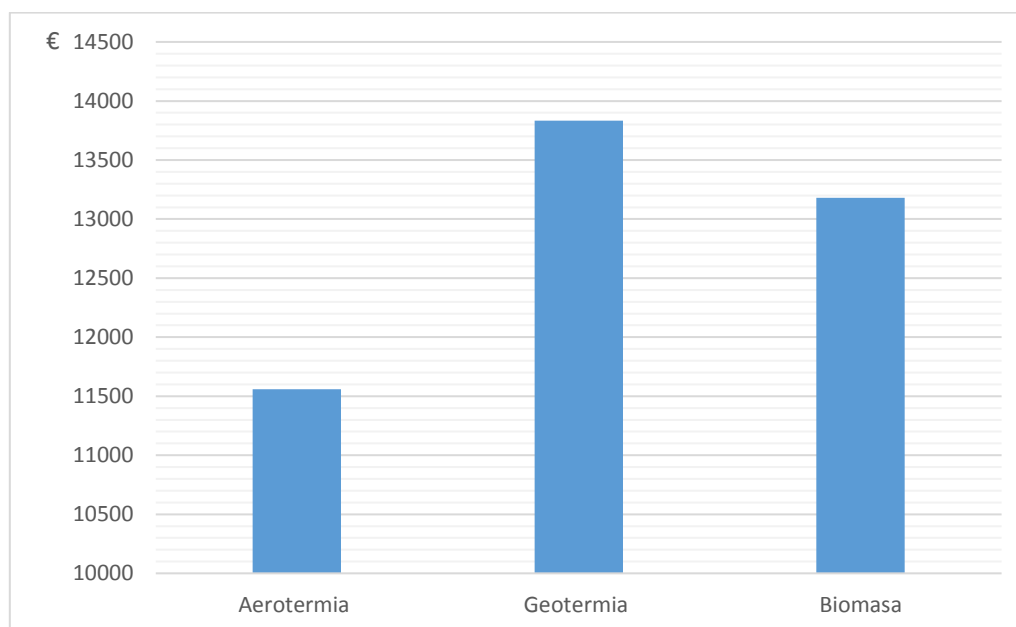


Figura 2-82. Costes finales de cada propuesta analizada. (Fuente: Excel)

Según lo reflejado en la figura 2-82, la instalación que mayor rentabilidad es la de aerothermia, puesto que los costes de la misma a lo largo de toda su vida útil son los menores. Por lo tanto, la tecnología elegida para la instalación que cubra las necesidades de ACS y ACC es la de aerothermia.

Cabe mencionar, que a pesar de que la aerotermia haya sido la tecnología que mayor rentabilidad aporta, no se debe descartar a la geotermia, que aunque sus costes finales disten en algo más de 2000 euros, la rentabilidad de la misma podría ser mucho mayor si se realizase un ensayo en la zona para comprobar el potencial geotérmico del subsuelo, puesto que no se tienen datos concretos y los cálculos se realizaron con datos muy conservadores, teniendo en cuenta que la zona tiene un gran potencial geotérmico, como se puede comprobar en el mapa de la figura 2-83.

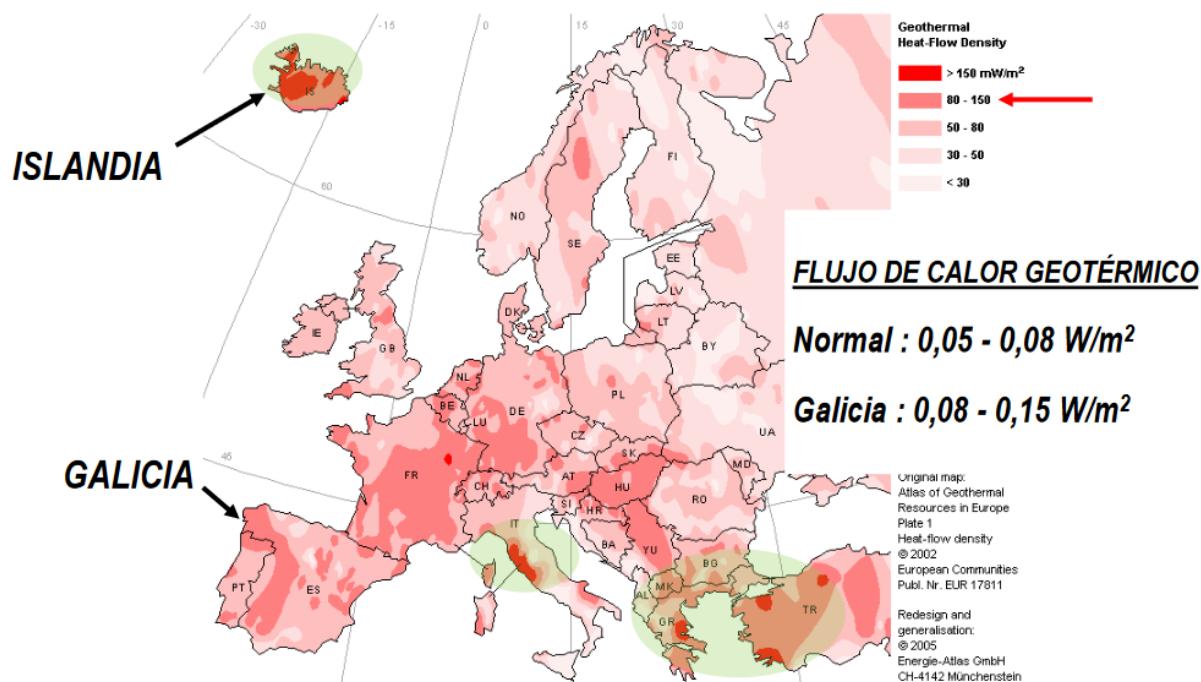


Figura 2-83. Atlas de recursos geotérmicos en Europa. (Fuente: Energie-Atlas GmbH)

Además, es de las pocas zonas de Galicia que dispone de acuíferos someros con potencial geotérmico, como se puede ver en la figura 2-84, por lo que también se debería de comprobar si en la ubicación se puede acceder a ellos, lo cual podría hacer todavía más viable a la instalación si cabe.



Figura 2-84. Atlas de las zonas con acuíferos someros con potencial geotérmico. (Fuente: IDAE)

2.5 DESARROLLO DE LA PROPUESTA ELEGIDA

Para este caso el cálculo y dimensionamiento de la instalación es muy sencillo, por lo que los cálculos realizados anteriormente en el apartado de la propuesta de aerotermia, son suficientes, sin necesidad de ningún tipo de cálculos de tuberías, bombas de circulación o elementos de seguridad, ya que el propio kit de la bomba de aerotermia viene equipado con todo lo necesario, y como la vivienda ya dispone de la instalación hidráulica de ACS y ACC, solo hay que cambiar el equipo actual de producción de energía térmica, que se trata de un calentador de condensación a gas butano, por el equipo de la bomba de calor aerotérmica. En la figura 2-85 se puede ver un esquema de la instalación de aerotermia.

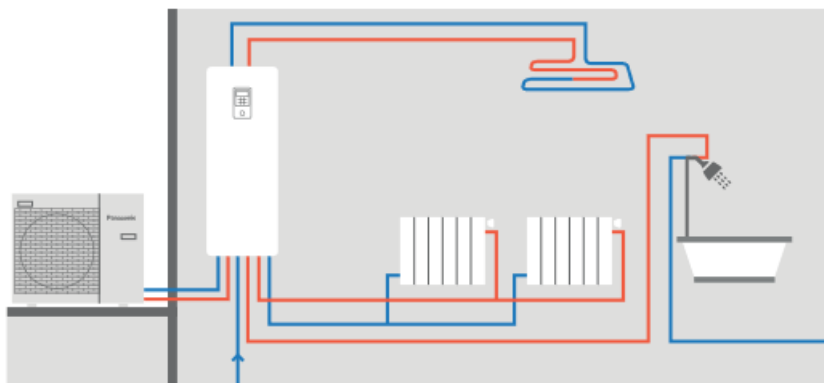


Figura 2-85. Esquema de la instalación de aerotermia. (Fuente: Panasonic)

La parte que queda por realizar es la correspondiente a la evaluación económica, puesto que, aunque se realizaron ciertos análisis económicos, estos solo eran estimaciones hechas para la comparación de las propuestas, sin ahondar en la evaluación económica del proyecto.

Pero antes de empezar con la evaluación económica, debido a que una de las propuestas para instalaciones de generación de energía eléctrica es la de energía solar fotovoltaica, la cual, como se puede ver en apartados posteriores, es la elegida para cubrir la demanda eléctrica, se calculó con la propuesta final elegida para la generación de electricidad, la electricidad que la bomba de calor consume directamente de la instalación fotovoltaica y por tanto, energía a coste cero para la misma, y el ahorro que se produce en la factura eléctrica mensual debido a esto, como se puede ver en la figura 2-86.

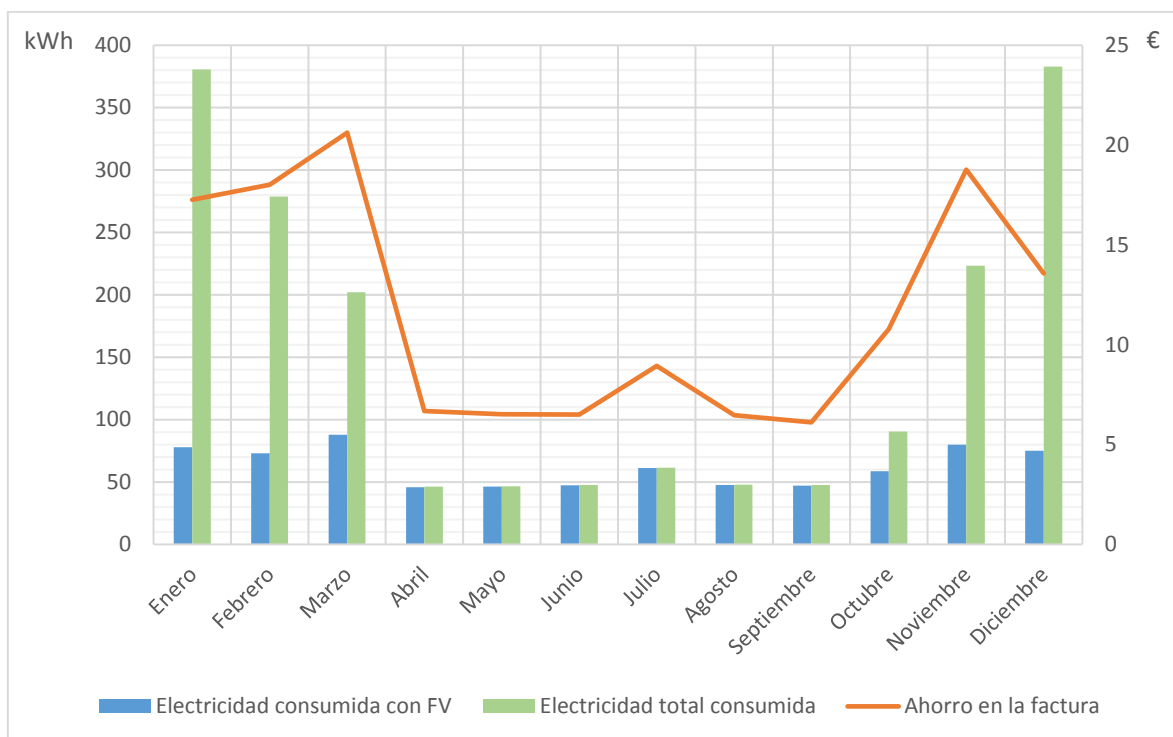


Figura 2-86. Consumo eléctrico de la instalación FV y total de la bomba de calor, y ahorro en la factura eléctrica. (Fuente: Excel)

Por lo tanto, los ahorros anuales tanto en energía como en la factura eléctrica son de **747,979 kWh** y **140,24 €** respectivamente. Los costes en la factura eléctrica anual, para la parte consumida por la BdC, son de **120,73 €**, esto quiere decir, que el ahorro en la factura eléctrica es del **54%** sobre el consumo total de la bomba de calor.

Se debe mencionar, que los cálculos de los ahorros en la factura, así como los costes de las facturas, se realizaron teniendo en cuenta todos los parámetros de la misma (CÁLCULO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, 3), y no utilizando un valor medio de 0,13 €/kWh, puesto que este último valor solo fue utilizado para el análisis comparativo entre las propuestas de este apartado.

Para comenzar con la evaluación económica, se calcularon primero los ahorros que se tendrían con respecto a una fuente de energía convencional, es decir, frente a utilizar una caldera de gasóleo, que es el sistema más utilizado para este tipo de demandas, para cubrir la demanda de agua caliente sanitaria y calefacción.

En primer lugar, se calculó la energía que consumiría la caldera de gasoil ($Q_{Gas\acute{o}leo}$), teniendo en cuenta un rendimiento medio ($\eta_{caldera\ Gas\acute{o}leo}$) de este tipo de sistemas del 90%. Por tanto, la energía consumida anualmente por la caldera según la demanda calorífica total ($Q_{ACS+ACC}$) quedaría del siguiente modo:

$$Q_{Gas\acute{o}leo} = \frac{Q_{ACS+ACC}}{\eta_{caldera\ Gas\acute{o}leo}} = \frac{6371,562}{0,90} = 7079,513\text{ kWh/año}$$

La cantidad de combustible ($V_{gas\acute{o}leo}$) utilizado por la caldera de gasóleo, teniendo en cuenta un poder calorífico inferior del gasóleo ($PCI_{Gas\acute{o}leo}$) de 9,98 kWh/l, se calcula así:

$$V_{gas\acute{o}leo} = \frac{Q_{Gas\acute{o}leo}}{PCI_{Gas\acute{o}leo}} = \frac{7079,513}{9,98} = 709,370 \text{ l}$$

Teniendo en cuenta el precio medio actual del gas\acute{o}leo ($C_{kWh\ gas\acute{o}leo}$) de 0,10 €/kWh, se hall\acute{o} el coste por el gas\acute{o}leo consumido ($C_{gas\acute{o}leo}$) para cubrir las demandas de ACS y ACC de la siguiente forma:

$$C_{gas\acute{o}leo} = C_{kWh\ gas\acute{o}leo} \cdot Q_{Gas\acute{o}leo} = 0,10 \cdot 7079,513 = 707,95 \text{ €/a\~{n}o}$$

Con todo, los ahorros anuales (S) quedan del siguiente modo:

$$S = C_{gas\acute{o}leo} - C_{El\acute{e}ct.BdC} - \text{Mantenimiento} = 707,95 - 120,73 - 100 = 487,22 \text{ €/a\~{n}o}$$

Donde $C_{El\acute{e}ct.BdC}$ son los costes por la energ\xeda consumida anualmente por la bomba de calor.

Los dem\acute{a}s datos para poder realizar la evaluaci\acute{o}n econ\omic{o}mica, se encuentran en el apartado de la propuesta de aerotermia ya analizada (Propuesta de aerotermia, 2.4.1).

Ya con todos los datos, se calcularon dos de los mejores indicadores en cuanto a la evaluaci\acute{o}n econ\omic{o}mica de una instalaci\acute{o}n se refiere, el Payback y el VAN, es decir, el n\umero de a\~{n}os en los que se amortiza la instalaci\acute{o}n y los ahorros acumulados a lo largo de la vida \u00fatil de la misma, respectivamente.

Estos indicadores se calculan de la siguiente forma:

$$Payback_{simple} = \frac{I}{S} = \frac{4729,19}{487,22} = \mathbf{9,71 \text{ a\~{n}os}}$$

$$VAN_{simple} = S \cdot 20 - I = 487,22 \cdot 20 - 4729,19 = \mathbf{5015,23 \text{ €}}$$

Donde I es la inversi\acute{o}n inicial de la instalaci\acute{o}n y 20 son los a\~{n}os de vida \u00fatil de la misma.

Seg\u00fan los resultados obtenidos, la instalaci\acute{o}n de aerot\omic{e}rmica es bastante rentable, puesto que se amortiza en menos de la mitad de su vida \u00fatil y produce unos ahorros bastante altos a lo largo de la misma.

3 CÁLCULOS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

3.1 ANÁLISIS DE LAS PROPUESTAS Y ELECCIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Actualmente existe una gran variedad de sistemas de generación de energía eléctrica mediante energías renovables, tanto para pequeñas edificaciones como a nivel industrial.

En este apartado se exponen las tecnologías más utilizadas actualmente para la generación de electricidad en una vivienda unifamiliar situada en el rural, como son la minieólica y la energía solar fotovoltaica.

El análisis de estos sistemas se llevó a cabo sin contar con almacenamiento, puesto que un almacenamiento mediante unas baterías de litio, que son las más usadas actualmente en el mercado fotovoltaico y de la minieólica, llevaría a un sobrecoste muy alto que nunca se llegaría a amortizar debido a su corta vida útil. Por lo tanto, estos sistemas van conectados a la red eléctrica, puesto que si desconectamos a la vivienda de la red eléctrica es necesario un generador auxiliar, el cual utiliza energía fósil como combustible y el sobrecoste que tiene sobre la instalación lo hace también inviable para este tipo de casos en los que la red eléctrica está accesible.

Para poder desarrollar cada una de las propuestas en las mismas condiciones, se escogió una potencia pico para las instalaciones de 3 kW (potencia del inversor), que es próxima a la potencia contratada en la vivienda (3,3 kW). Esta potencia no fue la definitiva que se implantó en la propuesta final seleccionada, sino que fue una potencia de referencia utilizada solamente para la valoración de las propuestas.

3.1.1 Propuesta de minieólica

Para poder probar los sistemas de minieólica se tuvo primero que analizar el potencial eólico de la zona en donde se ubican. Para ello se obtuvieron datos del atlas global de la página de la Agencia Internacional de Energías Renovables (*IRENA*) [31] relativos al viento de la zona.

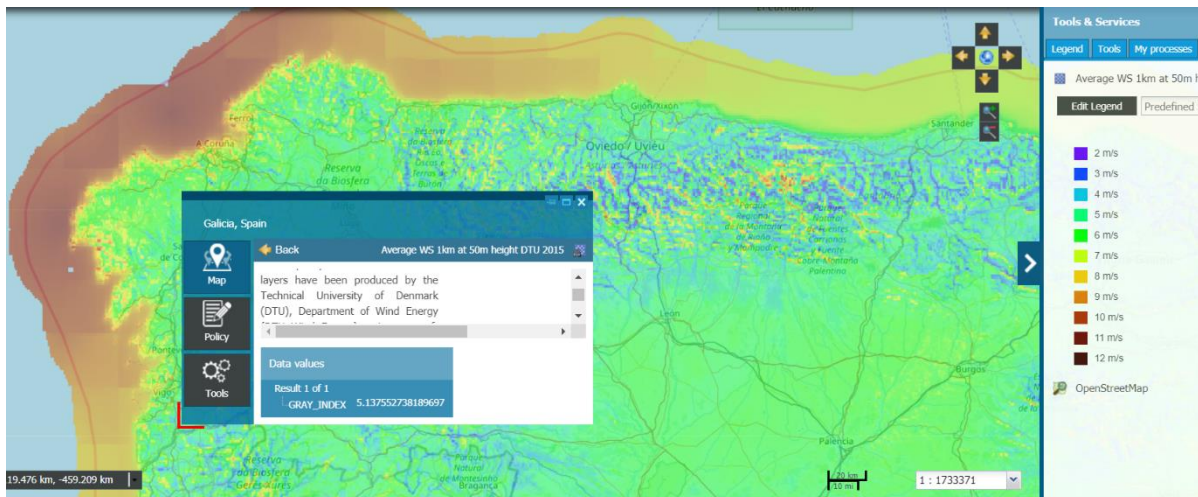


Figura 3-1. Atlas global de las velocidades medias del viento a 50 m de altura. (Fuente: IRENA [31])

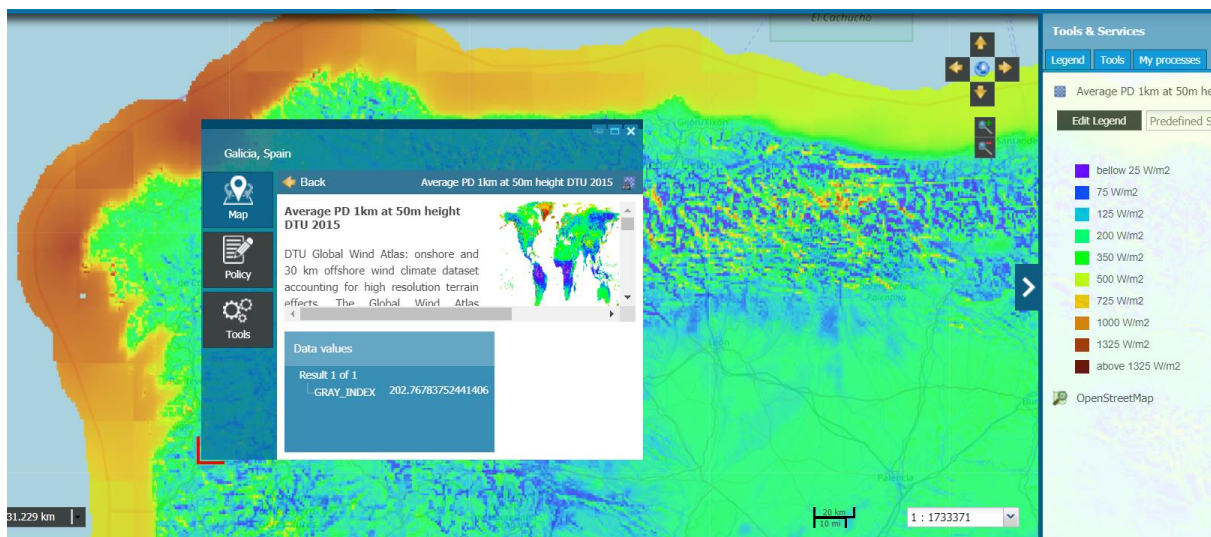


Figura 3-2. Atlas global de las potencias medias del viento por área de barrido a 50 m de altura. (Fuente: IRENA [31])

En la figura 3-1 y 3-2 se pueden ver las ventanas principales del atlas global del potencial eólico de IRENA [31] en donde se puede seleccionar una ubicación para ver el potencial del que dispone. En las dos figuras los valores obtenidos son bajos, 5,138 m/s de velocidad media del viento y 202,768 W/m², dado que son valores tomados a 50 m de altura y la altura del rotor del aerogenerador que se pretende instalar, iría a una altura de 10 m, por lo que, al interpolar los datos para esta altura, los valores obtenidos son todavía menores.

Si se dirige a la ventana de la derecha, de la ventana principal del atlas global, en la pestaña "Tools" se puede abrir el "DTU Global Wind Atlas" para obtener los datos del viento en la ubicación elegida, la cual se debe seleccionar en el mapa con un área mínima de 1600 km² (figura 3-3), puesto que no hace mediciones para una ubicación puntual.



Figura 3-3. Área seleccionada en para las mediciones del potencial eólico. (Fuente: IRENA [31])

Uno de los datos obtenidos fue el de la rosa de los vientos, se puede ver en la figura 3-4, la cual es muy útil para saber el lugar idóneo de colocación del aerogenerador, ya que indica la dirección predominante del viento en la zona.

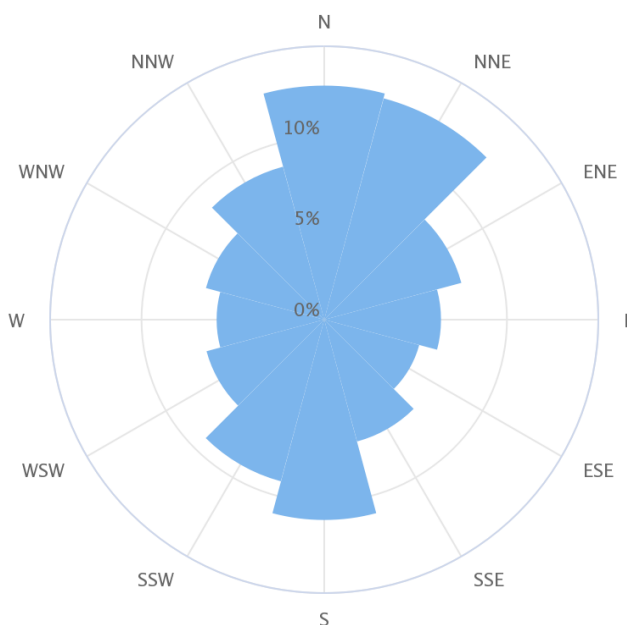


Figura 3-4. Rosa de los vientos de la zona de la instalación. (Fuente: IRENA [31])

Como se puede ver la figura 3-4, las direcciones predominantes del viento son hacia el norte, 30° al noroeste, sur y 30° al suroeste. En el terreno donde se instala el aerogenerador hay posibilidad de poder elegir una zona que esté libre de obstáculos en las direcciones predominantes del viento anteriormente mencionadas, por lo que es un buen primer indicador. La ubicación elegida se muestra en la figura 1-1.

Otros de los datos obtenidos son las frecuencias a las que se dan las distintas velocidades del viento en la zona y el ratio entre la media del viento mensual y la media anual para cada mes, como se observa en las figuras 3-5 y 3-6 respectivamente.

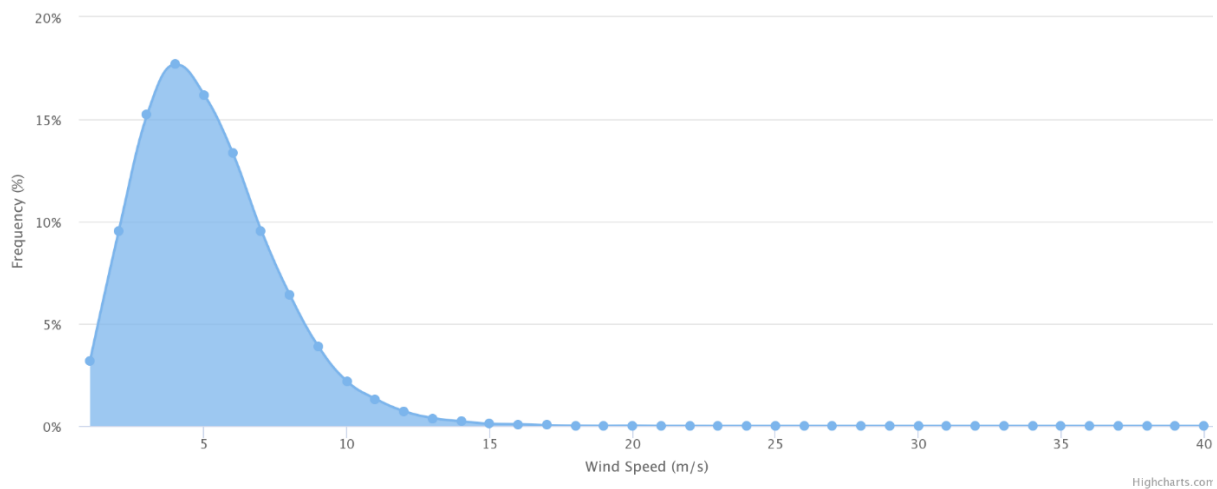


Figura 3-5. Frecuencia con la que se dan las velocidades del viento en la zona. (Fuente: IRENA [31])

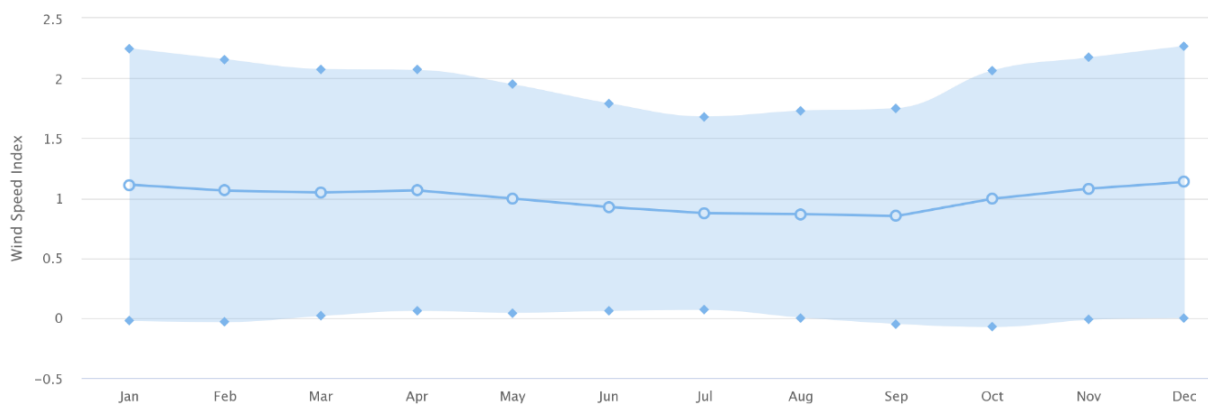


Figura 3-6. Ratio entre la media mensual del viento y la media anual para cada mes. (Fuente: IRENA [31])

Dado que estos datos son para una altura de 50 metros sobre el terreno, se calculó los datos correspondientes a una altura de 10 metros, que es la altura de la torre del aerogenerador. Para ello se utilizó las fórmulas proporcionadas en el "Estudio Técnico del IDAE: Análisis del recurso. Atlas eólico de España" [2] para estimar la velocidad del viento a diferentes alturas.

La fórmula utilizada para calcular la altura del viento a 10 metros es:

$$v_2 = v_1 \cdot \frac{\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)}$$

Donde:

- h_1 : Altura a la que sopla el viento con una velocidad v_1 [m]
- h_2 : Altura a la que sopla el viento con una velocidad v_2 [m]
- v_1 : Velocidad del viento a h_1 [m/s]
- v_2 : Velocidad del viento a h_2 [m/s]
- z_0 : Longitud de la rugosidad [m]

En la tabla 3-1, debido al carácter agrícola del terreno, con muchas casas, arbustos y plantas a una distancia aproximada de 250, la longitud de la rugosidad que le corresponde es de 0,2 m.

| Clase de rugosidad | Longitud de rugosidad Z0 [m] | Tipo de paisaje |
|--------------------|------------------------------|--|
| 0 | 0,0002 | Superficie del agua |
| 0,5 | 0,0024 | Terreno completamente abierto con una superficie lisa, p.ej., pistas de hormigón en los aeropuertos, césped cortado, etc. |
| 1 | 0,03 | Área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos. Sólo colinas suavemente redondeadas |
| 1,5 | 0,055 | Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 1.250 m |
| 2 | 0,1 | Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 500 m |
| 2,5 | 0,2 | Terreno agrícola con muchas casas, arbustos y plantas, o setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 250 m |
| 3 | 0,4 | Pueblos, ciudades pequeñas, terreno agrícola con muchos o altos setos resguardantes, bosques y terreno accidentado y muy desigual |
| 3,5 | 0,8 | Ciudades más grandes con edificios altos |
| 4 | 1,6 | Ciudades muy grandes con edificios altos y rascacielos |

Tabla 3-1. Clases y longitudes de rugosidad del terreno. (Fuente: Atlas Eólico Europeo [33])

Una vez calculada las velocidades del viento a 10 m de altura, se escogió un aerogenerador que pudiese trabajar en ese rango de velocidades y que fuese de una empresa que ofreciera una buena fiabilidad en sus productos, ya que son equipos muy costosos. Por ello, se escogió la marca de aerogeneradores *Bornay*, en concreto para esta propuesta se seleccionó el modelo *Bornay 3000*, de 3000 W de potencia nominal.

La curva de potencia del *Bornay 3000* es la mostrada en la figura 3-7.

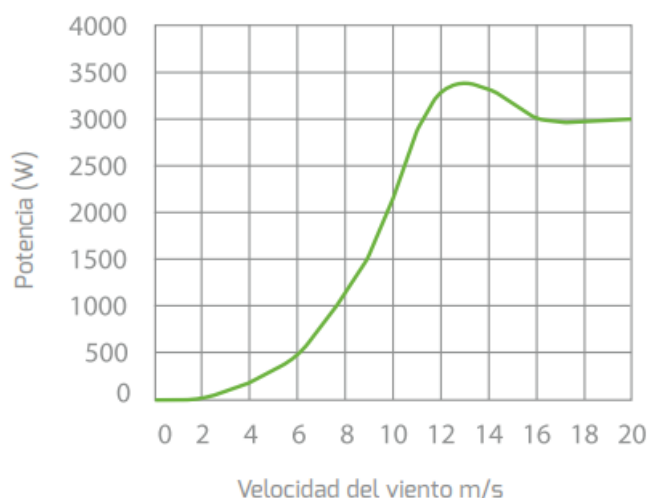


Figura 3-7. Curva de potencia del aerogenerador Bornay 3000. (Fuente: Bornay [34])

Con los datos de la curva de potencia del aerogenerador, los datos de las frecuencias con las que se dan las diferentes velocidades del viento y las velocidades del viento de la zona calculadas a 10 m, se puede calcular de forma estimada la producción anual de energía eléctrica introduciendo todos los datos en una hoja de *Excel*.

Para obtener la producción de energía mensual de manera estimada, es decir, no de manera rigurosa, sino para tener una idea de la producción anual, viendo que la variabilidad de la velocidad media entre los meses del año es bastante pequeña (figura 3-6), se podría simplificar el cálculo de la siguiente forma:

$$E_{\text{mensual}} = \frac{v_{m,\text{mes}}}{v_{m,\text{año}}} \cdot f \cdot h_{\text{mes}} \cdot P_{\text{aero}}$$

Donde,

- E_{mensual} : Energía mensual producida por el aerogenerador a una velocidad v [kWh]
- $\frac{v_{m,\text{mes}}}{v_{m,\text{año}}}$: Ratio de la velocidad media mensual entre la media anual
- f : Frecuencia con la que se da la velocidad del viento v a lo largo del mes
- h_{mes} : Horas que tiene el mes.
- P_{aero} : Potencia del aerogenerador a la velocidad v [kW]

En la tabla 3-2 se pueden ver los resultados conseguidos utilizando la fórmula anterior. Mencionar de nuevo que estos son datos estimados para hacer una valoración inicial de esta propuesta y en ningún caso son datos calculados siguiendo un proceso riguroso, el cual se aplicaría en el caso de que esta propuesta fuese la elegida para la instalación de generación de electricidad.

| | Energía producida por el Bornay 3000 [kWh] |
|------------|--|
| Enero | 203,650 |
| Febrero | 175,621 |
| Marzo | 191,614 |
| Abril | 188,589 |
| Mayo | 182,377 |
| Junio | 163,939 |
| Julio | 160,032 |
| Agosto | 158,714 |
| Septiembre | 150,719 |
| Octubre | 182,168 |
| Noviembre | 191,146 |
| Diciembre | 207,762 |
| Anual | 2156,331 |

Tabla 3-2. Energía producida mensual y anualmente por el aerogenerador Bornay 300

Con los datos de los consumos eléctricos del hogar medios mensuales y con un precio medio del kWh eléctrico de 0,13 €, se puede hacer una estimación bastante optimista del ahorro mensual en la factura eléctrica. Esto se debe, a que se está considerando que toda la energía que produce el aerogenerador se consume, algo que en la práctica no se da, puesto que la producción eólica tiene un fuerte carácter fluctuante, que depende de muchos factores. Como para esta primera estimación no se tienen datos horarios de la

producción eólica en la zona, se tuvo que utilizar este método para hacerse una idea del máximo ahorro que se puede obtener con esta instalación.

En la figura 3-8 se pueden ver los datos de los consumos medios, producción de energía y los costes ahorrados en la factura eléctrica con el aerogenerador.

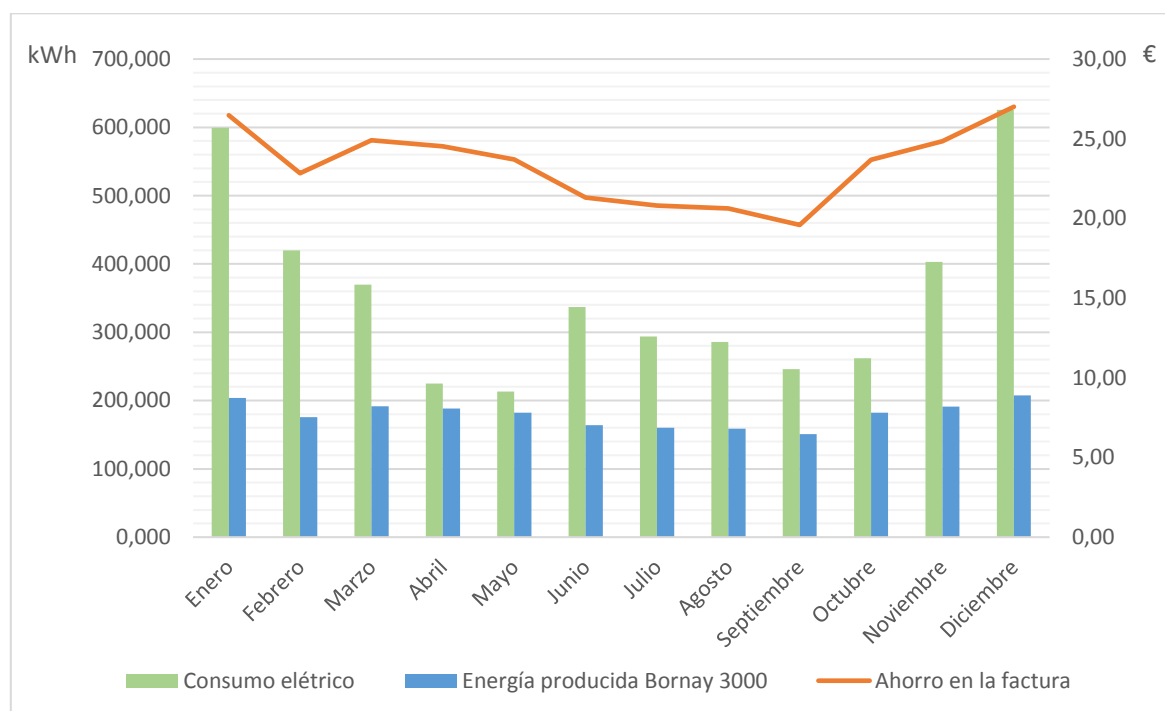


Figura 3-8. Energía producida por el aerogenerador Bornay 3000, consumo eléctrico y ahorro en la factura eléctrica mensual. (Fuente: Excel)

Por último, con los datos anteriores y con datos de precios de los componentes y costes de mano de obra obtenidos con el generador de precios de CYPE [15], y los costes por legalizar la instalación conseguidos a partir de consultas a expertos, se pueden obtener los costes finales al final de la vida útil de la instalación, que son los compuestos por la suma de la inversión menos el ahorro en la factura eléctrica.

| | | |
|----------------------------------|--------------|----------|
| Aerogenerador + regulador | € | 6605 |
| Torre | € | 1339 |
| Inversor | € | 957,57 |
| Otros materiales | € | 500 |
| Mano de obra | €/h | 18,64 |
| | Horas | 16 |
| | Nº operarios | 2 |
| Legalización | € | 400 |
| Mantenimiento | €/año | 100 |
| Inversión inicial | € | 10398,05 |
| Ahorro | € | 5522,51 |
| Costes finales | € | 6875,54 |

Tabla 3-3. Costes de la instalación, ahorro en la factura eléctrica y costes finales al final de la vida útil (20 años)

A pesar de que se calcularon estos costes finales teniendo en cuenta un ahorro mayor del que realmente se tendrá, estos son positivos, lo que indica que no se amortiza la instalación y no sería rentable instalar minieólica para la generación de electricidad desde el punto de vista económico.

Algunos de los factores que contribuyen a que no sea rentable la instalación son el alto precio del aerogenerador, la falta de subvenciones y el bajo potencial eólico de la zona.

3.1.2 Propuesta de fotovoltaica

A la hora de la elección de los paneles fotovoltaicos para una instalación solar, es necesario tener en cuenta varios aspectos, como la calidad, la garantía, el origen del producto, el tipo de tecnología, la eficiencia, etc.

Para ello se revisó el *DNVGL* [35], el estudio realizado por la OCU 2019 [36] y el *PV+Test* realizado por la prestigiosa certificadora alemana *TÜV Rheinland* [37], para escoger las mejores opciones para la composición de un sistema fotovoltaico en condiciones óptimas.

Por lo tanto, para esta propuesta se tuvieron en cuenta tres modelos monocristalinos de tres empresas distintas de módulos fotovoltaicos, como son el modelo SPR-X21-345 Mono de la compañía *SunPower*, el VBHN325SJ47 Mono de la compañía *Panasonic* y el modelo 325 N1C-A5 Mono de la compañía *LG*. Se pueden ver sus características en la tabla 3-4.

| Fabricante | Modelo | Potencia [W/ud] | Eficiencia | Cantidad | Garantía producto [años] |
|------------|-------------|-----------------|------------|----------|--------------------------|
| LG | 325 N1C-A5 | 325 | 19,0% | 10 | 25 |
| SunPower | SPR-X21-345 | 345 | 19,4% | 10 | 25 |
| Panasonic | VBHN325SJ47 | 325 | 21,5% | 10 | 25 |

Tabla 3-4. Características de los módulos fotovoltaicos seleccionados

Una vez ya seleccionados los módulos fotovoltaicos, se simuló la producción de los mismos en la ubicación de la vivienda mediante el programa *PVsyst*. Se decidió realizar las simulaciones para esta primera propuesta, con instalaciones de 10 paneles, para así utilizar un inversor de 3kW, que es el que define la potencia de la instalación y así poder hacer comparaciones, en una relativa igualdad de condiciones, con la instalación eólica (puesto que también es de 3kW).

Antes de empezar a utilizar el programa *PVsyst*, se generaron los datos climáticos de la zona con *Meteonorm*, proceso que no se explica porque ya se desarrolló en apartados anteriores, y se guardaron los mismos en un formato compatible con *PVsyst*, tal y como se muestra en la figura 3-9.

Formato de salida

Meteonorm

- Standard
- Meteo
- Standard minute
- Humidity
- Science
- Spectral / UV
- Standard opt.

Simulacion de casa

- TRNSYS
- CH Meteo
- HELIOS-PC
- DOE
- Suncode
- Match
- sia 380/1
- LESOSAI
- EnergyPlus (.epw)
- DYNBIL
- WUFI Passive/WaVE
- PHPP 8
- Pleiades/Comfie
- sia 2028
- WUFI / WAC
- PHLuft
- IDA ICE
- IBK-CCM
- VIP-Energy

Pv

- Polysun
- PVSOL
- PVSyst
- PVS
- Meteo matrix (TISO)
- PVScout
- Solinvest
- SAM

Solar termal

- Polysun
- TSOL
- Solar-Ripp

Diverse

- TMY2
- TRY (DWD)
- TRY (DWD) V1.1
- TMY3

Preconfigurado

Personalizado

▼

✎ Editar

+ Nuevo

Figura 3-9. Ventana para la elección del formato de salida de los datos climáticos. (Fuente: Meteonorm)

También mediante Meteonorm, se generó el perfil del horizonte, seleccionando la opción de "Horizonte-Preconfigurado" en la ventana de la figura 3-10, donde se abre una nueva ventana con el perfil del horizonte de la zona para poder exportarlo pulsando en la opción de grabar, tal y como se puede ver en la figura 3-11.

Modificaciones

Pontenova_0 42,1°N / -8,6°E, 30 m

Personalizado

General

Corrección de la medición de la radiación global

- Utiliza data de radiación global corregido (excluyendo efecto de horizor
- Utiliza data de radiación global original (incluyendo efectos de horizont

Solo aplicable para estaciones meteo con horizonte alto.

Sitio específico

Orientación de la superficie

Azimut ° ↕

Inclinación ° ↕

Albedo

Automático ↔

Preconfigurado

Horizonte

Ninguno

Preconfigurado

☀ Editar horizonte...

Turbiedad atmosférica

Interpol.

Estación aeronet más cercana

Preconfigurado

✎ Editar turbiedad...

Data importada / Descargar series de tiempo

Valores mensuales... Valores diarios/por hora...

← Deshacer

Siguiete →

Figura 3-10. Ventana para la generación del perfil del horizonte. (Fuente: Meteonorm)

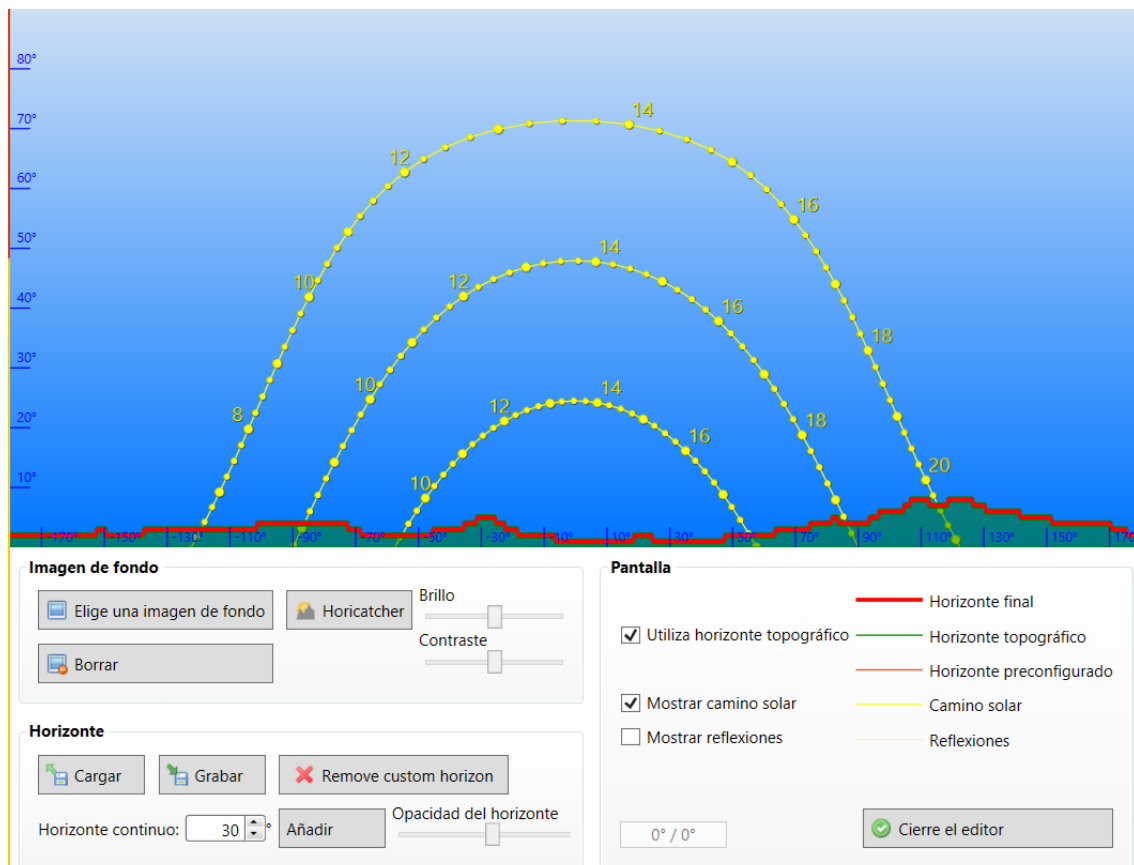


Figura 3-11. Ventana para la exportación del perfil del horizonte. (Fuente: Meeonorm)

Ya con los datos climáticos y del perfil de sombras del horizonte generados, se dio paso a la introducción de los datos necesarios en PVsyst para la simulación del sistema con cada uno de los diferentes modelos de módulos fotovoltaicos.

Una vez abierto el programa, se seleccionó la opción, en la ventana de la figura 3-12, de "Diseño del proyecto" para poder realizar una simulación completa y lo más fidedigna posible. Al seleccionar la opción anterior, se abrió una subventana en donde se debe elegir el tipo de instalación que se desea implementar, la cual se puede ver en la figura 3-13, que para nuestro caso se trata de un sistema "Conectado a la red".

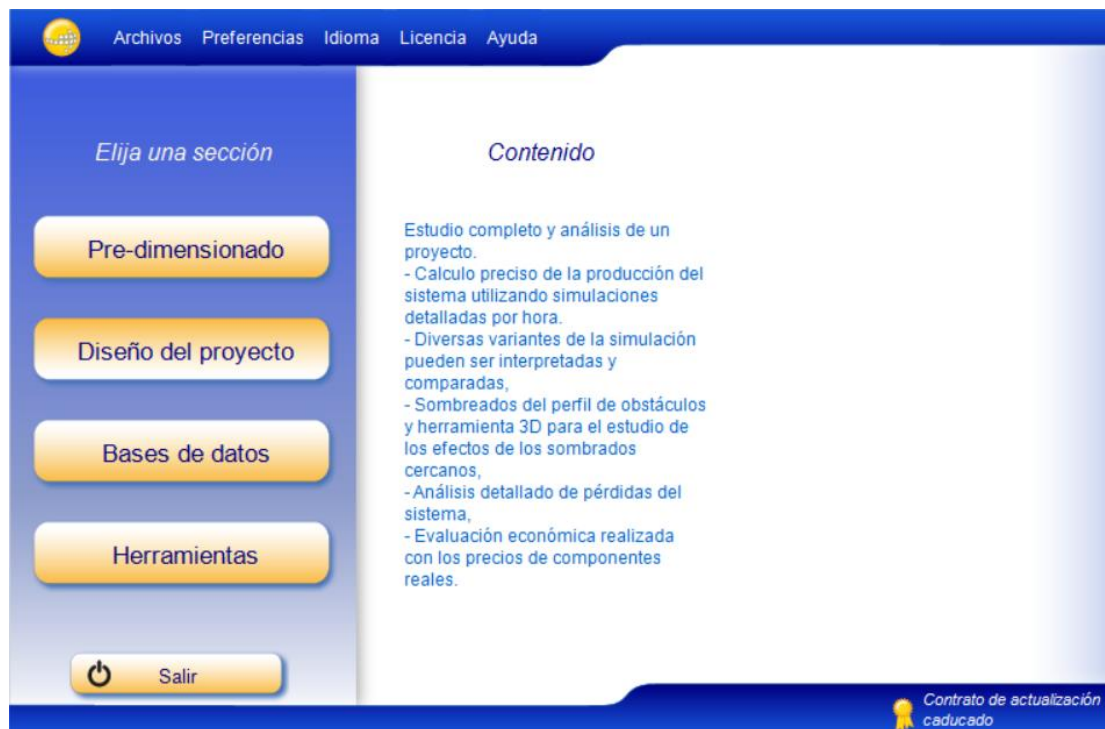


Figura 3-12. Ventana principal. (Fuente: PVsyst)



Figura 3-13. Ventana para la elección del tipo de instalación a implementar. (Fuente: PVsyst)

A continuación, se abrió la ventana principal de nuestro proyecto (figura 3-14), en donde se introdujeron todos los datos necesarios para su simulación.

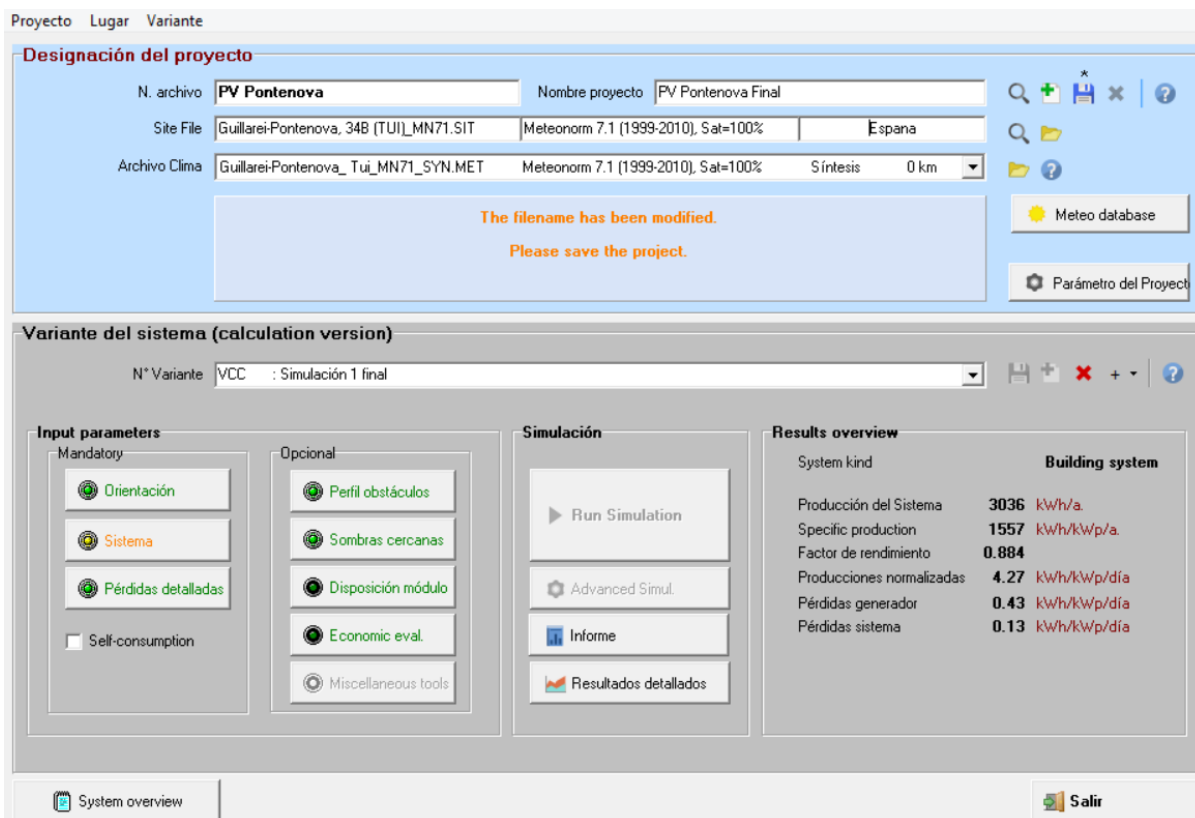


Figura 3-14. Ventana principal del proyecto. (Fuente: PVsyst)

Una vez en la ventana principal del proyecto, lo primero que se hizo, además de escribir el nombre del archivo y del proyecto, fue importar los datos climáticos. Para ello se pulso en la casilla “Meteo database”, de la que emergió una nueva ventana, que es la que se puede ver en la figura 3-15.

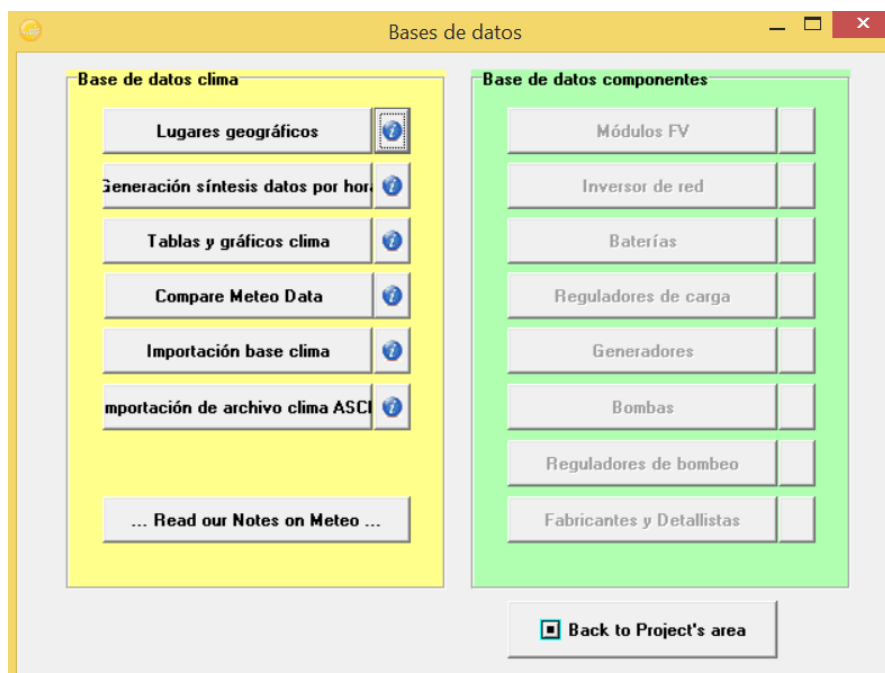


Figura 3-15. Ventana de bases de datos. (Fuente: PVsyst)

En la ventana de la figura 3-15, se seleccionó la opción de "Importación base clima", a partir de la cual se abrió una nueva ventana, mostrada en la figura 3-16, en la que primeramente en la parte superior se debe seleccionar el programa utilizado para la generación de los datos climáticos. Después mediante la casilla "Elegir" se selecciona el archivo de los datos climáticos generado en *Meteonorm* para *PVsyst*.

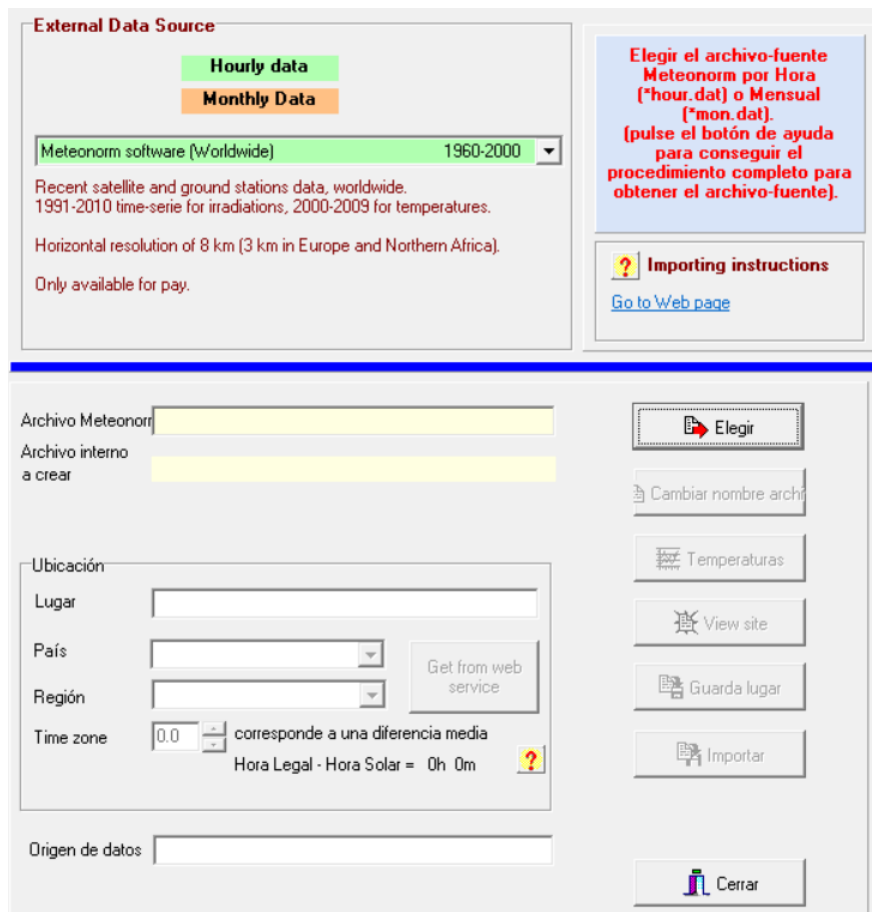


Figura 3-16. Ventana para la importación de datos climáticos. (Fuente: PVsyst)

Después de haber importado la base de datos climática de la zona, se procedió a ver si el en la base de datos del programa estaban todos los modelos de módulos fotovoltaicos a utilizar. Para ello se accedió a la ventana de base de datos, mostrada en la figura 3-15, pero a través de la ventana principal del programa para poder seleccionar la opción de "Módulos FV" en el apartado "Base de datos componentes".

Una vez dentro de la ventana de la base de datos de los componentes (figura 3-17), se pudo comprobar si estaban todos los modelos a partir del fabricante de los mismos. En el caso de los módulos pertenecientes a las compañías *SunPower* y *LG*, los modelos se encontraban en el listado de la base de datos, pero en el caso del módulo perteneciente a la compañía *Panasonic*, dicho modelo no estaba disponible en la base de datos, por lo que se tuvo que introducir los datos de módulo manualmente.

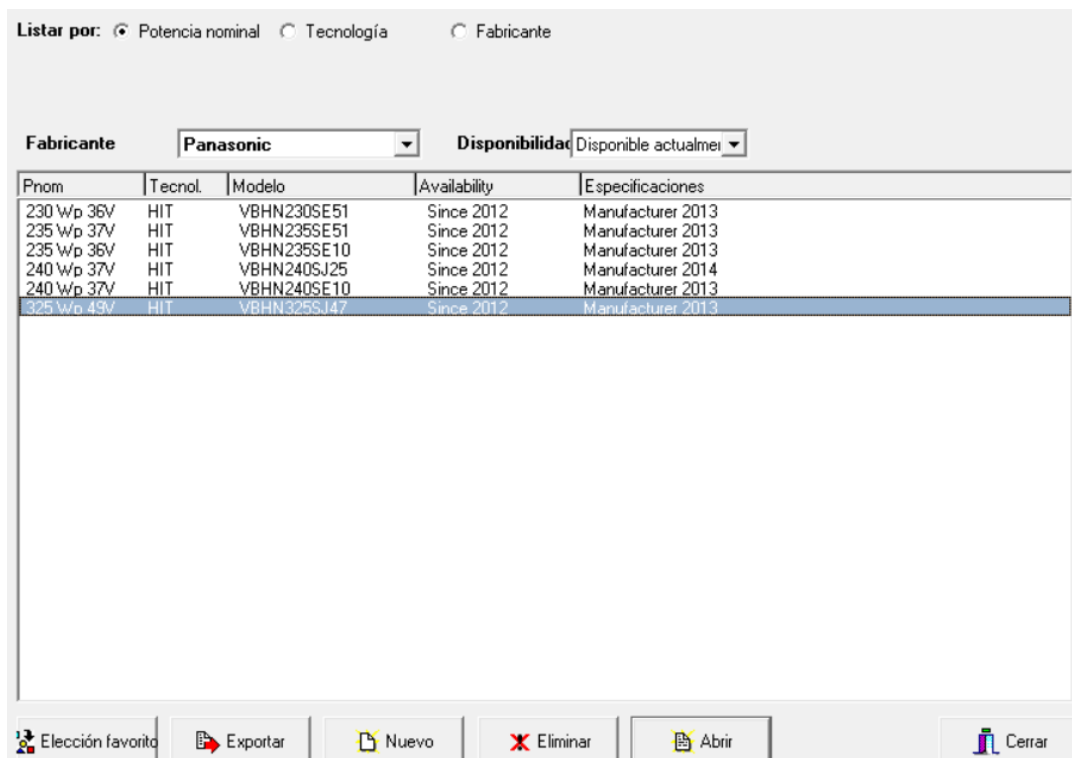


Figura 3-17. Ventana de la base de datos de los módulos fotovoltaicos. (Fuente: PVsyst)

Lo que se decidió hacer, fue escoger uno de los modelos de la misma compañía, que utilizaban la misma tecnología, pero tenía una menor potencia y realizar una copia para así cambiarle el nombre e introducir los datos correspondientes al modelo de 325 W, lo cual es más fácil a través de una copia, puesto que muchos de los datos son comunes a todos los modelos de una misma gama.

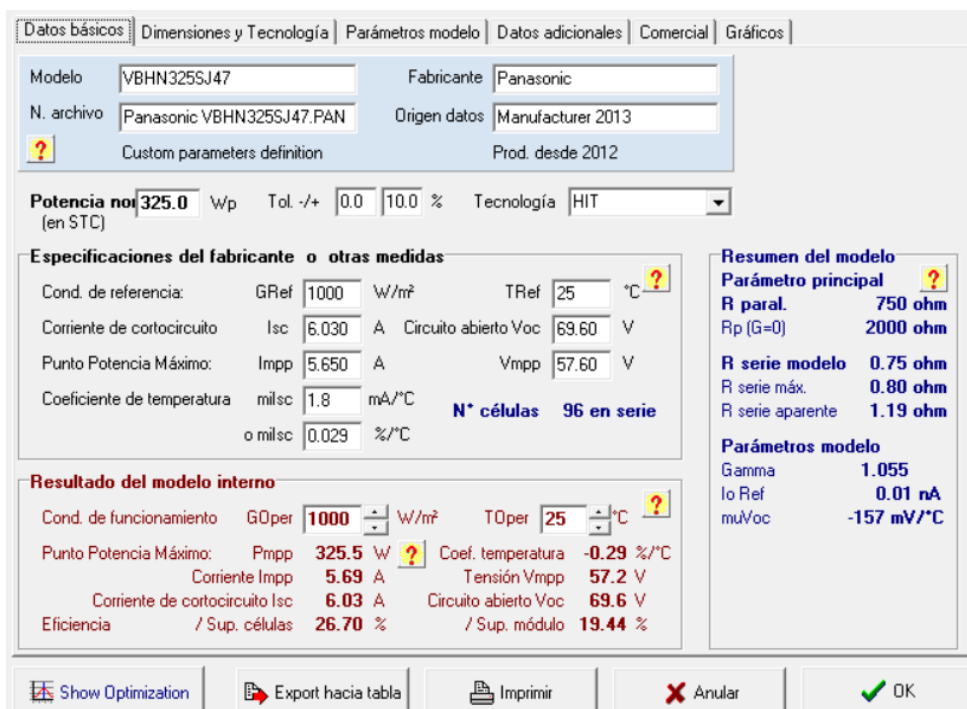


Figura 3-18. Ventana para la definición de un módulo fotovoltaico. (Fuente: PVsyst)

En la ventana de la figura 3-18 se definieron todos los datos del módulo fotovoltaico de *Panasonic*.

De las cuales algunas de ellas se pueden ver en la ficha técnica del fabricante (Documento Nº 4: Anejos).

A continuación, se abrió de nuevo la ventana del proyecto en la cual se trabajó hasta la simulación del mismo.

Lo siguiente realizado, ya en la ventana del proyecto, fue introducir los datos relativos a la orientación del campo solar fotovoltaico. Para ello a través de la casilla "Orientación", en la ventana de la figura 3-14, se abrió una nueva ventana (figura 3-19) en donde se asignaron los valores de inclinación y acimut del campo fotovoltaico. Como los módulos irán superpuestos al tejado, llevan la misma inclinación, de 28°, del mismo, también su misma orientación, es decir, un acimut de +35°.

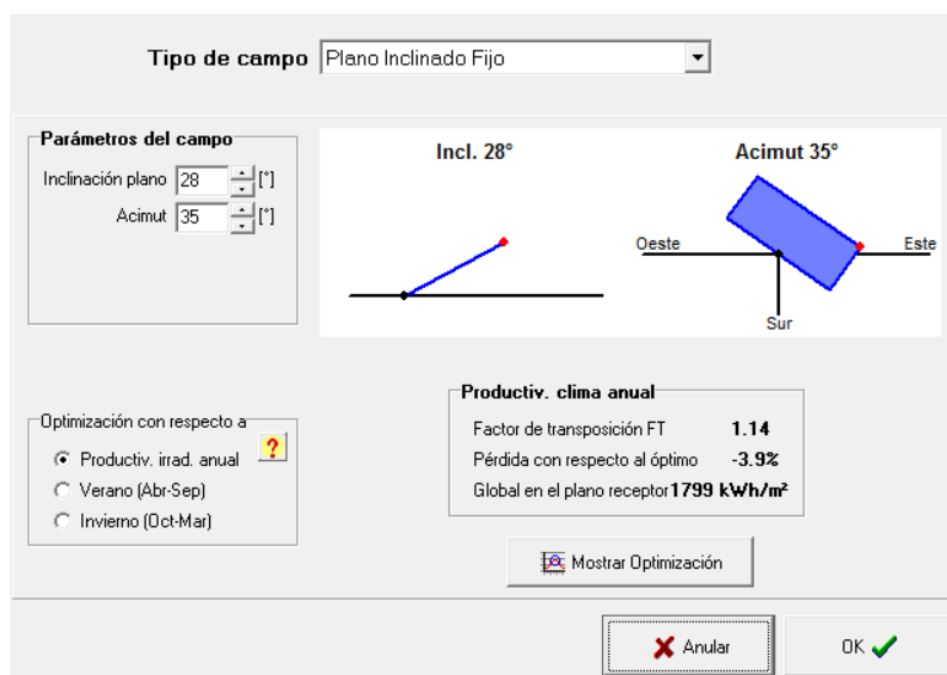


Figura 3-19. Ventana para la orientación e inclinación del campo solar fotovoltaico. (Fuente: PVsyst)

Como se puede apreciar, las pérdidas respecto al óptimo, en cuanto a orientación e inclinación se refiere, son del 3,9%, el cual no es un valor muy alto.

El paso a seguir, a partir de seleccionar la casilla de "Sistema" en la ventana principal del proyecto, fue configurar el sistema de la instalación en la ventana mostrada en la figura 3-20.

Se seleccionó primeramente la marca y el modelo del módulo fotovoltaico a instalar. Después se eligió la marca y el modelo del inversor a utilizar. Para este caso se escogió un modelo de Huawei, ya que es una de las marcas de mayor calidad, con un bajo precio, con una gran eficiencia (de hasta el 98,6%), gestión remota con visualización en tiempo real y con posibilidad de conexión de baterías (por si algún día hay necesidad de las mismas).

Ya escogidos los componentes, se indicó en la parte inferior de la ventana la distribución de los módulos en el campo solar fotovoltaico, para el cual se decidió colocarlos en dos

cadena de 5 módulos, lo cual no generó ningún problema, sino en la ventana azul de la parte izquierda inferior hubiese aparecido un aviso.

Configuración global sistema

1 N° de tipos de sub-campos

Esquema Simplificado

Resumen sistema global

| | | | |
|--------------------|-------|---------------------|----------|
| N° de módulos | 10 | Potencia nominal FV | 3.3 kWp |
| Superficie módulos | 17 m² | Potencia máxima FV | 3.1 kWdc |
| N° de inversores | 1 | Potencia nominal CA | 3.0 kWac |

Generador FV

Sub-array name and Orientation

Name: Generador FV

Orient.: **Plano Inclinado Fijo** Inclinación: 28° Acimut: 35°

Ayuda al Dimensionado

No sizing Entrar Pnom deseada: 0.0 kWp

... o superficie disponible(módulos): 0 m²

Selección del módulo FV

Disponible actualmente: [dropdown]

Panasonic 325 Wp 49V HIT VBHN325SJ47 Since 2012 Manufacturer 2013 [Abrir]

Tensiones de dimensionado: 51.4 V Voc (-10°C): 75.0 V

Use Optimizer

Selección del inversor

Disponible actualmente: [dropdown]

Huawei Technologies 3.0 kW 90 - 500 V TL 50/60Hz SUN2000L-3KTL Since 2017 [Abrir]

N° de inversores: 1 Tensión Funciona.: 90-500 V Pglobal inversor: 3.0 kWac

Utilice característica m Tensión máx de entrada: 600 V **Inversor con 2 MPPT**

50 Hz 60 Hz

Diseño del generador FV

N° de módulos y cadenas

Mód. en serie: 5 entre 2 y 7

N° de cadenas: 2

Perdida sobrecarga: 0.0 % Pérd. sobrecarg: [?]

Relación Pnom: 1.08

N° módulos: 10 Superficie: 17 m²

Cond. de funcionamiento

Vmpp (60°C): 257 V Vmpp (20°C): 290 V Voc (-10°C): 375 V

Irradiancia plano: 1000 W/m²

Imp (STC): 11.4 A Isc (STC): 12.1 A Isc (en STC): 12.1 A

Pmáx en funcionamiento en 1000 W/m² y 50°C: 3.0 kW

Máx. en bases STC

Potencia nom gener. (STC): 3.3 kWp

System overview Anular OK

Figura 3-20. Ventana para la elección del sistema. (Fuente: PVsyst)

Después, pulsando en la casilla "Perfil obstáculos", de la ventana principal del proyecto, se accede a una segunda ventana, figura 3-21, en donde se importaron los datos del perfil de sombras del horizonte seleccionando la casilla "Abrir/importar". Como se puede ver en la figura 3-21, el perfil de obstáculos está compuesto por el perfil de sombras del horizonte en rojo y por las sombras debidas a la inclinación y orientación de los módulos en azul.

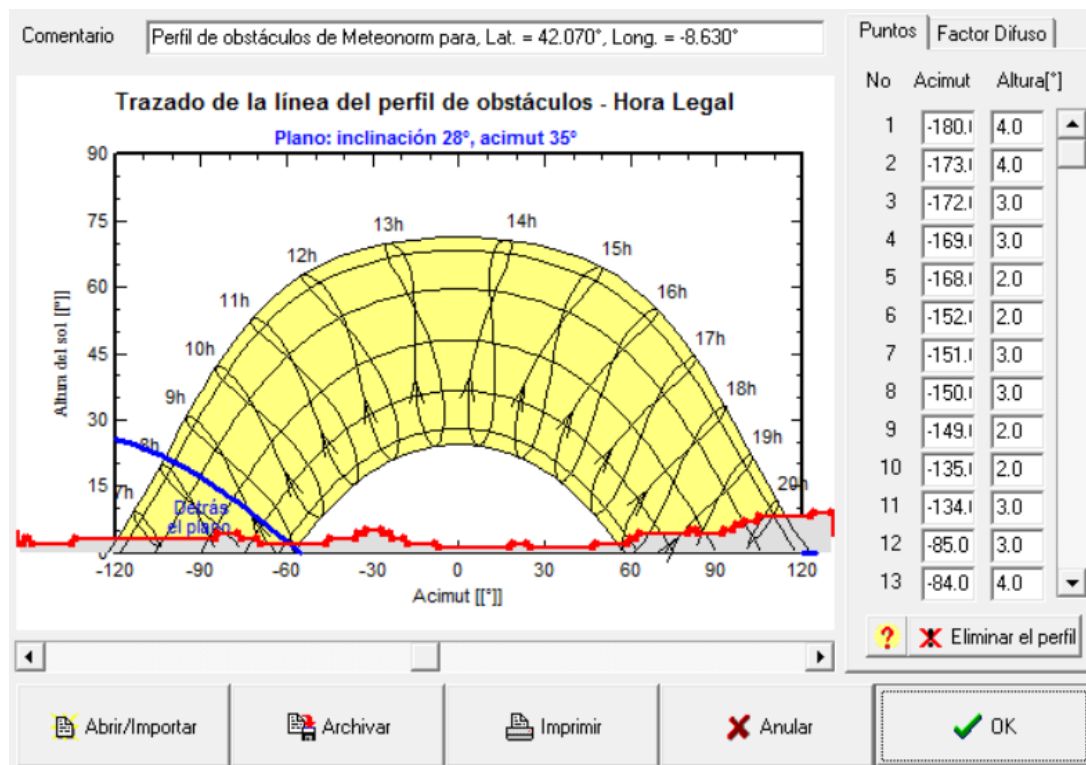


Figura 3-21. Ventana del perfil de obstáculos. (Fuente: PVsyst)

El último paso antes de simular la instalación, fue la introducción de las sobras generadas por objetos cercanos. Pulsando en la casilla "Sombras cercanas", de la ventana principal del proyecto, se es derivado a una ventana (figura 3-22), en la que yendo a la casilla de "Construcción/Perspectiva" se abre una nueva ventana (figura 3-23) para el diseño y colocación de los objetos cercanos que producen sombras sobre el campo solar fotovoltaico.



Figura 3-22. Ventana de las sombras cercanas. (Fuente: PVsyst)

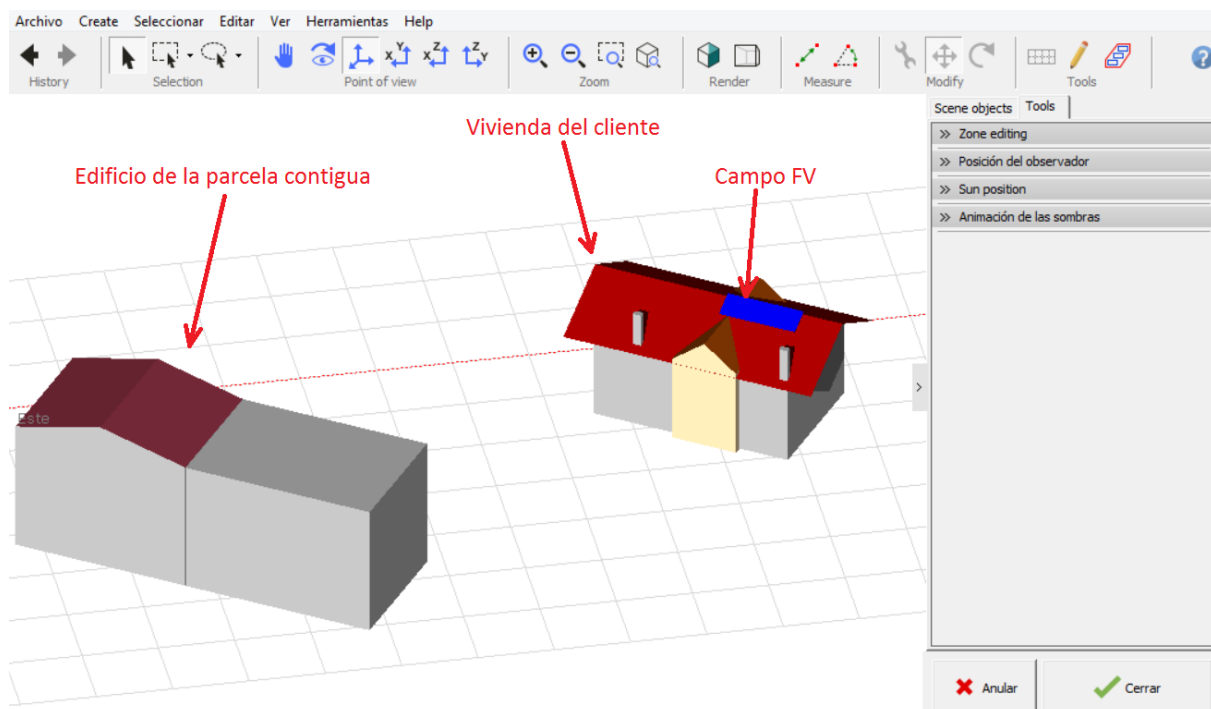


Figura 3-23. Ventana para el diseño de los objetos que crean sombras. (Fuente: PVsyst)

Como se aprecia en la figura 3-23, se diseñó el edificio de la parcela contigua que crea sombras sobre la vivienda del cliente, la vivienda del cliente y el campo solar fotovoltaico.

Una vez creados los objetos, se cerró la ventana y en la ventana principal de las sombras cercanas (figura 3-22), primeramente, se seleccionó la casilla "Tabla" para cargar el perfil de sombras y después la opción "Detailed, according to Module Layout" para simular las sombras de forma detallada. Una vez hecho esto, se guardó y se pulsó en la casilla "OK" para cargarlo al proyecto.

Por último, se simuló el proyecto presionando la casilla "Run Simulation" de la ventana principal del proyecto. Ya simulado, se da la opción del formato de los datos de salida, para los que se eligieron datos horarios "Hourly Values". Esto se puede ver en la figura 3-24.

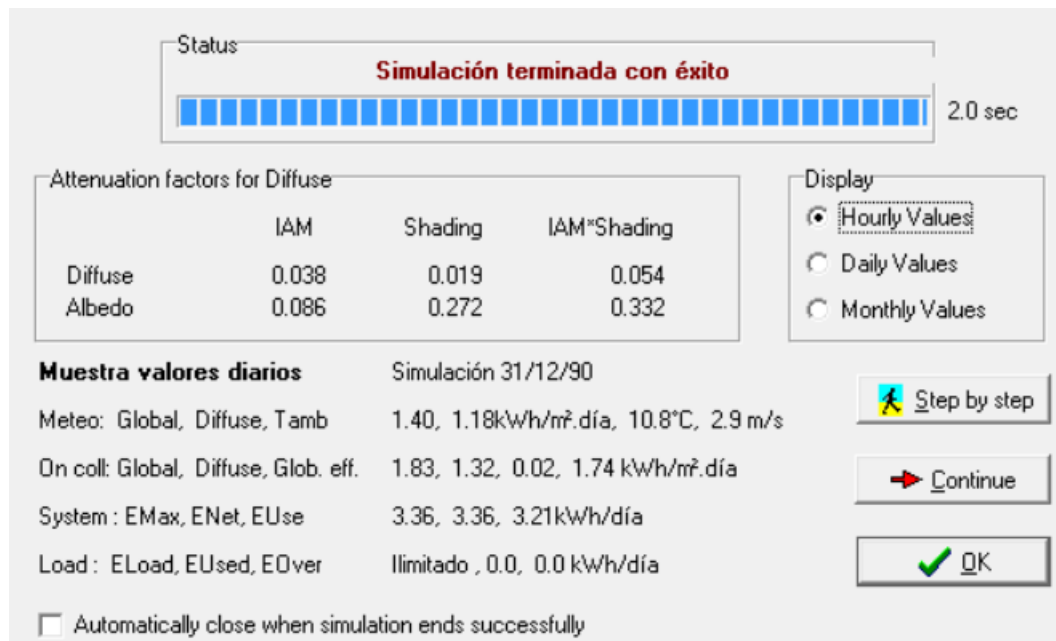


Figura 3-24. Ventana de simulación. (Fuente: PVsyst)

Presionando en la casilla "Informe", de la ventana principal del proyecto (apartado simulación), se obtiene un informe de los resultados de la simulación, el cual se guardó en formato PDF.

Otra de las opciones para obtener los datos de la simulación, es mediante la casilla "Resultados detallados" (figura 3-25) en donde se puede obtener cualquier gráfica o tabla, para su manejo posterior, en formatos como CSV para utilizar en programas como Excel. Una de las tablas que se exportaron en formato CSV fue la relativa a la producción horaria del campo solar fotovoltaico.

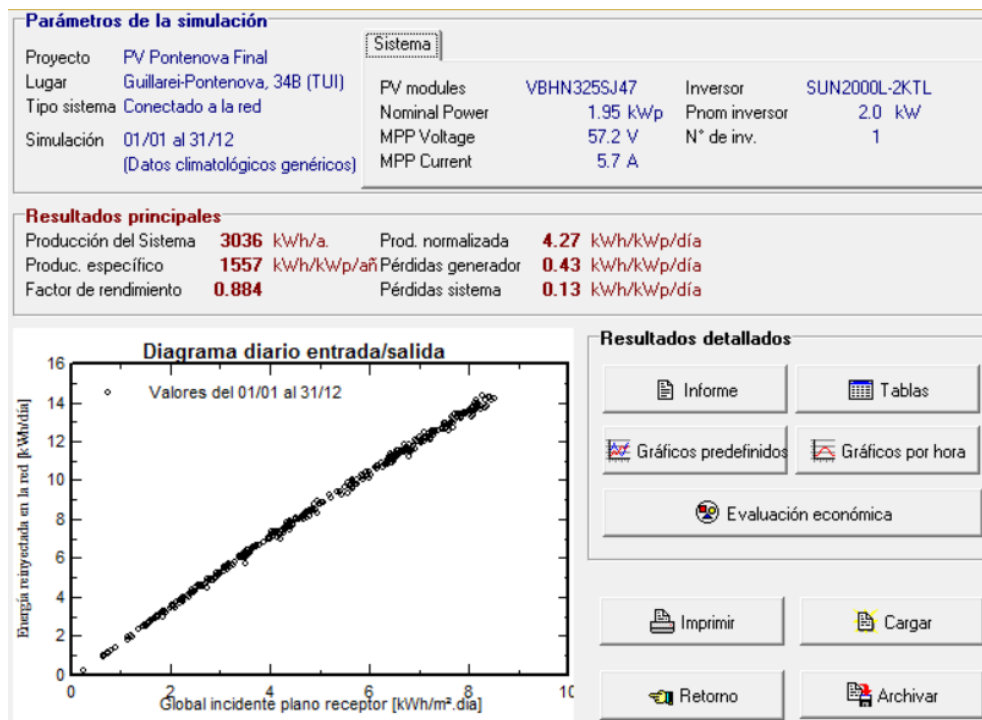


Figura 3-25. Ventana de los resultados detallados de la simulación. (Fuente: PVsyst)

Para cada una de las simulaciones realizadas con cada modelo de módulo fotovoltaico, se creó una nueva variante en la ventana principal del proyecto, para no tener que hacer de nuevo todo el proceso de introducción de datos para cada simulación.

Ya simulada la instalación solar fotovoltaica con los tres modelos de módulos fotovoltaicos, se dio paso a recabar los datos referentes a los consumos eléctricos de la vivienda y los costes de los mismos.

Para ello se cogieron los datos horarios de consumo de los últimos tres años (ya que es a partir de que se instala el contador inteligente) y se calculó en *Excel* la media del consumo horario para cada mes del año. En cuanto al coste del consumo eléctrico, como en este caso el cliente tiene la tarifa conocida como "tarifa por horas" o "Precio Voluntario al Pequeño Consumidor" (PVPC), cuyo precio está controlado por el Ministerio de Industria, para saber el coste del kWh se descargó de la plataforma *ESIOS* [38] de Red Eléctrica de España, los datos relativos al PVPC de los últimos años en formato *CSV*, que corresponden al 2019 y 2020, y se calculó la media horaria de cada mes también mediante *Excel*.

Esto no se realizó para el caso de la propuesta de minieólica porque no se disponía de los datos horarios de la producción eléctrica del aerogenerador.

A continuación, se muestra, en la figura 3-26, la producción mensual del sistema solar fotovoltaico con cada uno de los modelos de módulos elegidos, simulada con *PVsyst*, y el consumo de energía eléctrica de la vivienda.

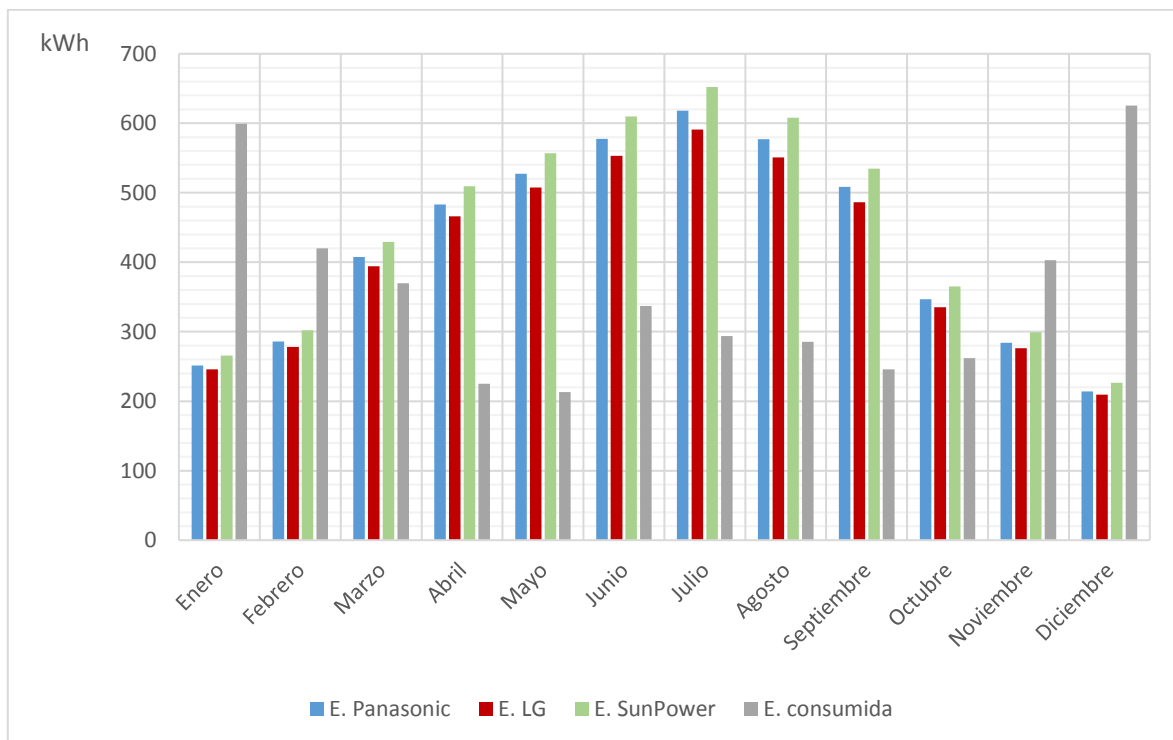


Figura 3-26. Producción mensual del sistema solar fotovoltaico y consumo de electricidad. (Fuente: Excel)

En la gráfica de la figura 3-26, se puede ver como cuando mayor es la producción de energía eléctrica (en verano) menor es el consumo de electricidad en la vivienda, y cuando menor (en invierno) es la producción de energía eléctrica el consumo es mayor, el cual es uno de los problemas de la energía solar fotovoltaica, en donde se debe buscar una relación entre producción y consumo para una máxima optimización y rentabilidad de la instalación.

Los costes de consumo y de los ahorros en la factura eléctrica se calcularon teniendo en cuenta todos los costes fijos y variables que se aplican en la misma, los cuales se muestran en la tabla 3-5.

| Costes de los parámetros de la tarifa | | | |
|--|---|-------|-----------------------|
| Facturación por potencia contratada (3,3 kW) | Importe por peaje de acceso | 38,04 | €/kW al año |
| | Importe por margen de comercialización fijo | 3,11 | €/kW al año |
| Facturación por energía consumida | Importe por peaje de acceso (real) | 0,04 | €/kWh |
| Suplemento territorial | | 1,02 | € |
| Impuesto electricidad | | 5,11 | % (sobre lo anterior) |
| Alquiler equipos de medida y control | | 0,03 | €/día |
| I.V.A. (21 %) | | 21 | % (sobre el total) |

Tabla 3-5. Costes fijos y variables que se aplican en la factura eléctrica mensual

Para esta primera estimación, para elegir cuál de los sistemas de generación de energía eléctrica se utiliza, se hicieron los cálculos de costes basándose en el modelo de

compensación de excedentes, ya que para estas potencias no varía mucho el resultado con un modelo u otro y simplifica bastante los cálculos.

Aplicando el modelo de compensación de excedentes se obtuvieron los ahorros anuales mostrados en la figura 3-27, los cuales no distan mucho entre los modelos.

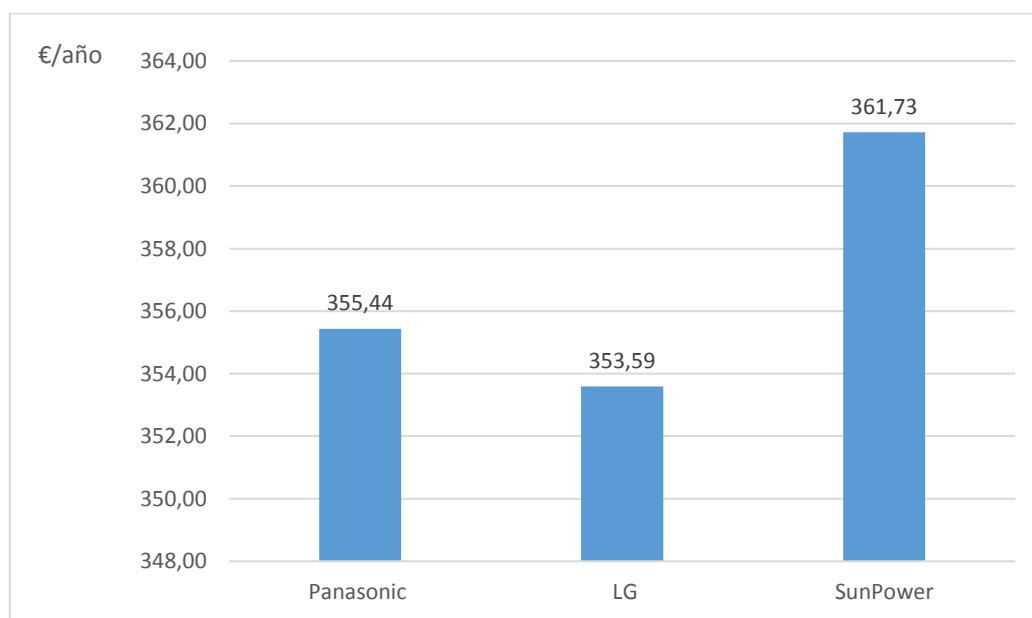


Figura 3-27. Ahorros anuales en la factura eléctrica con la modalidad con compensación de excedentes. (Fuente: Excel)

El modelo de compensación simplificada de excedentes se basa a grandes rasgos en compensar o retribuir por cada kWh de energía que se inyecte a red al precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC), que va variando a cada hora del día. Al final de cada mes se le restará de la factura la cantidad correspondiente por la inyección a red hasta un máximo del coste de la energía consumida ese mes, por lo que como mucho el cliente no pagará la parte correspondiente a coste de la energía consumida ese mes, aunque si se deben pagar todos los costes que se reflejan en la tabla 3-5.

A través del generador de precios *CYPE* [15], consultas con expertos y casas de venta de productos para instalaciones de energía solar fotovoltaica, se construyó la tabla 3-5. En ella, cabe destacar los costes de la instalación, que serían todos los costes de la misma hasta su puesta en marcha sin incluir el coste de la legalización, puesto que no es cubierto por la subvención ofertada por el INEGA [14], que para este caso es del 50% del coste de la instalación. La inversión inicial es la suma de los costes de la instalación, más los costes de la legalización, menos el valor de la subvención ofertada.

| | | | | |
|--------------------------|---------------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Módulo | Fabricante | LG | SunPower | Panasonic |
| | Modelo | 325 N1C-A5 | SPR-X21-345 | VBHN325SJ47 |
| | Potencia [Wp/ud] | 325 | 345 | 325 |
| | Nº de módulos | 10 | 10 | 10 |
| | Coste [€/ud.] | 241 | 440 | 229 |
| | Vida útil [años] | 35 | 35 | 35 |
| | Garantía producto [años] | 25 | 25 | 25 |
| Inversor | Fabricante | Huawei Technologies | Huawei Technologies | Huawei Technologies |
| | Modelo | SUN2000L-3KTL | SUN2000L-3KTL | SUN2000L-3KTL |
| | Potencia nom. [kW] | 3 | 3 | 3 |
| | Coste [€] | 957,57 | 957,57 | 957,57 |
| | Vida útil [años] | 20 | 20 | 20 |
| | Garantía producto [años] | 10 | 10 | 10 |
| Otros elementos | € | 1004,94 | 1004,94 | 1004,94 |
| Legalización | € | 300 | 300 | 300 |
| Mano de obra | €/h | 18 | 18 | 18 |
| | Horas | 24 | 24 | 24 |
| | Nº operarios | 2 | 2 | 2 |
| Mantenimiento | €/año | 90 | 90 | 90 |
| Coste Instalación | € | 5236,51 | 7226,51 | 5116,51 |
| Subvención | € | 2618,255 | 3613,255 | 2558,255 |
| Inversión inicial | € | 2918,255 | 3913,255 | 2858,255 |

Tabla 3-5. Costes y subvenciones relativos a las instalaciones de energía solar fotovoltaica

Con los datos de la tabla 3-5, se calculó el *Payback* simple (es el número de años en los que se amortiza la instalación) y el VAN simple (ahorros acumulados a lo largo de la vida útil de la instalación teniendo en cuenta los gastos de mantenimiento y cambio de componentes por fin de vida útil), los cuales son unos buenos indicadores a la hora de ver la rentabilidad de una instalación, para elegir cuál de los tres modelos de módulos fotovoltaicos ofrece una mayor rentabilidad.

La vida útil de la instalación se estimó en 25 años, que es el periodo de garantía de producto para los tres modelos analizados y además es el valor más utilizado para ver la viabilidad de un proyecto de energía solar fotovoltaica, aun sabiendo que los módulos fotovoltaicos pueden llegar a durar más de 35 años, comprobado empíricamente.

En la figura 3-28, se puede ver que con los módulos de la compañía *Panasonic*, no solo se tiene un menor *Payback*, sino que también los ahorros acumulados a lo largo de la vida útil de la instalación son los más grandes, en comparación con los otros dos modelos. En conclusión, el modelo de módulo fotovoltaico elegido, que se utilizó para los cálculos finales de esta propuesta, fue el correspondiente al de la compañía *Panasonic*.

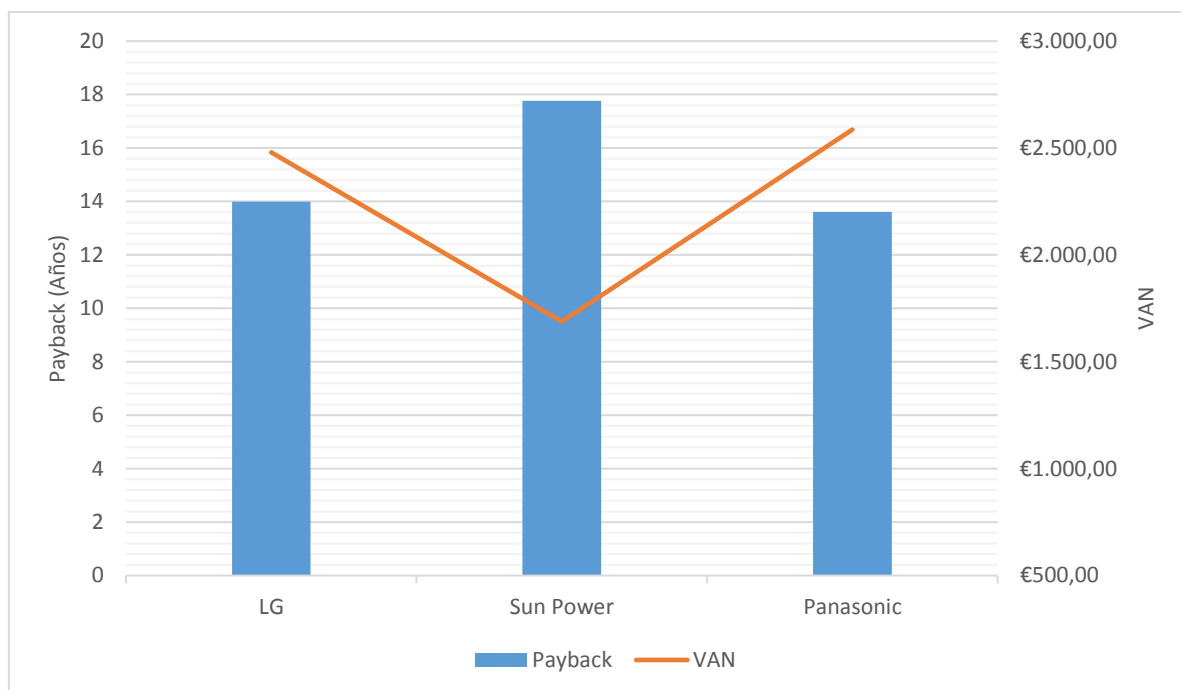


Figura 3-28. Payback y VAN simple del proyecto con los tres modelos de módulos

Teniendo los datos de la producción energética del módulo de la compañía *Panasonic*, se realizó el cálculo de los ahorros mensuales siguiendo el mismo supuesto que para el caso de minieólica, para realizar las comparaciones en igualdad de condiciones. Por ello, se realizaron los cálculos de los ahorros mensuales en la factura eléctrica, como si toda la energía producida se consumiese y estuviese a un precio de 0,13 €/kWh. En la figura 3-29 se muestran los resultados.

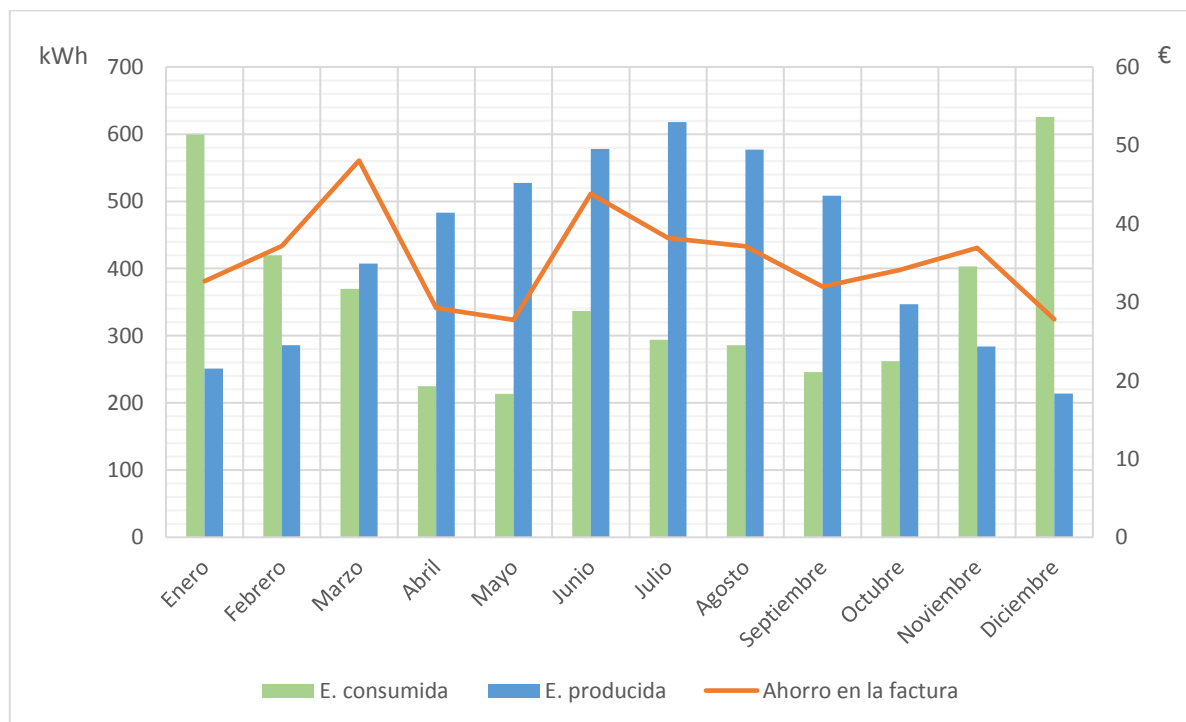


Figura 3-29. Consumo, producción de energía y ahorros en costes en la factura eléctrica con los módulos de la compañía *Panasonic*. (Fuente: Excel)

Aunque para el caso de la comparación de los tres modelos de módulos se utilizó un valor de la vida útil de la instalación de 25 años, en este caso se tomó un periodo de 20 años, para así valorar los ahorros que se producen en el mismo periodo de tiempo en las tres propuestas analizadas.

El total de los ahorros anuales es de **11128,97 €** y los costes finales de la instalación (inversión inicial, más mantenimiento anual menos los ahorros anuales) tienen un valor de **-7519,19 €**. El valor negativo de los costes finales significa que estos son ganancias y no gastos, es decir, que la instalación produce beneficios, lo que la hace rentable económicamente.

3.1.3 Propuesta de sistema híbrido (fotovoltaica + minieólica)

Para esta última propuesta, se probaron diferentes configuraciones de sistemas híbridos de energía solar fotovoltaica combinada con un aerogenerador.

En cuanto a proceso de cálculo, se siguió el mismo que para las propuestas anteriores de fotovoltaica y minieólica, utilizando el mismo modelo de módulo fotovoltaico y la misma marca de aerogenerador, pero de diferentes potencias.

Como los módulos fotovoltaicos son de 325 W de potencia pico, no se pudieron conseguir instalaciones de 3000 W exactos para realizar unas comparaciones finales ideales, pero sí potencias muy próximas que ofrecen una buena referencia para el análisis.

Las tres configuraciones analizadas fueron:

1. Campo fotovoltaico de 1625 W de potencia, más aerogenerador *Bornay 1500* de 1500 W de potencia.
2. Campo fotovoltaico de 2275 W de potencia, más aerogenerador *Bee 800* de 800 W de potencia.
3. Campo fotovoltaico de 2600 W de potencia, más aerogenerador *Bornay 600* de 600 W de potencia.

En las figuras 3-30, 3-31 y 3-32, se muestran las curvas de potencia de los aerogeneradores de la marca *Bornay* utilizados.

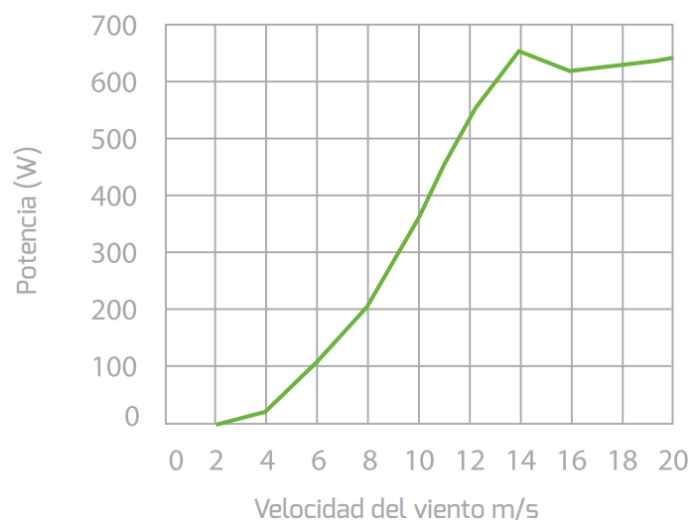


Figura 3-30. Curva de potencia del aerogenerador Bornay 600. (Fuente: Bornay [39])

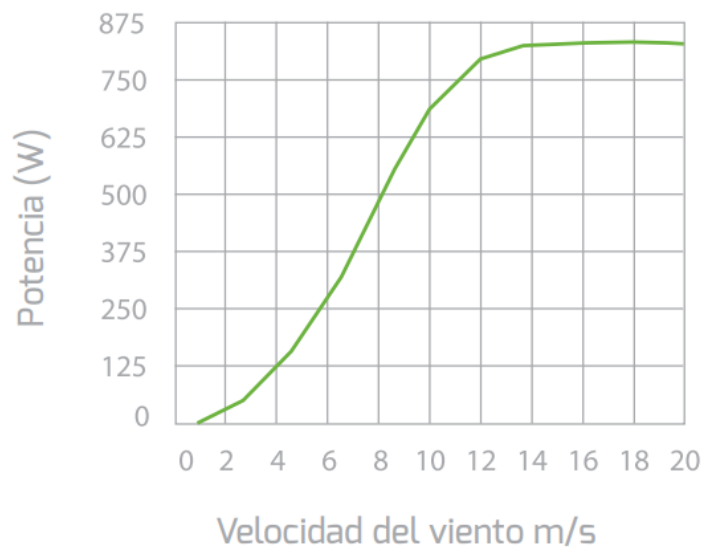


Figura 3-31. Curva de potencia del aerogenerador Bee 800. (Fuente: Bornay [39])

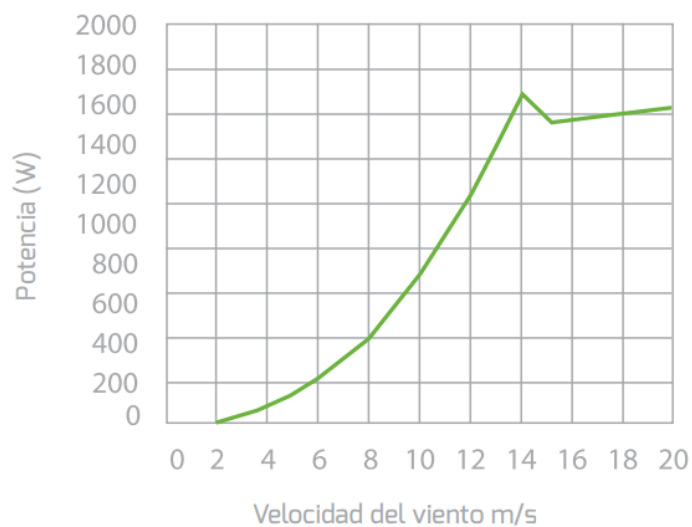


Figura 3-32. Curva de potencia del aerogenerador Bornay 1500. (Fuente: Bornay [39])

Con las configuraciones mencionadas se obtienen las producciones mensuales de energía mostradas en las figuras 3-33, 3-34 y 3-35.

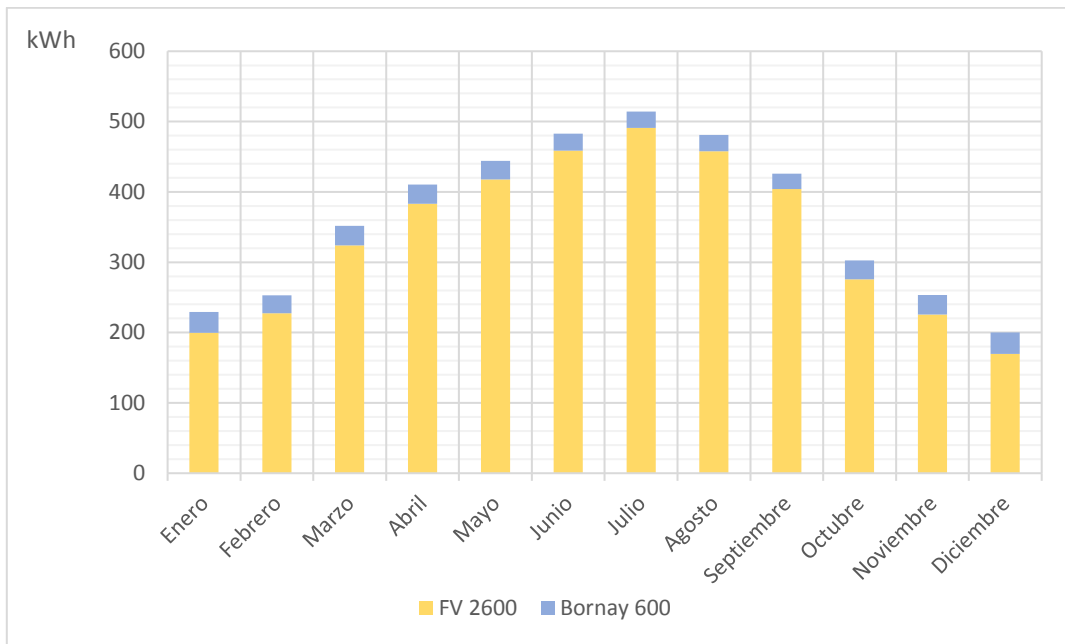


Figura 3-33. Energía mensual producida por el sistema híbrido de 2600 W energía fotovoltaica y 600 W de eólica. (Fuente: Excel)

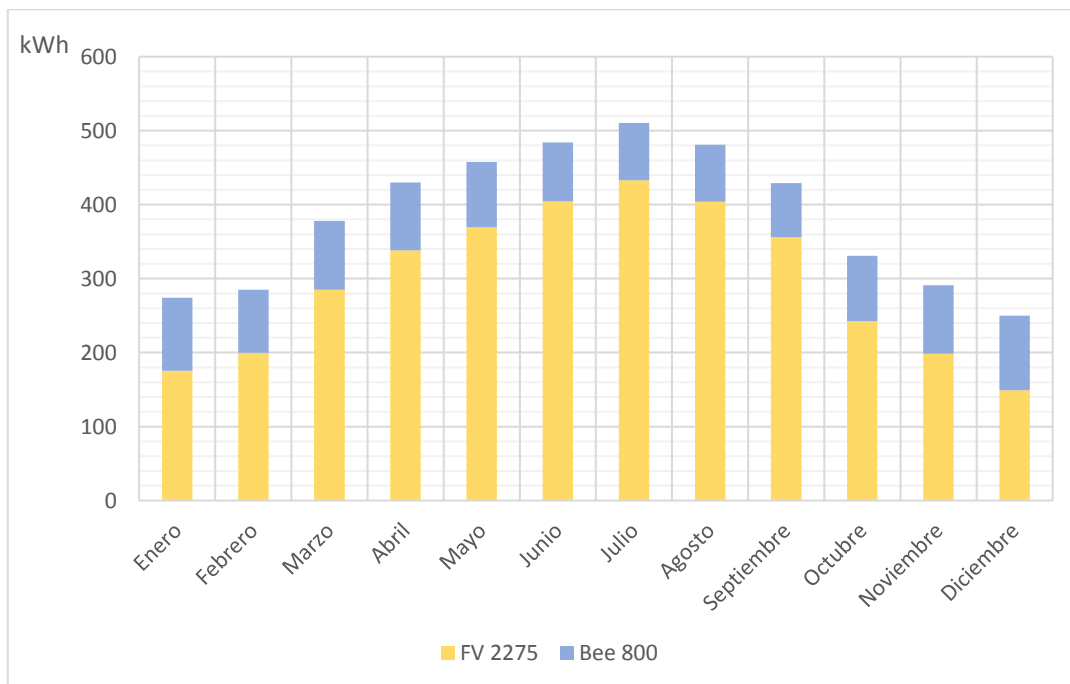


Figura 3-34. Energía mensual producida por el sistema híbrido de 2275 W energía fotovoltaica y 800 W de eólica. (Fuente: Excel)

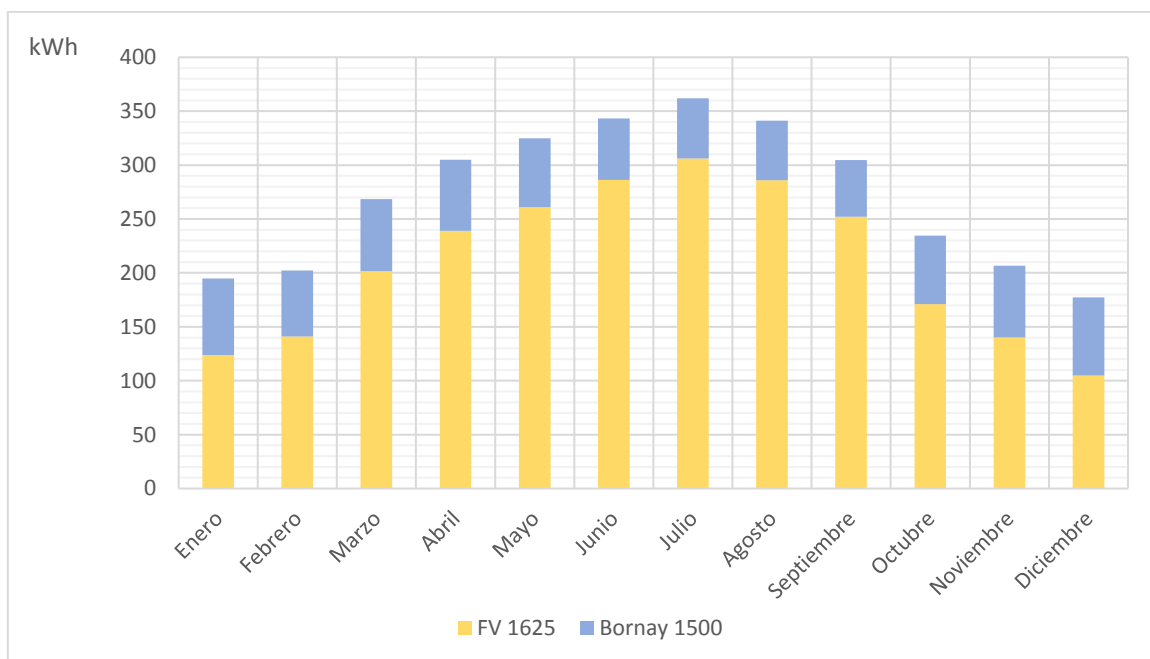


Figura 3-35. Energía mensual producida por el sistema híbrido de 1625 W energía fotovoltaica y 1500 W de eólica. (Fuente: Excel)

En la figura 3-36 se pueden ver tanto los ahorros mensuales en la factura eléctrica, la energía producida por cada una de las instalaciones, como la energía consumida.

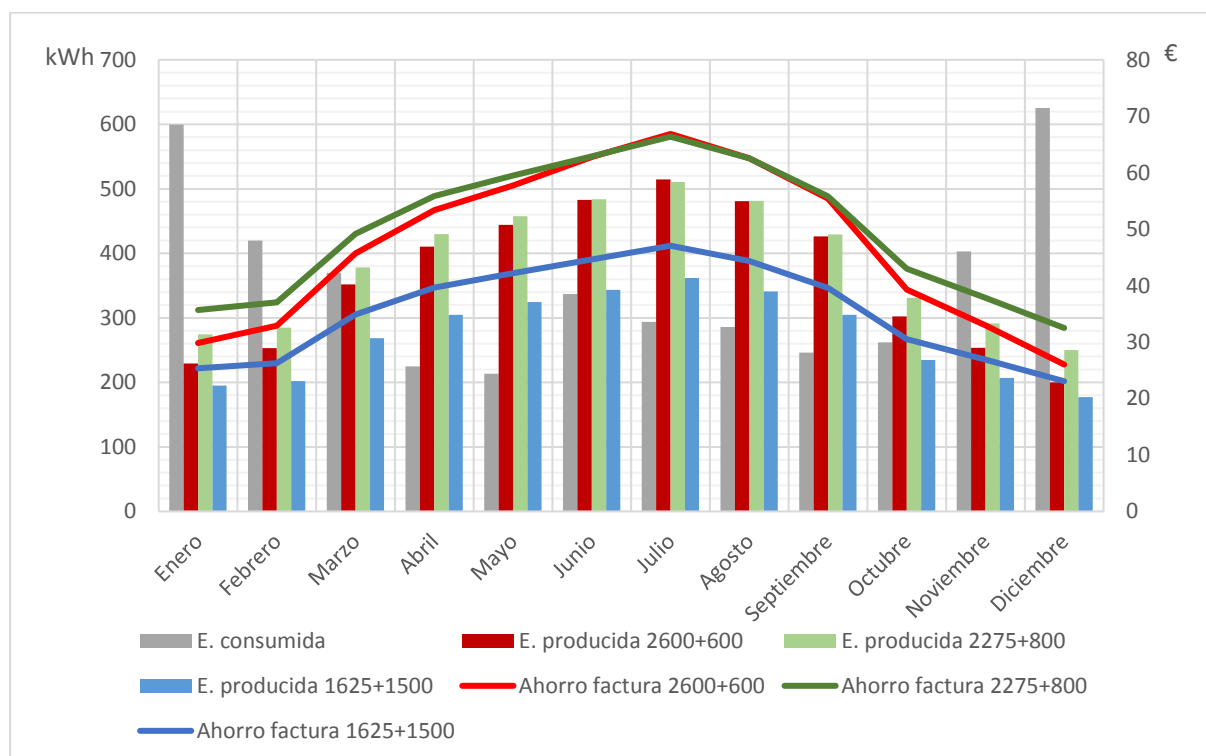


Figura 3-36. Consumo, producción de energía y ahorro en la factura eléctrica con cada una de las tres configuraciones. (Fuente: Excel)

Al igual que para las dos propuestas anteriores, los ahorros anuales se calcularon en base al supuesto de que toda la energía producida se consume y a un coste del kWh de 0,13 €.

En la gráfica de la figura 3-36, se ve como la instalación que menos ahorros produce y también que menos energía produce es la que tiene una mayor potencia eólica instalada, esto es debido a que los costes del aerogenerador son mayores que los de los módulos fotovoltaicos para una misma potencia y que el potencial eólico de la zona es muy bajo, no así el solar fotovoltaico.

En la tabla 3-6 se desglosan todos los costes y subvenciones de las tres instalaciones híbridas estudiadas.

| Configuración | FV + minieólica | 2600+600 | 2275+800 | 1625+1500 |
|-------------------------|-----------------|----------|----------|-----------|
| Aerogenerador | € | 3699 | 3500 | 4029 |
| Torre | € | 1339 | 1339 | 1339 |
| Módulos FV | | 1832 | 1603 | 1145 |
| Inversor | € | 957,57 | 957,57 | 957,57 |
| Otros materiales | € | 500 | 550 | 600 |
| Mano de obra minieólica | €/h | 18,64 | 18,64 | 18,64 |
| | Horas | 16 | 16 | 16 |
| | Nº operarios | 2 | 2 | 2 |
| Mano de obra FV | €/h | 18,64 | 18,64 | 18,64 |
| | Horas | 17,5 | 17 | 16 |
| | Nº operarios | 2 | 2 | 2 |
| Legalización | € | 400 | 400 | 400 |
| Mantenimiento | €/año | 122,4 | 120,6 | 117 |
| Coste instalación | € | 9576,45 | 9179,81 | 9263,53 |
| Subvención | € | 1845,985 | 1734,665 | 1499,525 |
| Inversión inicial | € | 8130,465 | 7845,145 | 8164,005 |

Tabla 3-6. Costes y subvenciones relativos a las tres instalaciones

Con los datos de la tabla 3-6 y de los ahorros mostrados en la figura 3-36, se construyó la gráfica de la figura 3-37, en donde se muestran los ahorros totales (en electricidad) y costes finales (inversión + mantenimiento + cambio de equipos - ahorros en electricidad) a lo largo del periodo de 20 años elegido.

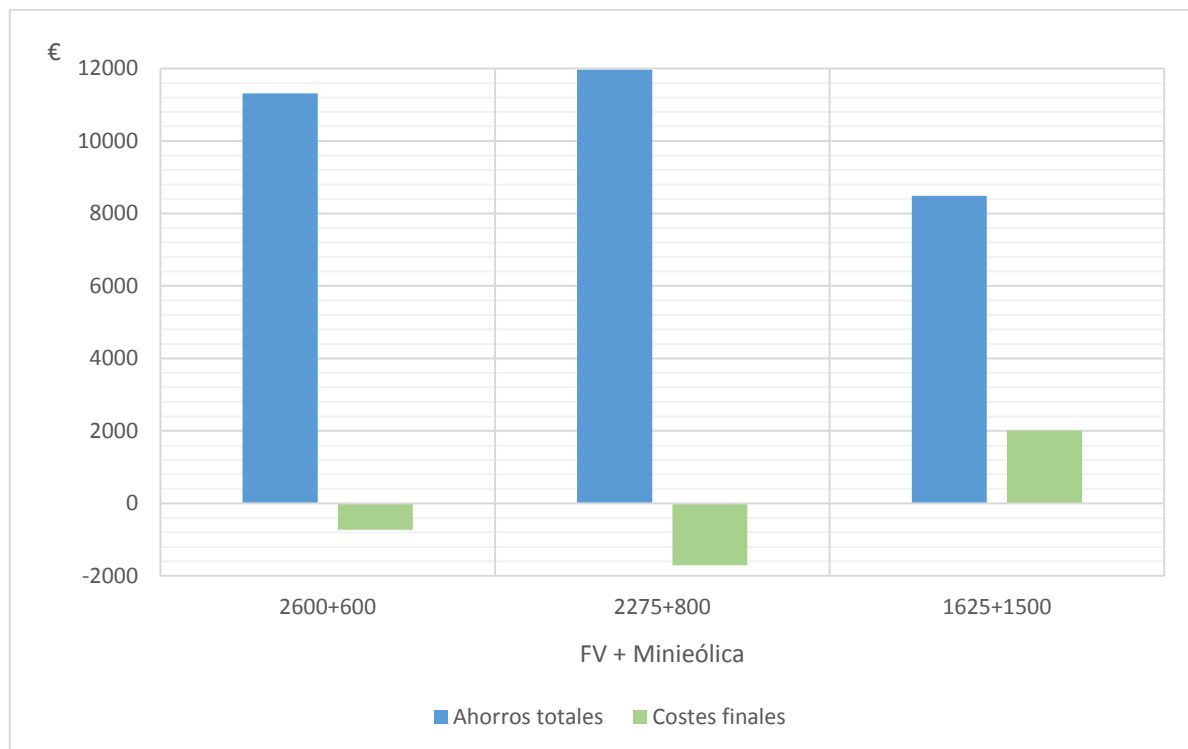


Figura 3-37. Ahorros totales y costes finales de las tres instalaciones. (Fuente: Excel)

Los resultados mostrados en la gráfica de la figura 3-37, eran previsible viendo la producción y los costes de cada una de las instalaciones mostrados anteriormente, por lo que la instalación más rentable económicamente es la que se configura de 2275 W instalados de fotovoltaica y 800 W de eólica, puesto que, aunque use un aerogenerador de mayor potencia que el de 600 W, su coste es paradójicamente menor, lo que hace a la instalación más rentable, es decir, mayores ganancias (costes finales más negativos).

La instalación que se configura de 1625 W instalados de fotovoltaica y 1500 W de eólica, directamente no es rentable desde el punto de vista económico, debido a que como se aprecia en la gráfica anterior, los resultados de los costes finales son positivos, es decir, la instalación no genera ganancias sino gastos.

3.1.4 Elección del sistema de generación eléctrica

A lo hora de decantarse por una de las tres propuestas se tuvieron en cuenta los costes finales de cada una de ellas, ya que es el parámetro (de los calculados) que mejor define en este caso la rentabilidad económica de la instalación.

En la gráfica de la figura 3-38, se pueden ver los costes finales de cada una de las propuestas seleccionadas teniendo en cuenta los ahorros en electricidad.

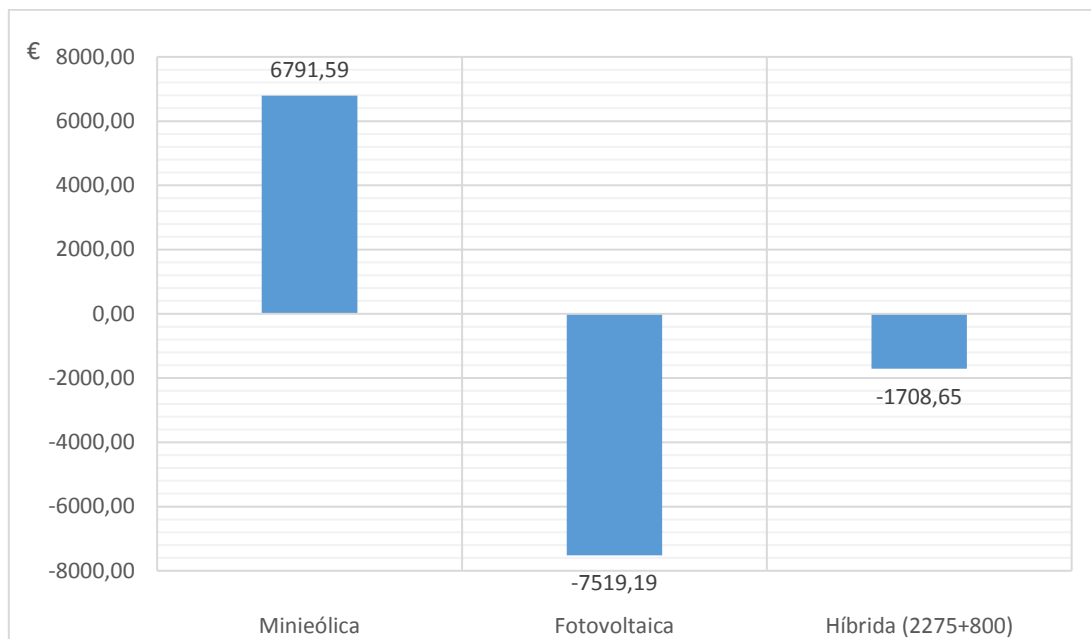


Figura 3-38. Costes finales de las tres propuestas elegidas. (Fuente: Excel)

Claramente se observa como la propuesta que aportará una mayor rentabilidad económica es la correspondiente a la compuesta enteramente por energía solar fotovoltaica.

Algunos de los factores que decantan la balanza de la rentabilidad hacia la fotovoltaica, son el buen potencial solar de la zona y el bajo potencial eólico, tal y como se puede ver en la figura 3-39, en donde se muestra la producción con cada uno de los sistemas, el alto coste de los aerogeneradores en comparación con los módulos fotovoltaicos y la falta de subvenciones para la tecnología eólica.

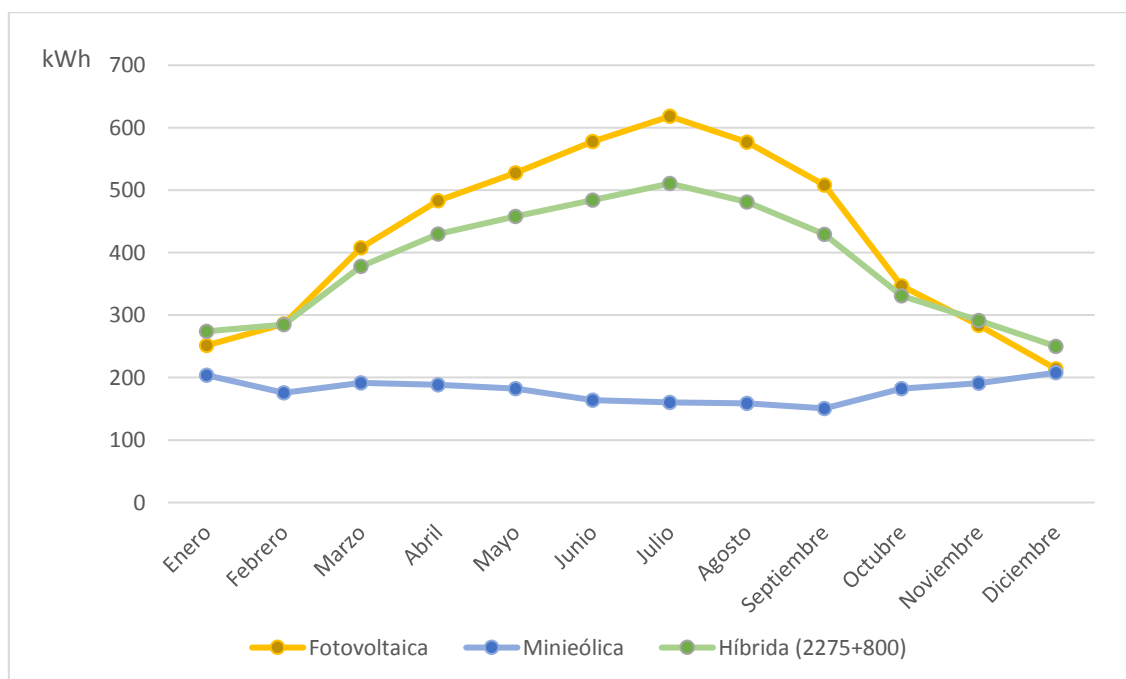


Figura 3-39. Producción mensual de energía con cada una de las propuestas elegidas. (Fuente: Excel)

3.2 DESARROLLO DE LA PROPUESTA ELEGIDA

Como la propuesta elegida fue el utilizar como instalación para la generación eléctrica una basada en la energía solar fotovoltaica enteramente, se realizó primeramente un análisis muy exhaustivo para la elección de la mejor configuración, la elección del modelo más idóneo (entre los tres elegidos para el análisis), el número de paneles óptimo, y para la elección del modelo de retribución de los excedentes (con o sin compensación).

Con la configuración final elegida se desarrolló el cálculo de la instalación al completo.

3.2.1 Análisis de las posibles configuraciones y elección de la configuración final

El análisis de las posibles configuraciones realizado se divide en dos partes. Por un lado, se analizaron diferentes configuraciones para un modelo de autoconsumo con compensación de excedentes (ya explicado anteriormente), y por otro lado se analizaron diferentes configuraciones, pero para un modelo de autoconsumo sin compensación de excedentes, que simplemente se basa en vender toda la energía excedentaria al precio de venta de la energía para los productores que varía a cada hora del día, es decir, que se podría llegar a tener ganancias por la venta de energía, no así con el modelo de compensación de excedentes.

Para el primer modelo (autoconsumo con compensación de excedentes) ya se escogió anteriormente el modelo de módulo fotovoltaico más óptimo para la instalación, que es el correspondiente al de la casa *Panasonic*. Con este modelo de módulo se probaron las configuraciones mostradas en la figura 3-40.

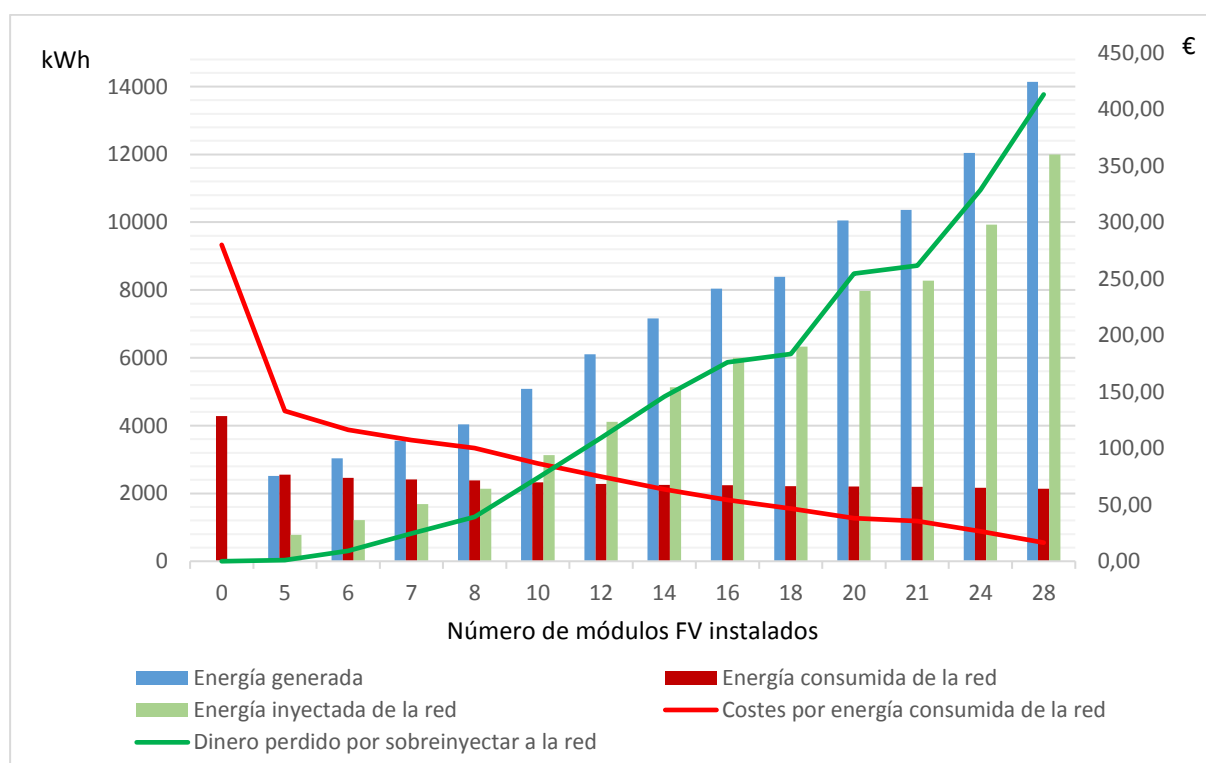


Figura 3-40. Energía generada, consumida e inyectada, costes por la energía anual consumida y dinero perdido por sobreinyectar energía a la red. (Fuente: Excel)

En la gráfica de la figura 3-40, se puede ver como a medida que se aumenta el número de módulos fotovoltaicos la energía generada obviamente aumenta, y de forma directamente proporcional la energía inyectada a la red. También se observa el decrecimiento de los costes de la energía consumida y el crecimiento del dinero perdido por sobreinyectar energía a la red a medida que aumenta el tamaño de la instalación fotovoltaica. Estos últimos (perdida de dinero por sobreinyectar) penaliza en gran medida a la instalación a medida que aumenta su tamaño, puesto que gran parte de la energía no le será retribuida al cliente, disminuyendo así la viabilidad económica de la instalación.

En la gráfica de la figura 3-41, se puede ver más claramente como a partir de cierto número de módulos (sobre los 12) los costes en la factura y los ahorros en la misma no sufren un gran cambio.

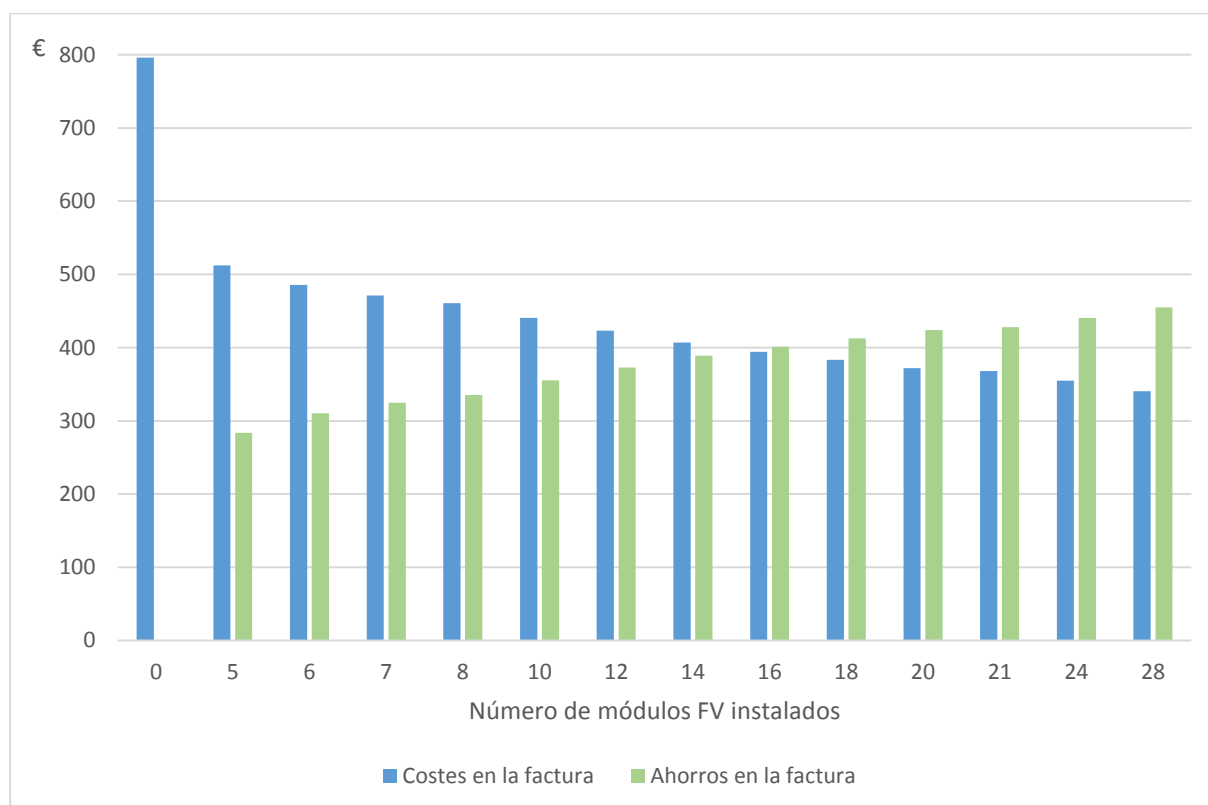


Figura 3-41. Costes y ahorros anuales en la factura eléctrica. (Fuente: Excel)

En las tablas 3-7, 3-8, 3-9, se muestran los costes de cada configuración de instalación y la subvención otorgada.

| Inversor: Huawei Technologies | | | | |
|-------------------------------|---------------|------------------------|----------|---------------|
| Nº de módulos | Modelo | Potencia nom. [kW/ud.] | Cantidad | Coste [€/ud.] |
| 5 | SUN2000L-2KTL | 2 | 1 | 750 |
| 6 | SUN2000L-2KTL | 2 | 1 | 750 |
| 7 | SUN2000L-2KTL | 2 | 1 | 750 |
| 8 | SUN2000L-2KTL | 2 | 1 | 750 |
| 10 | SUN2000L-3KTL | 3 | 1 | 957,57 |
| 12 | SUN2000L-3KTL | 3 | 1 | 957,57 |
| 14 | SUN2000L-4KTL | 4 | 1 | 1080 |
| 16 | SUN2000L-2KTL | 2 | 2 | 750 |
| 18 | SUN2000L-2KTL | 2 | 2 | 750 |
| 20 | SUN2000L-3KTL | 3 | 2 | 957,57 |
| 21 | SUN2000L-3KTL | 3 | 2 | 957,57 |
| 24 | SUN2000L-3KTL | 3 | 2 | 957,57 |
| 28 | SUN2000L-4KTL | 4 | 2 | 1080 |

Tabla 3-7. Características y precio del inversor para cada una de las configuraciones

| Nº de módulos | Otros elementos | Mano de obra | | | Mantenimiento |
|---------------|-----------------|--------------|-------|--------------|---------------|
| | Coste [€] | €/h | Horas | Nº operarios | €/año |
| 5 | 814,72 | 18 | 22 | 2 | 50 |
| 6 | 842,50 | 18 | 22,5 | 2 | 55 |
| 7 | 873,71 | 18 | 23 | 2 | 60 |
| 8 | 911,16 | 18 | 23,5 | 2 | 65 |
| 10 | 1004,94 | 18 | 24 | 2 | 90 |
| 12 | 1135 | 18 | 25 | 2 | 100 |
| 14 | 1197,42 | 18 | 26 | 2 | 110 |
| 16 | 1292,32 | 18 | 27 | 2 | 120 |
| 18 | 1376,10 | 18 | 28 | 2 | 130 |
| 20 | 1459,88 | 18 | 29 | 2 | 140 |
| 21 | 1521,13 | 18 | 29,5 | 2 | 145 |
| 24 | 1714,98 | 18 | 31 | 2 | 160 |
| 28 | 1831,04 | 18 | 33 | 2 | 180 |

Tabla 3-8. Costes de cableado, protecciones y otros elementos, mano de obra y mantenimiento de cada configuración

| | Legalización | Coste Instalación | Subvención | Inversión inicial |
|---------------|--------------|-------------------|------------|-------------------|
| Nº de módulos | € | € | € | € |
| 5 | 300 | 3501,72 | 1750,86 | 2050,86 |
| 6 | 300 | 3776,5 | 1888,25 | 2188,25 |
| 7 | 300 | 4054,71 | 2027,355 | 2327,355 |
| 8 | 300 | 4339,16 | 2169,58 | 2469,58 |
| 10 | 300 | 5116,51 | 2558,255 | 2858,255 |
| 12 | 300 | 5740,57 | 2870,285 | 3170,285 |
| 14 | 300 | 6419,42 | 3209,71 | 3509,71 |
| 16 | 300 | 7428,32 | 3714,16 | 4014,16 |
| 18 | 300 | 8006,1 | 4000 | 4306,1 |
| 20 | 300 | 8999,02 | 4000 | 5299,02 |
| 21 | 300 | 9307,27 | 4000 | 5607,27 |
| 24 | 300 | 10242,12 | 4000 | 6542,12 |
| 28 | 300 | 11591,04 | 4000 | 7891,04 |

Tabla 3-9. Costes de la instalación, subvención concedida e inversión inicial de cada configuración

En la gráfica de la figura 3-42 se puede apreciar como van variando los ahorros anuales en la factura eléctrica a medida que se aumenta el número de módulos fotovoltaicos, así como lógicamente también aumentan los costes de la inversión inicial. Estos ahorros son sin descontar el coste y mantenimiento de la instalación.

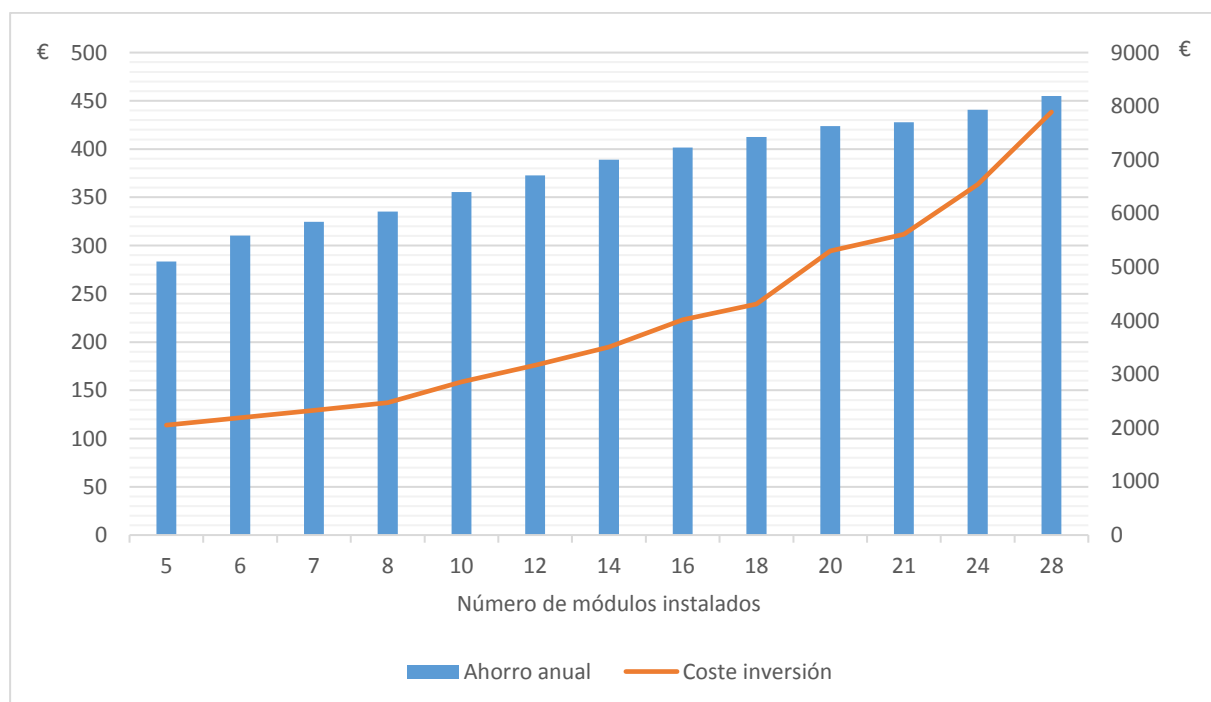


Figura 3-42. Ahorro anual (eje principal) y coste de la inversión inicial (eje secundario) según la configuración elegida. (Fuente: Excel)

En la gráfica 3-43 se puede comprobar la evolución del Payback y del VAN a medida que se va aumentando el número de módulos fotovoltaicos de la instalación. Como se puede ver, la máxima rentabilidad (mayores ahorros acumulados al final de la vida útil (25 años)) se obtienen con una instalación conformada por entre siete y ocho módulos fotovoltaicos.

Por lo tanto, para este modelo de autoconsumo con compensación de excedentes, la configuración más óptima es la conformada por una instalación de ocho módulos fotovoltaicos, ya que si la instalación dura más de los 25 años de vida útil presupuestos (lo normal según estudios es una vida útil mayor de 35 años), los ahorros obtenidos serán mayores que para la configuración con siete módulos.

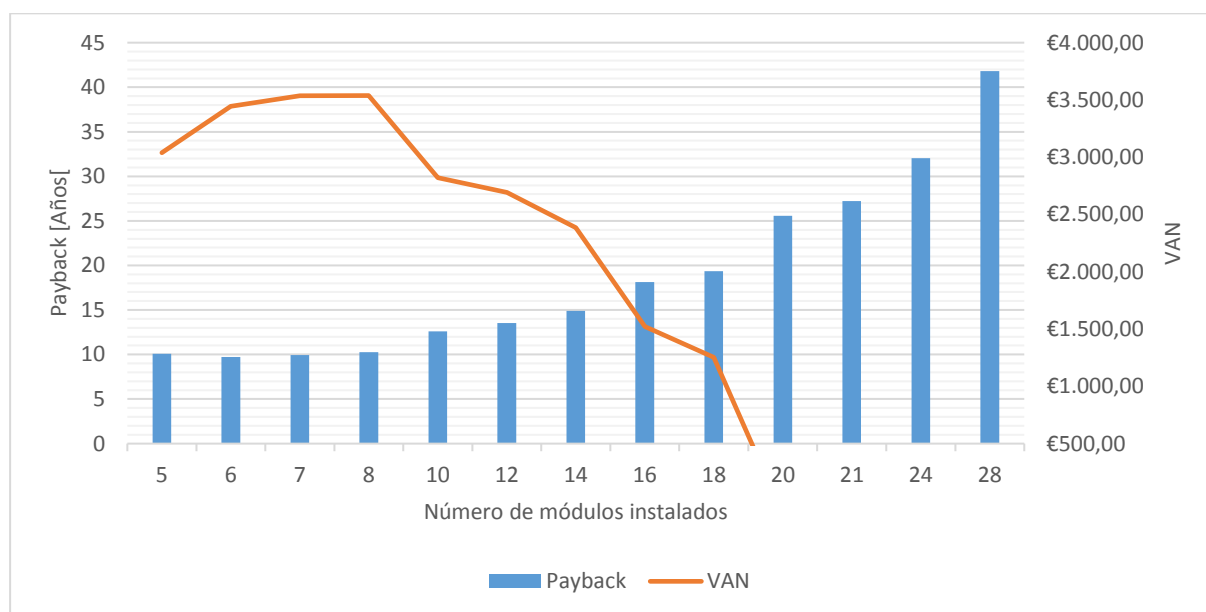


Figura 3-43. Payback y VAN según la configuración elegida. (Fuente: Excel)

En segundo lugar, se realizó el análisis para el modelo sin compensación de excedentes, que como ya se mencionó, el cliente vende la energía vertida y puede obtener ganancias por ello y no solo ahorros en la factura eléctrica.

Por la venta de energía hay que pagar ciertas tasas (tabla 3-10), como son el peaje a la generación (0,5 €/MWh) y el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (IVPEE) del 7% de sobre el total de las ventas de energía eléctrica.

| Tasas por inyectar y vender energía | | |
|-------------------------------------|--------|-------|
| Peaje a la generación | 0,0005 | €/kWh |
| IVPEE | 7 | % |

Tabla 3-10. Tasas por la venta de energía eléctrica

Es decir, además de los costes de todos los parámetros asociados a la factura eléctrica, mostrados anteriormente, también se deben abonar los costes de las tasas por la venta de energía eléctrica.

Para ello, en primer lugar y al igual que para el modelo anterior, se recopilaron los datos del contador inteligente para obtener los consumos horarios a lo largo de los últimos años y se hizo una media horaria de los mismos, a los cuales también se les sumó la energía que consumirá la bomba de calor para la calefacción y el agua caliente sanitaria.

También se descargaron los datos de los precios horarios tanto de compra como de venta de la energía de la página de ESIOS [38] de Red Eléctrica de España.

Una vez obtenidos los datos se realizaron las simulaciones con varias configuraciones, aunque para este segundo modelo, como se perciben ingresos por la energía vendida, se podría pensar que a mayor cantidad de módulos mayor rentabilidad, por eso se probó hasta cubrir la máxima superficie del tejado con la mejor orientación (tejado suroeste), e incluso se colocaron algunos módulos en la cubierta de un pequeño cobertizo (figura 3-45).

Primeramente, se llevó a cabo un análisis de los tres modelos de módulos fotovoltaicos propuestos para elegir el que mayor rentabilidad provee. Aunque se pudo descartar al comienzo del análisis el modelo de la empresa *LG*, ya que tal y como se observó anteriormente, el modelo de *LG* tenía un precio superior al de la empresa *Panasonic* y su producción era menor (generación de electricidad), por lo tanto, a pesar de que el modelo de retribución por la inyección de energía eléctrica a red es diferente, nunca llegaría a ser rentable.

En la gráfica de la figura 3-44, se pueden ver los ahorros anuales en la factura eléctrica que se obtendrían para una instalación compuesta por diez módulos con cada uno de los modelos elegidos, en donde se puede comprobar que el modelo de *LG* genera menos ganancias que los otros dos modelos propuestos, ya que, aunque aumentemos la cantidad de módulos, el incremento de las ganancias sería proporcional al mismo, en los tres modelos testados.

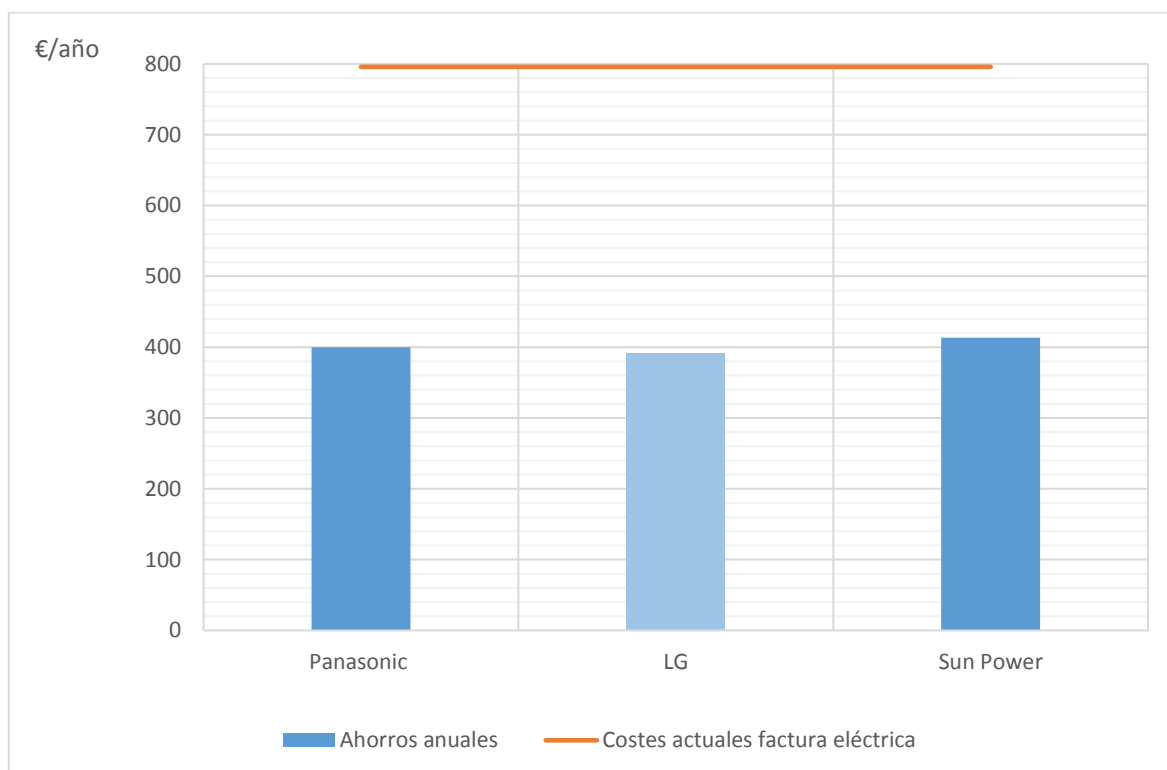


Figura 3-44. Ahorros anuales con cada uno de los modelos de módulos fotovoltaicos y costes anuales actuales de la factura eléctrica. (Fuente: Excel)

Los ahorros anuales mostrados en la figura 3-44, son la suma de los ahorros en la factura eléctrica, más las retribuciones por venta de energía eléctrica. Es decir, en este caso, para una configuración de 10 paneles no se generan ganancias sino ahorros sobre la factura eléctrica.

Una vez ya descartado uno de los modelos de módulos fotovoltaicos, se llevó a cabo el análisis de los otros dos modelos, pero con una configuración de 48 paneles o módulos fotovoltaicos, 42 módulos cubriendo la parte suroeste del tejado de la vivienda y 6 módulos fotovoltaicos sobre la cubierta del cobertizo, en la cual, al ser plana, se pudieron orientar e inclinar los 6 paneles de forma óptima ($+20^\circ$ de acimut y 35° de inclinación). Se puede ver la ubicación de los módulos fotovoltaicos en la figura 3-45.

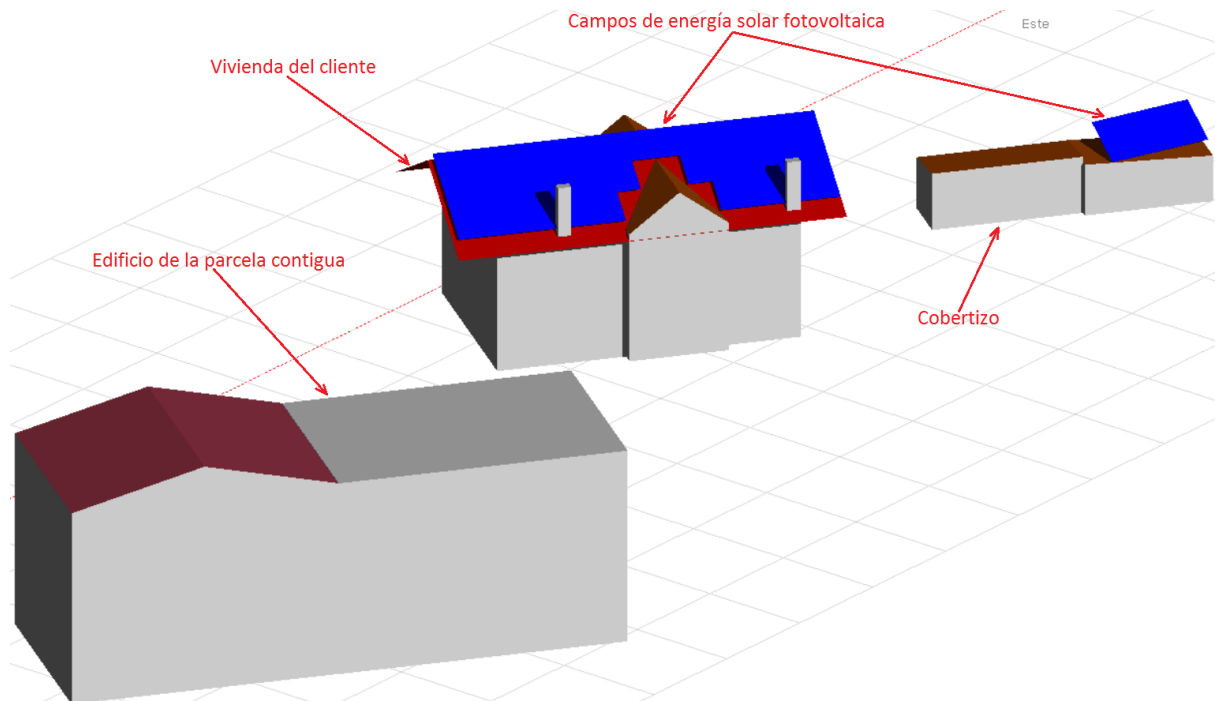


Figura 3-45. Situación de los módulos fotovoltaicos. (Fuente: PVsyst)

Después de simular las configuraciones elegidas y de procesar los datos en *Excel*, se realizaron las gráficas de las figuras 3-46 y 3-47, donde se muestra la energía generada, inyectada y consumida de la red (no de la instalación fotovoltaica) con cada uno de los modelos, en la primera, y el ahorro anual total, costes de las facturas eléctricas y ganancias por la venta de energía, en la segunda.

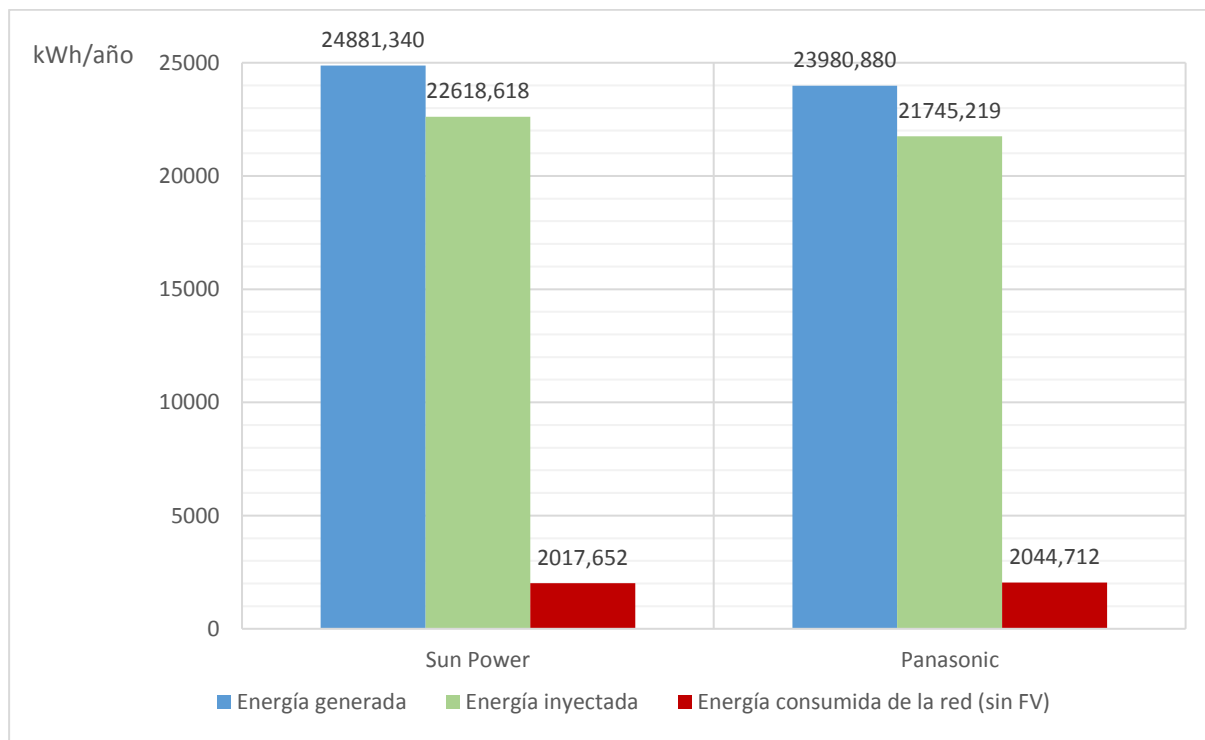


Figura 3-46. Energía generada, inyectada y consumida de la red con cada modelo de módulo fotovoltaico para una instalación compuesta por 48 módulos. (Fuente: Excel)

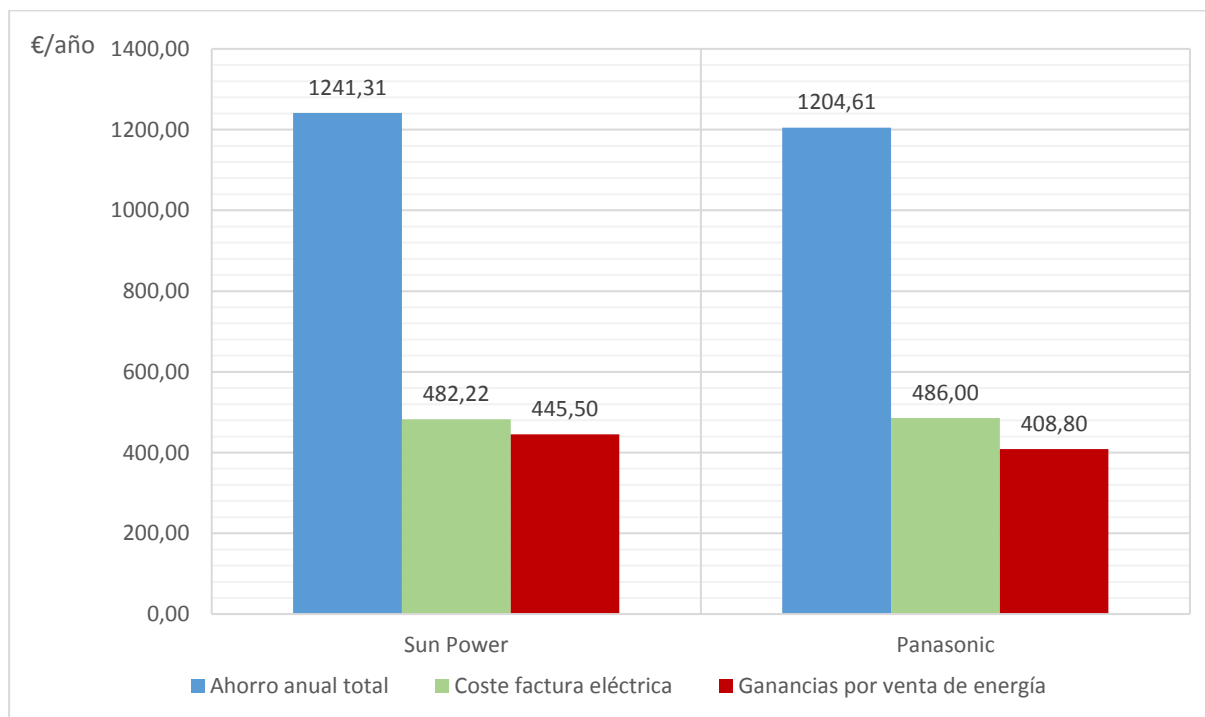


Figura 3-47. Ahorro anual total, costes de las facturas eléctricas y ganancias por la venta de energía. (Fuente: Excel)

El ahorro anual total, hace referencia a la suma de los ahorros en las facturas, más las ganancias por la venta de energía eléctrica. Los costes de la factura eléctrica, son los relativos a los costes por la energía consumida directamente de la red eléctrica (no de la

instalación fotovoltaica), y las ganancias por la venta de energía, como el propio nombre indica, son las ganancias netas que se obtienen al final del año, es decir, los beneficios obtenidos una vez cubiertos los costes de las facturas eléctricas.

Por lo tanto, con esta configuración de instalación no solo se ahorra en la factura (coste 0), sino también se obtienen ganancias por la venta de energía eléctrica. Pero, se debe tener en cuenta, que estos ahorros están calculados sin tener en cuenta los costes de la instalación fotovoltaica y su mantenimiento.

Para elegir cuál de los dos modelos de módulos fotovoltaicos es el más adecuado para la instalación, se recurrió al análisis económico, de la misma forma que se hizo en apartados anteriores, tomando también como vida útil de la instalación 25 años. En la tabla 3-11 se exponen los costes y subvenciones otorgadas por el INEGA [14] (como máximo 4000 € por vivienda) de la instalación con cada modelo de módulos.

| | | SunPower | Panasonic |
|--------------------------|---------------------------------|----------------------|----------------------|
| Inversor | Fabricante | Huawei Technologies | Huawei Technologies |
| | Modelo | SUN2000L-4KTL y 2KTL | SUN2000L-4KTL y 2KTL |
| | Potencia nominal [kW] | 4 y 2 | 5 y 2 |
| | Coste [€] | 1080 y 750 | 1081 y 750 |
| | Vida útil [Años] | 20 | 20 |
| | Garantía producto [Años] | 10 | 10 |
| Otros elementos | Coste [€] | 3571,5 | 3571,5 |
| Mano de obra | [€/h] | 18 | 18 |
| | Horas | 50 | 50 |
| | Nº operarios | 2 | 2 |
| Mantenimiento | [€] | 280,00 | 280,00 |
| Coste Instalación | [€] | 30481,50 | 20353,50 |
| Subvención | [€] | 4000,00 | 4000,00 |
| Inversión inicial | [€] | 26481,50 | 16353,50 |

Tabla 3-11. Costes y subvenciones relativos a las instalaciones de energía solar fotovoltaica

En la gráfica de la figura 3-48 se pueden observar el Payback y los ahorros al final de la vida útil de la instalación (VAN) para los dos modelos de módulos y con un número de 10 y 48 paneles.

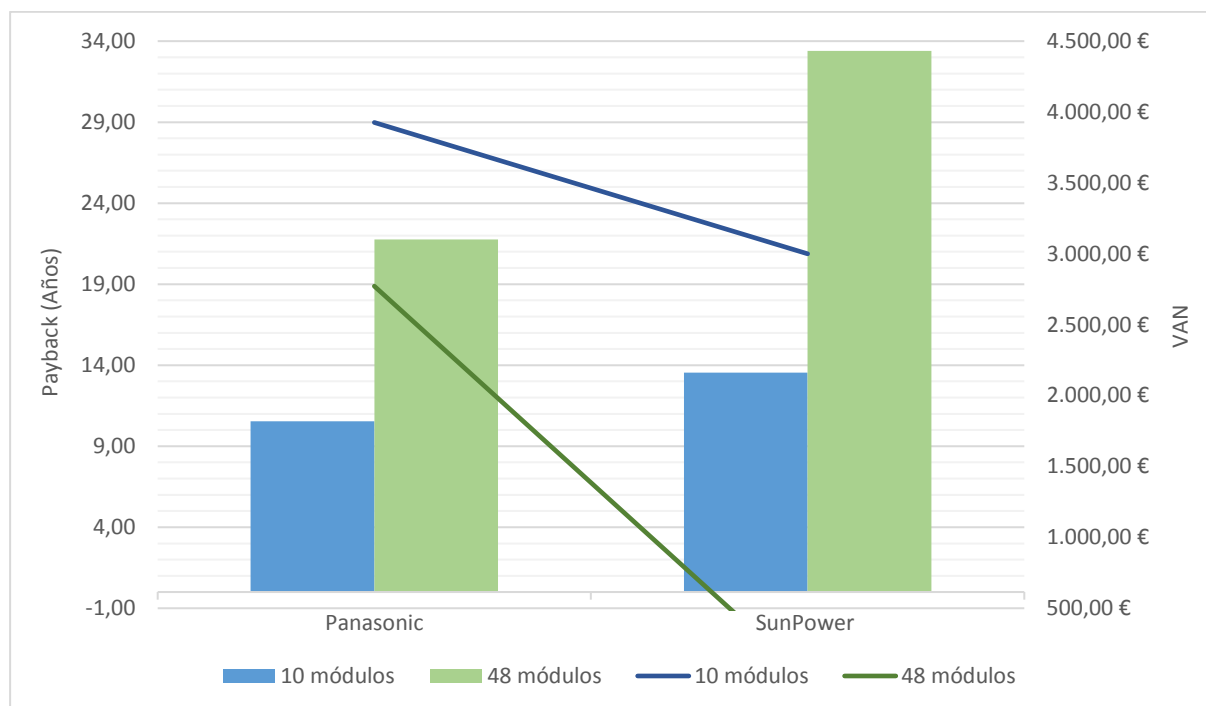


Figura 3-48. Payback (barras) y VAN (líneas) simple del proyecto con cada uno de los modelos de módulos, con 10 y 48 módulos. (Fuente: Excel)

Se ve como no por instalar más módulos los beneficios al final de la vida útil (VAN) van a ser mayores (figura 3-48), ya que para instalaciones de 48 módulos, los costes se incrementan bastante pero no así el valor las subvenciones otorgadas, ya que el máximo subvencionable es de 4000 € por vivienda , con lo que sumado también al aumento del coste del mantenimiento, no hacen a la instalación tan rentable como en un primer instante se creía, y para el caso de *SunPower* el proyecto es incluso inviable, puesto que no genera beneficios sino pérdidas.

En resumen, viendo la gráfica anterior (figura 3-48) se dedujo que la opción más viable desde el punto de vista económico, es la correspondiente a la de la marca *Panasonic*, ya que produce unos beneficios mayores en los dos casos analizados. A pesar de ello, esto solo son datos orientativos, y siempre desde el punto de vista más restrictivo o más desfavorable, ya que los precios de los componentes de la instalación fotovoltaica, y también para las demás instalaciones que se analizaron anteriormente, son precios que se ofertan a particulares (también a empresas si lo requieren), puesto que si es una empresa la que realiza este tipo de encargos suele tener ciertos descuentos en los productos, y a mayor número mayor será el descuento, pero como no se disponen de dichos datos se estimó con los precios ofertados a los particulares y se puede pensar que los beneficios serán mayores a los aquí mostrados.

Ya para terminar, se seleccionó el número óptimo de módulos fotovoltaico para esta modalidad sin compensación de excedentes. Para ello se probaron de nuevo varias configuraciones con distintos números de paneles, las cuales se pueden ver en la figura 3-49. También se puede ver en la misma figura, la energía generada, inyectada a la red y consumida de la red, así como los costes por la energía consumida y las retribuciones por inyectar a red.

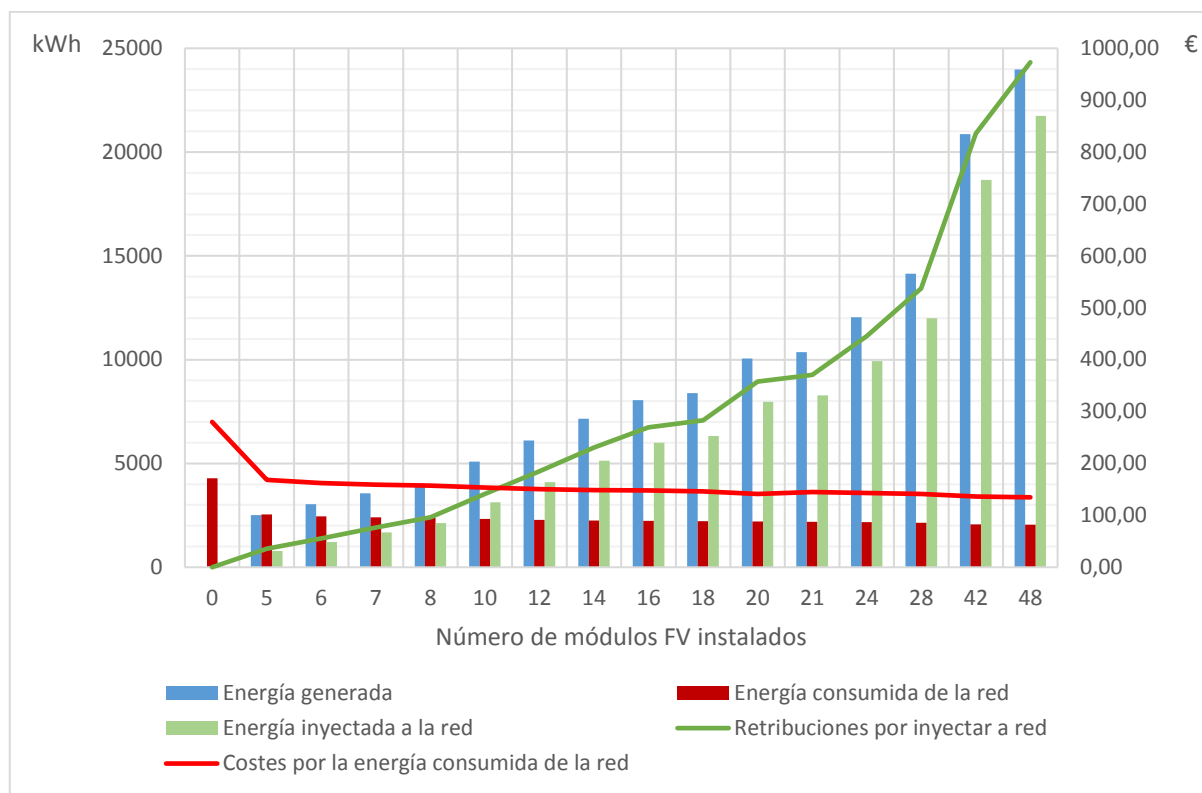


Figura 3-49. Energía generada, consumida e inyectada (eje primario), costes por la energía anual consumida y beneficios brutos por inyectar energía eléctrica a la red (eje secundario). (Fuente: Excel)

Los costes de la energía consumida de la red y las retribuciones por inyectar a red, son valores brutos, es decir, sin incluir tasas o impuestos, solamente el precio de compra y de venta del kWh.

Su puede comprobar, al igual que para el modelo con compensación de excedentes, como lógicamente a medida que se aumenta el número de módulos instalados, la energía generada por los mismos es mayor y también la energía inyectada a red. Esa energía inyectada genera unos beneficios brutos (retribuciones) que también aumentan a medida que aumenta el tamaño de la instalación. La ventaja de este modelo sin compensación de excedentes, es que toda la energía inyectada a red es retribuida, lo que la hace más viable.

Los costes por la energía consumida descienden a medida que se genera más energía eléctrica (aumenta el número de módulos), pero no sufre un gran descenso, puesto que la energía se produce siempre en la misma franja horaria para todas las configuraciones, por lo que al sobrepasar la cantidad de energía que se necesita en esa franja horaria, el consumo fuera de la franja horaria solar será el mismo, de ahí que los consumo de la red no sufran un gran descenso.

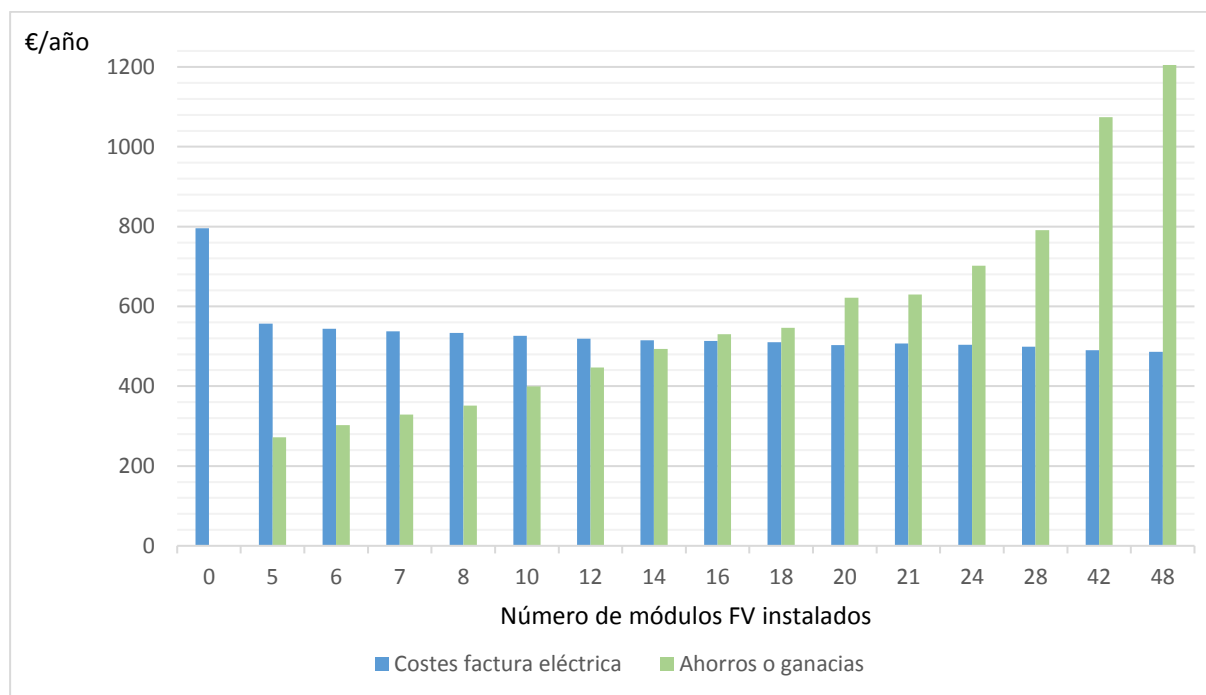


Figura 3-50. Costes en la factura eléctrica y ahorros o ganancias anuales. (Fuente: Excel)

Si se observa la gráfica de la figura 3-50, se ve como desde los 5 a los 28 módulos instalados se producen ahorros en la factura eléctrica anual y no beneficios, pero a partir de los 28 módulos instalados no solo se cubren los gastos de la factura eléctrica, sino que se generan beneficios. Se debe mencionar que cuando se habla de cubrir los gastos de la factura eléctrica, es referido a la factura eléctrica sin instalación fotovoltaica (0 módulos) que es la que se debe tener como base.

También recordar, que al igual que para el modelo con compensación de excedentes, estos ahorros o ganancias anuales son el resultado de los beneficios obtenidos por vender la energía eléctrica sin descontar los costes de la instalación fotovoltaica y su mantenimiento.

En las tablas 3-7, 3-8, 3-9, se muestran los costes de cada configuración de instalación y la subvención otorgada para las configuraciones de instalación de 42 y 48 módulos, ya que las restantes se expusieron en el apartado del modelo con compensación de excedentes.

| | | 42 módulos | 48 módulos |
|-------------------------------|---------------------------|---------------|----------------------|
| Inversor: Huawei Technologies | Modelo | SUN2000L-4KTL | SUN2000L-4KTL y 2KTL |
| | Potencia nominal [kW/ud.] | 4 | 4 y 2 |
| | Cantidad | 3 | 3 y 1 |
| | Coste [€/ud.] | 1080 | 1080 y 750 |
| | Vida útil [Años] | 20 | 20 |
| | Garantía producto [Años] | 10 | 10 |
| Legalización | € | 300 | 300 |
| Otros elementos | € | 2980,33 | 3271,5 |
| Mano de obra | €/h | 18 | 18 |
| | Horas | 47 | 50 |
| | Nº operarios | 2 | 2 |
| Mantenimiento | €/año | 250 | 280 |
| Coste Instalación | € | 17530,33 | 20053,5 |
| Subvención | € | 4000 | 4000 |
| Inversión inicial | € | 13830,33 | 16353,5 |

Tabla 3-12. Costes y subvenciones relativos a las instalaciones de energía solar fotovoltaica

En la gráfica de la figura 3-51, se pueden ver más claramente la evolución de los ahorros o ganancias (sin descontar costes de la instalación y mantenimiento) y la inversión inicial según el número de módulos instalados.

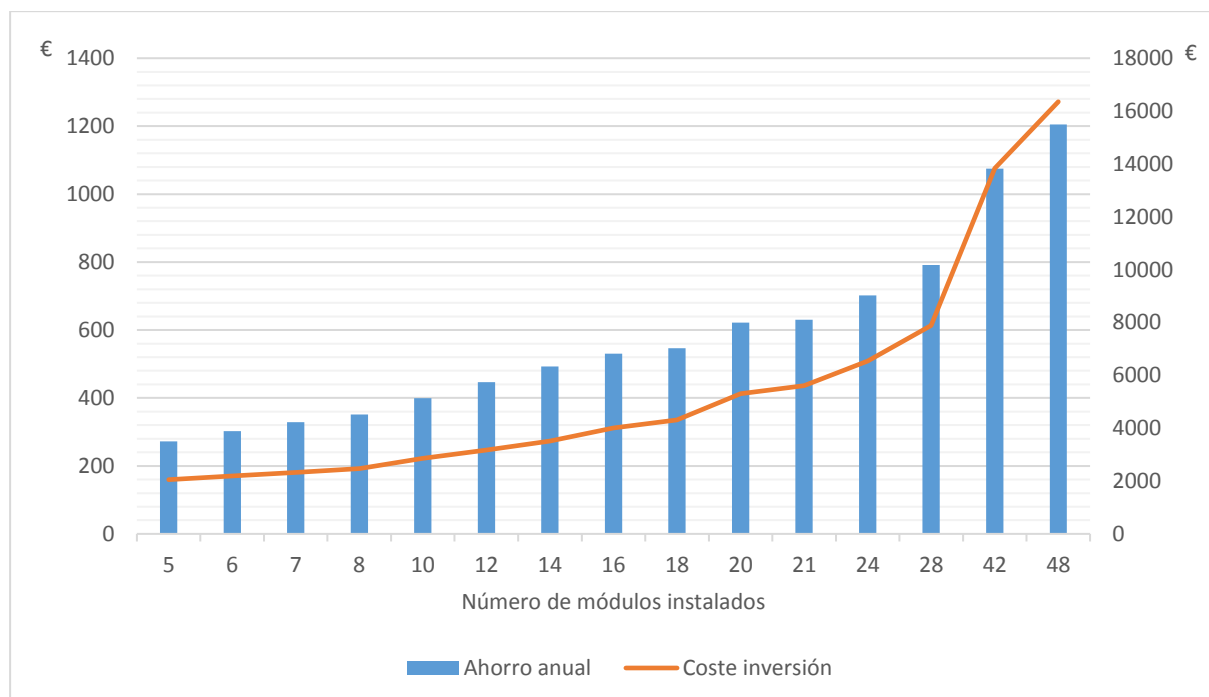


Figura 3-51. Ahorros anuales e inversión inicial según el número de módulos instalados. (Fuente: Excel)

Ya para terminar con el análisis económico de esta propuesta, en la figura 3-52 se muestra la evolución del Payback y de los ahorros totales al final de la vida útil de la instalación o Valor Actual Neto simple (VAN).

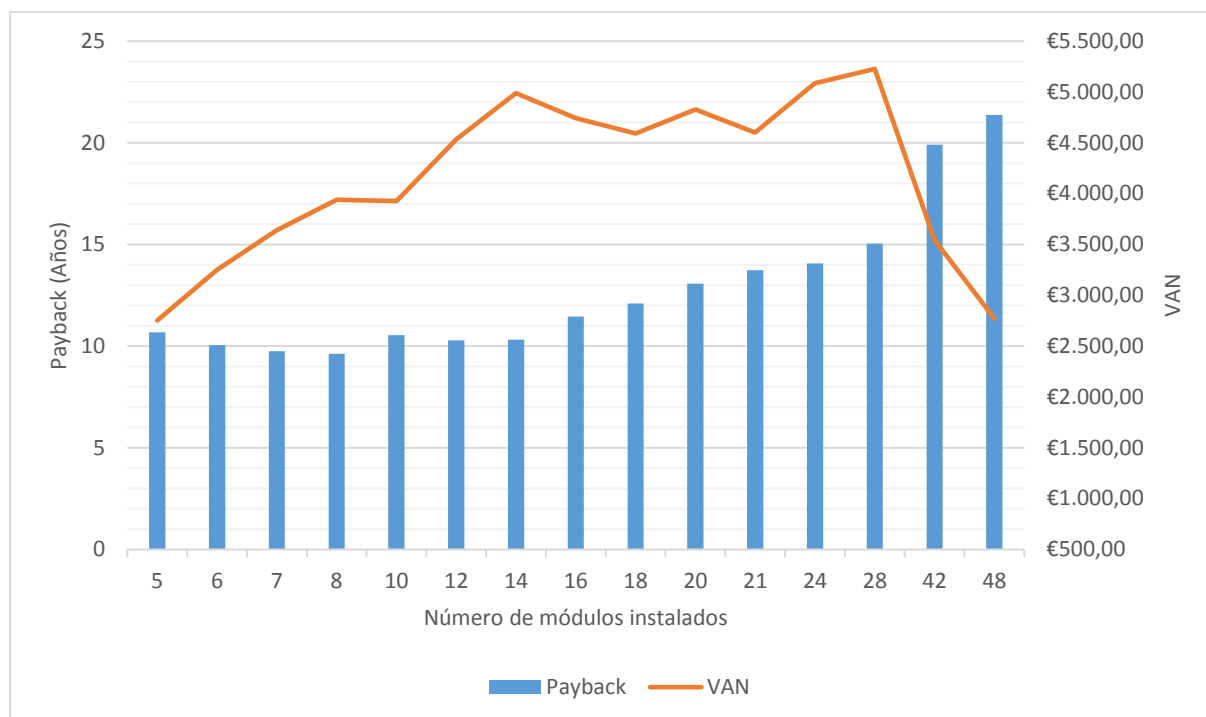


Figura 3-52. Payback y VAN según el número de módulos instalados. (Fuente: Excel)

Con las cantidades de 24 y 28 módulos se obtienen los ahorros más grandes, en concreto, con 28 módulos se obtienen los mayores ahorros (mayor viabilidad económica).

Como ya se mencionó, al ser los costes de los componentes de la instalación lineales, es decir, los mismos sea cual sea el número adquirido, provoca esa caída en la rentabilidad de la instalación con una gran cantidad de los mismos (a partir de 28), ya que el mantenimiento de la misma también es mayor. Por lo tanto, se deben de tomar estos valores de forma orientativa, teniendo en cuenta que son valores muy conservadores para no sobredimensionar la instalación. También no debe olvidarse, que la subvención máxima otorgada por el INEGA [14] es de 4000 € por vivienda, por lo que hasta los 16 módulos está cubre la mitad del coste de la instalación, pero a partir de ahí solamente el valor máximo subvencionable (4000 €), parámetro que también afecta a la viabilidad de la instalación al aumentar su tamaño (número de módulos).

Debido a estos altos costes con un gran número de módulos, el Payback también es mayor, donde, por ejemplo, para 42 y 48 módulos es de aproximadamente 20 y 21 años respectivamente, lo que deja solamente un margen de 4 y 5 años para obtener beneficios netos. Por eso se realizó otro estudio económico, en donde se estimó la vida útil de la instalación (módulos fotovoltaicos) en 35 años, que es un valor más realista, aunque hay que tener en cuenta que los valores de producción de energía de los módulos descenderán, dato que no se tuvo en cuenta porque el fabricante no lo aporta en la ficha técnica.

En la figura 3-53 se puede ver como efectivamente a mayor cantidad de módulos mayores son los beneficios obtenidos siempre y cuando se estime la vida útil en 35 años.

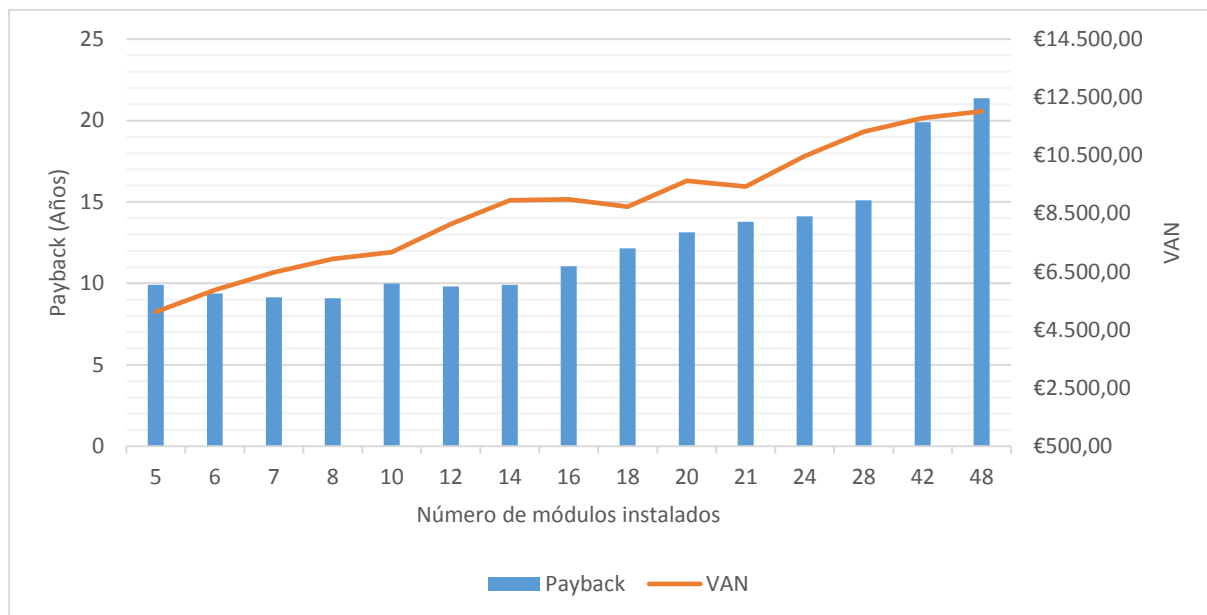


Figura 3-53. Payback y VAN según el número de módulos instalados (para 35 años de vida útil de los módulos, modalidad sin compensación de excedentes). (Fuente: Excel)

Sin embargo, si se realiza esta misma operación con la modalidad anterior (con compensación de excedentes), el resultado es diferente, puesto que como se dijo, a medida que se aumenta el tamaño de la instalación solar fotovoltaica, se desperdicia más energía que no puede ser vendida como en la modalidad sin compensación de excedentes. De ahí, que en la figura 3-54, se observe que el número óptimo de paneles instalados, tomando 35 años de vida útil de los mismos, sea prácticamente el mismo que con el análisis económico que se mostró previamente, tomando 25 años de vida útil de los paneles.

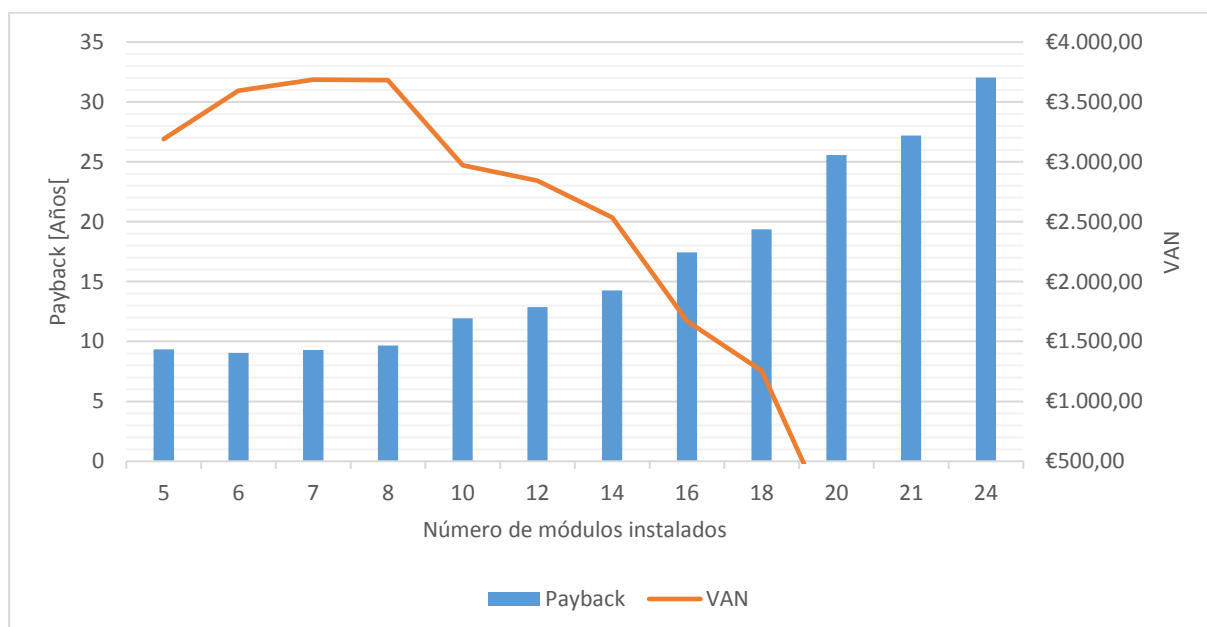


Figura 3-54. Payback y VAN según el número de módulos instalados (para 35 años de vida útil de los módulos, modalidad con compensación de excedentes). (Fuente: Excel)

Otra variable a tener en cuenta es la generación de electricidad, la cual provoca mayores beneficios a medida que aumenta, por lo que, si llenamos la superficie suroeste del tejado

de módulos, hay zonas en las cuales se producen sombras por objetos cercanos, como las chimeneas, el edificio de la parcela contigua e incluso la propia casa. Esto hace que se reduzca la producción y por ende los beneficios, de ahí también que la línea de evolución del VAN no siga siempre una tendencia creciente, aunque hay más factores (costes, subvención y mantenimiento de la instalación), ya mencionados, que influyen a que la línea del VAN no siga una tendencia creciente continua.

Ya con todos los parámetros más relevantes calculados, se dio paso a la elección de la opción más idónea.

Para ello se le mostró al cliente el rendimiento económico de las dos opciones barajadas, las cuales se muestran en la tabla 3-13 de forma conjunta.

| Modalidad | Nº de módulos | Payback [años] | VAN [€] |
|--------------------------------|---------------|----------------|----------|
| Con compensación de excedentes | 8 | 10,28 | 3.538,25 |
| Sin compensación de excedentes | 28 | 15,04 | 5.226,73 |

Tabla 3-13. Payback y VAN para la opción óptima de cada modalidad (con y sin compensación de excedentes). (Fuente: Excel)

Después de meditarlo, el cliente se decantó por la opción de "autoconsumo con compensación de excedentes", puesto que a nivel burocrático es mucho más sencillo, ya que es la propia compañía eléctrica contratada, la que se encarga de todos los trámites, tema que no ocurre con la modalidad sin compensación de excedentes, en la que se deben realizar muchos trámites administrativos, como tributar cada tres meses, entre otros.

3.2.2 Cálculos de la propuesta elegida

A lo largo de este apartado se desarrollan los cálculos de la propuesta final elegida para la generación de electricidad mediante energías renovables para la vivienda.

Muchos de los cálculos ya se llevaron a cabo en apartados anteriores, para el análisis de las propuestas. Por tanto, a continuación se muestran los restantes cálculos para un estudio exhaustivo de energía solar fotovoltaica para autoconsumo.

3.2.2.1 Dimensionamiento del generador e inversor

Las especificaciones del módulo de *Panasonic* a tener en cuenta para una radiación estándar de 1000 W/m² y 25 °C (CEM) son:

- $P_{max,mod} = 325$ Wp (ocurre en el *pmp*, se llama también potencia pico)
- $I_{SC,mod} = 6,03$ A
- $V_{OC,mod} = 69,6$ V
- $I_{mpp,mod} = 5,65$ A
- $V_{mpp,mod} = 57,6$ V
- $T_{ONC} = 44$ °C
- Coeficiente de temperatura de $V_{OC,mod}$: $\alpha_V = -0,246\%/^{\circ}C$
- Coeficiente de temperatura de $V_{OC,mod}$: $\alpha_I = 0,055\%/^{\circ}C$

Primeramente, se comprobó el número máximo de módulos por fila que soporta el inversor elegido.

Para ello, se debe tener en cuenta que la tensión de un módulo fotovoltaico disminuye al aumentar la temperatura. Según esto la máxima tensión del módulo corresponde a la temperatura mínima del lugar. Por tanto, en el generador completo ocurre lo mismo.

El valor máximo de la tensión de entrada al inversor corresponde a la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico cuando la temperatura del módulo es mínima. La temperatura del módulo mínima corresponde con una temperatura ambiente mínima, que suele corresponder a invierno y que para climas como el de España se puede considerar de -5°C (además coincide con la temperatura mínima histórica de la zona) y para una irradiancia mínima que se considera 100 W/m^2 .

La temperatura de la célula en estas condiciones se determina mediante la siguiente expresión:

$$T_{cel} = T_a + \left(\frac{T_{ONC} - 20}{800} \right) \cdot G = -5 + \left(\frac{44 - 20}{800} \right) \cdot 100 = -2^{\circ}\text{C}$$

Para determinar la tensión en circuito abierto del módulo a la temperatura mínima de la célula, se utiliza la siguiente expresión:

$$V_{OC,mod(T_{cel})} = V_{OC,mod(STC)} \cdot \left[1 + \frac{(T_{cel} - 25) \cdot \alpha_V}{100} \right] = 69,6 \cdot \left[1 + \frac{(-2 - 25) \cdot (-0,246)}{100} \right] = 74,223 \text{ V}$$

La tensión en circuito abierto del generador FV debe ser siempre inferior a la tensión máxima de entrada al inversor, ya que, si por algún motivo el inversor se para, puede darse una tensión en circuito abierto que impida que el inversor arranque.

Es por la razón anterior por lo que el número de módulos por rama conectados en serie se calcula mediante el cociente entre la tensión máxima de entrada al inversor y la tensión en circuito abierto del módulo a la temperatura mínima, tal y como se muestra a continuación.

$$n_{max} = \frac{V_{max,inv}}{V_{OC,mod(T_{cel})}} = \frac{600}{74,223} = 8,084 \approx 8 \text{ módulos}$$

El inversor tiene un rango de tensiones en el que es capaz de seguir el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico, llamados $V_{mpp-min,inv}$ y $V_{mpp-max,inv}$. La tensión de un módulo fotovoltaico disminuye al aumentar la temperatura. Según esto, la mínima tensión del módulo corresponde a la temperatura máxima del lugar. En el generador completo ocurre lo mismo. A la máxima temperatura del lugar, el módulo alcanza una temperatura máxima, que en España, se toma aproximadamente 70°C . La tensión en el punto de máxima potencia del generador, a la temperatura máxima de 70°C se denomina $V_{mpp-gen(70)}$.

Cuando la tensión en el punto de máxima potencia del generador está por debajo de la tensión $V_{mpp-min,inv}$, el inversor no será capaz de seguir el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico o incluso, en el peor de los casos, puede que se apague. Para que esto no ocurra, se tiene que cumplir:

$$V_{mpp-min,inv} \leq V_{mpp-gen(70)}$$

Siendo

$$V_{mpp-gen(70^{\circ}\text{C})} = n \cdot V_{mpp,mod(70)}$$

Para determinar la tensión del módulo en el punto de máxima potencia a la temperatura máxima de la célula (70°C), se utiliza la siguiente expresión:

$$V_{mpp,mod(T_{cel})} = V_{mpp,mod(STC)} \cdot \left[1 + \frac{(T_{cel} - 25) \cdot \alpha_V}{100} \right] = 57,6 \cdot \left[1 + \frac{(70 - 25) \cdot (-0,246)}{100} \right] = 51,224 \text{ V}$$

Por lo tanto, el número mínimo de módulos por rama viene limitado por la tensión mínima de entrada al inversor para seguir el PMP y la tensión en el punto de máxima potencia del módulo a una temperatura aproximada de 70°C:

$$n_{min} = \frac{V_{mpp-min,inv}}{V_{mpp,mod(70)}} = \frac{90}{51,224} = 1,757 \approx 2 \text{ módulos}$$

En definitiva, el número de módulos en serie en una rama tiene que estar comprendido entre:

$$2 < n < 8$$

El valor elegido de 8 módulos puede implementarse en una solar rama, puesto que está en el rango mencionado. Por lo tanto, la potencia nominal de la única rama del campo generador es de:

$$P_{max,rama} = n \cdot P_{max,mod} = 8 \cdot 325 = 2600 \text{ Wp}$$

El inversor elegido, ya mostrado en apartados anteriores, es de 2 KW de potencia nominal, el cual define la potencia de la instalación, y es de la empresa Huawei, en concreto el modelo SUN2000L-2KTL.

Sus especificaciones más relevantes son:

- $P_{nom,inv} = 2000 \text{ W}$
- $P_{max,inv} = 3000 \text{ W}$
- $I_{max,inv} = 15 \text{ A}$ (por MPPT)
- $V_{mpp-min,inv} = 90 \text{ V}$
- $V_{mpp-max,inv} = V_{max,inv} = 600 \text{ V}$

En general, la potencia del inversor no debe ser superior a la potencia pico del generador fotovoltaico, pues prácticamente nunca se alcanzará la potencia nominal, debido a las pérdidas por inclinación y orientación a las que la instalación está sometida, pérdidas por sombreado y pérdidas en el cableado y conexionado. En condiciones climáticas reales, un generador fotovoltaico nunca produce la potencia pico ya que la temperatura normal de funcionamiento del módulo es mayor de 25°C cuando la irradiancia es de 1000 W/m². Además, raras veces se alcanza un nivel de irradiancia de este valor, ya que los niveles medios que se alcanzan en España varían entre 400 y 700 W/m².

Se suele definir un parámetro adimensional denominado "Factor de Dimensionado del Inversor", que puede estar comprendido entre 0,7 y 1,2. Por tanto con la potencia ya calculada del campo generador y del inversor, el FDI sería el siguiente:

$$FDI = \frac{P_{nom,inv}}{P_{nom,gen}} = \frac{2000}{2600} = 0,77$$

Como se ve, con el inversor elegido se obtiene un FDI que está dentro del rango de valores recomendado.

A continuación, se comprobó si la corriente máxima producida por el campo generador, es soportada por el inversor.

La corriente de cortocircuito de un módulo fotovoltaico aumenta al aumentar la temperatura. Según esto, la máxima corriente de cortocircuito del módulo corresponde a la temperatura máxima del lugar. En una rama y en el generador completo ocurre lo mismo. A la máxima temperatura del lugar, el módulo alcanza una temperatura máxima, que en España, se toma aproximadamente 70°C. La $I_{SC,mod}$, $I_{SC,rama}$ e $I_{SC,gen}$ máximas, ocurren a la temperatura máxima del módulo (70 °C).

Para determinar la corriente de cortocircuito del módulo a la temperatura máxima de la célula (70°C), utilizaremos la siguiente expresión:

$$I_{SC,mod(70)} = I_{SC,gen(70)} = I_{SC,mod(STC)} \cdot \left[1 + \frac{(T_{cel} - 25) \cdot \alpha_I}{100} \right] = 6,03 \cdot \left[1 + \frac{(70 - 25) \cdot 0,055}{100} \right] = 7,522 A$$

Por lo tanto, vemos que se cumple:

$$I_{SC,gen(70)} \leq I_{max,inv} \rightarrow 7,522 A \leq 15 A$$

Por lo tanto, las características calculadas del campo generador son las siguientes:

- $I_{SC,gen} = 6,03 A$
- $V_{OC,gen} = 8 \cdot 69,6 = 556,8 V$
- $V_{mpp,gen} = 8 \cdot 57,6 = 460,8 V$

Para terminar, se comprobó la compatibilidad entre la configuración propuesta del generador y las características máximas del inversor, tomamos un factor de sobredimensionamiento habitual del 25%.

$$\begin{aligned} 1,25 \cdot I_{SC,gen} &= 1,25 \cdot 6,03 = 7,538 A < I_{max,inv} = 15 A \\ 1,25 \cdot V_{OC,gen} &= 1,25 \cdot 556,8 = 696 V > V_{max,inv} = 600 V \end{aligned}$$

Se ve como en el caso de la tensión, no cumple con el 25% de sobredimensionamiento recomendado, sino que solamente está un 8%.

Por lo tanto, lo más conveniente en este caso es reconfigurar la distribución de los paneles solares. Es decir, como el inversor dispone de dos entradas con MPPT, se puede dividir el campo fotovoltaico en dos ramas, para así reducir la tensión de circuito abierto del mismo.

Las nuevas características del campo generador quedan de la siguiente forma:

- $I_{SC,gen} = 2 \cdot 6,03 = 12,06 A$
- $V_{OC,gen} = 4 \cdot 69,6 = 278,4 V$
- $V_{mpp,gen} = 4 \cdot 57,6 = 230,4 V$

Como los valores máximos de intensidad que soporta el inversor son por cada entrada con MPPT no hizo falta volver a recalcular los valores de intensidad.

Con los nuevos los nuevos valores de tensión (los de intensidad siguen siendo los mismo por rama) se comprobó de nuevo la compatibilidad:

$$1,25 \cdot V_{OC,gen} = 1,25 \cdot 278,4 = 348 V < V_{max,inv} = 600 V$$

Ahora si se cumple con el 25% de sobredimensionamiento recomendado.

3.2.2.2 Protecciones

En toda instalación PV se deben prever las siguientes protecciones:

- Protección de la instalación:
 - Contra sobre intensidades y cortocircuitos
 - Contra sobretensiones
- Protección de las personas:
 - Contra contactos directos
 - Contra contactos indirectos
- Protecciones adicionales en instalaciones conectadas a red
 - Interruptor general manual en el punto de interconexión
 - Interruptor automático para la interconexión cuando haya pérdida de tensión o frecuencia de red
 - Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia y tensión

- Dimensionado de conductores y protecciones contra sobreintensidades y cortocircuitos

El procedimiento de dimensionado simultáneo de la sección de los conductores de un circuito y el calibre de la protección contra sobreintensidades y cortocircuitos es el siguiente:

1. Calcular la intensidad máxima prevista en el circuito (I_{max}), teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- En los circuitos de los generadores fotovoltaicos se tomará como el 125% de corriente de cortocircuito en CEM (Condiciones Estándar de Medida) según IEC60364-7-712 [9]:

$$I_{max} = 1,25 \cdot I_{SC}$$

- En el circuito que une la salida del inversor con la instalación de entrada (instalaciones aisladas) o con el punto de interconexión (instalaciones conectadas a red) se tomará como el 125% de la máxima corriente que pueda proporcionar el inversor:

$$I_{max} = 1,25 \cdot I_{max,inv}$$

Para calcular esta intensidad máxima de inversor hay que tener en cuenta los siguientes aspectos:

- En inversores aislados, hay que tener en cuenta que el fabricante suele ofrecer distintos valores de potencia: potencia nominal y potencias en sobrecarga relacionadas con un tiempo máximo de funcionamiento. Habrá que seleccionar el valor adecuado al uso previsto de la instalación.
- En conexión a red, se tomará el valor que se especifique como potencia máxima, no el que venga especificado como potencia nominal, previendo de

esta manera el funcionamiento de los generadores fotovoltaicos durante ciertos días del año por encima de sus especificaciones en CEM.

2. Elección del calibre o intensidad nominal del dispositivo de protección (I_{nom}), como el valor comercial inmediatamente superior a la intensidad máxima prevista:

- Interruptores automáticos para instalaciones domésticas y análogas para la protección contra sobrecargas según la UNE-EN 60898 [9], valores preferentes de la corriente asignada:

6, 10, 13, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63, 80, 100 y 125 A

- Fusibles según la UNE-EN 60269-1 [9], valores normalizados de entre los que se deben de escoger las corrientes asignadas de las bases y cartuchos fusibles:

2, 4, 6, 8, 10, 12, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63, 80, 100, 125, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 800, 1000 y 1250 A

En todo caso, lo mejor es buscar directamente en los catálogos de los fabricantes.

3. Determinar las características del conductor a utilizar en el circuito:

- Tipo de conductor:
 - Conductor aislado
 - Cable multiconductor
 - Cable unipolar
- Tipo de aislamiento:
 - Policloruro de vinilo (PVC) o poliolefina
 - Polietileno reticulado (XLPE) o Etileno propileo EPR
- Temperatura máxima en servicio permanente, que según ITC-BT 07 depende del tipo de aislamiento:
 - PVC o poliolefina: 70°C
 - XLPE o EPR: 90°C

4. Cálculo de la sección del conductor por criterio de caída de tensión. Para ello se deben conocer las caídas de tensión máximas admitidas en cada uno de los circuitos:

- La única caída máxima que viene especificada por reglamento es la existente entre la salida del generador (en este caso sería la salida del inversor) y el punto de interconexión (instalaciones conectadas a red) o el inicio de la instalación interior (instalaciones aisladas), que viene especificado en la ITC-BT 40 [40] y es de 1,5%.
- Para el resto de caídas de tensión se deben ver en las recomendaciones realizadas por la Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF) [41] y por el Instituto de Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) [2]:
 - ASIF en su manual para el instalador establece las caídas de tensión máximas y recomendadas mostradas en la tabla 3-14.

| Tipo de instalación | Circuito | e _{max} (%) | e _{recomendado} (%) |
|---------------------|-----------------------------|----------------------|------------------------------|
| Aisladas | Generador-regulador | 3 | 1 |
| | Regulador-batería | 1 | 0,5 |
| | Batería-inversor | 1 | 1 |
| | Consumo en CC (iluminación) | 3 | 3 |
| | Consumo en CA (demás usos) | 5 | 3 |
| Conectadas a red | Generador-inversor | 1,5 | 1 |

Tabla 3-14. Caídas de tensión máximas recomendadas en el manual de ASIF. (Fuente: ASIF [41])

- IDAE en su Pliegos de Condiciones Técnicas establece los valores máximos que se exponen en la tabla 3-15.

| Tipo de instalación | Circuito | e _{max} (%) |
|---------------------|-----------------------------|----------------------|
| Aisladas | Generador-regulador | 3 |
| | Regulador-batería | 1 |
| | Batería-inversor | 1 |
| | Consumo en CC (iluminación) | 3 |
| | Consumo en CA (demás usos) | 3 |
| Conectadas a red | Generador-inversor | 1,5 |

Tabla 3-15. Caídas de tensión máximas recomendadas por el IDAE en el Pliego de Condiciones Técnicas. (Fuente: IDAE [2])

- Para el cálculo de la sección se utilizan las siguientes fórmulas:
- Para circuitos de continua y alternas monofásicos:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot P}{\sigma \cdot e \cdot U}$$

Donde,

L: Longitud de cableado

P: Potencia máxima prevista en el circuito

σ : Conductividad del material conductor

e: Caída de tensión en voltios.

U: Tensión nominal de operación

- Teniendo en cuenta que normalmente se va a trabajar con corrientes y que los datos de caída de tensión están expresados en %, se puede utilizar la siguiente fórmula para continua y alterna monofásica (para alterna se considera un $\cos\phi$ igual a la unidad):

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{nom} \cdot 100}{\sigma \cdot e(\%) \cdot U}$$

Donde I_{nom} es la corriente máxima prevista en el circuito

Teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- * El valor de la conductividad dependerá tanto del material conductor a utilizar como de la temperatura máxima en servicio permanente que

soporte el aislamiento del conductor. Siendo esta última de 70°C para aislamientos de tipo PVC y poliolefina, y de 90°C para aislamientos de tipo XLPE y EPR. Los valores de conductividad para el cobre son de 44 para 90°C (σ_{90}) y de 48 para 70°C (σ_{70}).

* La elección de U se realizará como sigue:

- a) En el lado de alterna, $U = 230V$.
- b) En el lado de continua,
 - para circuitos FV con seguimiento de punto de máxima potencia, $U = V_{mpp}$
 - para circuitos sin seguimiento del punto de máxima potencia y para circuitos de batería, $U = V_{nom,bat}$

5. Comprobación de la sección calculada por criterio térmico: La intensidad máxima admisible en el conductor seleccionado en el paso anterior, deberá ser mayor que el calibre del dispositivo de protección contra sobrecargas y cortocircuitos. De no cumplirse esta condición deberá aumentarse la sección hasta que se cumpla.

- Las intensidades máximas admisibles se regirán por lo indicado en la norma UNE-HD 60364-5-52 [9] según la tabla B.52.4 (tabla 3-16) de la ITC-BT-07 [42] para instalaciones con conductores enterrados y también en la misma tabla (tabla 3-17) pero de la ITC-BT 19 [42] para instalaciones con conductores en montaje superficial, que muestra el valor para conductores de cobre en función del sistema de instalación, del tipo de conductor (conductor aislado, cable multiconductor o cable unipolar), del tipo de aislamiento (PVC o XLPE/EPR), del número de conductores activos (2x (monofásica-continua) o 3x (trifásica)) y de la sección.
- Forma de utilizar las dos tablas:
 - Se elige la fila correspondiente en función del modo de instalación y el tipo de conductor.
 - Se elige la columna en función del tipo de aislamiento y el número de conductores activos.
 - Esta columna nos relaciona directamente intensidades máximas admisibles y secciones de conductor.
 - Elegir la sección calculada en el paso anterior y tomar el valor de intensidad máxima admisible que le corresponde.
 - En caso de que las condiciones de operación sean distintas de las especificadas para esta tabla, se aplicará al valor obtenido de intensidad máxima admisible coeficientes de reducción. Estos coeficientes pueden ser función de temperaturas elevadas o de agrupamiento de más de un circuito en una misma canalización.
 - Comparar el valor final de intensidad máxima admisible con el calibre del dispositivo de protección contra sobrecargas y cortocircuitos.

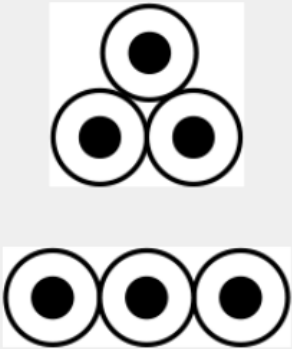

| Sección nominal mm ² | Terna de cables unipolares (1) (2) | | | 1 cable tripolar o tetrapolar (3) | | |
|------------------------------------|---|-----|-----|---|-----|-----|
| |  | | |  | | |
| | Tipo de aislamiento | | | | | |
| | XLPE | EPR | PVC | XLPE | EPR | PVC |
| 6 | 72 | 70 | 63 | 66 | 64 | 56 |
| 10 | 96 | 94 | 85 | 88 | 85 | 75 |
| 16 | 125 | 120 | 110 | 115 | 110 | 97 |
| 25 | 160 | 155 | 140 | 150 | 140 | 125 |
| 35 | 190 | 185 | 170 | 180 | 175 | 150 |
| 50 | 230 | 225 | 200 | 215 | 205 | 180 |
| 70 | 280 | 270 | 245 | 260 | 250 | 220 |
| 95 | 335 | 325 | 290 | 310 | 305 | 265 |
| 120 | 380 | 375 | 335 | 355 | 350 | 305 |
| 150 | 425 | 415 | 370 | 400 | 390 | 340 |
| 185 | 480 | 470 | 420 | 450 | 440 | 385 |
| 240 | 550 | 540 | 485 | 520 | 505 | 445 |
| 300 | 620 | 610 | 550 | 590 | 565 | 505 |
| 400 | 705 | 690 | 615 | 665 | 645 | 570 |
| 500 | 790 | 775 | 685 | - | - | - |
| 630 | 885 | 870 | 770 | - | - | - |

Tabla 3-16. Intensidad máxima admisible (A) para cables con conductores de cobre en instalación enterrada, para una temperatura del terreno de 25 °C, una profundidad de instalación 0,70 m y resistividad térmica del terreno de 1 K·m/W. (Fuente: BOE [42])

| | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------|--|---|-----------------|--------|--------|---------------|---------------|---------------|----------------------|---------------|-----------------------------|---------------|-----|-----|
| A | | Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes | | 3x PVC | 2x PVC | | 3x XLPE o EPR | 2x XLPE o EPR | | | | | | |
| A2 | | Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes | 3x PVC | 2x PVC | | 3x XLPE o EPR | 2x XLPE o EPR | | | | | | | |
| B | | Conductores aislados en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra | | | | 3x PVC | 2x PVC | | 3x XLPE o EPR | 2x XLPE o EPR | | | | |
| B2 | | Cables multiconductores en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra | | | 3x PVC | 2x PVC | | 3x XLPE o EPR | 2x XLPE o EPR | | | | | |
| C | | Cables multiconductores directamente sobre la pared ³⁾ | | | | | 3x PVC | 2x PVC | 3x XLPE o EPR | 2x XLPE o EPR | | | | |
| E | | Cables multiconductores al aire libre ²⁾ Distancia a la pared no inferior a 0.3D ³⁾ | | | | | 3x PVC | 2x PVC | 3x XLPE o EPR | 2x XLPE o EPR | | | | |
| F | | Cables unipolares en contacto mutuo ²⁾ Distancia a la pared no inferior a D ³⁾ | | | | | 3x PVC | | | | 3x XLPE o EPR ¹⁾ | | | |
| G | | Cables unipolares separados mínimo D ³⁾ | | | | | | | 3x PVC ¹⁾ | | | 3x XLPE o EPR | | |
| | | | mm ² | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| Cobre | | | 1,5 | 11 | 11,5 | 13 | 13,5 | 15 | 16 | - | 18 | 21 | 24 | - |
| | | | 2,5 | 15 | 16 | 17,5 | 18,5 | 21 | 22 | - | 25 | 29 | 33 | - |
| | | | 4 | 20 | 21 | 23 | 24 | 27 | 30 | - | 34 | 38 | 45 | - |
| | | | 6 | 25 | 27 | 30 | 32 | 36 | 37 | - | 44 | 49 | 57 | - |
| | | | 10 | 34 | 37 | 40 | 44 | 50 | 52 | - | 60 | 68 | 76 | - |
| | | | 16 | 45 | 49 | 54 | 59 | 66 | 70 | - | 80 | 91 | 105 | - |
| | | | 25 | 59 | 64 | 70 | 77 | 84 | 88 | 96 | 106 | 116 | 123 | 166 |
| | | | 35 | | 77 | 86 | 96 | 104 | 110 | 119 | 131 | 144 | 154 | 206 |
| | | | 50 | | 94 | 103 | 117 | 125 | 133 | 145 | 159 | 175 | 188 | 250 |
| | | | 70 | | | | 149 | 160 | 171 | 188 | 202 | 224 | 244 | 321 |
| | | | 95 | | | | 180 | 194 | 207 | 230 | 245 | 271 | 296 | 391 |
| | | | 120 | | | | 208 | 225 | 240 | 267 | 284 | 314 | 348 | 455 |
| | | | 150 | | | | 236 | 260 | 278 | 310 | 338 | 363 | 404 | 525 |
| | | | 185 | | | | 268 | 297 | 317 | 354 | 386 | 415 | 464 | 601 |
| 240 | | | | 315 | 350 | 374 | 419 | 455 | 490 | 552 | 711 | | | |
| 300 | | | | 360 | 404 | 423 | 484 | 524 | 565 | 640 | 821 | | | |

Tabla 3-17. Intensidades admisibles (A) al aire 40 °C. N.º de conductores con carga y naturaleza del aislamiento. (Fuente: BOE [42])

Por último, la instalación de puesta a tierra. La puesta a tierra es la unión metálica directa (sin fusibles ni otros dispositivos de corte o protección) de sección suficiente, entre las masas o carcasas conductoras de los equipos y en contacto con el suelo y a través de un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el mismo. En general las prescripciones que afectan a este tipo de instalación se dan en la instrucción ITC-BT-18 [42].

Los objetivos principales de una instalación de puesta a tierra son los siguientes:

1. Limitar la diferencia de potencial de las masas metálicas, instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno, que puede aparecer con respecto a tierra cuando se produce un contacto entre un conductor activo y los citados elementos.
2. Permitir el paso a tierra de las corrientes de fuga o las de descarga de origen atmosférico
3. Asegurar la actuación de protecciones. Determinadas protecciones basan su funcionamiento en detectar si produce alguna corriente de defecto, para lo cual es necesario que exista la instalación de puesta a tierra. De no ser así, se mediría una corriente de defecto únicamente cuando un individuo tocara la masa de un equipo

donde existe un defecto. Esto es de aplicación, por ejemplo, en los interruptores diferenciales de protección de personas.

Un sistema de puesta a tierra consta de las partes mostradas en la figura 3-55, la cual fue sacada del ITC-18 [42].

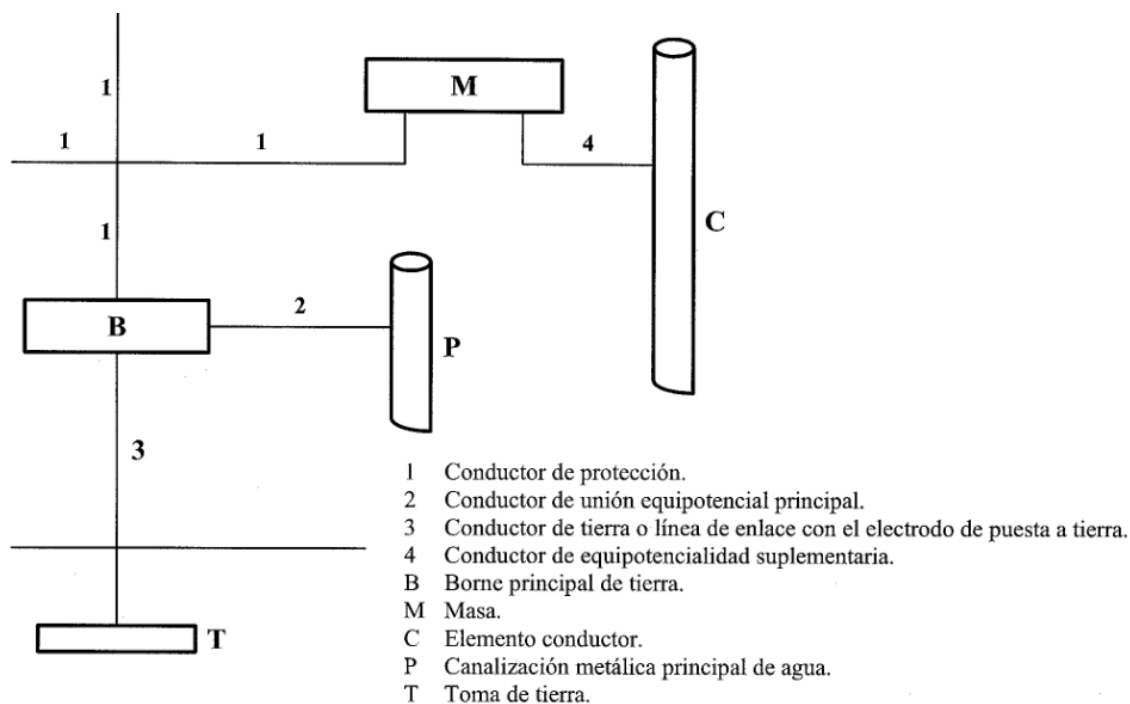


Figura 3-55. Representación esquemática de un circuito de puesta a tierra. (Fuente: BOE [42])

Recomendaciones para instalaciones fotovoltaicas:

- Utilización de un único electrodo de puesta a tierra para toda la instalación FV.
- Conectar a tierra las partes metálicas del generador, el inversor, los controladores de aislamiento, los descargadores de sobretensión tanto del lado DC como del AC.

En instalaciones FV ubicadas en edificios o zonas donde exista toma de tierra, se utilizará el mismo electrodo de tierra existente.

Según el RD 1699/2011 [43] la toma de tierra se hará siempre sin alterar las condiciones de toma de tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencia de defectos a la red de distribución. Ha de haber para ello una separación galvánica mediante transformador entre el inversor y la red. Normalmente la lleva incorporada el inversor.

La sección de los conductores de protección será la que indica la tabla 2 (tabla 3-18) de la ITC-BT-18 [42] del REBT.

| Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²) | Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm ²) |
|--|---|
| $S \leq 16$ | $S_p = S$ |
| $16 < S \leq 35$ | $S_p = 16$ |
| $S > 35$ | $S_p = S/2$ |

Tabla 3-18. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. (Fuente: BOE [42])

En la documentación del fabricante de cables *Prysmian* [44] se pueden encontrar consejos sobre tipos de cables a usar en diferentes tramos de una instalación FV. Se tuvieron en cuenta estos consejos a la hora de elegir cables para cada tramo.

- **Circuito inversor-punto de interconexión con la red (50 m)**

- **Datos de partida**

$$V_{nom,red} = 230 \text{ V}$$

$$I_{max,inv} = \frac{P_{max,inv}}{V_{nom,red}} = \frac{3000}{230} = 13,043 \text{ A}$$

$$I_{max} = 1,25 \cdot I_{max,inv} = 16,304 \text{ A}$$

Como dispositivo de protección se eligió la serie M de interruptores automáticos (magnetotérmicos) de *Hager* [45], que está especificado para su funcionamiento a 240 V en alterna. El calibre inmediatamente superior es: $I_{nom} = 20 \text{ A}$ y el modelo MCA520.

- **Criterio de caída de tensión**

Aislamiento tipo XLPE: a 90 °C $\sigma_{90°C} = 44 \text{ S/m}$
 $U = V_{nom,red} = 230 \text{ V}$
 $e = 1,5\%$

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{nom} \cdot 100}{\sigma \cdot e(\%) \cdot U} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 20 \cdot 100}{44 \cdot 1,5 \cdot 230} = 13,178 \text{ mm}^2$$

La sección comercial inmediatamente superior es de **16 mm²**

- **Criterio térmico**

Conductores enterrados en cable multipolar (tripolar): tabla 3-16
 3 x XLPE
 16 mm²

No son aplicables factores de reducción (ya que los valores de resistividad del suelo y la temperatura del mismo son muy cercanos a los valores utilizados para desarrollar la tabla 3-16)

$$I_{max,adm} = 115 \text{ A} > 20 \text{ A} = I_{nom}$$

Luego la sección calculada por el criterio de caída de tensión es válida.

- **Poder de corte del dispositivo**

$$R_{cableado} = \rho_{20} \cdot \frac{L_{cableado}}{S_{cableado}} = 0,018 \cdot \frac{2 \cdot 50}{16} = 0,113 \Omega$$

$$I_{cc} = \frac{0,8 \cdot U}{R_{cableado}} = \frac{0,8 \cdot 230}{0,113} = 1628,319 \text{ A} \approx \mathbf{1,628 \text{ kA}}$$

Donde,

* $R_{cableado}$: Es la resistencia del cableado

- * ρ_{20} : Resistividad del material conductor a 20°C (caso peor)
- * I_{cc} : Intensidad de cortocircuito

El poder de corte del magnetotérmico MCA520 es de 6kA > 1,63 kA, por lo que es válido.

- **Cable de tierra**

Según la tabla 2 (tabla 3-18) de la ITC-BT-18 [42], como el cable de fase tiene una sección $S \leq 16 \text{ mm}^2$, al cable de protección le corresponde una sección $S_p = S (16 \text{ mm}^2)$, es decir, tiene la misma sección que el cable de fase. Esta sección se aplica a los elementos situados en el tramo inversor-punto de conexión a red, que son:

- * Inversor
- * Descargadores de sobretensiones del lado DC y AC (tipo 1) del inversor
- * Parte metálica de la caja de protecciones y equipos de medida.

- **Resultado final**

- * Cables de fase, neutro y tierra: multipolar de cobre 16 mm² de sección (3x16 mm²). Se eligió de la empresa *Prysmian* [44] el modelo Afumex 1000V (AS) Iris Tech 0,6/1kV tipo RZ1-K, para su uso según:

ITC-BT 14 - Instalaciones de enlace Línea General de Alimentación.

ITC-BT 15 - Instalaciones de enlace. Derivaciones individuales.

ITC-BT 20 - Instalaciones interiores o receptoras.

Tiene las siguientes características:

- Cobre
- 0,6/1kV
- 3x16mm²
- Aislamiento XLPE
- Temperatura máxima en el conductor: 90 °C

- * Interruptor magnetotérmico MCA520 1 polo+neutro de 20 A de calibre y 6 kA de poder de corte con curva C.

- **Circuito de interconexión entre paneles y el inversor (20m)**

- **Datos de partida**

$$V_{max} = 1,25 \cdot V_{OC,rama} = 1,25 \cdot 278,4 = 348 \text{ V}$$

$$I_{max} = N \cdot 1,25 \cdot I_{SC,rama} = 2 \cdot 1,25 \cdot 6,03 = 15,075 \text{ A (N=número de ramas en paralelo)}$$

- **Criterio de caída de tensión**

Aislamiento tipo XLPE: a 90°C $\sigma_{90}=44$

$$U = V_{mpp,rama} = 230,4 \text{ V}$$

Línea campo generador-inversor e=0,5%

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{nom} \cdot 100}{\sigma \cdot e(\%) \cdot U} = \frac{2 \cdot 20 \cdot 15,075 \cdot 100}{44 \cdot 0,5 \cdot 230,4} = 11,896 \text{ mm}^2$$

La sección comercial inmediatamente superior es **16 mm²**

- **Criterio térmico**

Conductores aislados en tubos en montaje superficial: fila B de tabla 3-17
2 x XLPE/EPR: Columna 9
16mm² → 91 A

Reducción por altas temperaturas en cubierta debido a la radiación directa sobre el tubo. Se debe coger el peor caso: $f_t = 0,45$. Más reducción por agrupamiento de circuitos bajo una misma canalización: $f_a = 0,8$. Por tanto,

$$I_{max,adm} = f_t \cdot f_a \cdot I'_{max,adm} = 0,45 \cdot 0,8 \cdot 91 = 32,76 \text{ A}$$

$$I_{max,adm} = 32,76 \text{ A} > 15,075 \text{ A}$$

Por lo tanto, la sección calculada por el criterio de caída de tensión es válida

- **Cable de tierra**

Según la tabla 2 (tabla 3-18) de la ITC-BT-18 [42], como el cable de fase tiene una sección $S \leq 16 \text{ mm}^2$, al cable de protección le corresponde una sección $S_p = S$ (16 mm^2), es decir, tiene la misma sección que cable de fase. Esta sección se aplica a los elementos situados en el tramo inversor-punto de conexión a red, que son:

- * Descargador de sobretensiones Tipo 2
- * Parte metálica de los módulos

- **Resultado final**

- * Cable unipolar de cobre de 35mm² de sección (1x16 mm²). Se escogió de la empresa *Prysmian* [44] el modelo P-SUN sp, especialmente diseñado para instalaciones fotovoltaicas y que tiene las siguientes características:

- Cobre
- 0,6/1kV
- 1x16mm²
- Aislamiento de goma tipo EI6
- Temperatura máxima en el conductor: 120°C (20.000h); 90°C (30 años); 250°C en cortocircuito. (mismo grupo que XLPE y EPR).

- * Cable de tierra: unipolar de cobre de 16 mm² de sección (1x16 mm²).

Se seleccionó de la empresa *Prysmian* [44] el modelo P-SUN sp, especialmente diseñado para instalaciones fotovoltaicas, de las mismas características que los cables activos.

- * Interruptor magnetotérmico MCA520 1 polo + neutro de 16 A de calibre y 6 kA de poder de corte con curva C.

- **Seccionador en carga**

$$V_{max} = 1,25 \cdot V_{OC,rama} = 1,25 \cdot 278,4 = 348 \text{ V}$$

$$I_{max} = N \cdot 1,25 \cdot I_{SC,rama} = 2 \cdot 1,25 \cdot 6,03 = 15,075 \text{ A}$$

Se seleccionó el seccionador en carga S804PV-S16 de *ABB* [46], cuyas características más importantes son:

- * $U_{max} = 1200 \text{ V}$
- * $I_{max} = 16 \text{ A}$
- * Poder de corte 5 kA
- * 4 polos

- Protección contra sobretensiones

Las protecciones de sobretensiones estarán situadas en:

- Salida del generador fotovoltaico
- Entrada y salida del inversor (las lleva incorporadas el inversor)

Clasificación de los descargadores:

- Descargadores tipo 1 – Gran capacidad de descarga y altas tensiones residuales. También denominados descargadores clase B (clase 1).
- Descargadores tipo 2 – Media capacidad de descarga, menores tensiones residuales. También denominados clase C (clase 2).
- Descargadores combinados A+B (tipo 1+tipo 2) – Combina gran capacidad de descarga con bajas tensiones residuales.
- Descargadores tipo 3 – Baja capacidad de descarga, bajas tensiones residuales. También denominados clase D (clase 3)

Recomendaciones:

- Se dispondrán dos descargadores conectados entre el positivo y tierra, y el negativo y tierra.
- Los descargadores de la red DC deben ser tipo 2. Solo en caso de zonas de muy alto riesgo y con protección externa incorporada (pararrayos), sería aconsejable el uso de descargadores combinados B+C.
- La corriente nominal de descarga se debe escoger no menos de 10 kA en instalaciones sin protección externa y no menos de 20 kA en instalaciones con protección externa.

Por lo tanto, se instalan dos descargadores de tensión conectados entre el polo positivo y tierra, y entre el polo negativo y tierra, del generador fotovoltaico.

Se seleccionó el dispositivo OVR PV 40 1000P de *ABB* [46] en función de la tensión máxima en servicio tolerada: $U_p = 1000 \text{ V} > V_{max} = 348 \text{ V}$.

Las características principales son:

- Tipo 2
- $U_p = 1000 \text{ V}$
- Corriente max. de descarga $I_{max} (8/20)$ por polo = 40 kA
- Corriente nominal de descarga $I_n (8/20)$ por polo = 20 kA (conviene que sea >10 kA)

- Protección contra contactos directos e indirectos

1. Lado de continua

Para este caso se decidió usar un controlador permanente de aislamiento. Son protecciones que se utilizan en circuitos de continua para detectar posibles faltas de aislamiento de los dos conductores (positivo y negativo) contra tierra.

El controlador permanente de aislamiento está formado por dos dispositivos, un vigilante de aislamiento y un interruptor de continua.

- Vigilante de aislamiento: Realiza la medición continua del aislamiento existente entre el conductor de polaridad positiva y el conductor de polaridad negativa, es decir, mide la resistencia existente entre ambos conductores, y cuando ésta es inferior a un valor determinado, manda una señal al interruptor de corriente continua.
- Interruptor de corriente continua: El interruptor de corriente continua abre el circuito cuando recibe la orden del vigilante de aislamiento desconectando el inversor y drena la sobrecarga hacia la tierra de la instalación, de esta manera pueden prevenirse riesgos de electrocución del personal encargado de la instalación.

La máxima tensión de funcionamiento que se producirá en el circuito será en circuito abierto:

$$V_{OC,gen} = 278,4 \text{ V}$$

Sobredimensionando aproximadamente un 25%:

$$1,25 \cdot V_{OC,gen} = 1,25 \cdot 278,4 = 348 \text{ V}$$

La máxima corriente, con el sobredimensionamiento del 25% será:

$$1,25 \cdot I_{SC,gen} = 1,25 \cdot 12,06 = 15,075 \text{ A}$$

Por lo tanto, el controlador permanente de aislamiento elegido para la instalación es el modelo NMI900NT de la empresa PROAT [47], cuyas características son:

- Tensión máxima 900V
- Intensidad máxima 50A
- Pulsador de prueba para simular un fallo a tierra de (+) o de (-). Lo que permite cortocircuitar la salida del generador FV para realizar labores de mantenimiento.

2. Lado alterna

En el lado de alterna se instala un interruptor diferencial de alta sensibilidad.

Se selecciona el CD728V de *Hager* [45], con las siguientes características:

- 2 polos
- $I_n = 25 \text{ A} > 20 \text{ A}$, calibre del dispositivo que protege el circuito de alterna.
- $I_{\Delta n} = 30 \text{ mA}$
- Tipo AC

- Interruptor general manual de la instalación fotovoltaica en la parte de Alterna

Se escogió un interruptor automático de calibre igual o superior al automático de alterna dimensionado (magnetotérmico MCA520) y cuyo poder de corte está de acuerdo a la corriente de cortocircuito de la acometida que debe ser especificada por la compañía eléctrica distribuidora. Como no se conoce este valor, elegimos uno a título orientativo, el MN920V de *Hager* [45], cuyas principales características son:

- 1 polo+neutro
- $I_n = 20 \text{ A}$
- Poder de corte 6 kA a 230V

4 COCINA SOLAR PARABÓLICA

A lo largo de este apartado se exponen los cálculos, el diseño, modelado, la fabricación, análisis térmico, análisis mecánico y análisis económico de la cocina solar con materiales reciclados.

4.1 DISEÑO Y MODELADO DE LA COCINA SOLAR

En primer lugar, el factor más limitante que se tuvo en cuenta fue el material del colector, es decir, el material reflector, ya que se disponía de una cantidad que podía llegar a cubrir como máximo un colector de un 1 m de diámetro. Teniendo en cuenta esto, se siguieron los pasos de cálculo de Riveros [48].

Puesto que la cocina es parabólica, se utilizó la ecuación de la parábola, definida de la siguiente manera,

$$(x - h)^2 = 4 \cdot P \cdot (y - k)$$

dónde h y k son los valores donde está ubicado el vértice y P es la distancia que separa el vértice y el foco (altura focal). En la figura 4-1 se muestra todos los parámetros anteriores.

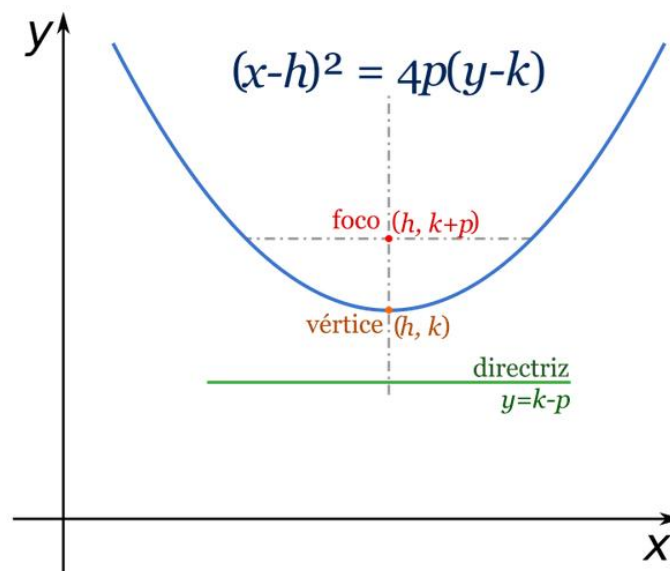


Figura 4-1. Representación matemática gráfica de la parábola. (Fuente: Wikipedia [49])

Para un procedimiento más rápido se adecuó la ecuación de la parábola, para que el vértice este ubicado en el origen, logrando que los valores de h y k sean iguales a 0. Considerando los valores ya establecidos, la ecuación anterior se convierte en:

$$x^2 = 4P \cdot y$$

Riveros [48] analizó una parábola imperfecta, y llegó a una conclusión importante, donde definía la posición del foco para un receptor un 25% por debajo del área de apertura (ver figura 4-2) en caso de que el receptor no tenga aislamiento, lo cual es particular de las cazuelas utilizadas para la cocción.

Con base en las conclusiones presentadas por Riveros [48], se propone una geometría que cumpla con las condiciones mostradas en la figura 4-2, estableciéndose entonces la ecuación que se muestra a continuación, ya que en realidad la distancia que separa el vértice del foco P, será del 75% de la altura total y de la parábola.

$$y = \frac{P}{0,75}$$

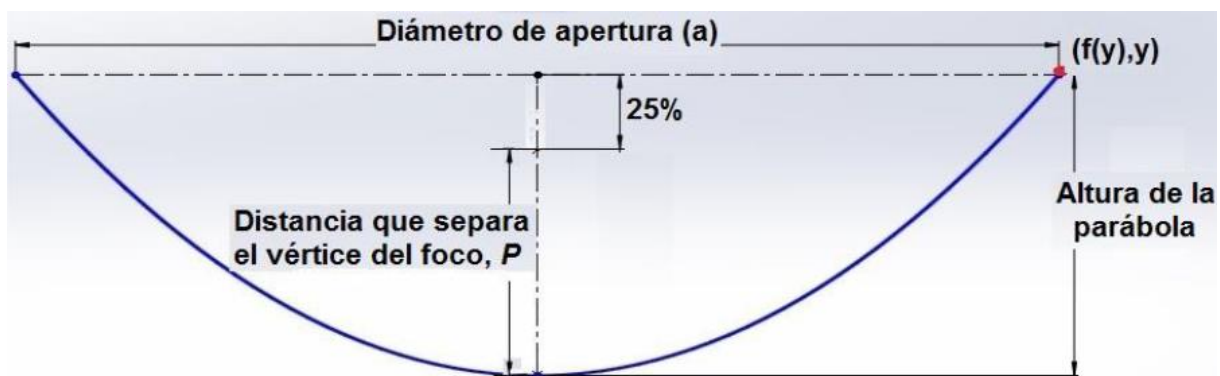


Figura 4-2. Parámetros de diseño de la cocina solar. (Fuente: Riveros [48])

De la ecuación anterior, la figura 4-2 y sabiendo que la ecuación de la parábola está dada para que el vértice se encuentre en el punto (0,0), es $f(y)$ el radio de apertura de la parábola ($a/2$) como se muestra en la figura 4-2, de ese modo, el diámetro puede ser calculado de la siguiente manera:

$$a = 2 \cdot 2 \cdot \sqrt{P \cdot y}$$

Pero como para este caso el diámetro ($a=1$ m) ya se conoce, debido a la escasez de material, se despejó el valor del foco de la ecuación anterior de la siguiente forma:

$$1 = 2 \cdot 2 \cdot \sqrt{P \cdot \frac{P}{0,75}} \rightarrow P = 0,217 \text{ m}$$

Por lo tanto, una vez con las medidas de la cocina solar calculadas se procedió al diseño y modelado en *Solid Edge*, tal como se puede ver en la figura 4-3.

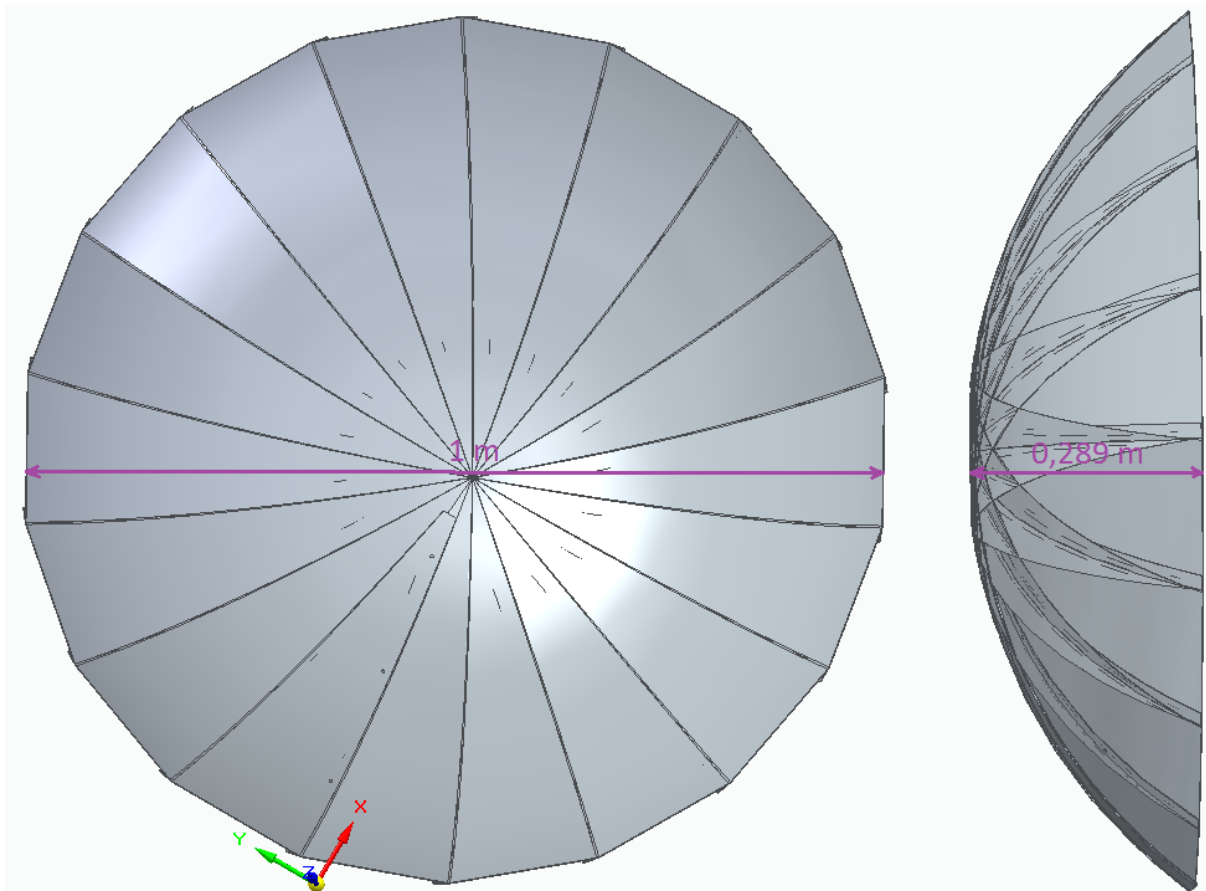


Figura 4-3. Prototipo del captador parabólico de la cocina solar modelado en Solid Edge.

En la figura 4-3, concretamente en la vista en planta de la izquierda, en la parte inferior se puede ver como una de las piezas tiene tres orificios a lo largo de uno de sus laterales, los cuales son los orificios de ensamblaje de las piezas mediante remaches. De aquí se extrajo la plantilla para poder cortar todas las piezas de acero inoxidable que forman el captador.

4.2 FABRICACIÓN DE LA COCINA SOLAR

Primeramente, se realizó un boceto del prototipo de cocina solar en *Solid Edge*, el cual se fue modificando a medida que se iba fabricando la cocina, debido al surgimiento de nuevas ideas para su mejora. En la figura 4-4 se muestra este primer prototipo, el cual se basaba en montar el captador solar sobre la estructura de una silla de camping.



Figura 4-4. Modelado del primer prototipo de la cocina solar renderizado. (Fuente: Solid Edge)

Este primer prototipo se acabó descartando por la poca practicidad que ofrecía, puesto que manejarlo, orientarlo y desplazarlo, era bastante dificultoso. Además, la orientación para seguir la elevación solar era bastante limitada, sin poder realizarla correctamente para ciertas elevaciones solares.

Como segundo y definitivo, se propuso el prototipo de la figura 4-5, el cual nos permite un rango de elevación y acimutal de 360°. Además, dispone de dos guías en las cuales se inserta el soporte de la olla (la parrilla), las cuales permiten ajustar la distancia focal y extraer el soporte para una mejor limpieza del captador. Por último, el estante de madera colocado en la parte inferior del captador a una altura de 40 cm del suelo, ofrece la comodidad de colocar los recipientes y utensilios utilizados para cocinar, para no tener que desplazarse o apoyarlos sobre el mismo suelo (más especificaciones en el plano nº 9).



Figura 4-5. Modelado del segundo y definitivo prototipo de la cocina solar renderizado. (Fuente: Solid Edge)

Como ya se explicó anteriormente, la cocina solar se fabricó casi enteramente con materiales reciclados, a excepción de algunos materiales de conexión como remaches, materiales de soldadura como electrodos o materiales antioxidantes y de enlucido como pinturas.

Para su construcción se utilizaron los siguientes materiales:

- Chapas de acero inoxidable 304, de 1 mm de espesor para la parte reflectora del captador.
- Barras cilíndricas de acero corrugado B500SD, de 12 mm de espesor, para la estructura soporte del captador (estructura en forma de tela de araña que ofrece rigidez y sujeción a las chapas reflectoras del captador).
- Aros de barril de acero galvanizado de 2 mm de espesor y 40 mm de ancho, utilizadas como apoyo para las chapas de acero de la parte reflectora del captador.
- Parrilla apoyo para la olla fabricada a mano con retales de varillas de acero inoxidable 1.4301, de 4 mm de diámetro (espesor).
- Apoyos laterales (en forma de U) de la parrilla de apoyo realizados con retales de acero estructural S235JR, de 2 mm de espesor.
- Rodamientos de cadena de montaje de acero inoxidable tipo 304, de 12,5 mm de espesor y 35 mm de diámetro, utilizados como separadores entre la estructura soporte de apoyo (inferior) y la estructura del captador.
- Crucetas de andamio de acero Q235, de 2 mm de espesor y 40 mm de diámetro, utilizadas como patas de la estructura soporte inferior de la cocina solar.

- Barras en L de acero estructural S235JR, de 2 mm de espesor y de 30 mm de ancho cada lado, utilizadas como soporte de la bandeja de madera y también para ofrecer rigidez a la estructura soporte inferior.
- Lateral de armario de madera reconvertido en la bandeja para apoyar los utensilios de cocina.
- 4 ruedas de goma colocadas en cada una de las patas de la estructura soporte inferior.
- Pintura anticorrosión.
- Remaches y tornillos para el ensamblaje y sujeción.
- Electrodo para la soldadura de ciertas partes.

La chapa de acero inoxidable 304 especular (para el captador solar) se obtuvo de una empresa de fabricación de este tipo de productos, que descartaba las chapas defectuosas y las vendía a un precio muy reducido.

Los demás materiales reciclados se obtuvieron del punto limpio de la ciudad de residencia.

A continuación, en las figuras 4-6, 4-7, 4-8, 4-9, 4-10, 4-11, 4-12, 4-13 y 4-14 se muestra en orden cronológico algunas de las imágenes de las etapas de fabricación y montaje de la cocina solar.



Figura 4-6. Estructura soporte de las chapas reflectoras de la cocina vista desde arriba



Figura 4-7. Estructura soporte de las chapas reflectoras de la cocina vista desde atrás



Figura 4-8. Fase de montaje de los reflectores del captador de la cocina



Figura 4-9. Primer prototipo de la cocina solar vista trasera



Figura 4-10. Cocina solar terminada (prototipo definitivo) vista trasera

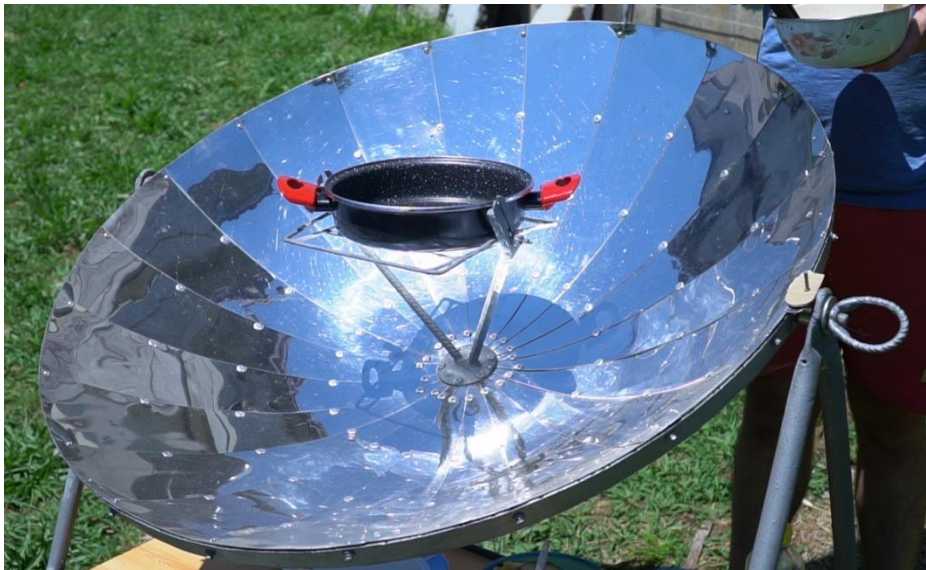


Figura 4-11. Captador de la cocina solar terminada



Figura 4-12. Calibrador manual para encontrar la posición óptima tanto en elevación como en azimut de la cocina solar (el cartón fue provisional, actualmente está pintada la zona plateada para observar mejor la sombra)

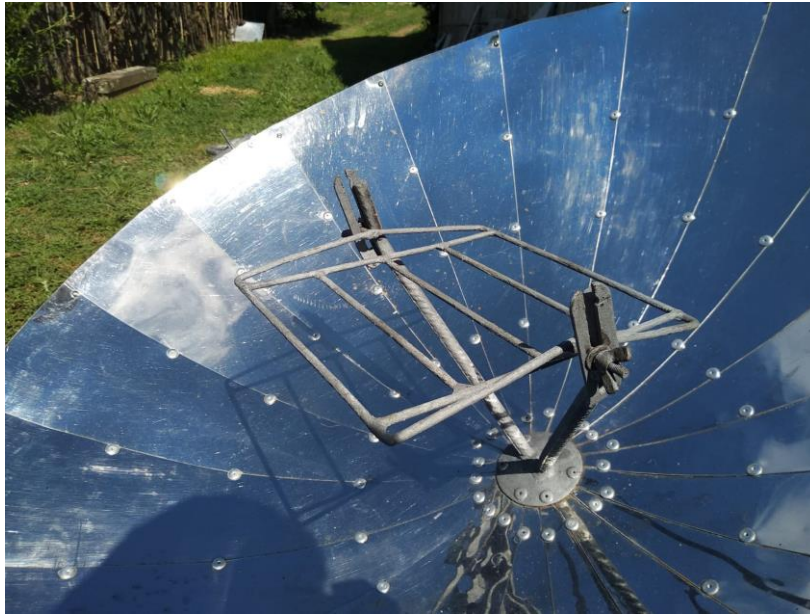


Figura 4-13. Soporte de la cazuela, compuesto de la parrilla móvil ajustable y de un soporte con dos guías de la cocina solar



Figura 4-14. Base del soporte de la cazuela de la cocina solar

Pero antes de la fabricación y montaje de la cocina solar, se realizaron análisis mecánicos para comprobar que efectivamente los materiales seleccionados soportarán las cargas a las que estarán sometidos, que son los que se muestran en el apartado siguiente (ANÁLISIS MECÁNICO MEDIANTE EL MÉTODO DE ELEMENTOS FINITOS, 4.3).

Decir, que la cocina solar se hizo con planchas/láminas de acero inoxidable puesto que era el material que se había conseguido de forma reciclada, pero este es un material muy complicado de manejar, ya que no es tan maleable como otros materiales con un buen coeficiente de reflexión, como puede ser el aluminio, y se necesita una estructura bastante reforzada, como se ve en las figuras anteriores, para poder darle la forma deseada.

4.3 ANÁLISIS MECÁNICO MEDIANTE EL MÉTODO DE ELEMENTOS FINITOS

El análisis mecánico realizado, se centró básicamente en comprobar la resistencia del soporte de la olla, que es la parte más susceptible (crítica) a deformarse o llegar a romperse si se somete a determinados esfuerzos, de la cocina solar.

Primeramente, se intentó simular en *Solid Edge* los efectos de los esfuerzos a los que estará sometida la estructura de apoyo de los reflectores y de la olla, como se ve en la figura 4-15.

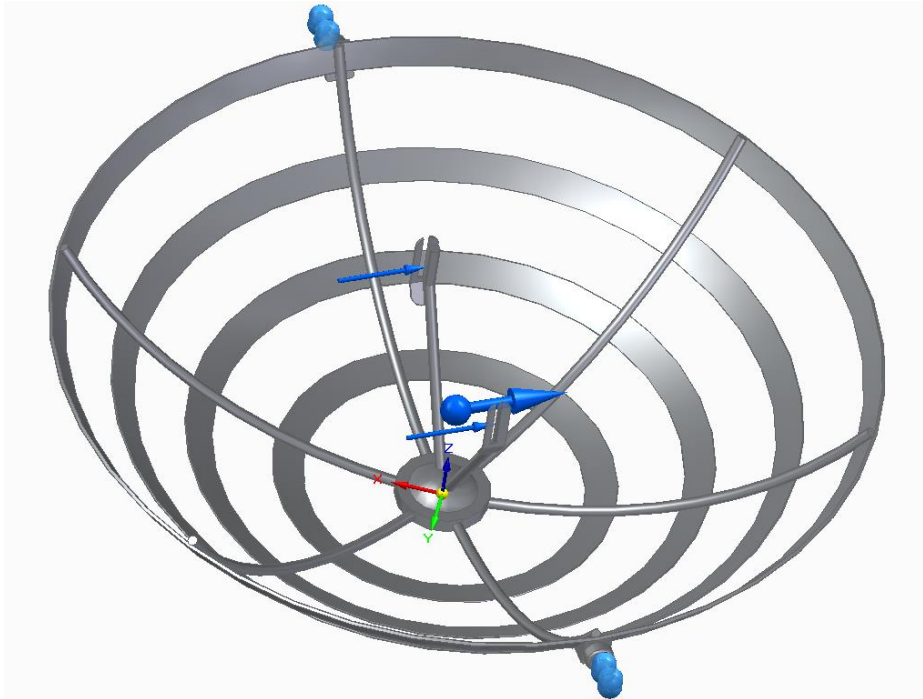


Figura 4-15. Modelo del soporte del captador de la cocina solar. (Fuente: Solid Edge)

Desgraciadamente hubo problemas a la hora de la simulación debido a complejidad de la estructura, por lo que se decidió prescindir de los aros de sujeción, para comprobar si ese era el elemento que generaba los problemas. Una vez hecho la modificación en el diseño, se corroboró que efectivamente esa era la parte que creaba los problemas a la hora de simular.

Ya localizado el foco del problema, la solución optada fue suplir los aros de sección rectangular de 80 mm^2 ($2 \times 40 \text{ mm}$) por varillas macizas de sección circular, como se observa en la figura 4-16, con un área de sección equivalente a la del aro, para que la simulación fuese lo más fiel posible a la del modelo original. La equivalencia de secciones se realizó de la siguiente forma:

$$\pi \cdot r^2 = 80 \text{ mm}^2 \rightarrow r = 5,046 \text{ mm}$$

Donde r es el radio de la sección circular de la varilla.

Hecho este cambio se pudo simular sin ningún tipo de problema el modelo.

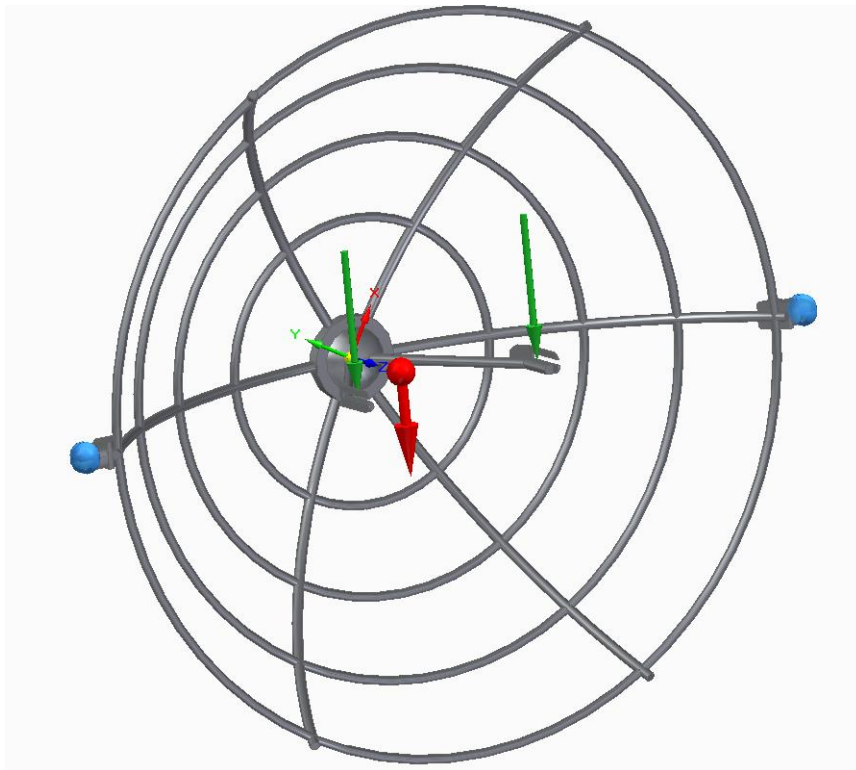


Figura 4-16. Modelo del soporte del captador de la cocina solar, utilizado para la simulación final. (Fuente: Solid Edge)

Lo siguiente fue simular el modelo con las cargas actuantes con diferentes ángulos, puesto que dependiendo de la estación del año el ángulo de elevación solar varía y por tanto el ángulo de orientación en elevación del captador de la cocina.

Con lo cual, se realizaron simulaciones con las cargas actuantes en ángulos de 0° , 45° y 90° con respecto a la horizontal (suelo).

Estas cargas son las producidas por la cazuela sobre cada uno de los brazos del soporte de la misma (en color verde en la figura 4-16) y el propio peso del captador al estar sometido a la gravedad terrestre (en color rojo en la figura 4-16).

También se aplicaron restricciones fijas en la cara (extremos) de los ejes de giro del captador solar (esferas azules en la figura 4-16) para simular la sujeción en ambos lados en el prototipo real.

En la figura 4-17, se pueden ver las cotas de las partes más relevantes para este análisis mecánico.

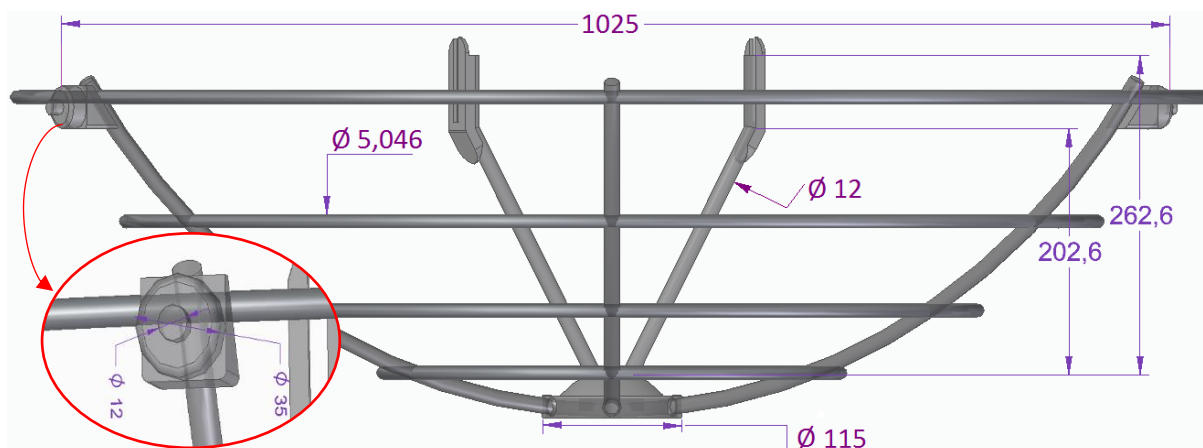


Figura 4-17. Modelo acotado del soporte del captador de la cocina solar, utilizado para la simulación final. (Fuente: Solid Edge)

La carga máxima que se prevé para la cazuela es de 6 kg, pero se le aplicó un coeficiente de seguridad de 3, el cual es un valor bastante conservador y significa que el valor de la carga de la cazuela a considerar en el análisis es de 18 kg (se multiplica por 3).

Para introducir los datos de la carga en *Solid Edge*, se dividió la carga de la cazuela por dos, es decir, se repartió la carga entre los dos brazos del soporte de la misma (9 kg en cada brazo). Como también se puede apreciar en la figura 4-16, la dirección de las fuerzas, tanto de la gravedad como de las ejercidas por la cazuela, no siguen ninguno de los ejes del sistema de coordenadas de *Solid Edge*, por lo que se tuvieron que calcular los valores de los vectores para cada uno de los ejes, para poder introducir sus valores en *Solid Edge*.

Los cálculos de los vectores para cada uno de los ejes se hicieron por simple trigonometría. Teniendo en cuenta que, para los tres casos analizados, las fuerzas están desviadas con respecto al eje y 60° (30° con respecto al eje x), los datos introducidos en *Solid Edge* se calcularon de la siguiente forma:

- Para las cargas actuantes en un ángulo de 0°

- Para la gravedad

$$g_z = -9,81 \text{ m/s}^2 \cdot \cos(0) = -9,81 \text{ m/s}^2 = -981,000 \text{ cm/s}^2$$

- Para cada una de las fuerzas ejercidas por la cazuela

$$F_z = 9 \text{ kg} \cdot (-9,81 \text{ m/s}^2) \cdot \cos(0) = -88,290 \text{ N} = -88290,000 \text{ mN}$$

- Para las cargas actuantes en un ángulo de 45°

- Para la gravedad

$$g_z = -9,81 \text{ cm/s}^2 \cdot \cos(45) = -6,937 \text{ m/s}^2 = -693,672 \text{ cm/s}^2$$

$$g_x = g_z \cdot \sin(60) = -6,007 \text{ m/s}^2 = -600,737 \text{ cm/s}^2$$

$$g_y = g_z \cdot \cos(60) = -3,468 \text{ m/s}^2 = -346,836 \text{ cm/s}^2$$

- Para cada una de las fuerzas ejercidas por la cazuela

$$F_z = 9 \text{ kg} \cdot (-9,81 \text{ m/s}^2) \cdot \cos(45) = -62,430 \text{ N} = -62430,458 \text{ mN}$$

$$F_x = F_z \cdot \sin(60) = -54,066 \text{ N} = -54066,362 \text{ mN}$$

$$F_y = F_z \cdot \cos(60) = -31,215 \text{ N} = -31215,229 \text{ mN}$$

- Para las cargas actuantes en un ángulo de 90°

- Para la gravedad

$$g_x = -9,81 \text{ m/s}^2 \cdot \sin(60) = -8,496 \text{ m/s}^2 = -849,571 \text{ cm/s}^2$$
$$g_y = -9,81 \text{ cm/s}^2 \cdot \cos(60) = -4,905 \text{ m/s}^2 = -490,500 \text{ cm/s}^2$$

- Para cada una de las fuerzas ejercidas por la cazuela

$$F_x = 9 \text{ kg} \cdot (-9,81 \text{ m/s}^2) \cdot \sin(60) = -76,461 \text{ N} = -76461,383 \text{ mN}$$
$$F_y = 9 \text{ kg} \cdot (-9,81 \text{ m/s}^2) \cdot \cos(60) = -44,145 \text{ N} = -44145,000 \text{ mN}$$

Los valores de los datos a introducir en *Solid Edge*, se calcularon además de en unidades del sistema internacional (SI), también en las unidades que por defecto utiliza el programa.

En las figuras 4-18, 4-19 y 4-20, se pueden ver los modelos con los valores de las cargas ya introducidos.

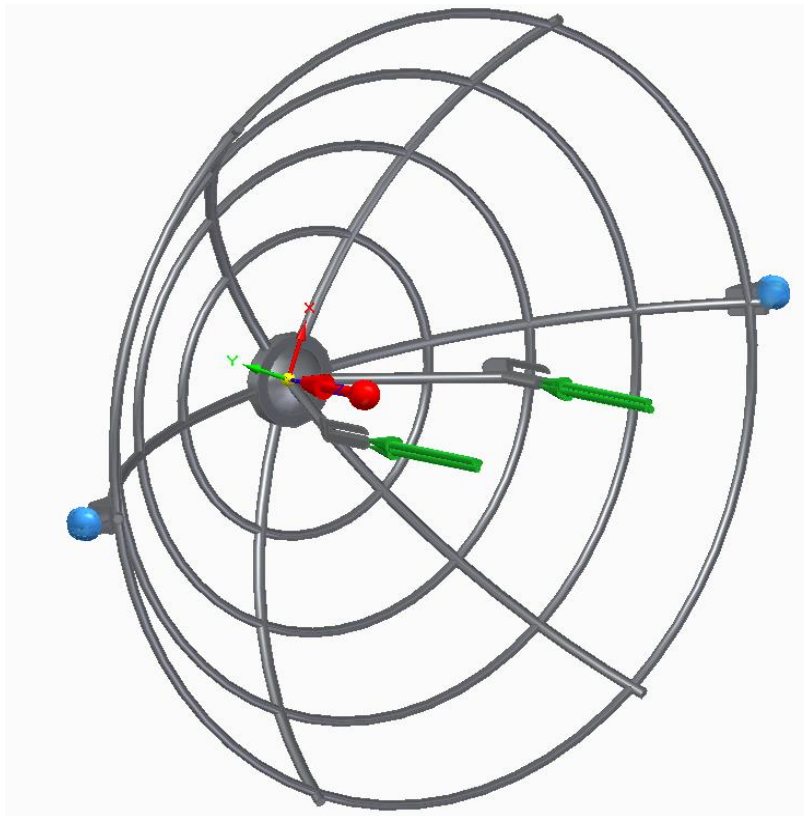


Figura 4-18. Cargas actuantes en un ángulo de 0°. (Fuente: Solid Edge)

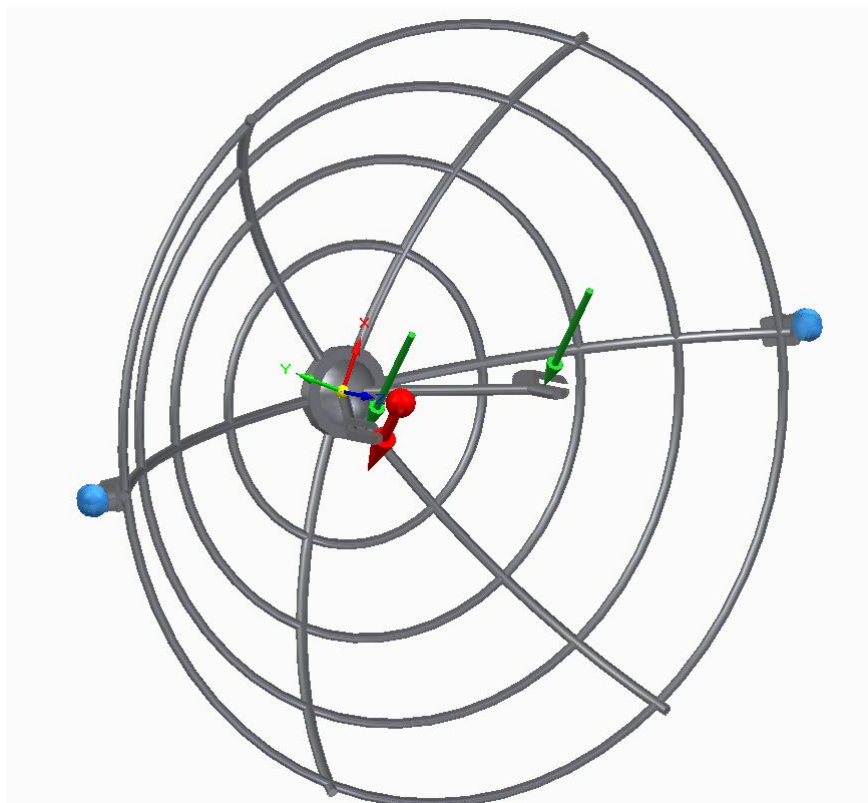


Figura 4-19. Cargas actuantes en un ángulo de 45°. (Fuente: Solid Edge)

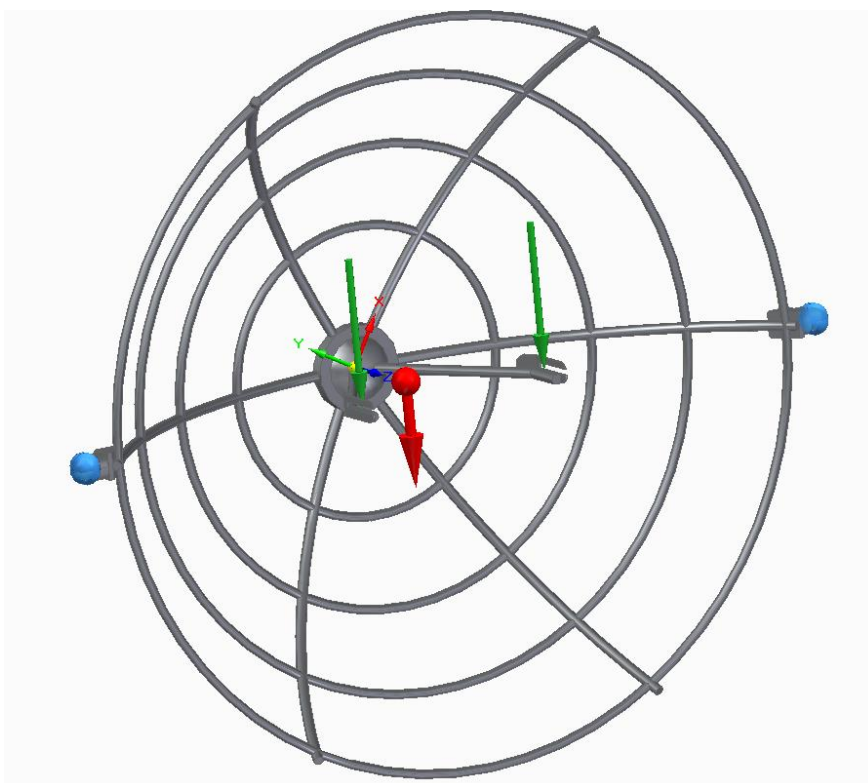


Figura 4-20. Cargas actuantes en un ángulo de 90°. (Fuente: Solid Edge)

Ya introducidas las fuerzas actuantes y las restricciones mencionadas se pasó a la simulación del modelo con la opción de mallado tetraédrico más fino (máxima precisión).

A continuación, se muestran los resultados de los informes de cada una de las simulaciones.

Uno de los primeros resultados del informe, son los referidos a la masa y peso del soporte del captador solar, que son **9,982 kg** y **97,823 N** respectivamente.

Otros de los datos aportados son con respecto a las características del material u materiales utilizados, las cuales se introdujeron manualmente en el programa, después de una búsqueda intensiva y exhaustiva en internet, puesto que no se disponía del mismo en la tabla de materiales. En la tabla 4-1 se pueden ver las características del acero corrugado B500SD utilizado.

| Propiedad | Valor |
|-------------------------|----------------------------|
| Densidad | 7850,000 kg/m ³ |
| Módulo de elasticidad | 200000,000 MPa |
| Coefficiente de Poisson | 0,300 |
| Límite elástico | 500,000 MPa |
| Tensión de rotura | 575,000 MPa |
| % de elongación | 8,000 |

Tabla 4-1. Características del material que conforma el soporte del captador solar

También, en el informe, se muestra la información del mallado utilizado, tal y como se observa en la tabla 4-2.

| Tipo de mallado | Tetraédrico |
|----------------------------------|--------------------|
| Número total de cuerpos mallados | 1 |
| Número total de elementos | 653.956 |
| Número total de nodos | 1.070.595 |
| Tamaño subjetivo de malla (1-10) | 10 |

Tabla 4-2. Información de mallado

La siguiente y última parte, son los resultados obtenidos de la simulación.

El primero de ellos es el relativo al desplazamiento. En la tabla 4-3 se muestran los valores de los desplazamientos máximos en cada una de las simulaciones.

| | Extensión | Valor | X | Y | Z |
|-------------------|------------------|--------------|-----------|-------------|------------|
| Ángulo 0° | Máxima | 2,16 mm | 76,446 mm | -120,409 mm | 306,855 mm |
| Ángulo 45° | Máxima | 4,76 mm | 76,446 mm | -120,409 mm | 306,855 mm |
| Ángulo 90° | Máxima | 6,58 mm | 76,446 mm | -120,409 mm | 306,855 mm |

Tabla 4-3. Valores de los desplazamientos máximos (traslación total)

En las figuras 4-21, 4-22 y 4-23, se pueden ver con gradiente de colores los desplazamientos que se producen en las distintas zonas del soporte, cuando se le aplican las cargas máximas establecidas.

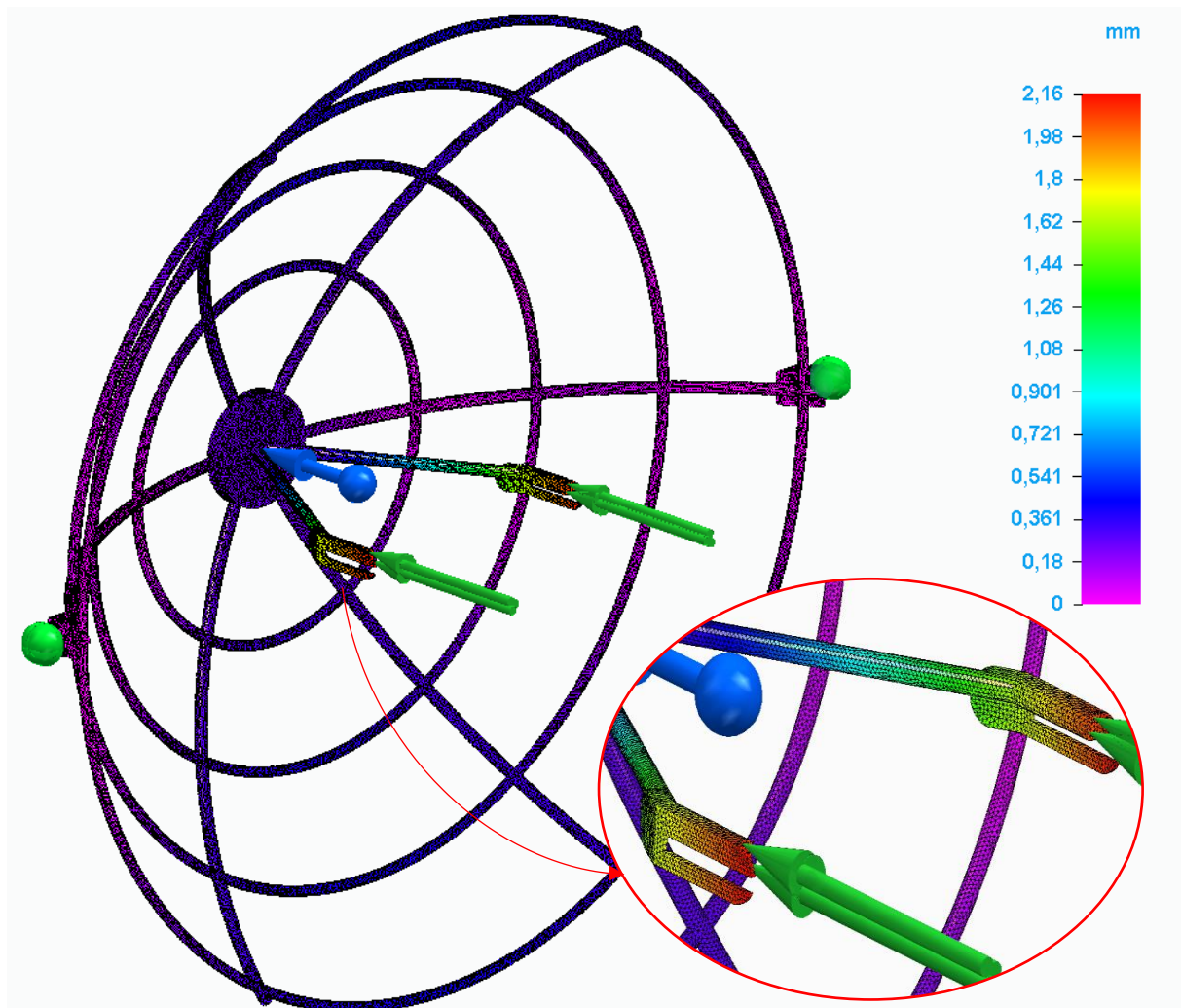


Figura 4-21. Resultados del desplazamiento de la estructura del soporte con las cargas en un ángulo de 0°. (Fuente: Solid Edge)

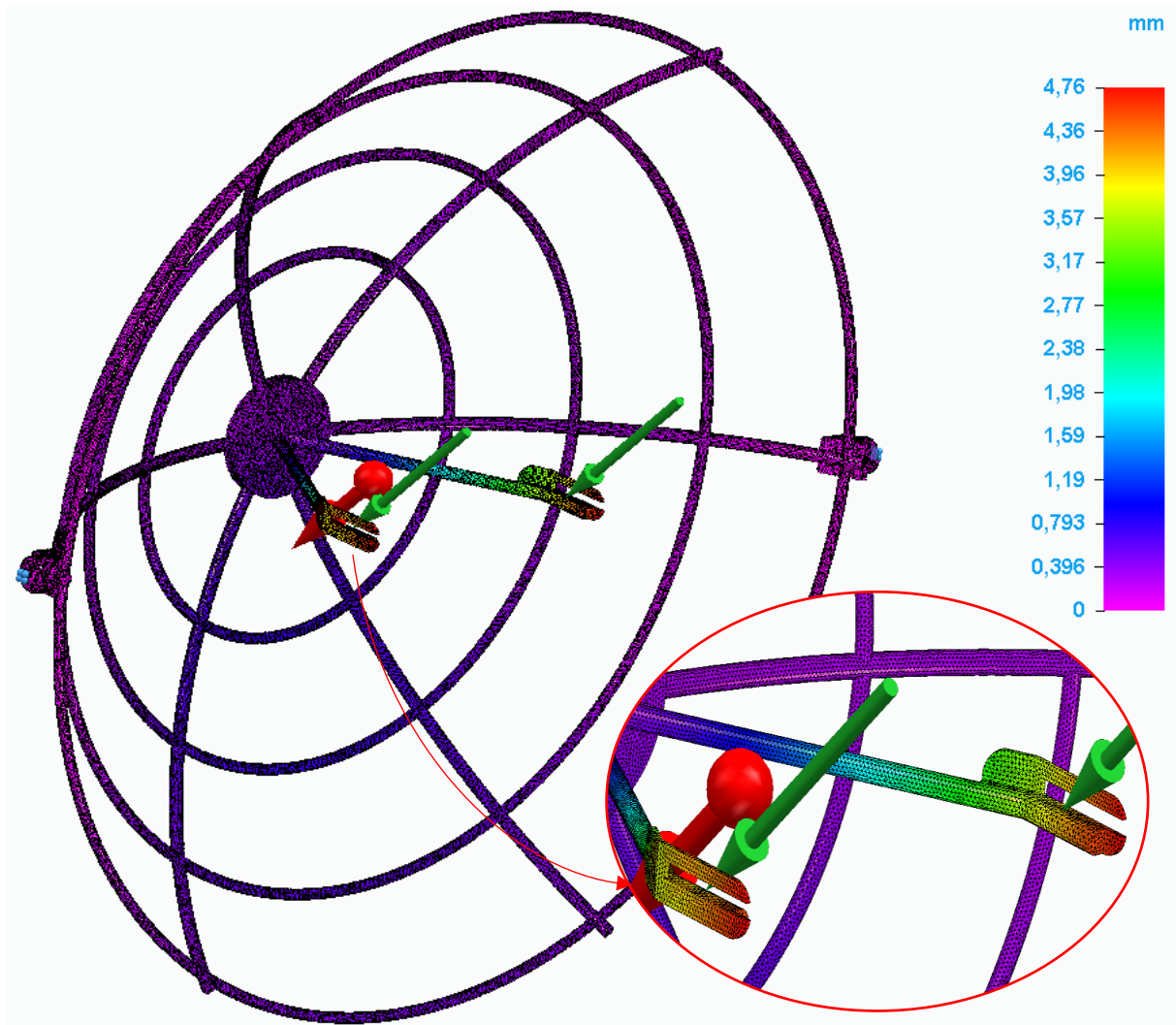


Figura 4-22. Resultados del desplazamiento de la estructura del soporte con las cargas en un ángulo de 45°. (Fuente: Solid Edge)

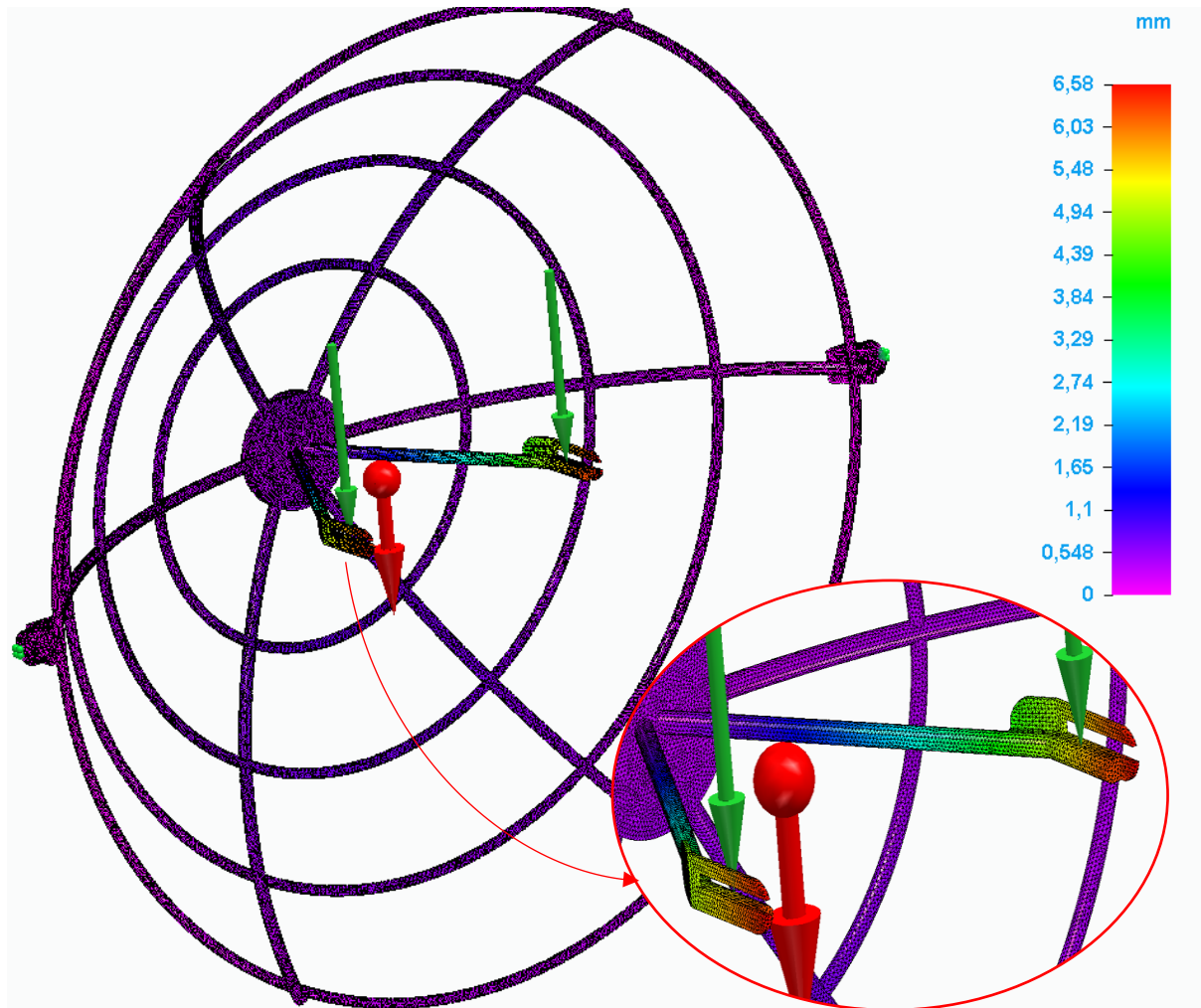


Figura 4-23. Resultados del desplazamiento de la estructura del soporte con las cargas en un ángulo de 4°. (Fuente: Solid Edge)

Como se puede apreciar en las tres figuras anteriores (4-21, 4-22 y 4-23), el máximo desplazamiento se produce en la misma zona para los tres casos y a medida que se aumenta el ángulo de las cargas el desplazamiento en la zona aumenta. Esto se debe a que debido a la acción de las cargas y al estar prácticamente empotradas la barras (brazos del soporte de la cazuela) en el extremo inferior, el momento flector que se crea será mayor a medida que se aumenta el ángulo, generando un mayor desplazamiento en el extremo libre.

También decir, que el desplazamiento no se produce en la misma dirección en los tres casos. Para los 90° la dirección del desplazamiento sería la de la gravedad, para los 45° seguiría dos direcciones, la de la gravedad y también hacia los laterales (de apertura) y para los 0° se desplazarían los brazos del apoyo hacia los laterales (se abrirían).

Estos valores de desplazamiento máximo son bastante pequeños, es decir, no repercutirían en el funcionamiento normal de la cocina.

El siguiente de los resultados obtenidos, fueron las tensiones de Von Mises. En la tabla 4-4 se muestran el valor de las mismas y sus componentes.

| | Extensión | Valor | X | Y | Z |
|------------|-----------|---------|-----------|------------|-----------|
| Ángulo 0° | Máxima | 145 MPa | -6,376 mm | 12,346 mm | 12,000 mm |
| Ángulo 45° | Máxima | 208 MPa | 1,696 mm | 9,062 mm | 12,000 mm |
| Ángulo 90° | Máxima | 229 MPa | -0,842 mm | -10,474 mm | 13,591 mm |

Tabla 4-4. Valores de las tensiones máximas de Von Mises

En las figuras 4-24, 4-25, 4-26, 4-27, 4-28 y 4-29 se pueden observar, a través de un gradiente de colores, las tensiones de Von Mises que se producen en el modelo.

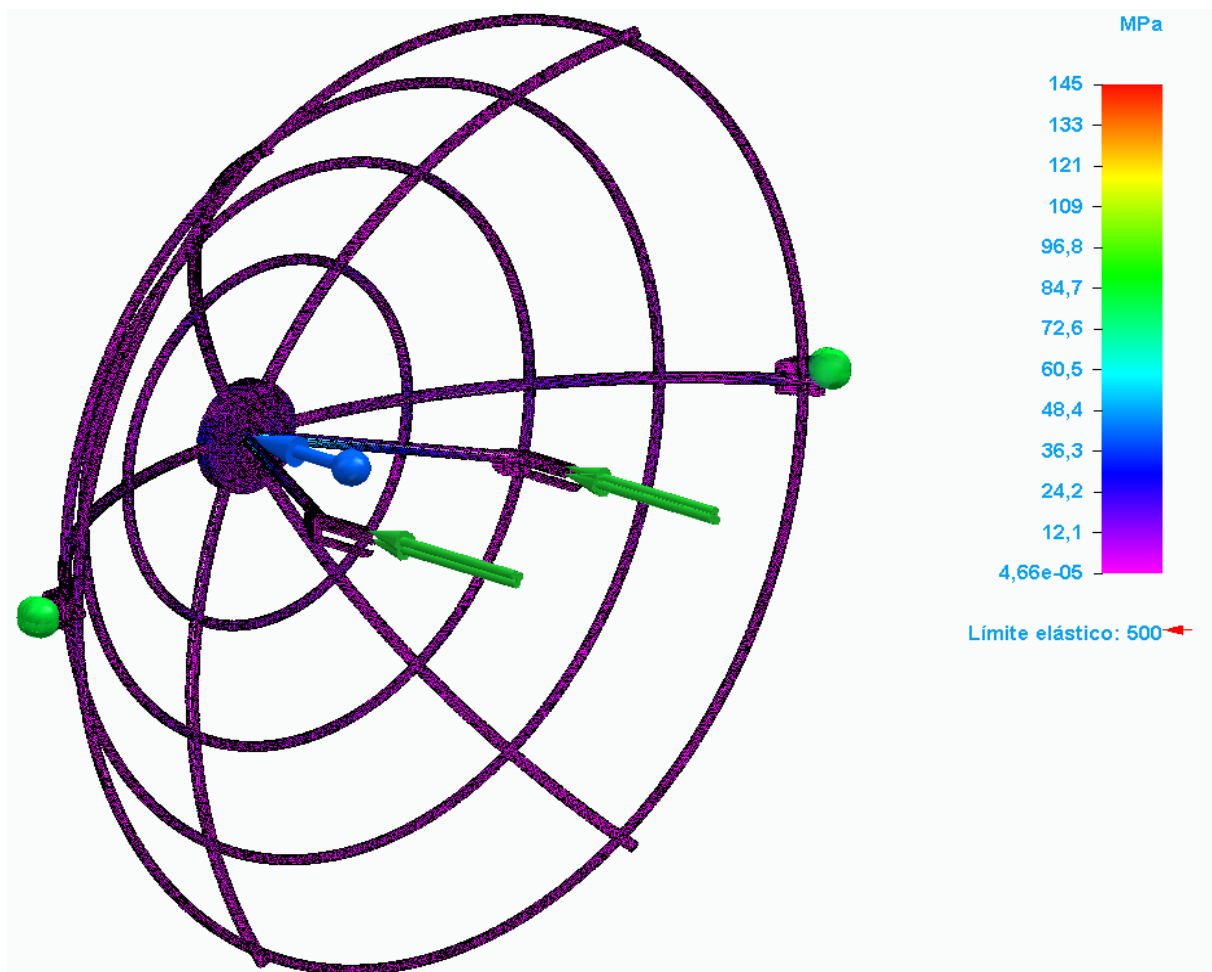


Figura 4-24. Resultados de las tensiones sobre la estructura del soporte con las cargas en un ángulo de 0°. (Fuente: Solid Edge)

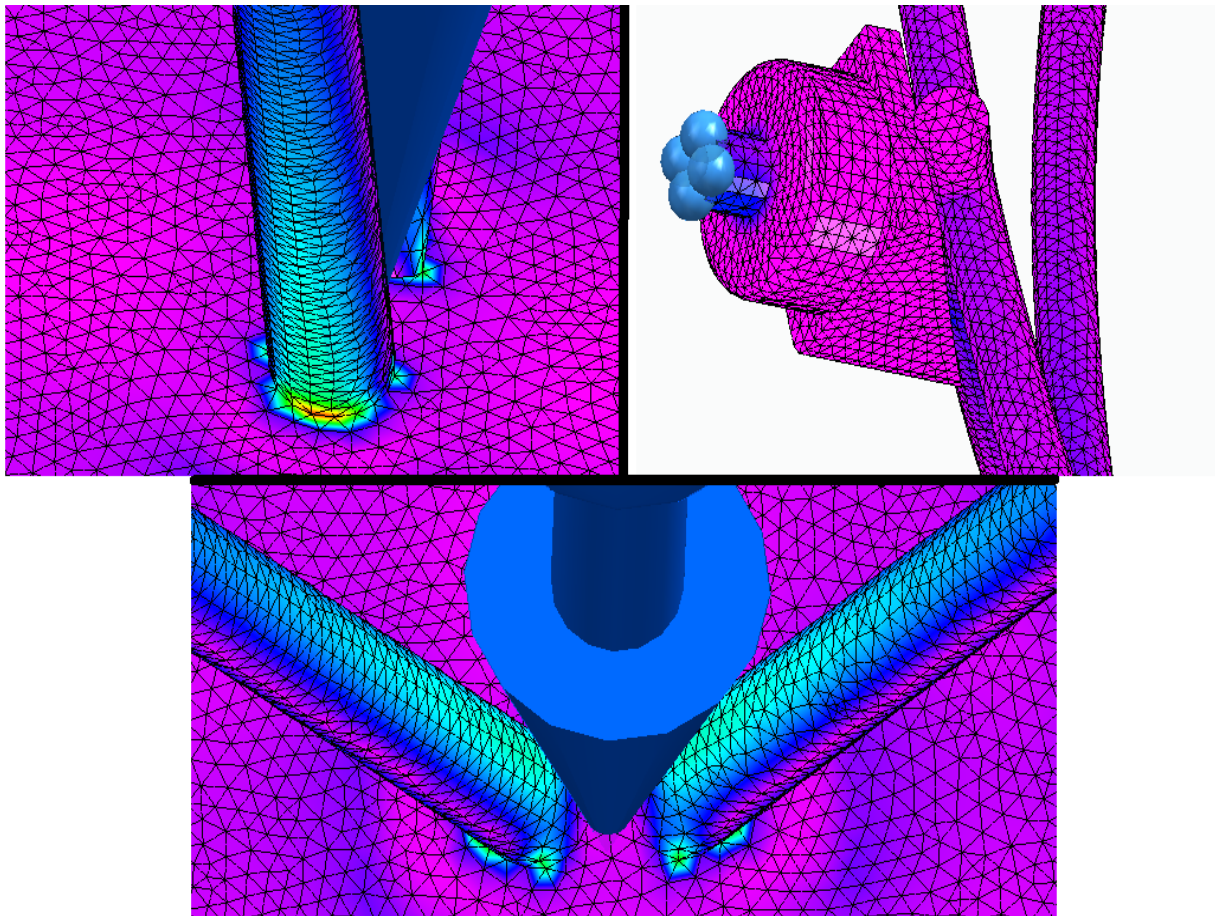


Figura 4-25. Zonas aumentadas de la figura 4-24. (Fuente: Solid Edge)

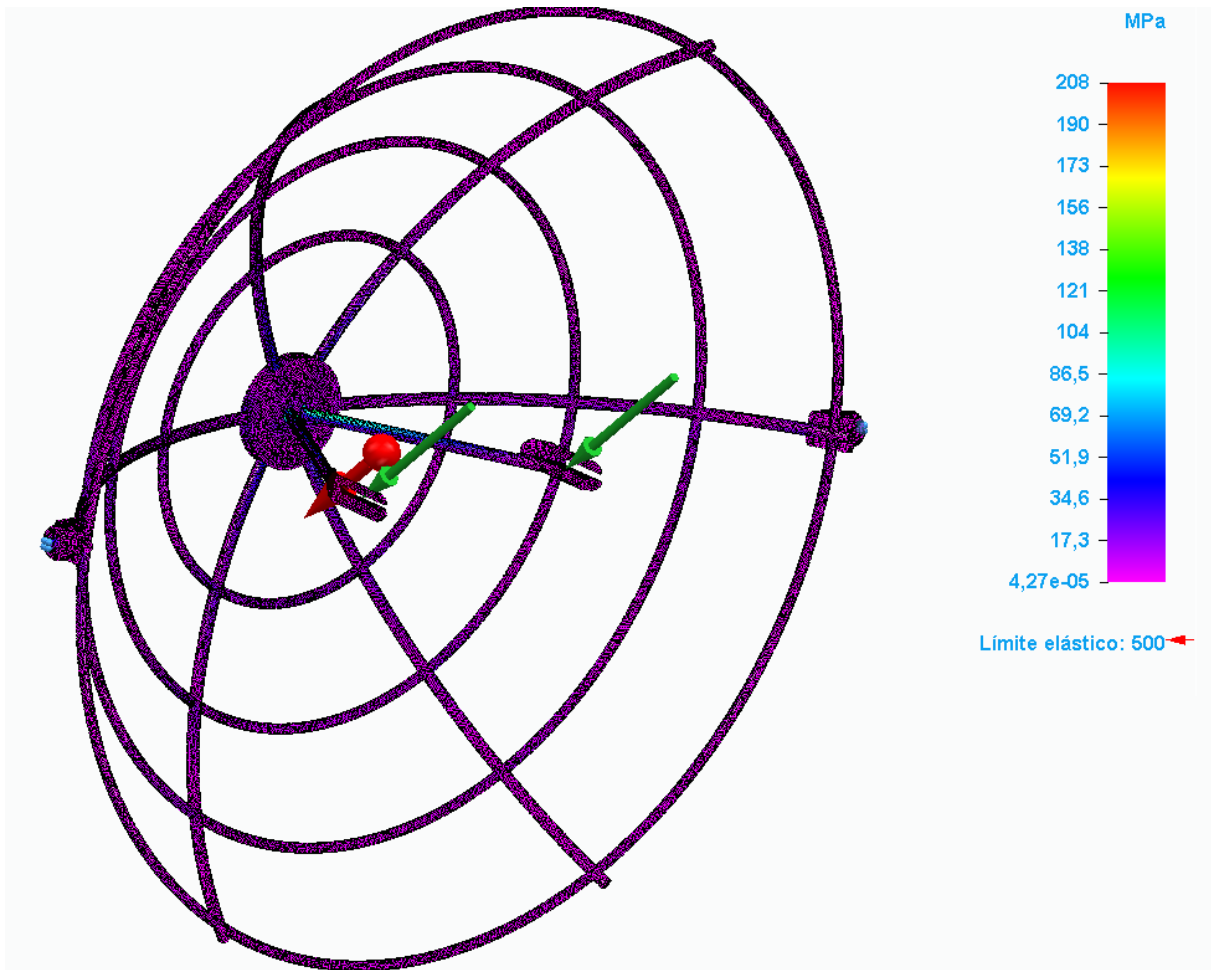


Figura 4-26. Resultados de las tensiones sobre la estructura del soporte con las cargas en un ángulo de 45°. (Fuente: Solid Edge)

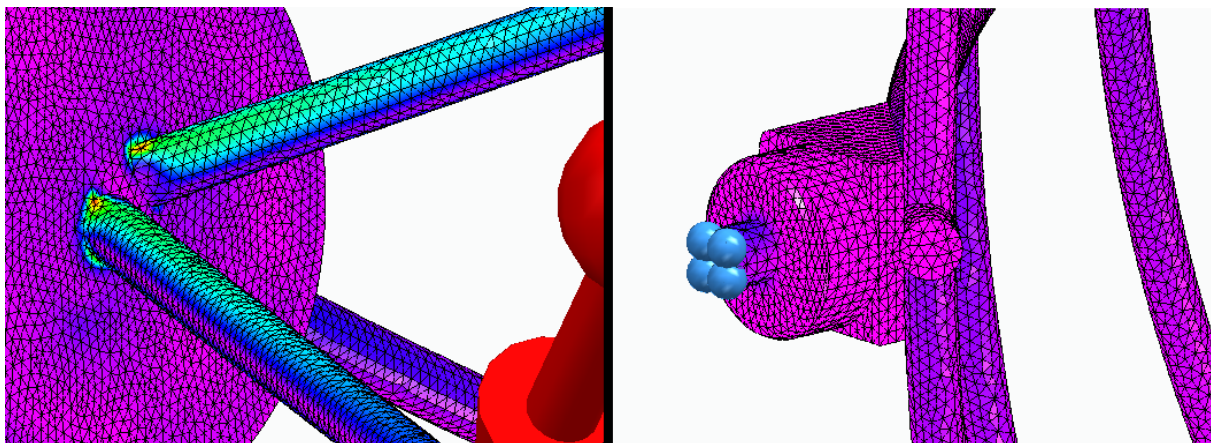


Figura 4-27. Zonas aumentadas de la figura 4-26. (Fuente: Solid Edge)

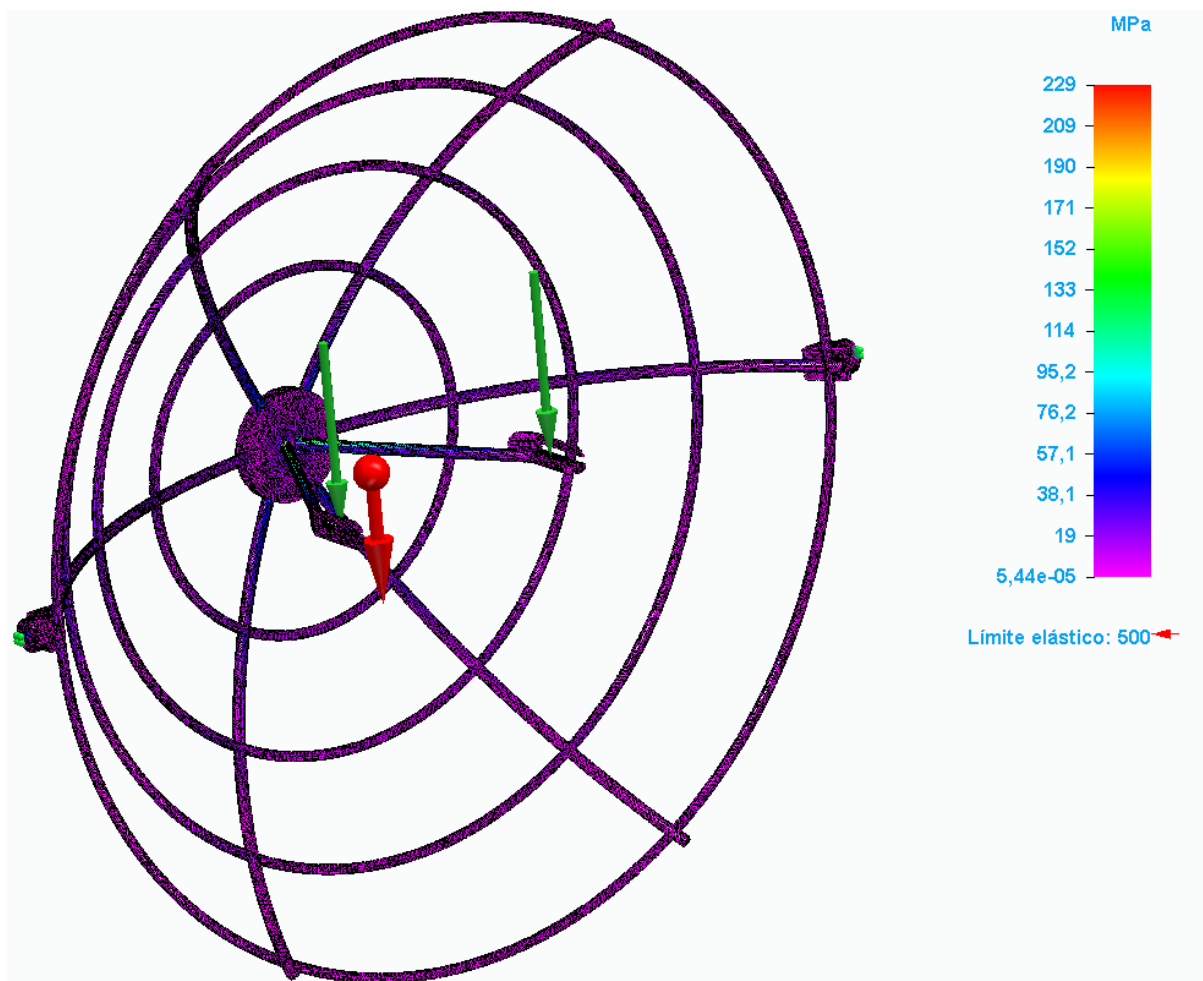


Figura 4-28. Resultados de las tensiones sobre la estructura del soporte con las cargas en un ángulo de 90°. (Fuente: Solid Edge)

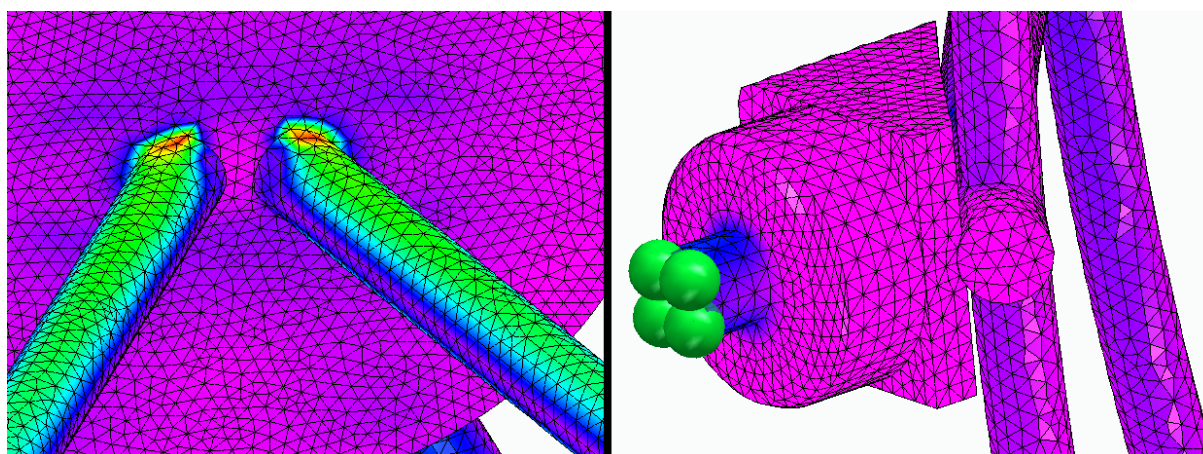


Figura 4-29. Zonas aumentadas de la figura 4-29. (Fuente: Solid Edge)

Donde las tensiones máximas se dan en la zona del empotramiento de las barras del soporte de la olla, puesto que es donde el momento flector es máximo y por ende también serán máximas en esa zona las tensiones a compresión (en la parte inferior para los ángulos 45° y 90° y en los laterales exteriores para 0°) y a tracción (en la parte superior

para los ángulos 45° y 90° y en los laterales interiores para 0°), como se ve claramente en las imágenes ampliadas de esas zonas.

Es con las cargas en un ángulo de 90°, en donde se dan las mayores tensiones (229 MPa la máxima), como era de esperar, pues como ya se comentó para los desplazamientos, es con este ángulo con el que el momento flector es el mayor, lo que produce mayores tensiones. A pesar de ello, también se puede ver que los valores de tensión máxima están muy alejados del límite elástico, con lo que se trabaja en zona segura (no se producen deformaciones permanentes (irreversibles) ni roturas con las cargas introducidas).

Para terminar con los resultados obtenidos de la simulación, se analizaron los correspondientes al factor de seguridad, cuyos datos se muestran en la tabla 4-5.

| | Extensión | Valor | X | Y | Z |
|-------------------|-----------|-------|-----------|------------|-----------|
| Ángulo 0° | Mínima | 3,44 | -6,376 mm | 12,346 mm | 12,000 mm |
| Ángulo 45° | Mínima | 2,41 | 1,696 mm | 9,062 mm | 12,000 mm |
| Ángulo 90° | Mínima | 2,19 | -0,842 mm | -10,474 mm | 13,591 mm |

Tabla 4-5. Valores de los coeficientes de seguridad mínimos

En las figuras 4-30, 4-31, 4-32, se pueden observar, a través de un gradiente de colores, el coeficiente de seguridad en cada zona del modelo.

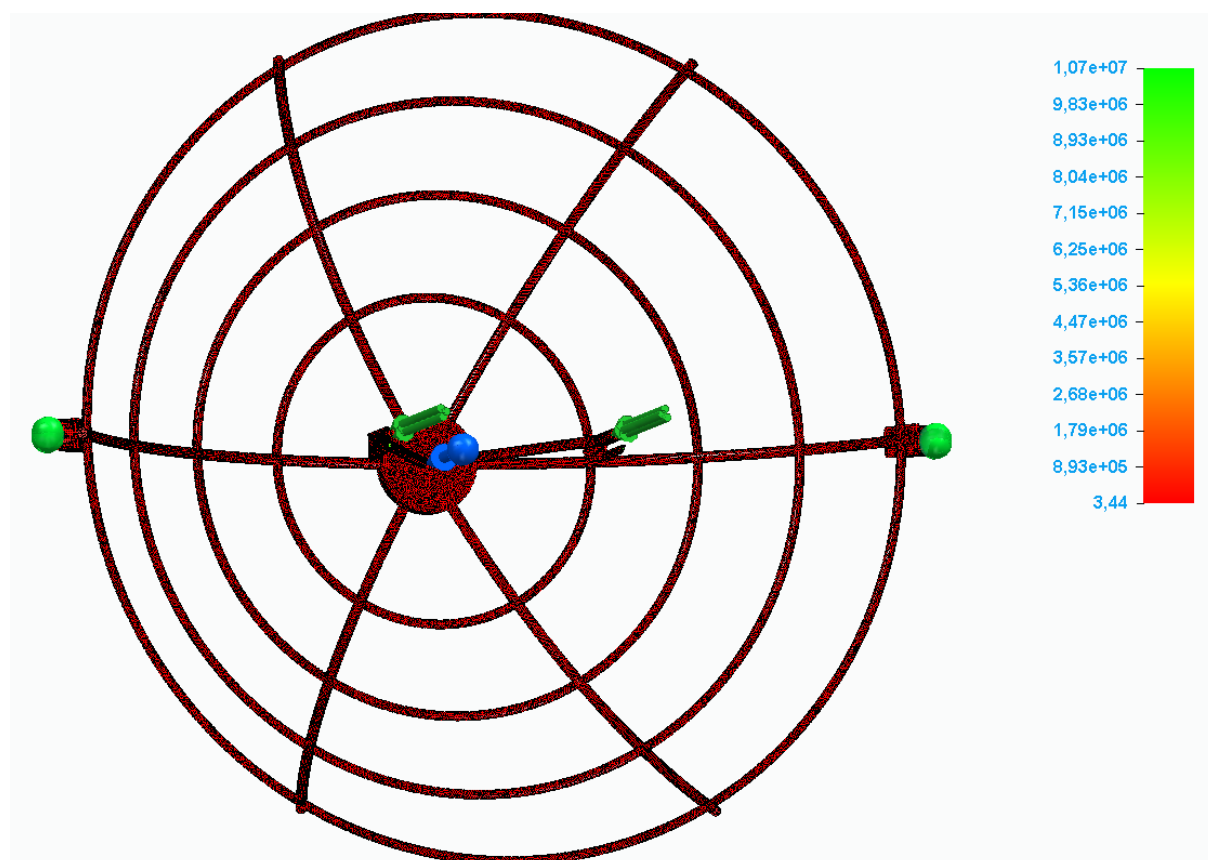


Figura 4-30. Resultados de los coeficientes de seguridad de la estructura del soporte con las cargas en un ángulo de 0°. (Fuente: Solid Edge)

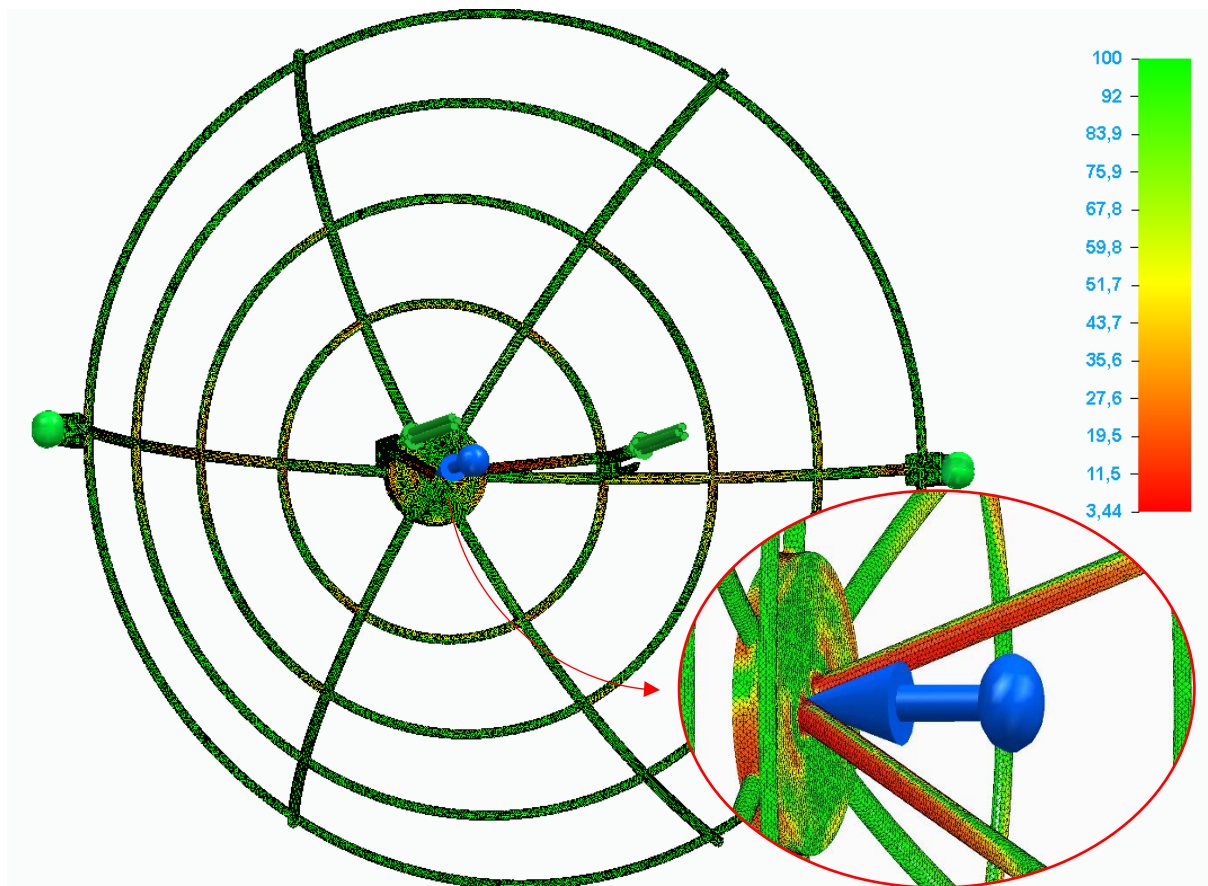


Figura 4-31. Resultados de los coeficientes de seguridad escalados de la estructura del soporte con las cargas en un ángulo de 0°. (Fuente: Solid Edge)

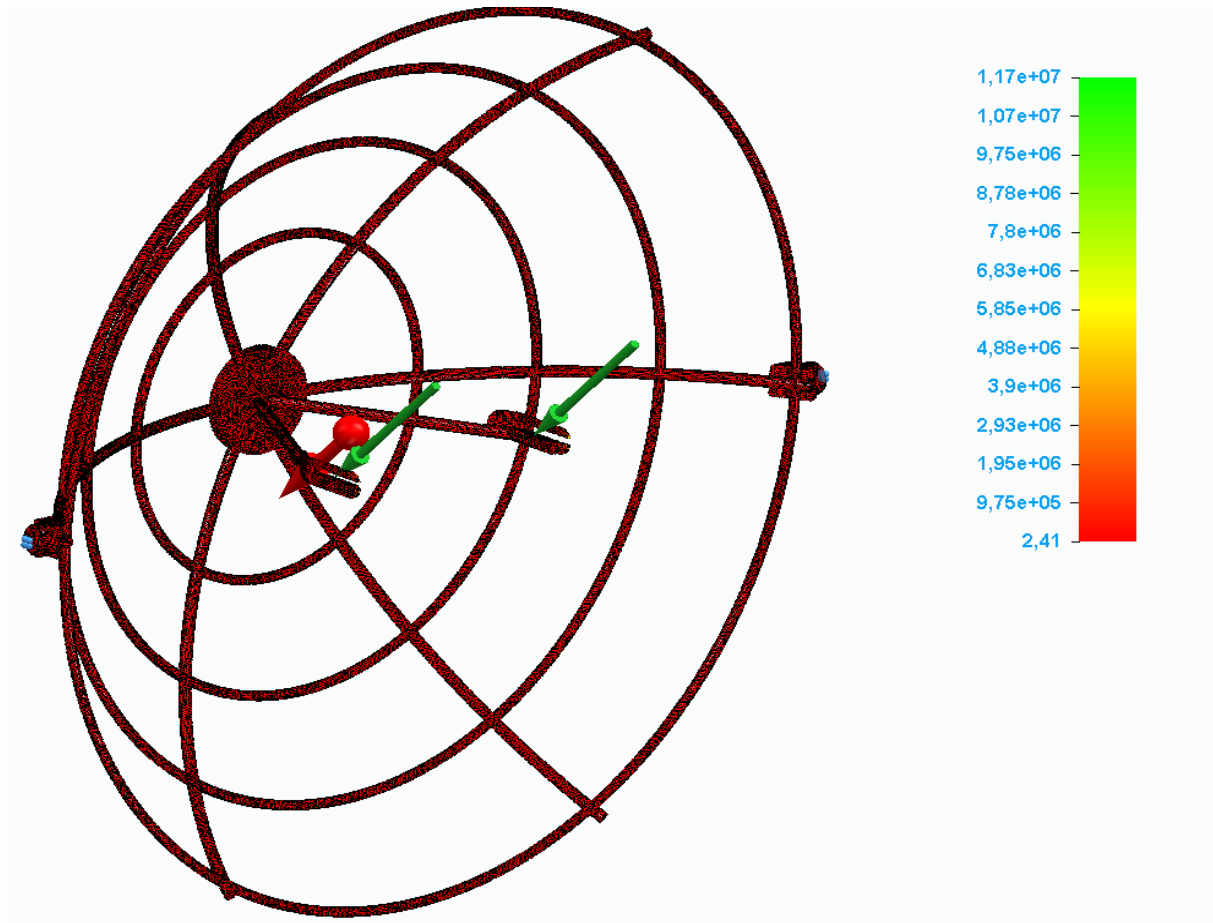


Figura 4-32. Resultados de los coeficientes de seguridad de la estructura del soporte con las cargas en un ángulo de 45°. (Fuente: Solid Edge)

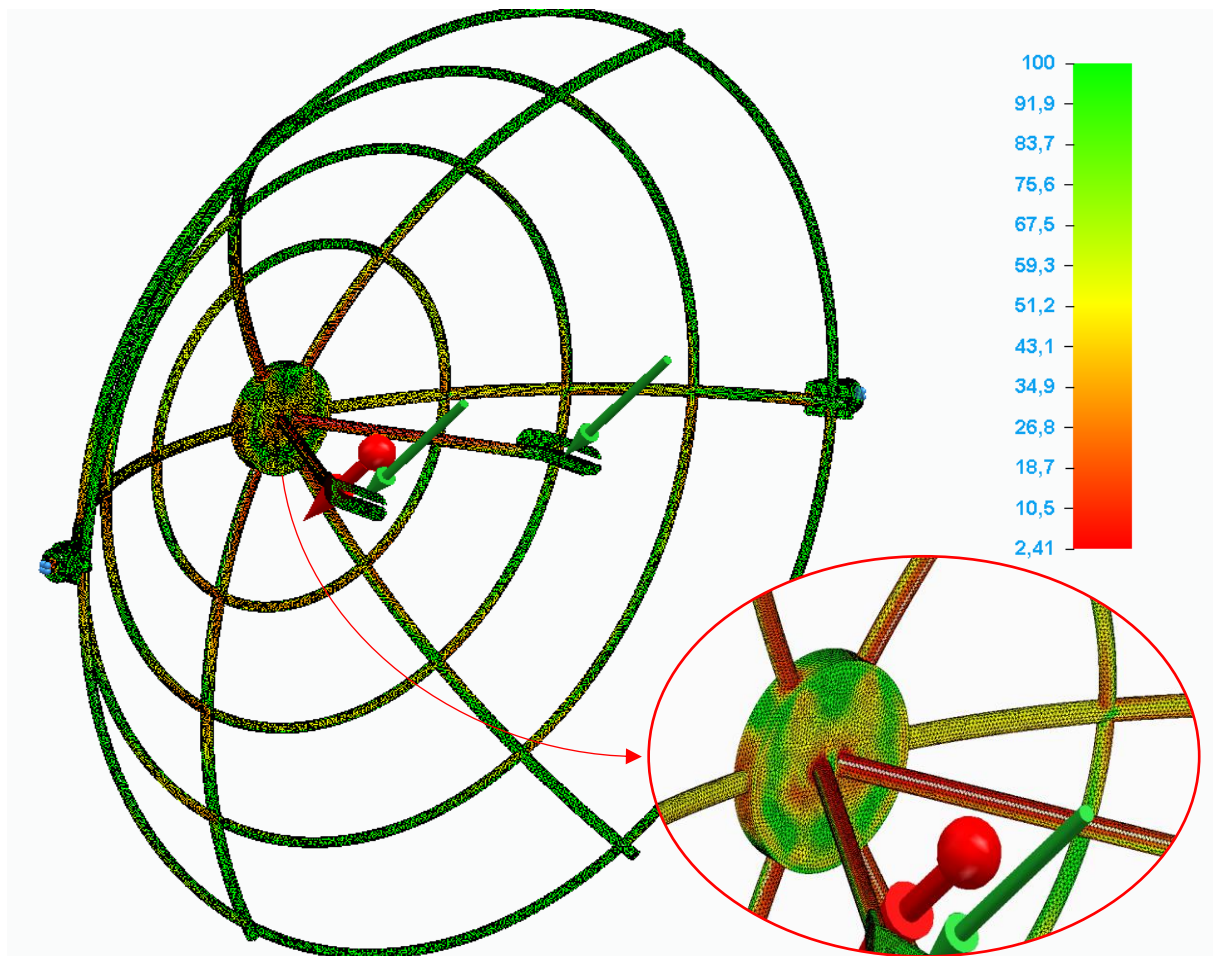


Figura 4-33. Resultados de los coeficientes de seguridad escalados de la estructura del soporte con las cargas en un ángulo de 45°. (Fuente: Solid Edge)

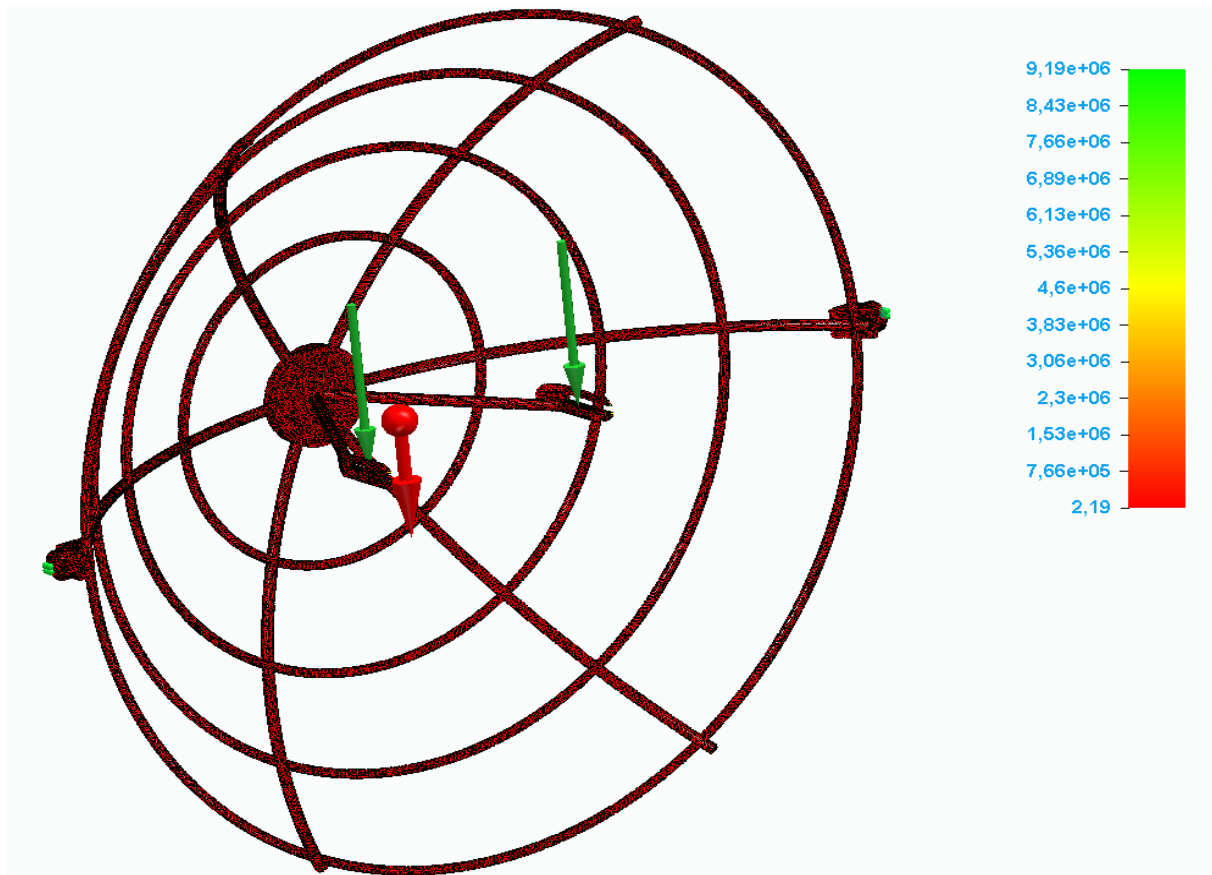


Figura 4-34. Resultados de los coeficientes de seguridad de la estructura del soporte con las cargas en un ángulo de 90°. (Fuente: Solid Edge)

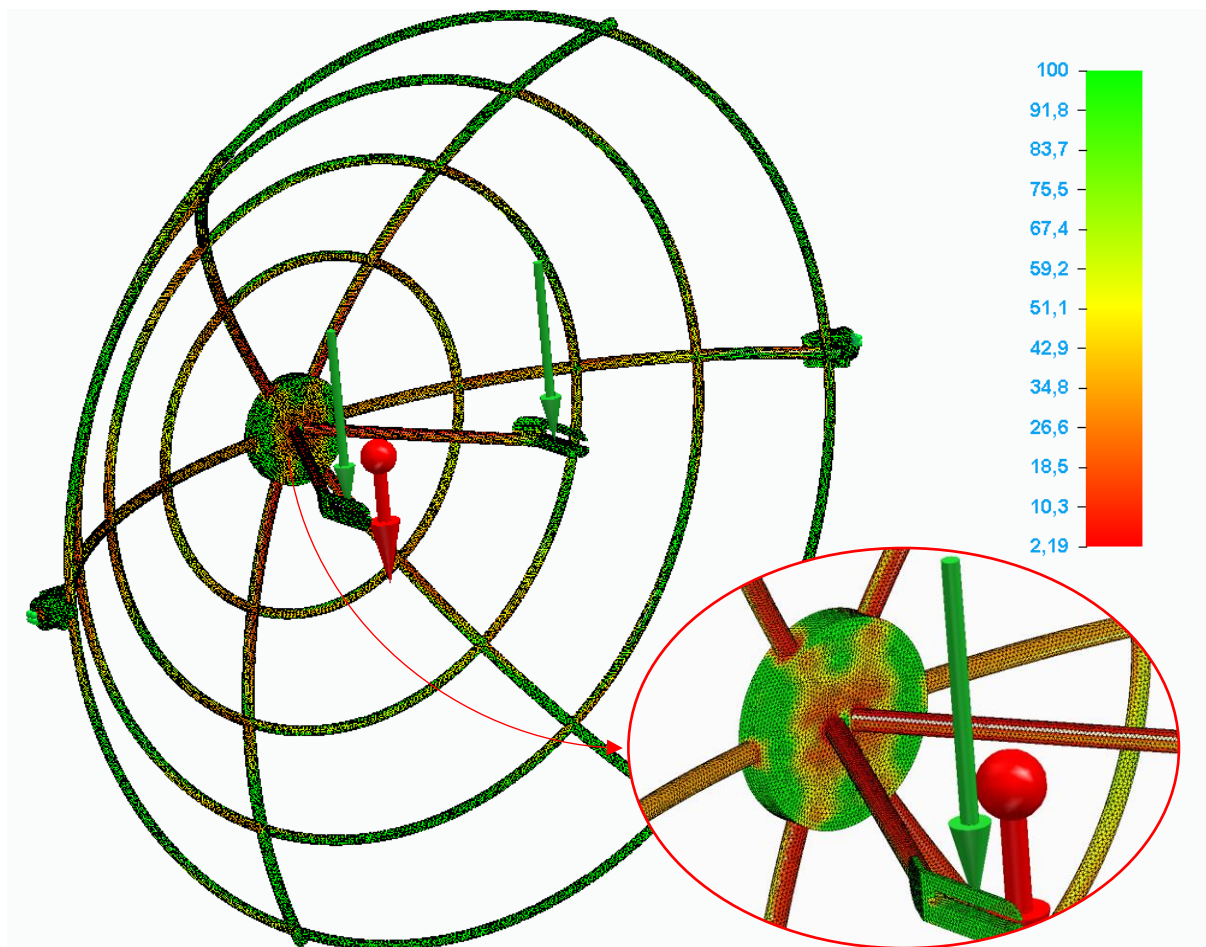


Figura 4-35. Resultados de los coeficientes de seguridad escalados de la estructura del soporte con las cargas en un ángulo de 90°. (Fuente: Solid Edge)

El factor o coeficiente de seguridad indica el número de veces que puede aguantar la pieza determinada carga antes de deformarse irreversiblemente o incluso romperse, es decir, si multiplicamos el factor de seguridad por la tensión máxima de Von Mises, obtenemos el límite elástico del material, como se puede comprobar despejando de la siguiente fórmula:

$$\text{Factor de seguridad} = \frac{\text{Límite elástico del material}}{\text{Tensión máxima de Von Mises}}$$

A esta pieza ya se le aplicó un factor de seguridad de 3 anteriormente, con lo cual el factor de seguridad mínimo obtenido de los resultados de la simulación en *Solid Edge*, es tres veces mayor. Como se aprecia en las figuras anteriores, el factor de seguridad mínimo (de 2,19) se da para un ángulo de 90°, que es precisamente donde se producían mayores tensiones y desplazamientos. Por lo tanto, siguiendo lo dicho anteriormente, este factor de seguridad mínimo es en realidad de 6,57 (3 veces su valor), por tanto, la carga máxima que soportaría el soporte de la cocina solar sería de:

$$\text{Carga máxima} = 6 \text{ kg} \cdot 6,57 = 39,42 \text{ kg}$$

Este es un valor de coeficiente de seguridad mucho mayor del supuesto en un primer momento, con lo cual, los cálculos, diseño y fabricación de la cocina están bien realizados en cuanto la resistencia de materiales se refiere.

4.4 ANÁLISIS TERMODINÁMICO

La cocina solar parabólica, es un dispositivo que aprovecha solamente la irradiancia solar directa (DNI). El concentrador parabólico refleja la DNI hacia el absorbedor (la cazuela) donde se concentra. De la radiación reflejada por el colector/concentrador, parte se pierde por imperfecciones.

La irradiación solar directa media mensual en la franja horaria del día en la que realiza la preparación de los alimentos (también la de mayor radiación) se muestra en la tabla 4-6.

| | 11-12h | 12-13h | 13-14h | 14-15h |
|-------------------|--------|--------|--------|--------|
| Enero | 346 | 354 | 335 | 309 |
| Febrero | 436 | 438 | 408 | 378 |
| Marzo | 444 | 463 | 433 | 418 |
| Abril | 457 | 458 | 444 | 436 |
| Mayo | 460 | 476 | 476 | 472 |
| Junio | 541 | 566 | 572 | 581 |
| Julio | 569 | 605 | 625 | 630 |
| Agosto | 577 | 604 | 613 | 604 |
| Septiembre | 528 | 536 | 532 | 514 |
| Octubre | 452 | 420 | 398 | 367 |
| Noviembre | 348 | 374 | 360 | 341 |
| Diciembre | 326 | 359 | 360 | 351 |

Tabla 4-6. DNI en la ubicación elegida en Wh/día

El área de apertura (A_a) del paraboloide (área de captación) es de forma circular y se halla a partir de la siguiente ecuación:

$$A_a = \pi \cdot R^2 = \pi \cdot 0,5^2 = 0,785 \text{ m}^2$$

Donde R es el radio del captador de la cocina solar.

El área del receptor (A_r) también es circular, y para el caso se escogió una olla con un diámetro de 0,25 m. Por lo tanto, el área del receptor (fondo de la olla) se calcula de la siguiente manera:

$$A_r = \pi \cdot r^2 = \pi \cdot 0,125^2 = 0,049 \text{ m}^2$$

Donde r es el radio del receptor de la cocina solar.

Un factor importante en los colectores solares, el cual relaciona el área de apertura con el área del receptor (foco), es el llamado factor de concentración (C) y está dado por:

$$C = \frac{A_a}{A_r} = \frac{0,785}{0,049} = 16$$

También se deben tener en cuenta las propiedades ópticas tanto del captador parabólico como del receptor, ya en ello se producen gran parte de las pérdidas. Para este caso se decidió pintar la olla con pintura negra especial para este tipo de aplicaciones consiguiendo una absorptividad del receptor (α_r) de 0,97, el mismo valor que el de su emisividad (ε_r). En cuanto al captador, el factor importante es la reflectividad (ρ_c), que con las chapas de acero inoxidable especulares está en un valor de 0,63.

Por lo tanto, el rendimiento óptico (η_{opt}) queda de la siguiente forma:

$$\eta_{opt} = \rho_c \cdot \alpha_r = 0,63 \cdot 0,97 = 0,611$$

De toda la energía solar que se recoge a través del área de apertura, casi un 40% se pierde debido a la óptica del captador y del receptor. En definitiva, el flujo de energía disponible en el receptor (\dot{Q}_{abs}) se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$\dot{Q}_{abs} = A_a \cdot \eta_{opt} \cdot I$$

Donde I es la irradiancia solar directa.

Las pérdidas en este sistema no solo se dan debido a la óptica del mismo, sino que también se presentan pérdidas en el punto de concentración, el receptor, ya que es el sitio donde la temperatura se incrementa y el calor se genera por el aprovechamiento de la energía solar; estas pérdidas suceden debido al intercambio de calor que se presenta en el receptor hacia el ambiente, y se dan por convección y por radiación.

Las pérdidas por convección (\dot{Q}_{conv}) es uno de los factores que más influyen en el funcionamiento del sistema, debido a que esta funciona, fundamentalmente con radiación solar directa, la cual está en función de h_{aire} , el cual es el coeficiente de transferencia de calor por convección del aire al material que se expone al ambiente, T_{olla} y T_{∞} la temperatura de la olla y el ambiente, y A_r área del receptor, como se evidencia en la siguiente relación:

$$\dot{Q}_{conv} = A_r \cdot h_{aire} \cdot (T_{olla} - T_{\infty})$$

El coeficiente de transferencia de calor por convección se calcula de la siguiente forma:

$$h_{olla} = 0,1967 \cdot v^{1,849} = 0,1967 \cdot 1,5^{1,849} = 0,416 \text{ W/(K} \cdot \text{m}^2)$$

Donde v es la velocidad del viento (m/s), hallada según el criterio visto anteriormente (Propuesta de minieólica, 3.1.1), aunque es una velocidad de viento que se da en zonas descampadas, y en el lugar en donde se ubicará la misma está bastante protegido del viento, por lo que es un valor conservador.

Esta fórmula [50] para hallar el coeficiente de convección es tan solo una aproximación, ya que el mismo depende de muchos factores externos y de la propia cocina, por lo que es muy difícil saber el valor exacto del mismo.

El cálculo de las pérdidas por radiación (\dot{Q}_{rad}) del sistema se puede determinar a partir de la ecuación de *Stefan Boltzmann*, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\dot{Q}_{rad} = A_r \cdot \varepsilon_r \cdot \sigma \cdot (T_{olla}^4 - T_{\infty}^4)$$

Donde σ es la constante de Boltzman ($5,67 \cdot 10^{-8} \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}^4}$).

Teniendo en cuenta las pérdidas mencionadas, la potencia o el flujo de energía útil (\dot{Q}_u) que será transferido al interior de la olla (al agua) se calcula de la siguiente manera:

$$\dot{Q}_u = \dot{Q}_{in} - \dot{Q}_{conv} - \dot{Q}_{rad}$$

La potencia de cocción variará según el volumen y el tipo de fluido utilizado para la cocción. Los normalmente utilizados son el agua para cocer y el aceite para freír los alimentos, con

lo que, fueron los utilizados para el análisis en las cantidades de 4 l de agua y 100 ml de aceite de oliva. Esta potencia de cocción será igual al flujo de energía útil (\dot{Q}_u)

La potencia de cocción (\dot{Q}_u) se calcularía para cada uno de los casos de la siguiente forma:

$$\dot{Q}_u = (m_{olla} \cdot C_{p,olla} + m_{liq} \cdot C_{p,liq}) \cdot \frac{(T_{olla} - T_{liq})}{\Delta t}$$

Donde,

- m_{olla} : es la masa de la parte de receptora de radiación solar de la olla [kg].
- $C_{p,olla}$: calor específico del material de la olla (acero inox.) [kJ/kg·K].
- m_{liq} : masa del líquido a calentar (agua o aceite) [kg].
- $C_{p,liq}$: calor específico del líquido a calentar (agua o aceite) [kJ/kg·K].
- T_{liq} : temperatura del líquido a calentar (agua o aceite) [K].
- Δt : intervalo de tiempo en el que se da el proceso [s].

Con las todas las fórmulas mostradas anteriormente (para el análisis térmico) se realizó un análisis termodinámico del sistema con el programa *EES*, en el cual se tuvo en cuenta que la temperatura ideal para cocinar es de 100 °C para el caso del agua (cocer) y 180 °C para el caso del aceite (freír) y también los tiempos de lo típicos platos que se suelen cocinar en la vivienda en la que la será usada la cocina, como se puede ver en la tabla 4-7.

| Platos | Líquido | Cantidad | Temperatura | Tiempo |
|-------------------|-------------------|----------|-------------|-----------------|
| Garbanzos | Agua | 3,0 l | 100 °C | 70 min |
| Lentejas o guisos | Agua | 3,0 l | 100 °C | 45 min |
| Patatas fritas | Aceite de girasol | 0,1 l | 180 °C | 24 min (3x8min) |
| Berenjenas fritas | Aceite de girasol | 0,1 l | 180 °C | 24 min (6x4min) |

Tabla 4-7. Platos y especificación para su preparación

Las cantidades mostradas anteriormente son para 4 comensales, e indicar que en cuanto a las frituras, se tienen que realizar en varias para poder cubrir la cantidad requerida, de ahí que entre paréntesis se muestre el número de frituras por el tiempo de preparación de cada una de ellas.

También, en la tabla 4-8, se muestran las propiedades térmicas de los líquidos y materiales usados.

| Material | Calor específico J/kg·K |
|-------------------|-------------------------|
| Agua | 4.186 |
| Aceite de girasol | 2.000 |
| Acero | 510 |

Tabla 4-8. Calores específicos de los materiales usados

Pero antes de comenzar con el análisis se debe saber la masa del receptor, es decir, el fondo de la olla o sartén (parte que recibe la radiación), la cual teniendo en cuenta la densidad del acero de 8 g/cm³ y un espesor del fondo de 8 mm, se calcula así:

$$m_{olla} = \rho_{acero} \cdot V_{olla} = 8 \cdot (\pi \cdot 12,5^2 \cdot 0,8) = 3,142 \text{ kg}$$

Ya con todos los datos se dio paso al análisis paramétrico en *EES*, del cual se obtuvieron los datos mostrados en las tablas 4-9 y 4-10.

| | DNI_{media} | T_{aire} [°C] | T_{agua} [°C] | t_{prep, agua} | t_{prep, aceite} |
|-------------------|----------------------------|------------------------------|------------------------------|-------------------------------|---------------------------------|
| Enero | 345 | 15 | 10 | 2h 43min 12s | 1h 14min 42s |
| Febrero | 427,33 | 15,8 | 11 | 2h 03min 36s | 0h 46min 42s |
| Marzo | 446,67 | 17 | 11 | 1h 57min 00s | 0h 42min 32s |
| Abril | 453 | 18,7 | 13 | 1h 52min 12s | 0h 40min 51s |
| Mayo | 473 | 20,5 | 14 | 1h 45min 04s | 0h 37min 15s |
| Junio | 573 | 23,9 | 16 | 1h 21min 51s | 0h 26min 29s |
| Julio | 620 | 27,5 | 17 | 1h 13min 41s | 0h 22min 51s |
| Agosto | 607 | 27,3 | 17 | 1h 15min 29s | 0h 23min 37s |
| Septiembre | 532 | 24,2 | 16 | 1h 29min 02s | 0h 29min 41s |
| Octubre | 423,33 | 21,2 | 14 | 1h 59min 42s | 0h 45min 19s |
| Noviembre | 360 | 17,7 | 12 | 2h 30min 22s | 1h 05min 42s |
| Diciembre | 356,67 | 15,4 | 10 | 2h 36min 18s | 1h 08min 42s |

Tabla 4-9. Resultados del análisis en EES para la cocina solar diseñada

| | t_{prep, agua} | t_{prep, aceite} |
|-------------------|-------------------------------|---------------------------------|
| Enero | 1h 39min 43s | 33min 27s |
| Febrero | 1h 17min 06s | 23min 50s |
| Marzo | 1h 13min 16s | 22min 09s |
| Abril | 1h 10min 23s | 21min 26s |
| Mayo | 1h 06min 11s | 19min 53s |
| Junio | 0h 52min 13s | 14min 60s |
| Julio | 0h 47min 15s | 13min 11s |
| Agosto | 0h 48min 21s | 13min 34s |
| Septiembre | 0h 56min 36s | 16min 29s |
| Octubre | 1h 14min 53s | 23min 11s |
| Noviembre | 1h 32min 31s | 30min 33s |
| Diciembre | 1h 35min 53s | 20min 35s |

Tabla 4-10. Resultados del análisis en EES después de aumentar el coeficiente de reflectividad del captador

En la tabla 4-9, se muestra en la primera columna la radiación media (Wh/m^2) de las 3 horas de máxima radiación de cada mes, en la segunda columna la temperatura ambiente máxima media mensual, es decir, la que se da en las horas de funcionamiento, y en la columna 3 y 4 se muestran los tiempos de preparación del agua y del aceite respectivamente, es decir, el tiempo que tarda el agua en alcanzar $100\text{ }^\circ\text{C}$ y el aceite en alcanzar $180\text{ }^\circ\text{C}$.

En la tabla 4-10 se muestran los resultados de las temperaturas de preparación que se darían si se aumentase la reflectividad del captador de 0,63 a 0,945 colocando una lámina polimérica reflectiva de la marca *RefleTech* (Figura 4-36).



Figura 4-36. Lámina polimérica reflectiva de la marca RefleTech

Ya con todos los resultados, se puede ver en la tabla 4-9 como para el caso de tener que calentar agua el tiempo de preparación de la misma es bastante grande entre los meses de octubre y mayo, pudiendo llegar a ser desesperante para el cocinero, ya que se debe como mínimo cada 15 minutos orientar la cocina solar, debido al movimiento solar. Otro problema es que en los meses de enero los tiempos de preparación del agua superan las dos horas, lo que podría impedir cocinar platos de larga duración como el caso de los garbanzos (70min), puesto una vez aprovechadas las 2 horas de máxima radiación para calentar el agua la radiación solar irá disminuyendo, como se puede ver en la tabla 4-6, disminuyendo también la potencia y aumentando el tiempo de cocción. Además, los análisis hechos son para llevar el agua a ebullición, sin tener en cuenta los alimentos a cocer. En cuanto a las frituras, se puede ver que los tiempos de preparación del aceite no son excesivamente grandes, con lo que se podrían freír alimentos en cualquier época del año.

En conclusión, la cocina solar con el captador con una reflectancia de 0,63, cumple su función para realizar frituras a lo largo de todo el año, pero se recomienda su uso solamente en los meses de verano para la cocción de alimentos de larga duración.

También en las figuras 4-37, 4-38, 4-39 y 4-40 pueden verse los resultados del análisis de los flujos de energía, pérdidas y rendimientos que se dan en el sistema termodinámico para calentar el agua y el aceite. Los parámetros que en ellas se muestran son los siguientes:

- Q_{cap} : irradiancia que se capta debido al área de apertura del captador.
- Q_{abs} : flujo de energía disponible en el receptor (\dot{Q}_{abs})
- Q_u : flujo de energía útil (\dot{Q}_u) o potencia de cocción
- Rend.: rendimiento total del sistema termodinámico
- $Q_{per,tot}$: pérdidas totales del sistema termodinámico
- $Q_{conv\&rad}$: pérdidas por convección y radiación
- Q_{opt} : pérdidas ópticas o debido a la óptica del sistema
- 1 y 2: estos números indican el tipo de material usado para el captador, es decir, la reflectividad del captador, donde 1 es para una reflectividad de 0,63 y 2 para una de 0,945.

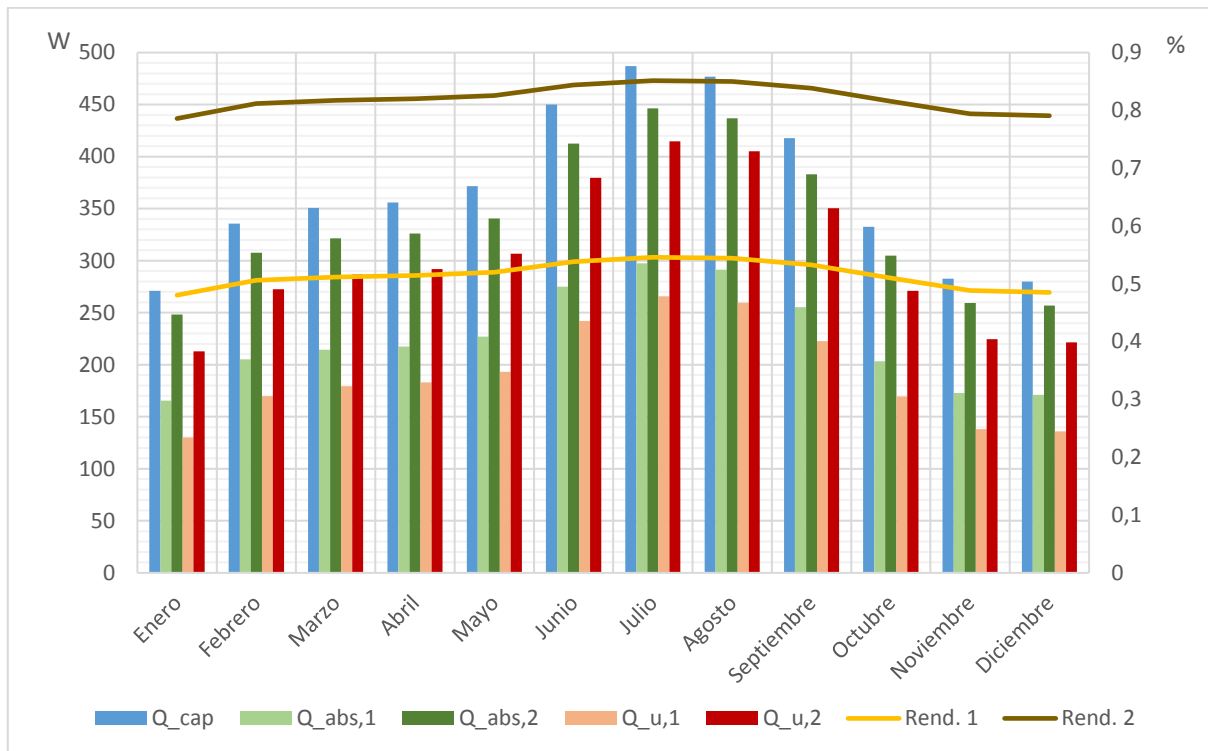


Figura 4-37. Flujos de energía y rendimientos que se dan en el proceso termodinámico del sistema utilizado para calentar agua

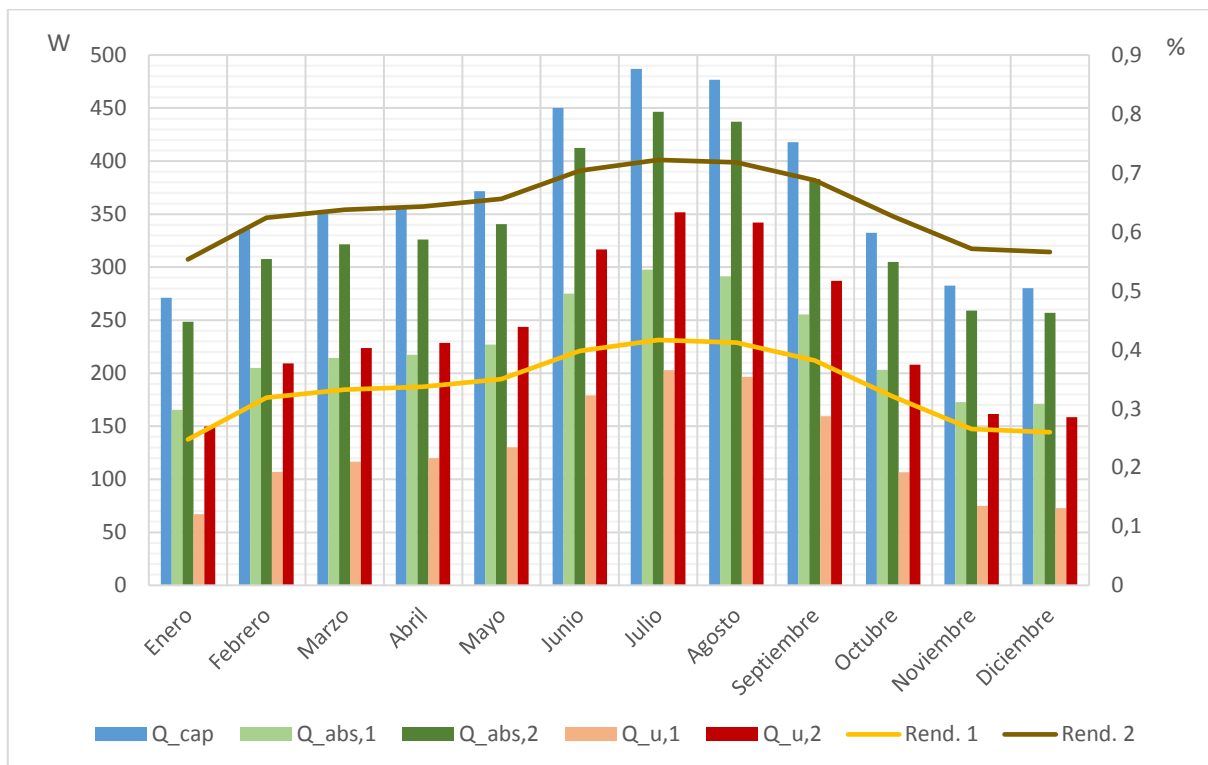


Figura 4-38. Flujos de energía y rendimientos que se dan en el proceso termodinámico del sistema utilizado para calentar aceite

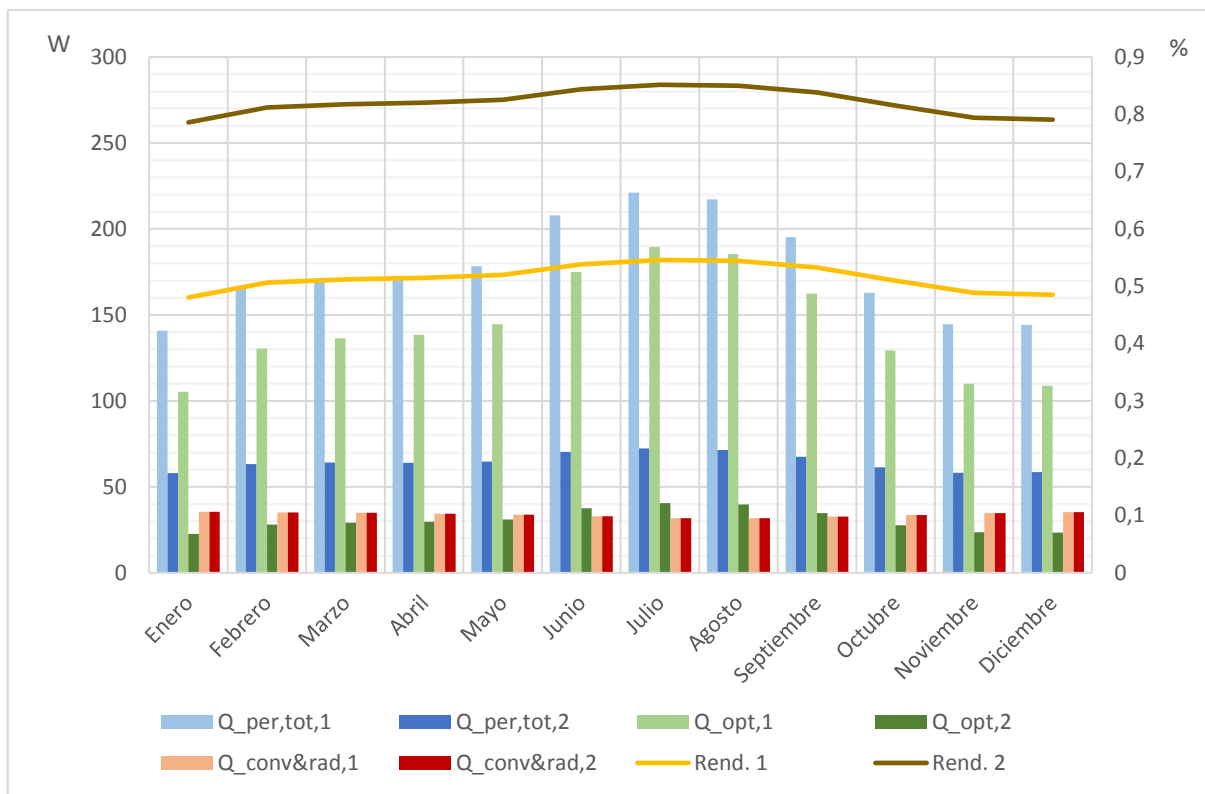


Figura 4-39. Pérdidas y rendimientos que se dan en el proceso termodinámico del sistema utilizado para calentar agua

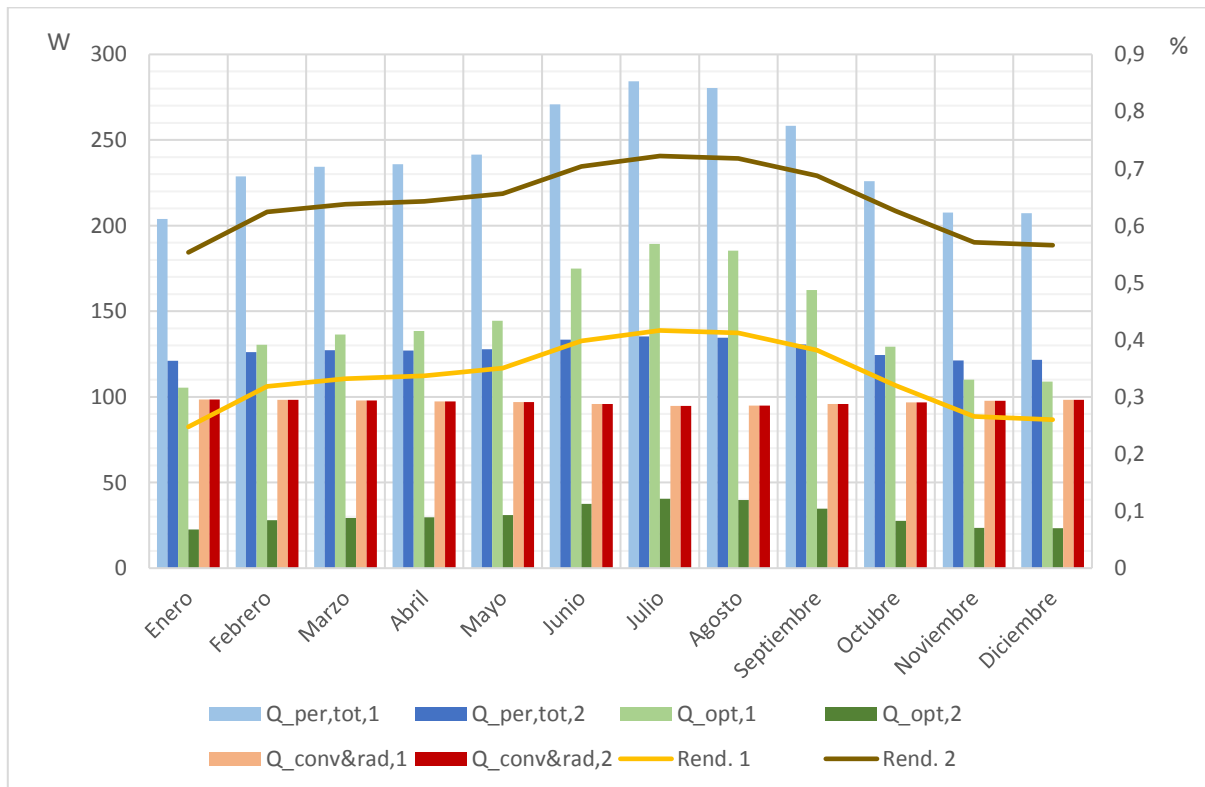


Figura 4-40. Pérdidas y rendimientos que se dan en el proceso termodinámico del sistema utilizado para calentar aceite

Cubriendo el captador con la lámina polimérica reflectiva (se llamará sistema 2 a partir de ahora) con una reflectancia de 0,945, se puede ver en la tabla 4-10 que los tiempos de preparación tanto para el agua como para el aceite mejoran notablemente, donde el tiempo máximo de preparación que se da es de 1 hora y 39 minutos para el agua en el mes de enero. Con estos valores tanto para la preparación del aceite, como para la preparación del agua, se podría cocinar perfectamente cualquier plato, ya sea frito o cocido, en cualquier estación del año. Decir también, que el precio de la lámina polimérica reflectiva es de tan solo 4,30 € para cubrir la superficie del captador, por lo que se decidió comprar la misma para mejorar el rendimiento termodinámico del sistema.

En las figuras 4-37, 4-38, 4-39 y 4-40, se corrobora lo visto en las tablas 4-9 y 4-10. Se observa como en los meses de verano, la energía útil o potencia de cocción es mayor al igual que el rendimiento del sistema termodinámico, este último se debe principalmente a que la temperatura del aire y del agua de red utilizada para llenar la olla son más altas, lo que reduce las pérdidas por radiación y convección, aunque las pérdidas globales sean más altas (debido a la óptica del sistema). Se puede ver también la diferencia entre los dos sistemas en cuanto a rendimientos, con unos rendimientos medios del 0,52 y 0,34 con agua y aceite respectivamente para el sistema 1, y con unos rendimientos del 0,82 y 0,64 con agua y aceite respectivamente para el sistema 2, confirmando viabilidad tecnológica del sistema 2 frente al 1.

Por último, de forma estimada se calculó el número de días que se podría utilizar la cocina y la energía que se ahorraría debido a ello.

El cálculo del número de días de uso de la cocina al año (t_{uso}), se estimó teniendo en cuenta las horas de sol al año (h_{sol} [días]), es decir, las horas con radiación solar directa, las cuales se pueden ver en la figura 4-41, y las horas medias de luz por día ($h_{día}$ [h/día]) de la siguiente forma:

$$t_{uso} = \frac{h_{sol}}{h_{día}} = \frac{2500}{12} \approx 208 \text{ días/año}$$

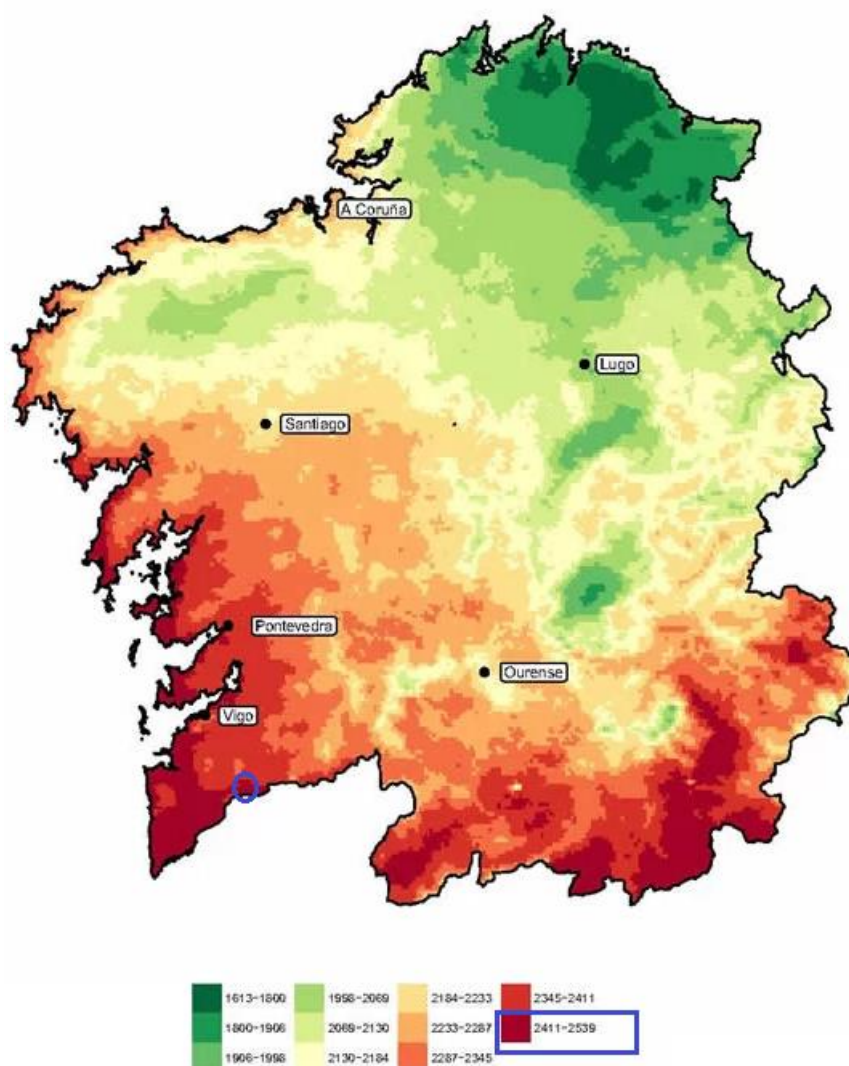


Figura 4-41. Horas de sol anuales en Galicia. (Fuente: Dominic Róye [52])

Para el cálculo del ahorro energético (en electricidad) que se genera con este sistema, se tomaron los datos de consumo de la cocina vitrocerámica de la vivienda para cocinar los alimentos que se muestran en la tabla 4-7. Dado que lo que más se cocina en la vivienda son alimentos cocidos, se tomó como tiempo medio de uso de la cocina de 45 minutos (0,75 horas). A continuación, se muestra el cálculo de la energía eléctrica ahorrada:

$$E_{ahorrada} = P_{vitro} \cdot t_{vitro} \cdot t_{uso} = 800 \cdot 0,75 \cdot 208 = 124,8 \text{ kWh/año}$$

Donde,

- $E_{ahorrada}$: energía ahorrada a lo largo del año [kWh/año]
- P_{vitro} : potencia media de cocción con la cocina vitrocerámica [W]
- t_{vitro} : tiempo medio de cocción de los alimentos [h]

4.5 ANÁLISIS ECONÓMICO

Una vez ya se calculó la energía eléctrica ahorrada al año, el siguiente paso es calcular cuanto se ahorraría en coste por esa energía. Para ello se realizó la media del coste de la energía ($C_{electricidad}$) con la tarifa PVPC en la franja horaria en la que se utilizará la cocina.

Con la media del coste del kWh, los ahorros anuales (S), económicamente hablando, son los siguientes:

$$S = E_{ahorrada} \cdot C_{electricidad} = 124,8 \cdot 0,139 = 17,35 \text{ €/año}$$

Como los materiales utilizados fueron en su gran mayoría reciclados, el coste de los que se compraron (I) es de aproximadamente 12 €, por lo que teniendo en cuenta un periodo de 25 años, aunque la cocina pueda durar bastante más, la evaluación económica queda de la siguiente forma:

$$Payback_{simple} = \frac{I}{S} = \frac{12}{17,35} = 0,69 \text{ años} \approx 8 \text{ meses}$$

$$VAN_{simple} = S \cdot \text{años} - I = 17,35 \cdot 25 - 12 = 421,75 \text{ €}$$

En resumen, la cocina se amortiza en 8 meses y los ahorros que produce al cabo de 25 años son de 421,75 €.

5 ANÁLISIS MEDIOAMBIENTAL

En este apartado se presentan el análisis medioambiental de todo el proyecto en conjunto, es decir, de todas las instalaciones realizadas en la vivienda.

Estas evaluaciones son comparativas, es decir, se comparan los sistemas de los que dispone actualmente la vivienda con los nuevos a instalar. Para el caso de no disponer de alguno de los sistemas, como es para el caso de calefacción, se eligió uno de los sistemas más comúnmente utilizados para cubrir la demanda de calefacción, como la caldera de gasóleo.

Antes de comenzar el análisis medioambiental, se muestran los datos de consumos energéticos, generación de energía y datos de los equipos utilizados expuestos en apartados anteriores y también otros datos relevantes para el análisis, como los factores de emisiones de CO₂ y poder calorífico inferior del combustible ejemplo utilizado en el análisis comparativo. Los datos son los siguientes:

- Energía eléctrica generada por el sistema FV ($Q_{gen\ FV}$): 4034,640 kWh/año
- Energía eléctrica consumida directamente del sistema FV (Q_{FV}): 1900,840 kWh/año
- Energía eléctrica consumida en la vivienda ($Q_{elct.cons}$): 4280,370 kWh/año
- Energía eléctrica consumida por la BdC: 1855,453 kWh/año
- Energía eléctrica del sistema FV consumida por la BdC (Q_{BdC}): 747,979 kWh/año
- Energía calorífica demandada en ACS+ACC ($Q_{ACS+ACC}$): 6371,562 kWh/año
- Energía consumida por la caldera de gasóleo ($Q_{Gasóleo}$): 7079,513 kWh/año
- Energía eléctrica ahorrada con la cocina solar (Q_{CS}): 124,8 kWh/año
- Factor de emisiones de CO₂ del gasóleo ($F_{CO_2,gasóleo}$): 2,868 kg CO₂/l
- Factor de emisiones de CO₂ de la electricidad ($F_{CO_2,mix\ electrico}$): 0,30 kg CO₂/kWh
- Volumen de gasóleo consumido ($V_{gasóleo}$): 709,370 l

Los factores de emisiones fueron extraídos de la página del Ministerio de Transición Ecológica [51], y son valores actualizados a 2019. Para el caso del factor de emisiones de CO₂ de la energía eléctrica, en la página mencionada, se puede buscar por compañía eléctrica el mismo, ya que según el mix energético utilizado por cada compañía, el valor del factor de emisiones varía.

5.1 AHORRO ENERGÉTICO

Se calcularon los ahorros de energía que se tendrían con respecto a una fuente de energía convencional, es decir, frente a utilizar completamente la red eléctrica para la demanda eléctrica de la vivienda, una caldera de gasóleo para cubrir la demanda de agua caliente sanitaria y calefacción.

Los ahorros energéticos se calculan de la siguiente manera:

$$\text{Ahorro energético de ACS + ACC} = Q_{Gasóleo} - Q_{BdC} = 7079,513 - 1855,453 = 5224,059 \text{ kWh/año}$$

$$\text{Ahorro energético de electricidad} = Q_{FV} + Q_{CS} = 1900,840 + 124,8 = 2025,64 \text{ kWh/año}$$

$$\text{Ahorro energético total} = 5224,059 + 2025,64 = \mathbf{7249,699 \text{ kWh/año}}$$

En definitiva, el ahorro energético total anual que se conseguiría utilizando los sistemas basados en energías renovables para esta instalación para cubrir todas las demandas energéticas de la vivienda, sería de **7249,699 kWh**.

5.2 CÁLCULO DE EMISIONES DE CO₂

Con todos los datos ya disponibles, la cantidad de emisiones de CO₂ se calculó de la siguiente forma:

$$CO_2 \text{ gasóleo} = F_{CO_2, \text{gasóleo}} \cdot V_{\text{gasóleo}} = 2,868 \cdot 709,370 = 2034,473 \text{ kg CO}_2$$

$$CO_2 \text{ mix eléctrico BdC} = F_{CO_2, \text{mix eléctrico}} \cdot Q_{\text{eléctrica BdC}} = 0,30 \cdot (1855,453 - 747,979) = 332,242 \text{ kg CO}_2$$

$$CO_2 \text{ reducido con BdC} = CO_2 \text{ gasóleo} - CO_2 \text{ mix eléctrico BdC} = 2034,473 - 332,242 = \mathbf{1702,231 \text{ kg CO}_2/\text{año}}$$

$$CO_2 \text{ mix eléctrico sin FV} = F_{CO_2, \text{mix eléctrico}} \cdot Q_{\text{elct.cons}} = 0,30 \cdot 4280,370 = 1284,111 \text{ kg CO}_2$$

$$CO_2 \text{ mix eléctrico con FV y CS} = F_{CO_2, \text{mix eléctrico}} \cdot Q_{\text{eléctrica con FV y CS}} = 0,30 \cdot (4280,370 - 4034,640 - 124,8) = 36,279 \text{ kg CO}_2/\text{año}$$

$$CO_2 \text{ reducido con FV} = F_{CO_2, \text{mix eléctrico}} \cdot Q_{\text{gen FV}} = 0,30 \cdot 4034,640 = \mathbf{1210,392 \text{ kg CO}_2/\text{año}}$$

$$CO_2 \text{ reducido con CS} = F_{CO_2, \text{mix eléctrico}} \cdot Q_{CS} = 0,30 \cdot 124,8 = \mathbf{37,44 \text{ kg CO}_2/\text{año}}$$

$$CO_2 \text{ total reducido} = CO_2 \text{ reducido con BdC} + CO_2 \text{ reducido con FV} + CO_2 \text{ reducido con CS} = 1702,231 + 1210,392 + 37,44 = \mathbf{2950,063 \text{ kg CO}_2/\text{año}}$$

Donde,

- $CO_2 \text{ gasóleo}$: Emisiones de CO₂ por la utilización de la caldera de gasóleo [kg CO₂]
- $CO_2 \text{ mix eléctrico BdC}$: Emisiones de CO₂ por la utilización de la bomba de calor [kg CO₂]
- $Q_{\text{eléctrica BdC}}$: Energía eléctrica consumida por la bomba de calor directamente de la red eléctrica [Wh]
- $CO_2 \text{ mix eléctrico sin FV}$: Emisiones de CO₂ teniendo en cuenta los consumos sin instalación fotovoltaica, sin la bomba de calor y la cocina solar [kg CO₂]
- $Q_{\text{eléctrica sin FV}}$: Energía eléctrica consumida antes de realizar las instalaciones de energías renovables [kWh]
- $CO_2 \text{ mix eléctrico con FV y CS}$: Emisiones de CO₂ con la instalación fotovoltaica, la cocina solar y la bomba de calor [kg CO₂]
- $Q_{\text{eléctrica con FV y CS}}$: Energía eléctrica consumida una vez realizadas las instalaciones de energías renovables [kWh]
- $CO_2 \text{ reducido con BdC}$: Cantidad reducida de CO₂ utilizando la bomba de calor [kg CO₂]
- $CO_2 \text{ reducido con FV}$: Cantidad reducida de CO₂ utilizando la instalación solar fotovoltaica [kg CO₂]
- $CO_2 \text{ reducido con CS}$: Cantidad reducida de CO₂ utilizando la cocina solar [kg CO₂]
- $CO_2 \text{ total reducido}$: Cantidad reducida de CO₂ con las nuevas instalaciones de energías renovables [kg CO₂]

Como se observa en los cálculos anteriores, la cantidad de emisiones de CO₂ que se reducen anualmente utilizando los sistemas basados en energías renovables, es de **2950,063 kg CO₂**, que es casi prácticamente la totalidad del CO₂ que se emitía con la antigua instalación, puesto que con las nuevas instalaciones a penas se emiten **36,279 kg CO₂**.

6 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

6.1 AHORRO EN LA FACTURA ENERGÉTICA

Habiendo calculado ya los ahorros energéticos, el cálculo de los ahorros totales en la tarifa energética anual es bastante sencillo.

Los datos de los que ya se dispone son:

- Coste del gasóleo: 707,951 €/año
- Coste factura eléctrica antes de instalar FV y BdC: 795,814 €/año
- Coste factura eléctrica con FV, CS y BdC: 443,151 €/año

Con lo cual, los ahorros totales que se obtienen con las nuevas instalaciones basadas en energías renovables son:

$$S = (C_{\text{gasóleo}} + C_{\text{eléctricidad}}) - C_{\text{BdC+FV+CS}} = (707,951 + 795,814) - 443,151 = \mathbf{1060,614 \text{ €/año}}$$

Donde,

- S : Ahorros anuales en la factura eléctrica
- $C_{\text{gasóleo}}$: Coste por el gasóleo consumido para cubrir la demanda de ACS y ACC
- $C_{\text{eléctricidad}}$: Coste de la factura eléctrica antes de la instalación FV y BdC
- $C_{\text{BdC+FV+CS}}$: Coste de la factura eléctrica con la instalación FV, CS y BdC

Como se puede ver, los ahorros anuales en la factura energética son bastante altos, lo cual es muy buen indicativo, pero también se debe de tener en cuenta que estos ahorros solo son de costes de energía y no incluyendo los costes de las instalaciones y su mantenimiento.

6.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA GLOBAL DEL PROYECTO

En este apartado se recogen los datos de las evaluaciones económicas, a modo resumen, de cada una de las instalaciones a implementar ya realizadas anteriormente. También se hizo un análisis comparativo con la instalación de la caldera de gasóleo ya mencionada.

Los datos de las evaluaciones económicas de cada una de las propuestas elegidas se muestran en la tabla 6-1, al igual que la evaluación del proyecto en conjunto (total).

| | Payback [Años] | VAN [€] |
|-----------------------|-----------------------|-----------------|
| Bomba de Calor | 9,71 | 5.015,23 |
| Fotovoltaica | 10,28 | 3.538,25 |
| Cocina solar | 0,69 | 421,75 |
| Total | 10,00 | 8.975,23 |

Tabla 6-1. Payback y VAN de cada parte del proyecto y del proyecto global

Por tanto, los ahorros que se obtienen al final del periodo fijado para cada uno de los proyectos para el conjunto de los mismos son de 8975,23 € y el conjunto de instalaciones se amortizan en 10 años.

6 BIBLIOGRAFÍA

[1]Valentin-software.com. 2020. [online] Available at: <<https://www.valentin-software.com/wp-content/uploads/legacy-downloads/handbuecher/es/manual-tsolpro-esp.pdf>> [Accessed 3 October 2020].

[2]Idae.es. 2020. Inicio | IDAE. [online] Available at: <<https://www.idae.es/>> [Accessed 3 October 2020].

[3]Solar.huawei.com. 2020. Huawei Solución Inteligente Fusionsolar. [online] Available at: <<https://solar.huawei.com/es>> [Accessed 3 October 2020].

[4]Eu-solar.panasonic.net. 2020. Highly Efficient Solar Modules | Panasonic. [online] Available at: <<https://eu-solar.panasonic.net/en/>> [Accessed 3 October 2020].

[5]Aircon.panasonic.eu. 2020. Aquarea (Calefacción Y ACS) - Panasonic - Calefacción Y Aire Acondicionado. [online] Available at: <https://www.aircon.panasonic.eu/ES_es/ranges/aquarea/> [Accessed 3 October 2020].

[6]Energia.gob.es. 2020. Ministerio Para La Transición Ecológica Y El Reto Demográfico - Rite - Reglamento Instalaciones Térmicas En Los Edificios. [online] Available at: <<https://energia.gob.es/desarrollo/EficienciaEnergetica/RITE/Paginas/InstalacionesTerminicas.aspx>> [Accessed 3 October 2020].

[7]Codigotecnico.org. 2020. Inicio. [online] Available at: <<https://www.codigotecnico.org/>> [Accessed 3 October 2020].

[8]Industria.gob.es. 2020. Ministerio De Industria, Comercio Y Turismo - Reglamento Electrotécnico Para Baja Tensión De 2002. [online] Available at: <<https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Paginas/reglamento-2002.aspx>> [Accessed 3 October 2020].

[9]Une.org. 2020. UNE - Asociación Española De Normalización. [online] Available at: <<https://www.une.org>> [Accessed 3 October 2020].

[10]Soria, A., 2020. Inicio. [online] Censolar. Available at: <<https://www.censolar.org/>> [Accessed 3 October 2020].

[11]Energia.gob.es. 2020. Ministerio Para La Transición Ecológica Y El Reto Demográfico - Sitio Web De Biocarburantes. [online] Available at: <<https://energia.gob.es/biocarburantes/Paginas/Index.aspx>> [Accessed 3 October 2020].

[12]Designbuildersoftware.com. 2020. [online] Available at: <http://www.designbuildersoftware.com/docs/designbuilder/DesignBuilder_2.1_Users-Manual_Ltr.pdf> [Accessed 3 October 2020].

[13]Meteonorm (de). 2020. Intro - Meteonorm (De). [online] Available at: <<https://meteonorm.com/>> [Accessed 3 October 2020].

[14]Inega.gal. 2020. Subvencions | Subvencions | Inega: Instituto Enerxético De Galicia. [online] Available at: <<http://www.inega.gal/subvencions/subvencions/index.html>> [Accessed 3 October 2020].

[15]Generadorprecios.cype.es. 2020. Generador De Precios De La Construcción De CYPE Ingenieros. [online] Available at: <<http://generadorprecios.cype.es/>> [Accessed 3 October 2020].

[16]VDI. 2020. VDI 4645. [online] Available at: <<https://www.vdi.de/richtlinien/unsere-richtlinien-highlights/vdi-4645>> [Accessed 3 October 2020].

[17]Valentin-software.com. 2020. [online] Available at: <<https://www.valentin-software.com/wp-content/uploads/legacy-downloads/handbuecher/en/geotsolbasic-manual-en.pdf>> [Accessed 3 October 2020].

[18]Geoatlantic.eu. 2020. [online] Available at: <<http://geoatlantic.eu/portfolio/wp-content/uploads/2019/05/6.3-PRESENTACION-JORNADA-3.pdf>> [Accessed 4 October 2020].

[19]S.p.A., T., 2020. Estufas De Pellets Estufas De Leña Caldera, THERMOROSSI. [online] <https://www.thermorossi.com>. Available at: <<https://www.thermorossi.com/es/>> [Accessed 4 October 2020].

[20]Domusatechnik.com. 2020. Calderas Y Sistemas De Producción De Agua Caliente | Domusatechnik.Com. [online] Available at: <<https://www.domusatechnik.com/es/productos>> [Accessed 4 October 2020].

[21]Ecoforest.com. 2020. [online] Available at: <<https://ecoforest.com/en/>> [Accessed 4 October 2020].

[22]Bronpi.com. 2020. BRONPI CALEFACCIÓN, S.L. Fabricación De Estufas Y Chimeneas. [online] Available at: <<http://www.bronpi.com/index.php/es/>> [Accessed 4 October 2020].

[23]Edilkamin. 2020. Edilkamin - Chimeneas, Estufas De Pellet Y Leña, Estufas Bi-Combustibles, Chimeneas De Agua, Termoestufas, Pellet. [online] Available at: <<https://www.edilkamin.com/es/homepage>> [Accessed 4 October 2020].

[24]Bosch-home.es. 2020. Electrodomésticos BOSCH. Innovación Para Tu Vida.. [online] Available at: <<https://www.bosch-home.es/>> [Accessed 4 October 2020].

[25]Vaillant.es. 2020. Vaillant. [online] Available at: <<https://www.vaillant.es>> [Accessed 4 October 2020].

[26]Toshiba-aire.es. 2020. Aeroterminia Calefaccion Y Aire Acondicionado - Toshiba Aire. [online] Available at: <<https://www.toshiba-aire.es/aeroterminia-calefaccion-aire-acondicionado/>> [Accessed 4 October 2020].

[27]Daikin.es. 2020. Aire Acondicionado Y Bomba De Calor - Expertos En Climatización. [online] Available at: <https://www.daikin.es/es_es/customers.html> [Accessed 4 October 2020].

[28]Certificacionenergetica.info. 2020. Eficiencia Energética | Ahorro Energético. [online] Available at: <<https://certificacionenergetica.info/>> [Accessed 4 October 2020].

[29]Isved. 2020. Calderas, Estufas De Biomasa Y Bombas De Calor | Isved. [online] Available at: <<http://www.isved.com/>> [Accessed 4 October 2020].

[30]Salvadorescoda.com. 2020. Salvador Escoda S.A. – Suministro De Productos Para El Instalador. [online] Available at: <<https://www.salvadorescoda.com/>> [Accessed 4 October 2020].

[31]Irena.masdar.ac.ae. 2020. Global Atlas Gallery 3.0. [online] Available at: <<https://irena.masdar.ac.ae/gallery/#gallery>> [Accessed 4 October 2020].

[32]Igme.maps.arcgis.com. 2020. [online] Available at: <<https://igme.maps.arcgis.com/home/webmap/viewer.html?webmap=92d3a8e400b44daf911907d3d7c8c7e9>> [Accessed 4 October 2020].

[33]<https://www.neweuropeanwindatlas.eu>. 2020. NEW EUROPEAN WIND ATLAS -. [online] Available at: <<https://www.neweuropeanwindatlas.eu/>> [Accessed 4 October 2020].

[34]Bornay.com. 2020. Aerogeneradores De Minieólica | Bornay - Es. [online] Available at: <<https://www.bornay.com/es/productos/aerogeneradores>> [Accessed 4 October 2020].

[35]DNV GL. 2020. DNVGL.Com - Safer Smarter Greener - DNV GL. [online] Available at: <<https://www.dnvgl.com/>> [Accessed 4 October 2020].

[36]www.ocu.org. 2020. OCU. Organización De Consumidores Y Usuarios. [online] Available at: <<https://www.ocu.org/>> [Accessed 4 October 2020].

[37]Tuv.com. 2020. PV+Test | Cn | TÜV Rheinland. [online] Available at: <https://www.tuv.com/en/greater_china/promotion/pv_test_cn.html> [Accessed 4 October 2020].

[38]Esios.ree.es. 2020. Bienvenido | ESIOS Electricidad · Datos · Transparencia. [online] Available at: <<https://www.esios.ree.es/es>> [Accessed 4 October 2020].

[39]Bornay.com. 2020. Aerogeneradores Y Fotovoltaica | Bornay - Es. [online] Available at: <<https://www.bornay.com/es>> [Accessed 4 October 2020].

[40]Boe.es. 2020. BOE.Es - Documento Consolidado BOE-A-2019-5089. [online] Available at: <<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-5089>> [Accessed 5 October 2020].

[41]Asif.org. 2020. ASIF.Org | IT, Tech, Productivity Hacks For Small Business. [online] Available at: <<https://www.asif.org/>> [Accessed 5 October 2020].

[42]Boe.es. 2020. BOE.Es - Agencia Estatal Boletín Oficial Del Estado. [online] Available at: <<https://www.boe.es/>> [Accessed 5 October 2020].

[43]Boe.es. 2020. [online] Available at: <<https://www.boe.es/buscar/pdf/2011/BOE-A-2011-19242-consolidado.pdf>> [Accessed 5 October 2020].

[44]Es.prysmiangroup.com. 2020. Prysmian Group En España | Cables Y Accesorios De Energía Y Telecomunicaciones. [online] Available at: <<https://es.prysmiangroup.com/>> [Accessed 5 October 2020].

[45]Hager.es. 2020. Hager - Especialista En Sistemas Para La Distribución Y La Gestion De La Energía Bienvenidos A Hager En España. [online] Available at: <<https://www.hager.es/>> [Accessed 5 October 2020].

[46]New.abb.com. 2020. ABB En España. [online] Available at: <<https://new.abb.com/es>> [Accessed 5 October 2020].

[47]Proat.es. 2020. Proat – Hacemos De Este Mundo Un Lugar Seguro, Sostenible Y Lleno De Energía. [online] Available at: <<https://proat.es/>> [Accessed 5 October 2020].

[48]2020. [online] Available at: <https://www.researchgate.net/publication/222449253_Graphical_analysis_of_sun_concentrating_collectors> [Accessed 5 October 2020].

[49]Es.wikipedia.org. 2020. Portada. [online] Available at: <<https://es.wikipedia.org/wiki/Wikipedia:Portada>> [Accessed 5 October 2020].

[50]Energy.sandia.gov. 2020. [online] Available at: <https://energy.sandia.gov/wp-content/gallery/uploads/SAND92-7293_wind_effects_on_cavity.pdf> [Accessed 6 October 2020].

[51]Miteco.gob.es. 2020. [online] Available at: <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/factores_emision_tcm30-479095.pdf> [Accessed 7 October 2020].

[52]FARIÑA, J., Galicia, L., FONSECA, X., reuters, J., Galicia, L., Balado, F., Press, E., Galicia, L., Lemos, G., Palacios, L., Galicia, L., Montero, T. and S.A., L., 2020. El Mapa Definitivo Del Sol En Galicia. [online] La Voz de Galicia. Available at: <https://www.lavozdegalicia.es/noticia/historias-del-tiempo/2018/01/14/mapa-horas-sol-galicia/0003_201801H14P51991.htm#> [Accessed 9 October 2020].