

Universidad de Alcalá

Escuela Politécnica Superior

**Grado en Ingeniería en Electrónica y Automática
Industrial**

Trabajo Fin de Grado

Análisis multivariable de microrredes eléctricas en instalaciones
reales mediante la herramienta Homer Pro

ESCUELA POLITECNICA
SUPERIOR

Autor: Carlos Alejandro Moreno Romero

Tutor: Francisco Javier Rodríguez Sánchez

2020

UNIVERSIDAD DE ALCALÁ
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR

Grado en Ingeniería en Electrónica y Automática Industrial

Trabajo Fin de Grado

**Análisis multivariable de microrredes eléctricas en instalaciones
reales mediante la herramienta Homer Pro**

Autor: Carlos Alejandro Moreno Romero

Director: Francisco Javier Rodríguez Sánchez

Tribunal:

Presidente: Manuel Ureña Molina

Vocal 1º: Óscar Esteban Martínez

Vocal 2º: Francisco Javier Rodríguez Sánchez

Calificación:

Fecha:

Agradecimientos

A mi tutor Francisco J.Rodríguez por transmitirme muchas enseñanzas en el ámbito energético y en el control de sistemas de regulación, por la paciencia y por depositar su confianza en mi persona para la realización de este trabajo,

A Rafael Peña y a Pablo Díaz por sembrar sus conocimientos de termodinámica, análisis de circuitos y máquinas eléctricas,

A Cristina Allen por sus grandes enseñanzas en mecánica y en resistencia de materiales, me abrieron una forma nueva de ver los fenómenos físicos y la resolución de problemas en ingeniería.

Resumen

Este proyecto tiene por objeto mostrar y analizar distintas configuraciones de microrredes con la herramienta Homer Pro.

Inicialmente, se realizará un estudio de consumo para determinar las condiciones de funcionamiento de la microrred, que es una red de distribución activa de baja tensión a pequeña escala para electricidad o energía térmica. Una vez obtenidos los datos de consumo y de precio energético, se establecerán diferentes casos de uso mediante los cuales se estudiarán con detalle diversas situaciones de funcionamiento de la red de distribución conectada a una instalación doméstica o a una instalación industrial, una red doméstica con baterías, e instalación desconectada de la red.

Palabras clave: energía, tensión, red, carga, batería.

Abstract

This project aims to show and analyze different microgrid configurations with the Homer Pro tool.

Initially, a consumption study will be carried out to determine the operating conditions of the microgrid, which is essentially an active distribution network designed to supply electrical and heat loads for a small community.

Once the consumption and energy price data have been obtained, different use cases will be established through which various operating situations of the distribution networks connected to a domestic microgrid, an industrial installation, a domestic microgrid with batteries, and stand-alone mode from the grid will be studied in detail.

Keywords: energy, voltage, grid, load, battery.

Resumen Extendido

Este estudio consistirá en realizar simulaciones con la herramienta Homer Pro, realizando distintas configuraciones, a partir de elementos que conforman una microrred como son:

- Paneles solares.
- Inversor
- Regulador de tensión.
- Baterías.

Una vez dimensionada la instalación, se configuran los parámetros de los elementos en la microrred aportando datos reales de precio de la energía, consumo de la instalación, capacidad y coste de los componentes, estableciendo unas condiciones de simulación que calculará Homer.

La herramienta mostrará resultados de costes de la instalación, producción y consumo energético, así como datos económicos para poder estudiar si es rentable su implementación.

Estas simulaciones estarán definidas en cuatro casos de uso:

1. Caso de uso 1. Red Doméstica.
 - Caso de uso 1A. Red doméstica con tarifa 2.0.
 - Caso de uso 1B. Red doméstica tarifa de discriminación horaria DHA 2.0.
2. Caso de uso 2. Red Industrial con tarifa 3.0.
3. Caso de uso 3. Red doméstica con baterías.
 - Caso de uso 3A. Red doméstica con tarifa 2.0 con baterías.
 - Caso de uso 3B. Red doméstica con tarifa 2.0DHA con baterías.
4. Caso de uso 4. Red Aislada.

En el estudio que se llevará a cabo, se han seleccionado estos casos de uso mencionados anteriormente, con los cuales el primer punto de partida ha sido la importación de los datos de consumo de la red de distribución *Iberdrola*. Los datos se han tratado elaborando una lista de valores, con los cuales Homer puede importar y elaborar una curva de consumo anual.

Por otra parte se descargaron datos de precio horario en el sitio web *esios* <https://www.esios.ree.es>, para la importación de las tarifas de precio de la energía de compra y de venta. Con estos datos del precio de la energía, Homer puede evaluar parámetros como la red y la carga de la microrred.

Una vez se tengan seleccionados los elementos que estarán presentes en la instalación fotovoltaica se procederá a introducir valores a cada uno de dichos elementos:

- Precio.
- Capacidad en $[kW]$.
- Tiempo de sustitución.
- Eficiencia.
- Coste de mantenimiento anual.

Definidos todos los parámetros que entran en juego para el cálculo de la microrred, se procederá al análisis multivariable con el cálculo de Homer y con el ajuste de los parámetros de optimización de resultados.

Homer mostrará los resultados de la simulación en un menú en el que se evaluará si tiene congruencia la simulación realizada y si tiene sentido de acuerdo a los valores reales de consumo y de coste energético. Esto es muy importante dado que Homer realiza la simulación, pero debe ser el diseñador quien debe tomar en consideración el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica.

El menú de los resultados de la simulación se podrá visualizar claramente en diversas opciones:

- Descripción de un resumen de costes.
- Comparativa económica.
- Datos eléctricos de producción y consumo.
- Autonomía de la batería.
- Coste de mantenimiento anual.
- Producción energética de los paneles solares.
- Energía a la salida.

Homer nos dará un estudio completo que se mostrará en forma de informe, y puede ser abierto para su visualización o guardado en formato pdf, para elaborar un estudio financiero en caso de que el proyecto sea rentable e interese su implementación.

Palabras clave: energía, tensión, red, carga, batería.

Índice general

Resumen	vii
Abstract	ix
Resumen Extendido	xi
Índice general	xiii
Índice de figuras	xix
Índice de tablas	xxv
Introducción	1
1 Sistemas de energía solar fotovoltaica	3
1.1 La celda solar	3
1.1.1 Efecto fotoeléctrico	3
1.1.2 Teoría de Semiconductores	4
1.1.3 Modelo de bandas de energía	4
1.1.4 La unión p-n	4
1.2 Principio de funcionamiento de una celda solar	8
1.2.1 Punto de máxima potencia	9
1.2.2 Factor de forma y eficiencia	9
1.2.3 Circuito equivalente de una célula solar	11
2 Elementos de una instalación fotovoltaica	13
2.1 Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red (SFCR)	14
2.1.1 Definición de un SFCR	14
2.2 Panel solar	14
2.3 Inversor DC/AC	16
2.3.1 Principio de funcionamiento	16
2.3.2 Características de un inversor comercial	19
2.3.3 Transformador de salida	19
2.3.4 Configuración de un SFCR	20
2.4 Sistemas Fotovoltaicos Autónomos (SFA)	24
2.4.1 Definición	24
2.4.2 Definiciones de los sistemas SFA	24
2.4.3 Aplicaciones y configuraciones típicas	25
2.4.4 Componentes de un SFA	26

2.5	Grupos electrógenos	26
2.5.1	Funcionamiento e integración en la microrred	27
2.5.1.1	Funcionamiento Grupo Electrógeno	27
2.5.2	Energía Distribuida para atender la demanda energética a largo plazo	28
2.5.3	Ventajas de la integración del grupo electrógeno en la planta de generación híbrida	28
2.6	Batería	29
2.6.1	Composición de una batería	29
2.6.2	Funcionamiento de una batería	30
2.6.3	Ciclo de Carga y descarga de una batería	31
2.6.3.1	Descarga de una batería	31
2.6.3.2	Carga de una batería	31
2.6.4	Tipos de acumuladores o baterías	32
2.6.4.1	Según el acceso al electrolito	32
2.6.4.2	Según el estado del electrolito	33
2.6.4.3	Según la presentación de la batería	34
2.6.4.3.1	Estacionarias	34
2.6.4.3.2	MonoBlock:	34
2.6.4.3.3	Baterías de Litio	35
2.6.4.3.4	Baterías de polímero de litio (Li-Po):	35
2.6.5	Modelo eléctrico de una batería	36
2.6.6	Parámetros de una Batería	36
2.6.6.1	Tensión de la batería	36
2.6.6.2	Vida útil	36
2.6.6.3	Profundidad de Descarga (DOD)	37
2.6.6.4	Capacidad de la Batería	37
2.6.6.5	Las baterías y la temperatura	37
2.6.6.6	Eficiencia de carga	37
2.6.6.7	Autodescarga	37
2.7	Regulador de carga MPPT	38
2.7.1	Regulador de carga	38
3	Microrredes	41
3.1	Concepto de una microrred	41
3.2	Configuración típica de una microrred	41
3.2.1	Controlador de la microrred (MC)	43
3.2.2	Controlador central (CC)	43
3.2.3	Módulo de coordinación de la protección (PCM)	43
3.2.4	Funciones del controlador central con la red conectada	43
3.3	Interconexión de microrredes	44
3.4	Ventajas técnicas y económicas de una microrred	44
3.4.1	Menor impacto medioambiental	44
3.4.2	Mejor calidad de la energía	44
3.4.3	Reducción del poder del mercado	44
3.5	Inconvenientes del desarrollo de las microrredes	44
3.6	Gestión de una microrred	45
3.7	Interacción dinámica de una microrred con la red principal	45
3.8	Calidad de la energía	45

4	Normativa técnica aplicable a instalaciones solares fotovoltaicas	47
4.1	Autoconsumo en España	47
4.2	Modalidades de autoconsumo	48
4.2.1	Sin excedente energético	48
4.2.2	Con excedente energético	48
4.2.2.1	Con excedentes acogidas a compensación	49
4.2.2.2	Con excedentes no acogidas a compensación	49
4.3	Cálculo de las energías y potencias a efectos de facturación y liquidación para el autoconsumo colectivo o asociado a una instalación a través de la red	50
5	Análisis multivariable de casos de uso en microrredes mediante la herramienta Homer Pro	53
5.1	Homer Pro	53
5.1.1	Funcionamiento de Homer pro	53
5.1.1.1	Simulaciones:	54
5.1.1.2	Optimización:	54
5.1.1.3	Análisis de sensibilidad:	54
5.1.2	Bases de datos Homer Pro	54
5.1.3	Homer Pro Tour	55
5.2	Proceso de importación de los datos	55
5.3	Importación de los datos de consumo	55
5.4	Importación de los datos de precio energético	59
5.4.1	Importación de datos casos de uso de Red doméstica 1A, 3A y Red Doméstica 1B, 3B	62
5.5	Introducción a Homer	63
5.5.1	Localización GPS y datos del diseño	63
5.5.2	Elección de las cargas	64
5.5.3	Componentes de la instalación	65
5.5.4	Fuentes	66
5.5.5	Proyecto	67
5.6	Análisis multivariable de microrredes con Homer Pro	68
5.7	Casos de Uso	68
5.8	Caso de uso 1. Red Doméstica	68
5.8.1	Localización GPS y datos del diseño	69
5.8.2	Superficie de la casa de estudio	70
5.8.3	Elección de la carga	70
5.8.4	Configuración de la Red	73
5.8.5	Selección de componentes de la instalación	73
5.8.5.1	Panel Solar	74
5.8.5.2	Inversor	74
5.8.6	Caso de uso 1A. Red doméstica con tarifa 2.0	75
5.8.7	Red doméstica tarifa 2.0	76
5.8.8	Caso de uso 1B. Red doméstica tarifa de discriminación horaria DHA 2.0	76
5.8.9	DISTRIBUCION TARIFARIA CNMC 2020	77
5.8.10	Potencia Contratada Normalizada	77
5.8.10.1	Tramos de potencia contratada	78
5.8.11	Tarifa 2.0DHA	78

5.9	Caso de uso 2. Red Industrial con tarifa 3.0	79
5.9.1	Configuración de Red industrial	79
5.9.2	Panel Solar Red Industrial	80
5.9.3	Inversor red industrial	80
5.9.4	Tarifa 3.0A	81
5.9.4.1	Periodos de la tarifa 3.0A	81
5.9.4.2	Potencia eléctrica en tarifas 3.0A	81
5.9.4.3	Tarifa 3.0A Iberdrola	82
5.9.4.3.1	Precio del suministro de la electricidad de Iberdrola	82
5.10	Caso de uso 3. Red doméstica con baterías	83
5.10.0.1	Características y especificaciones de las baterías	83
5.10.1	Casos de uso 3A y 3B. Red doméstica con tarifa 2.0 con baterías	83
5.11	Caso de uso 4. Red Aislada	85
5.11.1	Estimación de presupuesto del caso de uso vivienda aislada	85
5.11.1.1	Panel Solar Red Aislada	86
5.12	Aspectos económicos	86
5.13	Simulaciones de los casos de uso con Homer Pro	87
5.14	Caso de uso 4GEN. Red Aislada	88
5.14.1	DG11KSEM Grupo Electrónico Insonorizado	88
6	Resultados	91
6.1	Simulaciones realizadas	91
6.2	Resultado simulación caso de uso 1A	91
6.2.1	<i>Cost Summary</i> simulación 1A	92
6.2.2	<i>Cash Flow</i> simulación 1A	93
6.2.3	<i>Compare Economics</i> simulación 1A	95
6.2.4	<i>Electrical</i> simulación 1A	95
6.2.5	<i>Bauer Energy 335W 24V</i> simulación 1A	96
6.2.6	<i>IBERDROLA</i> simulación 1A	97
6.2.7	<i>Must Solar 5000W 48 V MPPT 80A</i> simulación 1A	98
6.3	Resultado simulación caso de uso 1B	99
6.3.1	<i>Cost Summary</i> simulación 1B	99
6.3.2	<i>Cash Flow</i> simulación 1B	100
6.3.3	<i>Compare Economics</i> simulación 1B	101
6.3.4	<i>Electrical</i> simulación 1B	102
6.3.5	<i>Bauer Energy 335W 24V</i> simulación 1B	102
6.3.6	<i>IBERDROLA</i> simulación 1B	103
6.3.7	<i>Must Solar 5000W 48 V MPPT 80A</i> simulación 1B	104
6.4	Resultado simulación caso de uso 2	105
6.4.1	<i>Cost Summary</i> simulación 2	106
6.4.2	<i>Cash Flow</i> simulación 2	107
6.4.3	<i>Compare Economics</i> simulación 2	107
6.4.4	<i>Electrical</i> simulación 2	108
6.4.5	<i>Panel Solar 370W 24V Monocristalino ERA</i> simulación 2	108
6.4.6	<i>NATURGY</i> simulación 2	109
6.4.7	<i>Schneider Electric GT100</i> simulación 2	109
6.5	Resultado simulación caso de uso 3A	110

6.5.1	<i>Cost Summary</i> simulación 3A	110
6.5.2	<i>Cash Flow</i> simulación 3A	111
6.5.3	<i>Compare Economics</i> simulación 3A	111
6.5.4	<i>Electrical</i> simulación 3A	112
6.5.5	<i>EnerSys PowerSafe OPzV</i> simulación 3A	114
6.5.6	<i>Bauer Energy 335W 24V</i> simulación 3A	114
6.5.7	<i>IBERDROLA</i> simulación 3A	115
6.6	Resultado simulación caso de uso 3B	115
6.6.1	<i>Cost Summary</i> simulación 3B	116
6.6.2	<i>Cash Flow</i> simulación 3B	116
6.6.3	<i>Compare Economics</i> simulación 3B	117
6.6.4	<i>Electrical</i> simulación 3B	118
6.6.5	<i>EnerSys PowerSafe OPzV</i> simulación 3B	118
6.6.6	<i>Bauer Energy 335W 24V</i> simulación 3B	119
6.6.7	<i>IBERDROLA</i> simulación 3B	119
6.7	Resultado simulación caso de uso 4	120
6.7.1	<i>Cost Summary</i>	120
6.7.2	<i>Cash Flow</i>	121
6.7.3	<i>Electrical</i>	122
6.7.4	Ultracell UZS600-6 600Ah 6V	122
6.7.5	Bauer Energy 228W	123
6.8	Resultado simulación caso de uso 4GEN	124
6.8.1	<i>Cost Summary GE</i>	124
6.8.2	<i>Cash Flow GE</i>	125
6.8.3	<i>Compare Economics</i> simulación 4GEN	126
6.8.4	<i>Electrical GE</i>	126
6.8.5	<i>Fuel Summary</i>	127
6.8.6	<i>DG11KSEM Grupo Electrónico Insonorizado</i>	127
6.8.7	<i>BAE SECURA SOLAR 6 PVS 660</i>	128
6.8.8	<i>Bauer Energy 228W GE</i>	128
6.8.9	<i>Emissions</i>	129
7	Conclusiones y líneas futuras	131
7.1	Conclusiones	131
7.2	Líneas futuras	134
7.3	Coste del Proyecto	135
7.3.1	Coste de los recursos humanos	135
7.3.2	Coste de los equipos	135
7.4	Coste total del proyecto	135
	Bibliografía	137
A	Manual de usuario	139
A.1	Introducción	140
A.2	Inicio en Homer Pro	140
A.3	Take a Tour Homer Pro	141
A.4	Simulación de resultados en Homer Pro	142
A.5	Realización de Informes en Homer Pro	146

B Herramientas y recursos	153
B.1 Caso de uso 1A. Red doméstica con tarifa 2.0	154
B.2 Caso de uso 1B. Red doméstica tarifa de discriminación horaria DHA 2.0	155
B.3 Importación de Datos de consumo	156
B.4 Informes PDF HOMER PRO	157
B.5 Informe Caso uso 1A HOMER PRO	157
B.6 Informe Caso uso 1B HOMER PRO	171
B.7 Informe Caso uso 2 HOMER PRO	185
B.8 Informe Caso uso 3A HOMER PRO	197
B.9 Informe Caso uso 3B HOMER PRO	212
B.10 Informe Caso uso 4 HOMER PRO	227
B.11 Informe Caso uso 4GEN HOMER PRO	240
B.12 Irradiación Solar en España	255
B.13 Informe de PVGIS sobre la vivienda doméstica en Alcalá de Henares	258
B.14 Informe de PVGIS de rendimiento de un sistema FV conectado a red de vivienda doméstica en Alcalá de Henares	258
B.15 Informe de PVGIS del rendimiento de un sistema FV autónomo sobre la vivienda doméstica en Alcalá de Henares	258
B.16 Informe de PVGIS de rendimiento de un sistema FV conectado a red de Universidad de Alcalá	260
B.17 Informe de consumo energético UAH	262
B.18 Datasheet de paneles solares Bauer 335W	267
B.19 Datasheet de estructuras para techos de AutoSolar para paneles solares	269
B.20 Datasheet de Inversor-Must-Solar-5000W-48V-MPPT80	271
B.21 Datasheet de baterías 2V Bauer Gel 8 OPzV 800 - 1250Ah C100	274
B.22 Datasheet de panel solar Era-370W-24V	279
B.23 Datasheet de inversor Schneider Electric GT100	281
B.24 Datasheet de DG11KSEM Grupo Electrógeno Insonorizado	284
B.25 Presupuesto de AutoSolar para vivienda Doméstica	286
B.26 Presupuesto de AutoSolar para vivienda Doméstica Aislada	289

Índice de figuras

1.1	Esquema del efecto fotoeléctrico	3
1.2	Semiconductores dopados	5
1.3	Unión p-n	5
1.4	Curva característica y símbolo de un diodo	6
1.5	Corriente de un diodo en una celda solar que alimenta a una carga	7
1.6	Curva característica I-V y P-V de una celda solar $T_a = 20^\circ C$ y $G = 800 \frac{W}{m^2}$	8
1.7	Evolución de la eficiencia de células según la tecnología (Fuente: 2010 Solar Technologies Market Report, National Renewable Energy Laboratory (NREL) (EEUU).	10
1.8	Circuito equivalente de una celda solar	11
1.9	Efecto de las resistencias serie R_s y paralelo R_p	11
2.1	Sistema conectado a red (a) e instalación fotovoltaica autónoma (b).	13
2.2	Configuración típica de una microrred	14
2.3	Instalación fotovoltaica conectada a la red de Baja tensión.	14
2.4	Constitución de un panel solar.	15
2.5	Influencia de la temperatura en una celda solar	15
2.6	Esquema de un inversor monofásico de tipo VSI. Convertidor DC/DC tipo Boost (elevador) junto con el puente inversor, ambos utilizando dispositivos IGBTs. Este equipo incluye un transformador de baja frecuencia a la salida.	17
2.7	Evolución temporal de una onda cuadrada de tensión empleada para controlar conmutación de un inversor.	17
2.8	Onda SPWM monofásica bipolar	18
2.9	Energía producida por un SFCR con una orientación e inclinación determinada respecto a la energía producida por el mismo SFCR con la orientación e inclinación óptimas.	20
2.10	Curva de eficiencia de un inversor calculada con tres coeficientes genéricos ($k_0^0 = 0,01, k_1^0 = 0,025, k_2^0 = 0,05$)	22
2.11	Sistema fotovoltaico aislado	24
2.12	Configuraciones típicas	25
2.13	Construcción básica de una batería	29
2.14	Componentes de una batería estacionaria	30
2.15	Curva de descarga de una batería estacionaria Ultracell, modelo UZV 1350 de 2V	31
2.16	Curva de la carga de una batería estacionaria Ultracell, modelo UZV 1350 de 2V	32
2.17	Tipos de baterías de tipo estacionarias	34
2.18	Tipos de baterías Monoblock	35
2.19	Tipos de baterías de Litio	35
2.20	Modelo eléctrico de una batería	36
2.21	Conexiones del regulador en una instalación fotovoltaica.	38

2.22	Esquema de un regulador de carga en paralelo	39
2.23	Esquema de un regulador de carga en serie	39
3.1	Configuración típica de una microrred	42
4.1	Esquema con equipo de medida de intercambio de energía con la red en instalaciones conectadas a redes de baja tensión (Fuente: [1])	49
5.1	Capas de Análisis en Homer Pro	54
5.2	Consumo doméstico horario de enero a abril 2018	56
5.3	Consumo doméstico horario de mayo a agosto 2018	56
5.4	Consumo doméstico horario de septiembre 2018 a diciembre 2018	56
5.5	Archivos de tratamiento de datos de consumo	57
5.6	Documento de excel descargado de Iberdrola Distribución	57
5.7	Proceso de importación de datos de consumo de un año en Homer Pro	58
5.8	Formato de importación de los datos en Homer Pro según la ayuda	58
5.9	Datos importados a Homer	59
5.10	Datos descargados de Esios	59
5.11	Importación de datos en Excel	60
5.12	Excel Detalle cálculo término energía PVPC. Fecha 01-01-2018	61
5.13	Archivos de texto de importación para la generación de la red (<i>Grid</i>) Iberdrola	62
5.14	Pantalla de inicio de Homer	63
5.15	Datos iniciales para la descripción del diseño en Homer	64
5.16	Cargas en Homer	64
5.17	Componentes para diseñar una microrred con Homer	65
5.18	Parámetros para rellenar en un componente de Homer	65
5.19	Fuentes de Energía en Homer	66
5.20	Gráfico de irradiancia horizontal (GHI) en Homer	66
5.21	Parámetros de Proyecto en Homer	67
5.22	Descripción de la instalación de del caso de uso 1	69
5.23	Plano de casa superficie del techo $4m^2$	70
5.24	Procedimiento de carga de datos a Homer	71
5.25	Perfil de carga Anual	72
5.26	Detalle del pico de potencia en el mes de diciembre	73
5.27	Creación de panel solar	74
5.28	Configuración de parámetros para el panel solar	74
5.29	Configuración de parámetros para el inversor	75
5.30	Esquema del diseño del caso de uso 1 (1A Y 1B)	75
5.31	Gráfico de los datos horarios de un año de la tarifa 2.0	76
5.32	Gráfico de los datos horarios de un año de la tarifa de discriminación horaria DHA 2.0	77
5.33	Configuración de la red industrial	79
5.34	Configuración de parámetros para el panel solar para red industrial	80
5.35	Configuración de parámetros para el inversor	80
5.36	Esquema de la microrred para el caso de uso 2.	81
5.37	Esquema del diseño del caso de uso 3 (3A Y 3B)	83
5.38	Configuración de las baterías en Homer Pro	84
5.39	Opciones avanzadas de coste de las baterías	84
5.40	Esquema del diseño de una microrred aislada	85

5.41 Configuración de los paneles solares en Homer	86
5.42 Configuración de las baterías en Homer Pro del caso aislado	86
5.43 Costes considerados en la red industrial	87
5.44 Imagen de la simulación con Homer Pro	88
5.45 Esquema del diseño de una microrred aislada con GE	88
5.46 Configuración del Grupo Electrónico en Homer para el paso aislado	89
6.1 Ventana de resultados con Homer Pro de la microrred del caso de uso 1A	92
6.2 Simulation Results caso 1A - Summary Results	92
6.3 Simulation Results caso 1A - Pestaña <i>Cost Summary</i>	93
6.4 Simulation Results caso 1A - Pestaña <i>Cash Flow</i>	94
6.5 Simulation Results caso 1A - Pestaña <i>Compare Economics</i>	95
6.6 Simulation Results caso 1A - Pestaña <i>Electrical</i>	96
6.7 Simulation Results caso 1A - Pestaña <i>Bauer Energy 335W 24V</i>	97
6.8 Simulation Results caso 1A - Pestaña <i>IBERDROLA</i>	97
6.9 Simulation Results caso 1A - Pestaña <i>Must Solar 5000W 48 V MPPT 80A</i>	98
6.10 Simulation Results caso 1A - Pestaña <i>Cost Summary</i>	99
6.11 Ventana de resultados con Homer Pro de la microrred del caso de uso 1B	99
6.12 Simulation Results caso 1B - Pestaña <i>Cost Summary</i>	100
6.13 Simulation Results caso 1B - Pestaña <i>Cash Flow</i>	100
6.14 Simulation Results caso 1B - Pestaña <i>Compare Economics</i>	101
6.15 Simulation Results caso 1B - Pestaña <i>Electrical</i>	102
6.16 Simulation Results caso 1B - Pestaña <i>Bauer Energy 335W 24V</i>	102
6.17 Simulation Results caso 1B - Pestaña <i>IBERDROLA</i>	103
6.18 Simulation Results caso 1B - Pestaña <i>Must Solar 5000W 48 V MPPT 80A</i>	104
6.19 Ventana de resultados con Homer Pro de la microrred del caso de uso 2A	105
6.20 Gráfica de resultados para la microrred industrial	105
6.21 Simulation Results caso 2 - Summary Results	106
6.22 Simulation Results caso 2 - Pestaña <i>Cost Summary</i>	106
6.23 Simulation Results caso 2 - Pestaña <i>Cash Flow</i>	107
6.24 Simulation Results caso 2 - Pestaña <i>Compare Economics</i>	107
6.25 Simulation Results caso 2 - Pestaña <i>Electrical</i>	108
6.26 Simulation Results caso 2 - Pestaña <i>Panel Solar 370W 24V Monocristalino ERA</i>	108
6.27 Simulation Results caso 2 - Pestaña <i>NATURGY</i>	109
6.28 Simulation Results caso 2 - Pestaña <i>Schneider Electric GT100</i>	109
6.29 Ventana de resultados con Homer Pro de la microrred del caso de uso 3A	110
6.30 Simulation Results caso 3A - Pestaña <i>Cost Summary</i>	110
6.31 Simulation Results caso 3A - Pestaña <i>Cash Flow</i>	111
6.32 Simulation Results caso 3A - Pestaña <i>Compare Economics</i>	112
6.33 Simulation Results caso 3A - Pestaña <i>Electrical</i>	112
6.34 Simulation Results caso 3A - Summary Results	113
6.35 Simulation Results caso 3A - Pestaña <i>EnerSys PowerSafe OPzV</i>	114
6.36 Simulation Results caso 3A - Pestaña <i>Bauer Energy 335W 24V</i>	114
6.37 Simulation Results caso 3A - Pestaña <i>IBERDROLA</i>	115
6.38 Ventana de resultados con Homer Pro de la microrred del caso de uso 3B	115
6.39 Simulation Results caso 3B - Pestaña <i>Cost Summary</i>	116
6.40 Simulation Results caso 3B - Pestaña <i>Cash Flow</i>	116

6.41	Simulation Results caso 3B - Summary Results	117
6.42	Simulation Results caso 3B - Pestaña <i>Compare Economics</i>	117
6.43	Simulation Results caso 3B - Pestaña <i>Electrical</i>	118
6.44	Simulation Results caso 3B - Pestaña <i>EnerSys PowerSafe OPzV</i>	118
6.45	Simulation Results caso 3B - Pestaña <i>Bauer Energy 335W 24V</i>	119
6.46	Simulation Results caso 3B - Pestaña <i>IBERDROLA</i>	119
6.47	Ventana de resultados con Homer Pro de la microrred del caso de uso 4A	120
6.48	Simulation Results caso 4 microrred aislada - Pestaña <i>Cost Summary</i>	120
6.49	Simulation Results caso 4 microrred aislada	121
6.50	Simulation Results caso 4 microrred aislada - Pestaña <i>Cash Flow</i>	121
6.51	Simulation Results caso 4 microrred aislada - Pestaña <i>Cost Electrical</i>	122
6.52	Simulation Results caso 4 microrred aislada - Pestaña <i>Ultracell UZS600-6 600Ah 6V</i>	123
6.53	Simulation Results caso 4 microrred aislada - Pestaña <i>Bauer Energy 228W</i>	123
6.54	Ventana de resultados con Homer Pro de la microrred del caso de uso 4GEN	124
6.55	Simulation Results caso 4GE microrred aislada Gráfico - Pestaña <i>Cost Summary</i>	124
6.56	Simulation Results caso 4GE microrred aislada Tabla - Pestaña <i>Cost Summary</i>	125
6.57	Simulation Results caso 4GEN microrred aislada - Pestaña <i>Cash Flow</i>	125
6.58	Simulation Results caso 4GEN - Pestaña <i>Compare Economics</i>	126
6.59	Simulation Results caso 4GEN - Pestaña <i>Electrical GE</i>	126
6.60	Simulation Results caso 4GEN - Pestaña <i>Fuel Summary</i>	127
6.61	Simulation Results caso 4GEN - Pestaña <i>DG11KSEM Grupo Electrónico Insonorizado</i>	127
6.62	Simulation Results caso 4GEN - Pestaña <i>BAE SECURA SOLAR 6 PVS 660</i>	128
6.63	Simulation Results caso 4GEN - Pestaña <i>Bauer Energy 228W GE</i>	128
6.64	Simulation Results caso 4GEN - Pestaña <i>Emissions</i>	129
7.1	Tabla del coste total del proyecto	136
A.1	Ventana de inicio Homer Pro	140
A.2	Ventana de inicio - barra de herramientas - Pestaña Load	141
A.3	Ventana de inicio - barra de herramientas - Pestaña Components	142
A.4	Ventana de inicio rápido de <i>Homer Pro Take a Tour</i>	143
A.5	Pestaña de Project	143
A.6	Elección de la ubicación GPS	144
A.7	Pestaña Load - Elección del tipo de carga	144
A.8	Pestaña Grid - Configuración del tipo de red	145
A.9	Pestaña de Generator - Configuración Tipo de generador	145
A.10	Pestaña Renewables - Tipo de generador de Energías limpias	146
A.11	Pestaña Storage - Configuración del tipo de batería	146
A.12	Pestaña Summary - Configuración de la red elegida	147
A.13	Pestaña Summary/Results - Ventana de resultados	147
A.14	Pestaña Tables/Results - Ventana de Casos de sensibilidad y optimización de resultados	147
A.15	Simulation Results - Pestaña <i>Cost Summary</i>	148
A.16	Simulation Results - Pestaña <i>Cash Flow</i>	148
A.17	Simulation Results - Pestaña <i>Compare Economics</i>	149
A.18	Simulation Results-Pestaña <i>Electrical</i>	149
A.19	Simulation Results-Pestaña <i>Grid(Iberdrola)</i>	150
A.20	Simulation Results - Creación de un Informe	150

A.21 System Simulation Report - Informe de la simulación de la microrred páginas 1 y 2	151
A.22 System Simulation Report - Informe de la simulación de la microrred páginas 3 y 4	151
A.23 System Simulation Report - Informe de la simulación de la microrred páginas 5 y 6	152
A.24 System Simulation Report - Informe de la simulación de la microrred páginas 7 y 8	152

Índice de tablas

2.1	Factores de pérdidas junto con valores recomendados.	23
2.2	Tabla de Potencia demandada respecto a la tensión nominal de una batería.	36
5.1	Tabla de Potencias normalizadas en función de la instalación eléctrica	78
5.2	Tabla del periodo horario de la tarifa 3.0A	81
5.3	Tabla de las normas de facturación para el término de potencia con la tarifa de acceso 3.0A	82
5.4	Tabla del periodo de la tarifa de acceso 3.0A de Iberdrola 2019	82
5.5	Costes de la instalación considerados en la red doméstica	87

Introducción

A lo largo de la historia ha sido fundamental el aprovechamiento de la energía para el crecimiento económico de civilizaciones, imperios, naciones y países.

Actualmente los ingenieros que estudian sistemas energéticos de potencia e investigadores están abordando el problema del agotamiento de los combustibles fósiles. Intentan resolver el inconveniente del bajo rendimiento de los motores de combustibles derivados del petróleo, que, además, generan gases tóxicos de efecto invernadero que aceleran el calentamiento global.

La energía sostenible se puede definir como aquella energía capaz de satisfacer las necesidades presentes sin comprometer los recursos y capacidades de las futuras generaciones. El desarrollo de nuevas tecnologías ha aportado sistemas robustos en los cuales podemos evaluar rápidamente los distintos recursos energéticos para su análisis e interpretación con el fin de optimizar las fuentes energéticas y buscar opciones de mejora dando soluciones económicas mediante energías limpias y confiables. Con la definición de sostenibilidad podemos darnos cuenta de que en la era digital en la que nos encontramos, existe una sobre-explotación de los recursos naturales.

Una de las herramientas que aporta información detallada, precisa y muy cercana a un sistema real es Homer Pro. Ofrece una evaluación de la solución de menor costo para microrredes eléctricas. Este software permite realizar un estudio multivariable, mediante una simulación del sistema bajo estudio a través de varias bases de datos: una base de datos meteorológica del lugar de la instalación, base de datos de generadores, placas solares, turbinas eólicas, etc., proporcionado como salida la solución óptima para cualquier tipo de instalación, desde diversos puntos de vista.

Por lo descrito anteriormente, hay una nueva tendencia que consiste en la generación de energía local a pequeña o mediana escala, mediante la generación de energías renovables, como la solar fotovoltaica, la eólica y su integración en la red de distribución.

El trabajo tiene como propósito estudiar el funcionamiento de las microrredes en instalaciones reales, para ello se ha diseñado un conjunto de varios casos de uso con generación energética mediante fuentes renovables de generación mixta o con baterías.

A través de éstos casos de uso, se deben introducir una serie de entradas de control para cada uno de ellos, y se quiere entender los parámetros para realizar el análisis multivariable con Homer Pro. Al ser un cálculo complejo y que depende de muchos parámetros, buscamos saber interpretar cómo poder controlar aquellos que más nos interesen, para poder optimizar los casos de uso diseñados mediante una serie de simulaciones con Homer Pro y para poder llegar a realizar un documento técnico que muestre dichos resultados.

Capítulo 1

Sistemas de energía solar fotovoltaica

1.1 La celda solar

La celda solar es un dispositivo electrónico que permite la generación de electricidad a partir de la energía solar, esta transformación de energía es posible mediante el efecto fotoeléctrico.

1.1.1 Efecto fotoeléctrico

Consiste en la emisión de electrones por un material debido a la incidencia de unas partículas de radiación electromagnética llamadas fotones. Dichas partículas chocan sobre el material excitando electrones, formando un flujo de corriente eléctrica que circulará en un circuito exterior. Véase en la figura 1.1.

Este fenómeno físico fue descubierto por Heinrich Hertz en 1887, y fue explicado teóricamente años más tarde por Albert Einstein.

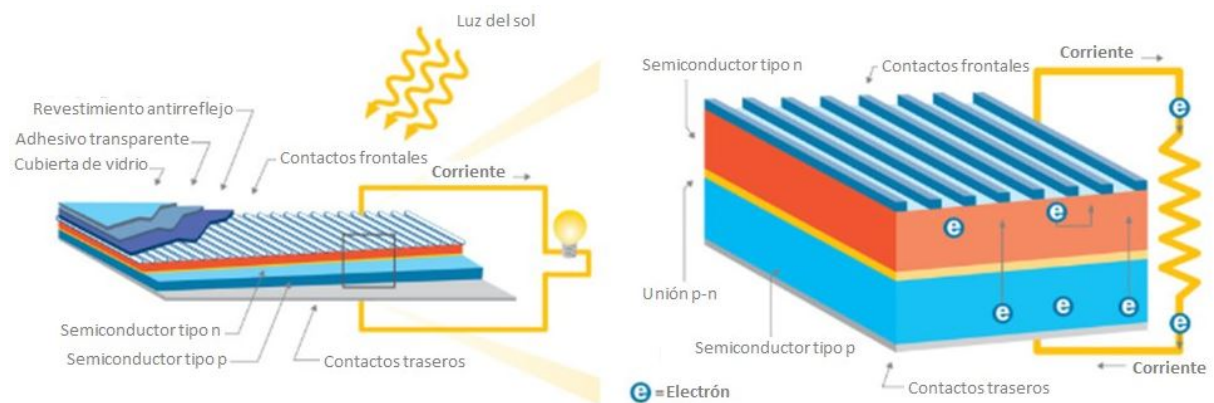


Figura 1.1: Esquema del efecto fotoeléctrico

Es una generación energética con algunas ventajas como:

- Energía limpia, renovable e inagotable.
- Vida útil prolongada.
- Silenciosa.

Un panel solar está compuesto por un conjunto de celdas solares que están interconectadas entre sí. Están hechas de materiales semiconductores como silicio (Si), o arseniuro de galio (GaAs). Estos elementos pueden comportarse como conductores o aislantes, según al estado en que se encuentren.

1.1.2 Teoría de Semiconductores

Es necesario entender cómo está compuesto un semiconductor y de qué forma fluyen las cargas a través de las bandas de energía.

1.1.3 Modelo de bandas de energía

En una red cristalina formada por átomos, los electrones de un átomo aislado pueden existir únicamente en determinados estados de energía. A medida que disminuye la distancia entre dos átomos, se observa una interacción mutua entre los átomos hasta formarse un sistema electrónico único. Las fuerzas de repulsión y atracción entre los átomos encontrarán su equilibrio cuando los átomos lleguen a estar separados por una distancia interatómica. Dicha separación real entre átomos en el cristal, será aquella mediante la cual la energía del sólido sea mínima.

Sabemos que en un sólido el número de átomos es tan elevado que los niveles de energía forman bandas continuas de energía. Los electrones asociados a los átomos del sólido llenan estas bandas en orden ascendente. La banda de mayor energía completamente ocupada se denomina banda de valencia (electrones ligados a átomos). La siguiente banda, que estará en un nivel energético semi-lleno, se denomina banda de conducción (electrones desligados de átomos).

El valor de la anchura de dichos niveles de energía permite clasificar a los sólidos en conductores, aislantes y semiconductores. En un conductor la E_g es muy baja y los electrones circulan fácilmente por la banda de conducción. En un aislante dicha energía será muy alta para que los electrones puedan acceder a la banda de conducción ($E_g > 5\text{eV}$).

Sin embargo, en un semiconductor la E_g es baja ($E_g < 5\text{ eV}$), de forma que los electrones pueden saltar a la banda de conducción con un aporte energético.

1.1.4 La unión p-n

Si dopamos un semiconductor, es decir, introducimos impurezas en el material, los electrones son atraídos hacia las cargas positivas; si por ejemplo consideramos el Fósforo, sabemos por su configuración electrónica que tiene cinco electrones de valencia en su último orbital.

Cuando se impurifica un cristal de Silicio con átomos de Fósforo, el quinto electrón no queda bien integrado en la red y, por tanto, la rotura de este enlace se produce con una aportación energética menor que la anchura de la banda prohibida del semiconductor intrínseco. El número de electrones es superior a la de huecos, y a este semiconductor se le clasifica como tipo n. Entonces, la concentración del portador mayoritario en un semiconductor tipo n es el electrón. Las impurezas que, como el Fósforo, aportan electrones adicionales son denominadas donadoras.

Si por otra parte cogemos un átomo de boro, los átomos de boro tienen tres electrones de valencia. Al impurificar un cristal de Silicio con átomos de Boro, quedará una vacante en los enlaces en los que participe (hueco). Ocurre una rotura de enlaces, y como consecuencia se obtiene una aportación energética menor que la anchura de la banda prohibida del semiconductor intrínseco. El hueco queda libre para contribuir a la corriente eléctrica pero la carga negativa (ion B^-) permanece ligada a la red cristalina. En este caso, la densidad de huecos es superior a la de electrones y a este semiconductor se le clasifica como tipo p véase en la figura 1.2.

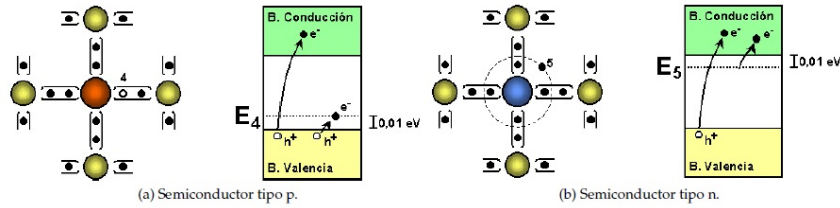


Figura 1.2: Semiconductores dopados

Una vez realizado este acercamiento a los dos semiconductores, uno tipo p y otro tipo n, como se puede apreciar en la figura 1.3, si los unimos físicamente se produce un desequilibrio debido a la diferencia de la concentración de electrones y huecos en cada cristal, de forma que aparece un movimiento de huecos desde el semiconductor de tipo p al de tipo n, para alcanzar el equilibrio. Simultáneamente existe un movimiento de electrones desde el semiconductor de tipo n al de tipo p, quedando aquel cargado positivamente.

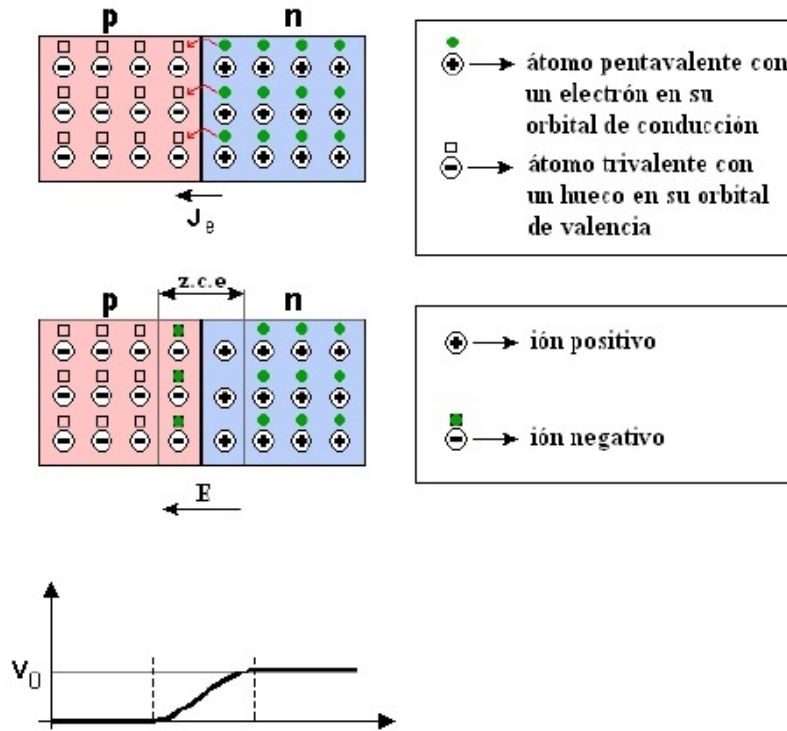


Figura 1.3: Unión p-n

La interacción entre los iones de ambos semiconductores son el origen de un campo eléctrico orientado desde el semiconductor n (cargado positivamente) hacia el semiconductor p (cargado negativamente). En el equilibrio los portadores minoritarios (huecos en el cristal n y electrones en el cristal p) que atraviesan la unión se recombinan, de forma que los electrones que provienen del cristal n forman enlaces con los huecos del cristal p y viceversa. Una vez alcanzado el equilibrio en una unión p-n, la corriente eléctrica es nuevamente nula.[2]

Para conseguir la circulación de corriente a través de esta unión p-n, es necesario romper el equilibrio alcanzado y reducir el valor del potencial termodinámico. La solución consiste en polarizar la unión p-n. Si aplicamos una diferencia de potencial entre los extremos del cristal de forma que el lado p adquiera una tensión positiva respecto al lado n, diremos que la unión p-n está polarizada en directa.

Si la diferencia de potencial aplicada consigue que la zona p esté a menor tensión que la zona n, la unión queda polarizada en inversa. El voltaje generado es proporcional a la caída de tensión de la unión p-n.

El dispositivo electrónico basado en una unión p-n se denomina diodo. La zona p del diodo es el ánodo y la zona n es el cátodo. La característica tensión-corriente de este dispositivo queda recogida en la ecuación de *Shockley* 1.1 y representada en la figura 1.4:

$$I_D = I_0 \cdot \left[\exp \frac{V}{m \cdot V_T} - 1 \right] \quad (1.1)$$

Donde I_0 es la corriente de saturación en oscuridad del diodo, V la tensión aplicada al diodo (considerada positiva cuando el valor en el ánodo es superior al del cátodo) y m el factor de idealidad del diodo. Para una temperatura ambiente de 300 K, $V_T = kT/e = 25,85$ mV, conocido como potencial térmico, donde k es la constante de Boltzmann, T la temperatura del diodo (en Kelvin), y e es la carga del electrón. Como se observa en la figura, cuando la polarización del diodo es directa, la corriente que circula por él crece de forma exponencial, pero permanece cercana a cero I_0 cuando la polarización es inversa. El símbolo empleado para representar este dispositivo obedece a este funcionamiento de la figura 1.4.

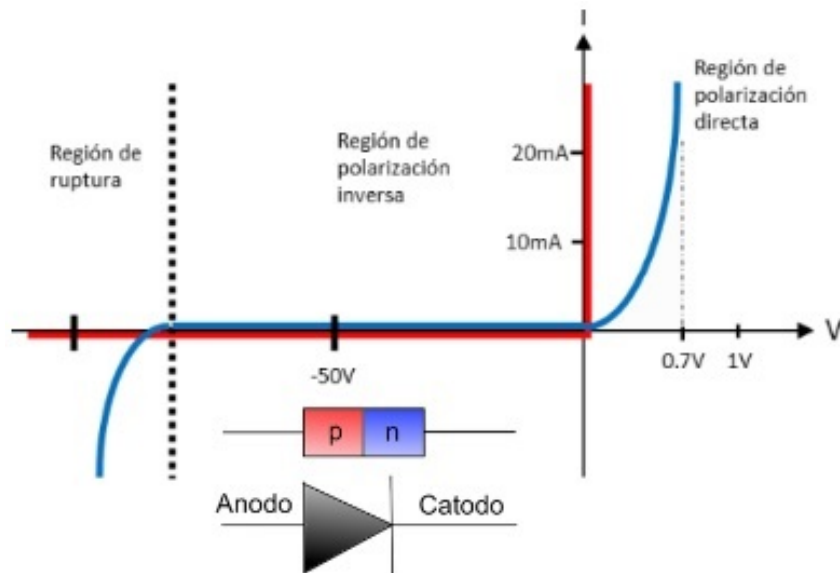


Figura 1.4: Curva característica y símbolo de un diodo

El efecto fotoeléctrico es el fundamento del funcionamiento de las células solares, dispositivos basados en la unión p-n descrita anteriormente, cuyos electrones se desplazan a la banda de conducción por el aporte energético de fotones incidentes.

El campo eléctrico de la unión conduce los portadores generados por esta interacción y dificulta la recombinación. Esta corriente de iluminación, denominada fotocorriente, es ahora aprovechable por un circuito externo.

Se ha considerado importante la explicación del efecto fotoeléctrico dado que es el principio de funcionamiento de una celda solar, que está basado en la transferencia de electrones en la unión p-n, cuando se desplazan a la banda de conducción por el aporte energético de fotones.

En una unión p-n iluminada coexisten dos corrientes de sentido contrapuesto y con orígenes diferentes. La corriente de iluminación o fotocorriente, debida a la incidencia de fotones, circula desde la región n a la región p.

La corriente de oscuridad o corriente de diodo, debida a la recombinación de portadores favorecida por la tensión en el circuito externo, circula desde la región p hacia la n, se puede apreciar en la (figura 1.5), y su corriente se corresponde a la ecuación 1.2:

$$I = I_L - I_0 \cdot \left[\exp \frac{V}{m \cdot V_T} - 1 \right] \quad (1.2)$$

Siendo I_L la fotocorriente, dado que la celda solar extrae esta corriente al exterior, se ha utilizado el signo negativo para la corriente del diodo.

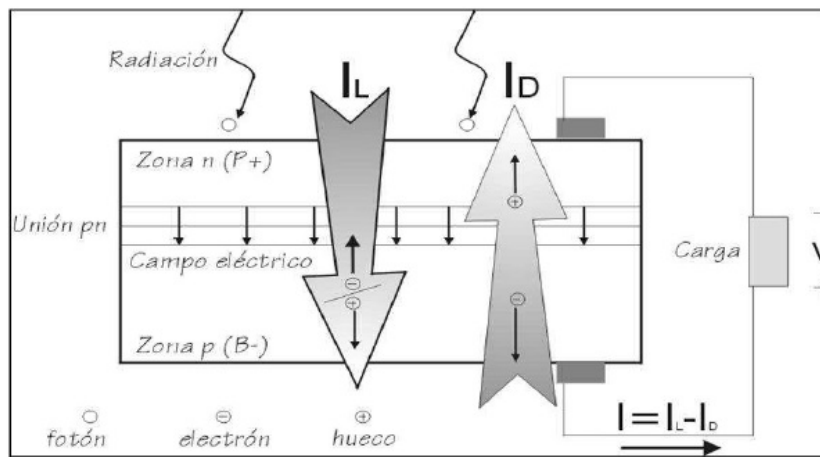


Figura 1.5: Corriente de un diodo en una celda solar que alimenta a una carga

1.2 Principio de funcionamiento de una celda solar

Una celda solar se construye con un material semiconductor al que le sobran electrones (carga negativa, semiconductor del tipo n) en la zona del cátodo, y en el ánodo, se hace con un material semiconductor que le faltan electrones (con carga positiva o huecos en sus átomos, semiconductor tipo p). Al unirlos y tener una luz incidente, los fotones de la luz ceden su energía a los electrones del semiconductor n moviéndose estos desde la parte n a la p por el circuito eléctrico externo a la celda, generando una corriente eléctrica. Se muestra en la figura 1.6 un gráfico que muestra la curva de funcionamiento de una celda solar.

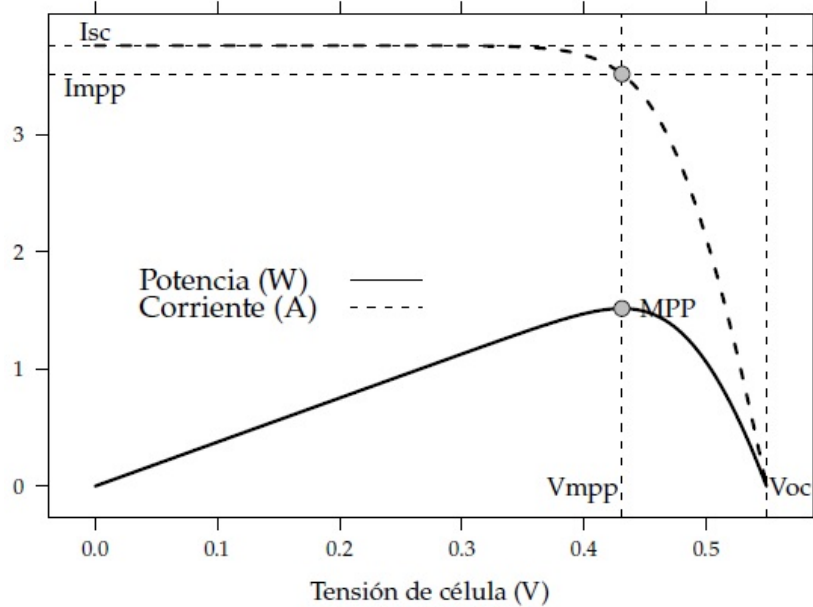


Figura 1.6: Curva característica I-V y P-V de una celda solar $T_a = 20^\circ C$ y $G = 800 \frac{W}{m^2}$

Siendo G la irradiación solar expresada en $\frac{W}{m^2}$.

Véase que la corriente permanece constante hasta la tensión de conducción del diodo. A partir de ese valor de tensión la corriente disminuye hasta ser nulo (celda solar en circuito abierto). Los dos puntos de funcionamiento de la celda solar son:

- La corriente de cortocircuito, I_{sc} , que se calcula a partir de la ecuación 1.2 sin más que imponer $V = 0$:

$$I_{sc} = I(V = 0) = I_L \quad (1.3)$$

- La tensión de circuito abierto, V_{oc} , con la condición $I = 0$.

$$V_{oc} = V(I = 0) = m \cdot \frac{k \cdot T_c}{e} \cdot \ln\left(\frac{I_L}{I_0} + 1\right) \quad (1.4)$$

Si se consulta cualquier *Datasheet* de un panel solar podemos ver ambos parámetros de las ecuaciones 1.4 (tensión de circuito abierto) y (corriente de cortocircuito) 1.3.

Finalmente si juntamos ambos parámetros en la misma expresión en la ecuación :

$$I = I_{sc} \cdot \left[1 - \exp\left(-\frac{e \cdot (V_{oc} - V)}{m \cdot k \cdot T_c}\right) \right] \quad (1.5)$$

1.2.1 Punto de máxima potencia

Para la obtención del punto de la máxima potencia de una celda solar simplemente en la ecuación (*MPP*, *maximum power point* en sus siglas inglesas), cuando $\frac{dP}{dV} = 0$, y teniendo en cuenta que la célula funciona en corriente continua, su potencia es $P = V \cdot I$ y derivando la expresión de la potencia se cumple:

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I_{mpp}}{V_{mpp}} \quad (1.6)$$

Esta solución viene dada por la propuesta enunciada de la fuente [3].

1.2.2 Factor de forma y eficiencia

El factor de forma es el cociente entre los productos de I_{mpp} con V_{mpp} y la corriente de cortocircuito, I_{sc} , con la tensión de circuito abierto, V_{oc} determinan el factor de forma:

$$FF = \frac{I_{mpp} \cdot V_{mpp}}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \quad (1.7)$$

Su valor normalmente comprendido entre 0,7 y 0,8, varía poco de unas células a otras. Conociendo los valores de I_{sc} y V_{oc} es posible calcular la potencia en el punto de máxima potencia, $P_{mpp} = FF \cdot I_{sc} \cdot V_{oc}$.

La calidad de una célula se puede cuantificar con la eficiencia de conversión según la ecuación 1.8:

$$\eta = \frac{I_{mpp} \cdot V_{mpp}}{P_L} \quad (1.8)$$

donde P_L representa la potencia luminosa que incide en la célula, que para las células industriales de silicio suelen ofrecer eficiencias de un 20 %.

En muchas ocasiones para el estudio de un circuito de una forma sencilla es necesario una simplificación del circuito para poder analizarlo.

En la figura 1.7, se puede observar la evolución en el rendimiento de las celdas solares, en función del tipo de material semiconductor, de cómo esté configurada.

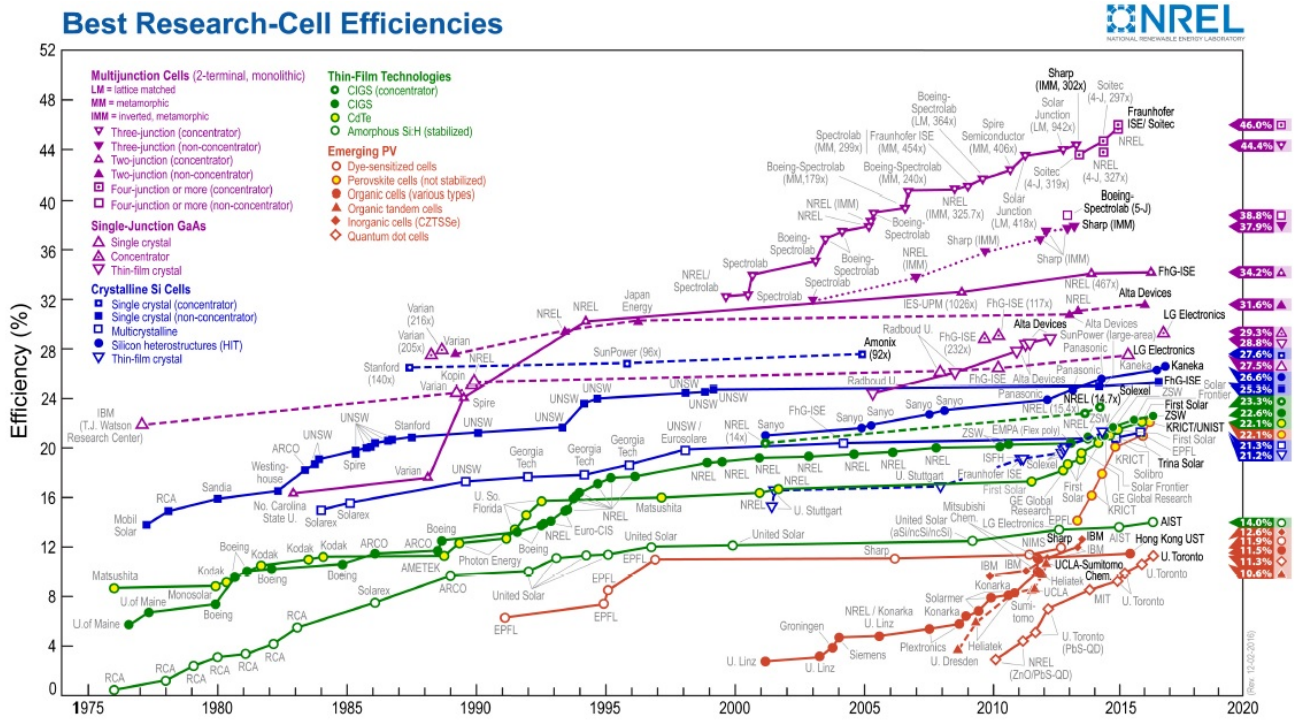


Figura 1.7: Evolución de la eficiencia de células según la tecnología (Fuente: 2010 Solar Technologies Market Report, National Renewable Energy Laboratory (NREL) (EEUU).

<https://www.nrel.gov/index.html>

1.2.3 Circuito equivalente de una célula solar

Actualmente, es necesario cuantificar la energía solar disponible que puede generar un panel fotovoltaico. Se han realizado diversos estudios en la materia. Dichos estudios, están basados en principios físicos con parámetros determinados experimentalmente, que emplean como estudio el circuito de la figura 1.8:

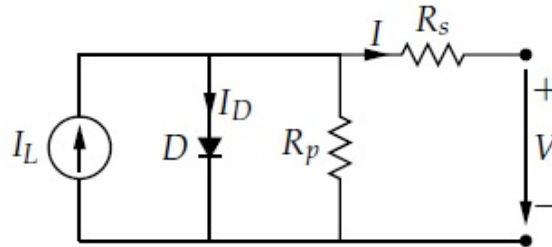


Figura 1.8: Circuito equivalente de una celda solar

Esta ecuación expresa la corriente de una célula solar:

$$I = I_{sc} \cdot \left[1 - \exp \left(-\frac{(V_{oc} - V) + I \cdot R_s}{m \cdot T_c} \right) \right] \quad (1.9)$$

Según estén asociadas las resistencias de la celda solar tenemos que:

La resistencia serie de la celda solar, representa cierta oposición debida a los contactos metálicos con el semiconductor, la resistencia reduce principalmente el factor de forma y, en menor medida, la corriente de cortocircuito.

La resistencia en paralelo, representa las fugas de corriente en los bordes de célula. Esta resistencia reduce el factor de forma y la tensión de circuito abierto.

Se mostrará a continuación la evolución de las curvas I-V y P-V de una celda en configuración serie R_s y paralelo R_p en la figura 1.9

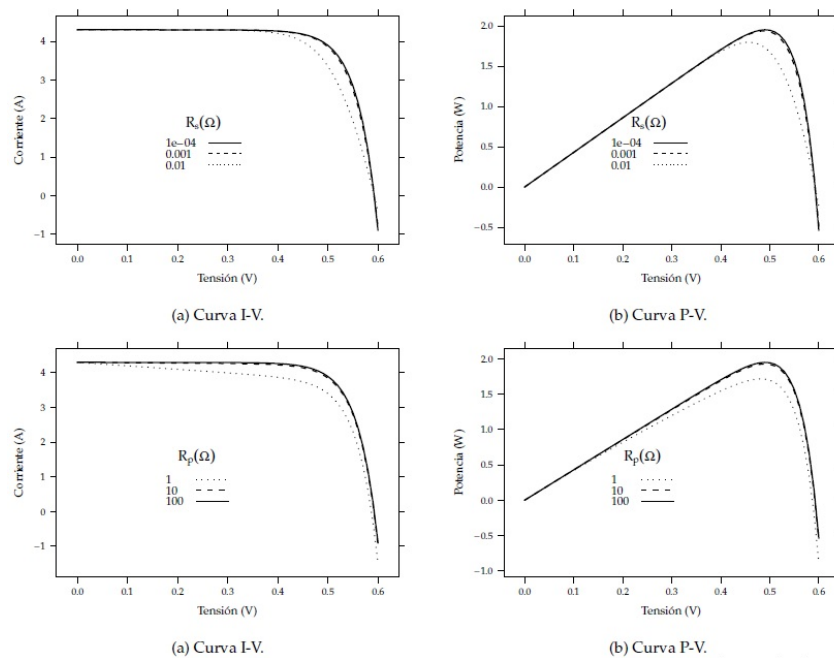


Figura 1.9: Efecto de las resistencias serie R_s y paralelo R_p

Capítulo 2

Elementos de una instalación fotovoltaica

Las microrredes aparecen en la red principal conectadas como unidades anexas a las cargas y a las micro-fuentes. Están diseñadas a pequeña escala y baja tensión, combinando todos los beneficios de las tecnologías de generación de bajo carbono / no convencionales, y los sistemas combinados de calor y de alta eficiencia.

La clasificación de las instalaciones fotovoltaicas (ISF) se puede realizar en función de la aplicación. Así, se distinguirá entre:

1. Sistemas Fotovoltáicos Conectados a la Red (SFCR).
2. Sistemas Fotovoltáicos Autónomos (SFA).

Se puede apreciar cada una de ellas en la figura 2.1:

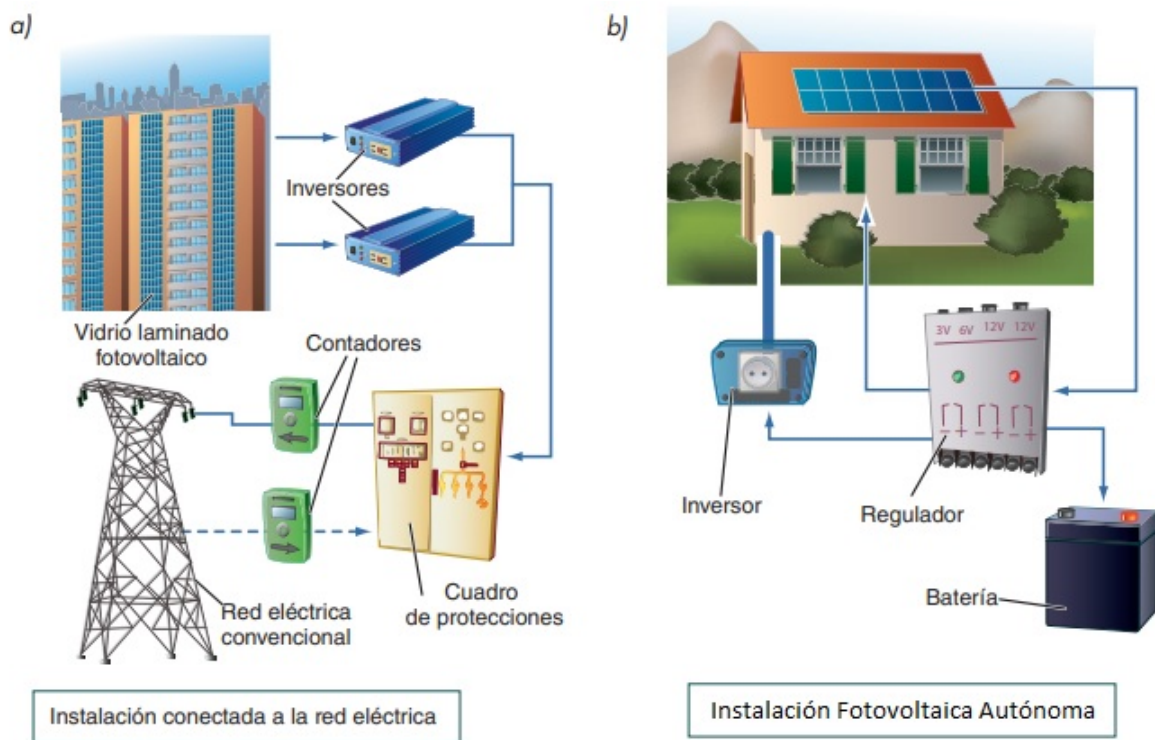


Figura 2.1: Sistema conectado a red (a) e instalación fotovoltaica autónoma (b).

2.1 Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red (SFCR)

2.1.1 Definición de un SFCR

Un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red (SFCR) es un sistema cuya función es producir energía eléctrica en condiciones adecuadas para poder ser inyectada en la red convencional. Como se muestra en la siguiente figura:

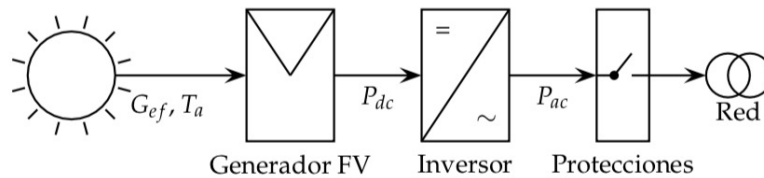


Figura 2.2: Configuración típica de una microrred

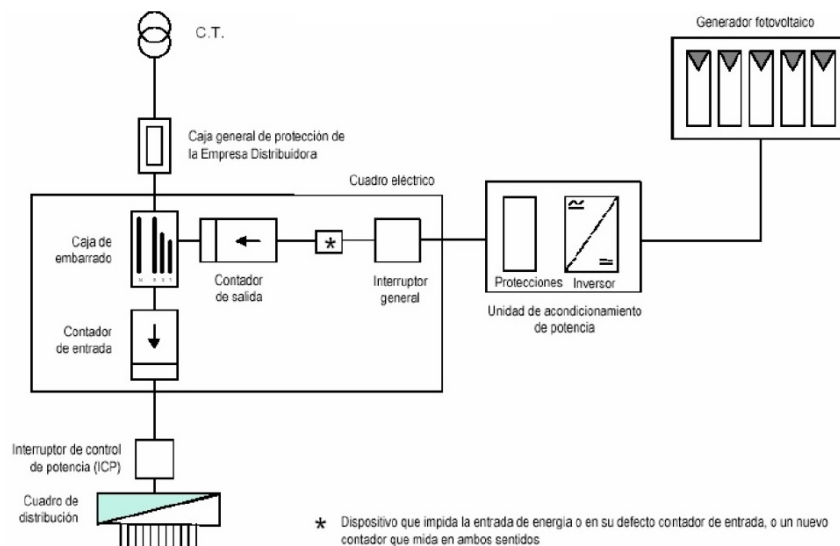


Figura 2.3: Instalación fotovoltaica conectada a la red de Baja tensión.

Un SFCR se compone de un panel solar o generador fotovoltaico, un inversor DC/AC y un conjunto de protecciones eléctricas.

2.2 Panel solar

Un panel solar o módulo fotovoltaico está formado por un conjunto de celdas, conectadas eléctricamente, encapsuladas, y montadas sobre una estructura de soporte. Proporciona en su salida de conexión una tensión continua, y se diseña para valores concretos de tensión (6 V, 12 V, 24 V), que definirán la tensión de trabajo del sistema fotovoltaico. En la figura 2.4, se muestra como está constituido un panel solar y se destacan sus principales características:

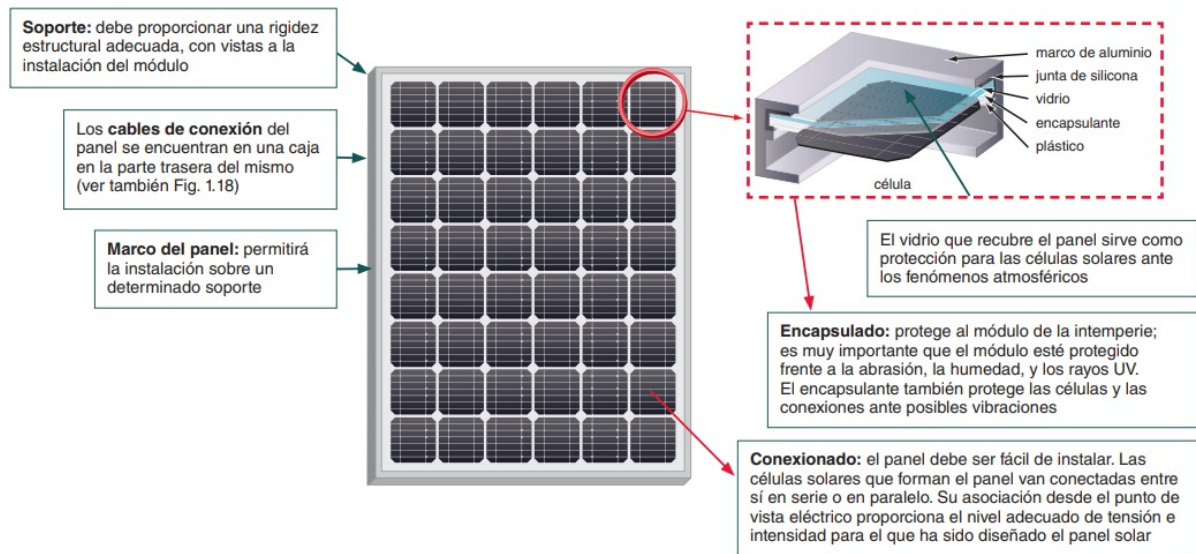


Figura 2.4: Constitución de un panel solar.

Es oportuno explicar algunos conceptos importantes que influyen en el desempeño de un panel solar:

- **Irradiancia:** Es la magnitud que describe la radiación o intensidad de iluminación solar que llega al panel solar, medida como una potencia instantánea por unidad de superficie, W/m^2 o unidades equivalentes.
- **Irradiación:** Es la cantidad de irradiancia recibida en un lapso de tiempo determinado, es decir, la potencia recibida por unidad de tiempo y por unidad de superficie. Se suele medir en Wh/m^2 o, en caso de un día, en $Wh/m^2/día$ o unidades equivalentes.[4]
- **Temperatura:** Afecta fundamentalmente a la tensión de circuito abierto, disminuyendo la tensión cuando aquella aumenta. El factor de forma y el rendimiento de la célula disminuyen.

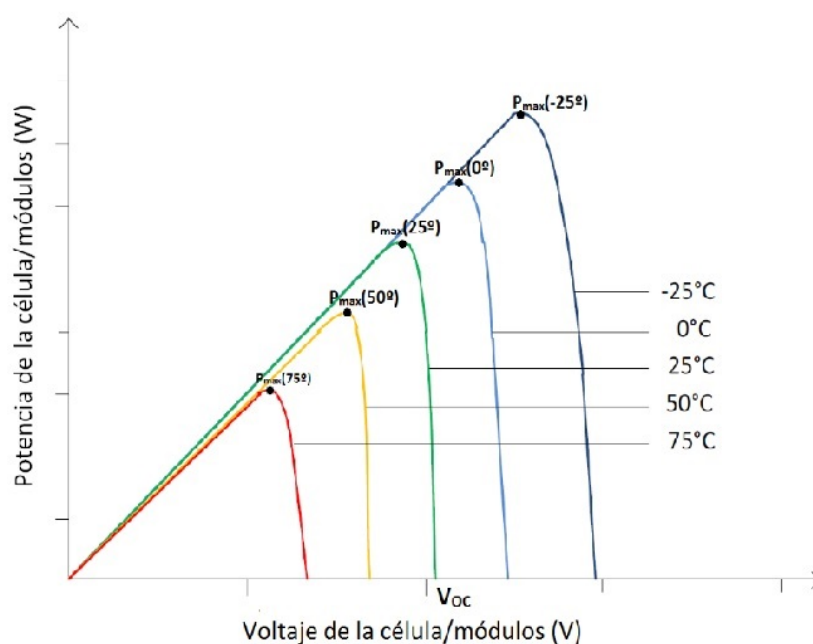


Figura 2.5: Influencia de la temperatura en una celda solar

2.3 Inversor DC/AC

El inversor convierte la tensión continua de los paneles de corriente alterna 230/400V, 50 Hz.

La señal de potencia suministrada por un generador fotovoltaico iluminado es en tensión continua. Esta tensión debe ser acondicionada para permitir el correcto acoplamiento a la red eléctrica. El equipo de acondicionamiento de potencia, denominado inversor DC/AC, realiza la conversión de continua a alterna cumpliendo con determinados requisitos:

- Tensión eficaz
- Frecuencia
- Distorsión armónica de las ondas de tensión y corriente
- Rendimiento

2.3.1 Principio de funcionamiento

El funcionamiento de un inversor se puede comprender a partir del circuito de la figura 2.6.

Un inversor de puente completo en H con dos ramas de inversión, cada una con dos dispositivos de conmutación (en el caso de esta figura se trata de un transistor tipo IGBT) controlados para conseguir un determinado valor de tensión de salida, corriente, nivel de armónicos, etc.

En esta primera aproximación, se considera que la conmutación de los dispositivos sigue patrones de onda cuadrada. En la figura 2.7 se representa la señal g_1 aplicada al dispositivo S1, siendo $g_4 = g_1$ y $g_2 = g_3 = -g_1$. Los dispositivos S1 y S4 se activan simultáneamente, mientras que S2 y S3 están desactivados, y viceversa.

Un inversor DC/AC está compuesto por los siguientes elementos:

- **Filtro de entrada:** Atenúa el rizado que produce la conmutación en la corriente de entrada.
- **Convertidor DC/DC:** Adapta (eleva o reduce) el valor de la tensión de salida del generador a la tensión necesaria para el puente de conmutación. Puede realizar las funciones de búsqueda del punto de máxima potencia.
- **Puente inversor:** Realiza el troceado de la señal continua para convertirla en alterna.
- **Filtro de salida:** Elimina o atenúa los armónicos no deseados.
- **Transformador:** Adapta el valor de tensión de salida del puente en H a la tensión de la red, y proporciona aislamiento galvánico entre la parte DC y AC.
- **Control:** Realiza la supervisión de la entrada y salida del convertidor DC/DC y del puente inversor y entrega las consignas correspondientes para localizar y seguir el MPP del generador, y para obtener una señal sinusoidal con bajo contenido en armónicos en la salida del inversor.

La parte fundamental de este equipo es el puente de conmutación, compuesto por un conjunto de dispositivos semiconductores de potencia (MOSFETs e IGBTs, principalmente).

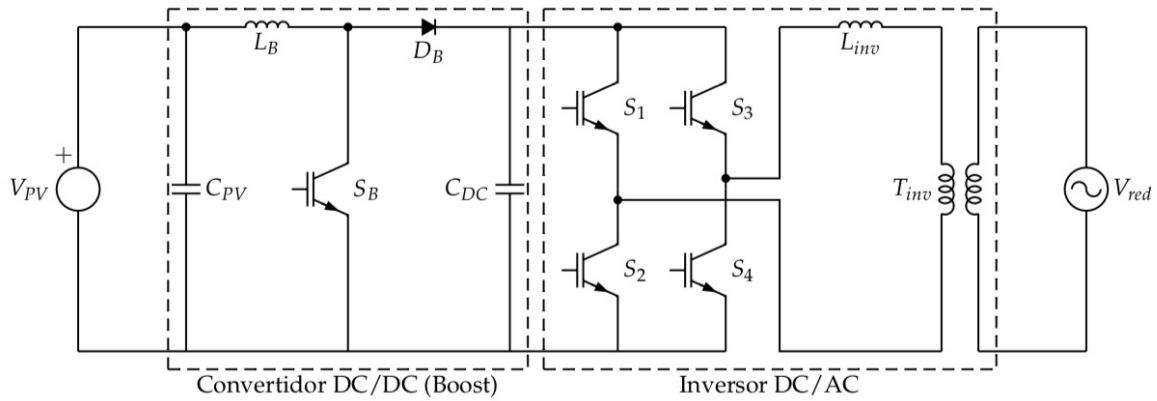


Figura 2.6: Esquema de un inversor monofásico de tipo VSI. Convertidor DC/DC tipo Boost (elevador) junto con el puente inversor, ambos utilizando dispositivos IGBTs. Este equipo incluye un transformador de baja frecuencia a la salida.

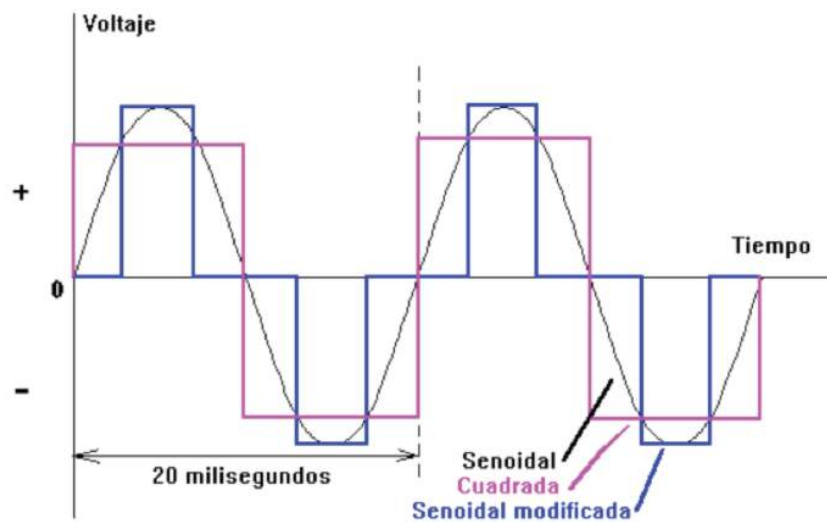


Figura 2.7: Evolución temporal de una onda cuadrada de tensión empleada para controlar conmutación de un inversor.

Como podemos apreciar en la figura 2.7, la conmutación se produce a la salida del inversor muestra una señal cuadrada, con una tensión pico y eficaz V y de periodo T .

Se puede calcular la distorsión armónica total a través de la ecuación 2.1.

$$THD_v = \frac{1}{v_1} \sqrt{\sum_{n=3,5,\dots}^{\infty} v_n^2} = \sqrt{\sum_{n=3,5,\dots}^{\infty} \frac{1}{n^2}} = 0,4829 \quad (2.1)$$

siendo V_n el armónico n -enésimo y V_1 el armónico fundamental. La versión trifásica de este inversor utiliza tres ramas de inversión controladas por patrones de conmutación con onda cuadrada desfasados 120° . En este caso, los valores de THD de las tensiones de línea se calculan mediante la ecuación 2.2:

$$THD_v = \frac{1}{\cos \frac{\pi}{6}} \sqrt{\sum_{n=3,5,\dots}^{\infty} \frac{\cos^2 n \frac{\pi}{6}}{n^2}} = 0,3103 \quad (2.2)$$

obteniendo unos valores inferiores a los de un inversor monofásico de puente completo.

El inversor basado en modulación del ancho de pulso (PWM, Pulse Width Modulation) fundamentalmente genera un patrón de conmutación a partir de la comparación entre una onda de referencia con una onda triangular. Está generado a partir de una senoide como señal de referencia, adquiriendo la denominación SPWM (modulación del ancho de pulso con señal sinusoidal), siguiendo la figura 2.7.

El ancho de pulsos es variable, con pulsos positivos más anchos al aproximarse al máximo de la senoide, y anchura similar de pulsos positivos y negativos en los pasos por cero de esta señal de referencia.

La frecuencia de la onda senoidal es la que se desea como armónico fundamental de la onda de salida.

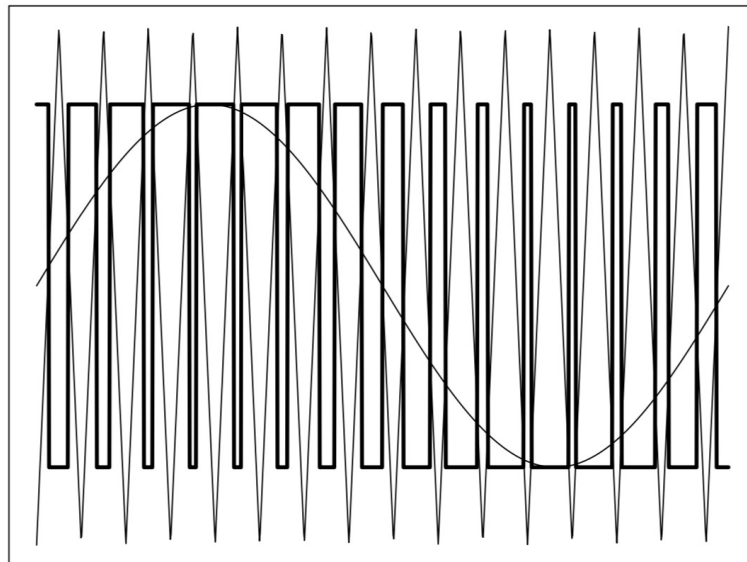


Figura 2.8: Onda SPWM monofásica bipolar

Las pérdidas por conmutación aumentan proporcionalmente con la frecuencia. Por tanto, debe elegirse un compromiso que aúne valores adecuados de eficiencia y distorsión armónica. Por otra parte, la amplitud de la onda de salida es modificable por el sistema de control.

Hasta aquí se ha supuesto que el inversor está diseñado con una fuente de tensión (VSI, voltaje source inverter) ver en figura 2.8.

La tensión de un generador FV depende de las condiciones meteorológicas y del punto de trabajo. Sin embargo, deben hacerse dos consideraciones:

- En sistemas de conexión a red, los inversores incorporan un algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia. Es común que este algoritmo esté incorporado en un sistema de control que actúa sobre la tensión de entrada de un convertidor DC/DC situado a la entrada del inversor. De esta manera, el sistema de control del inversor impone al generador FV un valor de tensión de trabajo.
- El proceso de conmutación del convertidor elevador y el puente inversor produce en la entrada un rizado que debe ser filtrado y que suelen incorporar en su entrada un filtro compuesto por condensadores. El comportamiento de un condensador reduce las variaciones de la tensión en la entrada del inversor.

Estos dos factores de diseño permiten asumir que la entrada del puente de conmutación se comporta como una fuente de tensión. El comportamiento de los inversores de conexión a red puede ser asimilable a una fuente de tensión con una impedancia en serie. Esto quiere decir que la tensión a la salida del inversor vendrá fijada por la red eléctrica.

2.3.2 Características de un inversor comercial

La información que se puede obtener de la ficha técnica proporcionada por el fabricante de un inversor puede incluir los siguientes parámetros: **Potencia nominal** y **máxima**, siendo esta un porcentaje de sobrecarga que el equipo es capaz de soportar durante un determinado período de tiempo (indicado por el fabricante).

- **Punto de Máxima Potencia (MPP en siglas inglesas):** Rango de tensiones en las que el inversor aplica un algoritmo de búsqueda del MPP del generador fotovoltaico.
- **Tensión máxima de entrada:** Tensión máxima que el inversor puede aguantar sin sufrir una avería.
- **Tensión nominal de salida:** Tensión de red a la que se puede conectar el inversor (habitualmente 230 *VDC* para equipos monofásicos y 400 *VAC* para equipos trifásicos).
- **Eficiencia máxima:** Valor máximo que toma la relación entre potencia de salida y potencia de entrada. En inversores de calidad la eficiencia es estable en un amplio rango de funcionamiento del equipo y de un valor cercano a la eficiencia máxima.
- **Rendimiento europeo:** Relación entre la energía entregada por un inversor que recibe una energía producida por un generador fotovoltaico, funcionando en unas condiciones de radiación características de la zona centro-europea.
- **Umbral de arranque:** Según las unidades en las que se expresa, puede indicar la radiación solar incidente en el generador Wh/m^2 , o la potencia de entrada (W) necesaria para que el inversor comience el proceso de conversión.

2.3.3 Transformador de salida

Como último componente, los inversores suelen incorporar un transformador con las siguientes características:

- Adecua el nivel de tensión de salida del puente de conmutación a la tensión de red. La componente inductiva del transformador es parte del filtro de salida y sirve como acoplamiento entre la red eléctrica (fuente de tensión) y la salida del inversor (con topología VSI).
- Establece el aislamiento galvánico entre la entrada del inversor (DC) y la salida (AC). De esta forma se impide el paso de corriente continua desde el inversor hacia la red (por ejemplo, para garantizar que los defectos a tierra que se produzcan en la zona del generador FV no sean transmitidos a la red eléctrica a través del inversor).

2.3.4 Configuración de un SFCR

1. Orientación e inclinación del generador

En los sistemas fotovoltaicos, la orientación del generador debe ser hacia el horizonte Sur en el hemisferio Norte (y hacia el horizonte Norte en el hemisferio Sur). La inclinación del generador debe ser tal que maximice la producción anual, de forma que estará comprendida entre la que prima la producción en los meses invernales y la que favorece la generación en verano. Una recomendación sencilla consiste en inclinar el generador 10° menos que la latitud del lugar. En cualquier caso, es necesario que la inclinación no se encuentre por debajo de 15° para permitir que la suciedad acumulada pueda ser retirada por la lluvia.

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \cdot |\varphi| \quad (2.3)$$

Mediante la ecuación 2.4 se calcula la inclinación solar:

$$\delta = 23,45^\circ \sin\left[360^\circ \frac{284 + n}{365}\right] \quad (2.4)$$

dónde: n = el día del año [un número entre 1 y 365]

2. Configuración eléctrica del generador

Para un buen diseño de una instalación fotovoltaica es importante conocer el valor de tensión que nos puede suministrar el generador fotovoltaico, dado que el acoplamiento entre un generador fotovoltaico y un inversor implica elegir el número de módulos que componen cada rama y el número de ramas que compone el generador. El número de módulos en cada rama determinará el rango de tensiones que entregará el generador, mientras que el número de ramas impondrá el valor máximo de corriente que el generador es capaz de proporcionar.

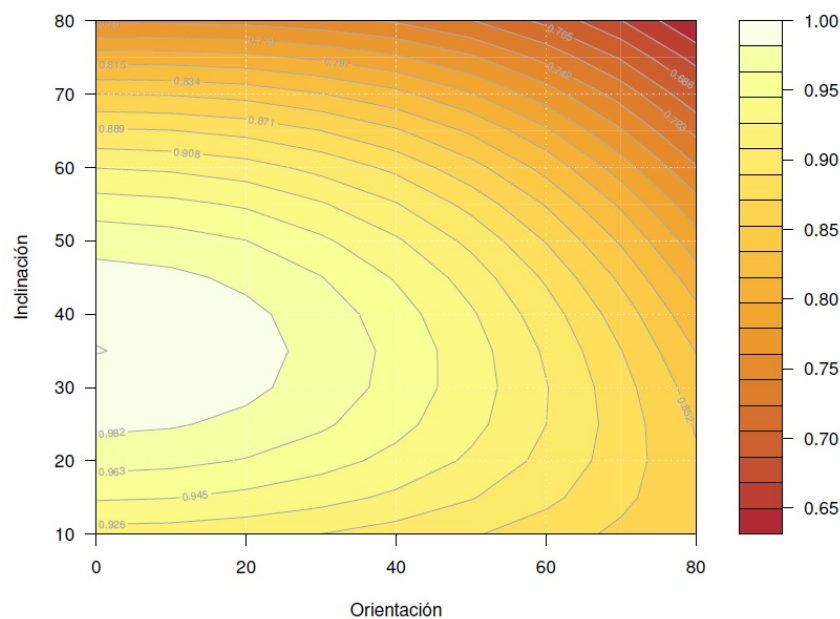


Figura 2.9: Energía producida por un SFCR con una orientación e inclinación determinada respecto a la energía producida por el mismo SFCR con la orientación e inclinación óptimas.

3. Elección del inversor

Para calcular la potencia entregada por el inversor, P_{AC} (Potencia en corriente alterna), a partir de la potencia suministrada por el generador fotovoltaico, P_{DC} (Potencia en corriente continua), se empleará la curva de eficiencia del inversor, η_{inv} en la figura [5].

$$\eta_{inv} = \frac{p_0}{p_0 + k_0^0 + k_1^0 \cdot p_0 + k_2^0 \cdot p_0^2} \quad (2.5)$$

Donde, p_0 y k_0^0, k_1^0, k_2^0 , son parámetros adimensionales que definen el comportamiento eléctrico del inversor.

$$p_0 = P_{ac}/P_{inv}$$

Esta relación es una función basada en tres coeficientes y la normalización de la potencia de salida.

Función que conceptualmente estará dada por la relación entre la potencia de salida y la de entrada.

En el denominador de la expresión tendremos los términos correspondientes a la potencia de entrada más las pérdidas, que se contemplan a continuación:

Siendo:

k_0 : Pérdidas de autoconsumo independientes de la potencia

Son las pérdidas independientes de la potencia de operación, son pérdidas en el transformador, medidores, indicadores importantes de poca carga. $P_0 \leq 0,5$; puede llegar al 1% en los buenos inversores.

k_1 : Pérdidas lineales con la potencia de salida diodos, dispositivos de conmutación.

k_2 : Pérdidas cuadráticas con la potencia conductores, bobinas y resistencias.

4. Rendimiento europeo

$$\eta_{euro} = 0,03 \cdot \eta_s + 0,06 \cdot \eta_{10} + 0,13 \cdot \eta_{20} + 0,10 \cdot \eta_{30} + 0,48 \cdot \eta_{50} + 0,20 \cdot \eta_{100}$$

$$\eta_{euro} = 94,5\%$$

A la hora de diseñar un SFCR, una de las preguntas a responder es qué relación debe existir entre la potencia del generador FV y del inversor, P_g/P_{inv} . Dado que la potencia entregada por el generador varía con las condiciones meteorológicas, el inversor trabajará en diferentes zonas de su curva de eficiencia. Si la relación de potencias es alta, el inversor trabajará con frecuencia en la región de alta eficiencia, pero a cambio es posible que deba limitar la potencia del generador para evitar superar su umbral de corriente admisible. La probabilidad de valores de potencia elevados, y por tanto, el tiempo en el que el inversor trabajará en la zona de alta eficiencia, depende tanto de la radiación local como del comportamiento del generador FV.

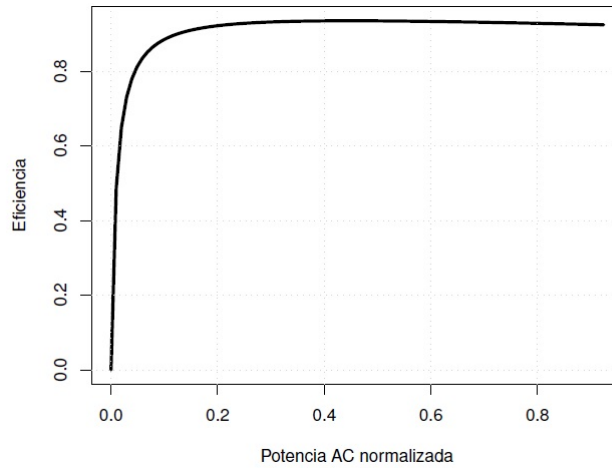


Figura 2.10: Curva de eficiencia de un inversor calculada con tres coeficientes genéricos ($k_0^0 = 0,01, k_1^0 = 0,025, k_2^0 = 0,05$)

5. Cálculo de la productividad de un SFRCR

La potencia entregada a la salida de un SFRCR está determinada por los siguientes factores:

- La irradiancia efectiva incidente en el plano del generador.
- La temperatura ambiente a la que está sometido el generador fotovoltaico. En ausencia de información detallada, puede asumirse un valor constante $T_a = 25^{\circ}C$ en el caso de simulaciones anuales. Si se dispone de los valores máximos y mínimos diarios, es posible sintetizar una secuencia intradiaria mediante una combinación de funciones coseno.
- El impacto de sombras sobre el generador.
- El comportamiento eléctrico del generador fotovoltaico
- La curva de eficiencia del inversor.
- La eficiencia del resto de componentes del sistema, principalmente cableado y transformador de BT/MT, usualmente un 1,5 % para el cableado y un 2,5 % para el transformador.

6. Energía Producida por un Sistema Fotovoltaico conectado a la Red

A partir de la secuencia de valores de irradiancia efectiva y temperatura ambiente, se calcula el funcionamiento del generador (tensión y corriente MPP, y por tanto potencia), del inversor, del cableado y del transformador (si lo hubiese). Estas secuencias intradiarias de potencia pueden ser integradas en periodos de tiempo adecuados para obtener las correspondientes estimaciones de energía producida en base diaria, mensual o anual. El cálculo detallado según este procedimiento exige la ayuda de herramientas software que implementa en cada paso. Sin embargo, la energía producida por un SFRCR en un periodo anual puede ser estimada, de forma aproximada, con la siguiente ecuación 2.6:

$$E_{ac} = P_{g*} \cdot \frac{G_{ef,a}}{G_{stc} \cdot PR \cdot (1 - FS)} \quad (2.6)$$

Donde E_{ac} , es la energía producida anual (kWh), G_{stc} es la irradiancia en condiciones estándar de medida. ($STC, G = 1kW, T_a = 25^{\circ}C$), P_{g*} es la potencia nominal del generador FV (kWp) en condiciones estándar de medida, $G_{ef,a}$, es la irradiación efectiva anual incidente en el plano del generador (m^2), PR es el rendimiento del sistema o performance ratio y FS es el factor de sombras, siendo estos dos últimos parámetros adimensionales.

Se suele emplear para la productividad del sistema, Y_f , que es el cociente entre energía producida y la potencia nominal del generador fotovoltaico mediante la ecuación 2.7 :

$$Y_f = \frac{E_{ac} \text{ kWh}}{P_{g*} \text{ kwp}}; \quad Y_f = \frac{\text{Energía_anual}}{\text{Potencia_pico}} \quad (2.7)$$

Representa las horas funcionando en valores de potencia de pico en promedio.

Por ejemplo, si tenemos una planta de 110 kwp con $14000 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}$

$$Y_f = \frac{140,000}{110} = 1243 \frac{\text{kWh}}{\text{kwp}}$$

La energía solar disponible al año por m^2 será:

$$Y_R = \frac{\text{kWh}/m^2}{\text{kwp}/m^2}$$

Se mide en kWh/m^2 o en horas pico de sol.

Y la relación entre la energía producida y las horas pico de sol en %.

$$P_R = \frac{Y_f}{Y_R} (\%) \quad (2.8)$$

La ecuación 2.8 cuantifica lo cerca que el sistema está de producir la máxima energía teóricamente posible denominada *Performance Ratio*.

7. Pérdidas en el Sistema

El performance ratio (PR) es un factor concebido para incluir todas las pérdidas de un sistema fotovoltaico que no tienen dependencia de las condiciones meteorológicas. De esta forma, este factor puede caracterizar el funcionamiento de un sistema durante un periodo independientemente de la localidad en la que se ubica. En sentido estricto esta afirmación no se corresponde con la realidad porque algunas pérdidas incluidas en el PR tienen relación con la climatología del lugar. En particular, es destacable el efecto de la temperatura en la potencia entregada, y de ahí que este factor de mérito varíe de un día al siguiente o de un mes a otro.

Sin embargo, el uso del PR se realiza normalmente para caracterizar periodos anuales. En este contexto, y dado que la influencia de la temperatura es un factor de segundo orden comparado con la relación entre energía e irradiación; suele aceptarse que el PR anual sirve para caracterizar la calidad de un sistema fotovoltaico.

En la tabla 2.1, están los factores de pérdidas incluidos en el performance ratio anual junto con valores recomendados.

Factor de pérdidas	Valor
Dispersión de parámetros entre los módulos que componen el generador	2-4 %
Tolerancia de potencia de los módulos respecto a sus características nominales	3 %
Conversión BT/MT realizada por el transformador	2-3 %
Conversión DC/AC realizada por el inversor	8-12 %
Efecto Joule en los cables	2-3 %
Disponibilidad del sistema	0,5-1 %
Temperatura de funcionamiento de los módulos	5-8 %

Tabla 2.1: Factores de pérdidas junto con valores recomendados.

2.4 Sistemas Fotovoltaicos Autónomos (SFA)

2.4.1 Definición

Un sistema fotovoltaico autónomo (SFA) produce energía eléctrica para proporcionar el consumo de cargas eléctricas no conectadas a la red.

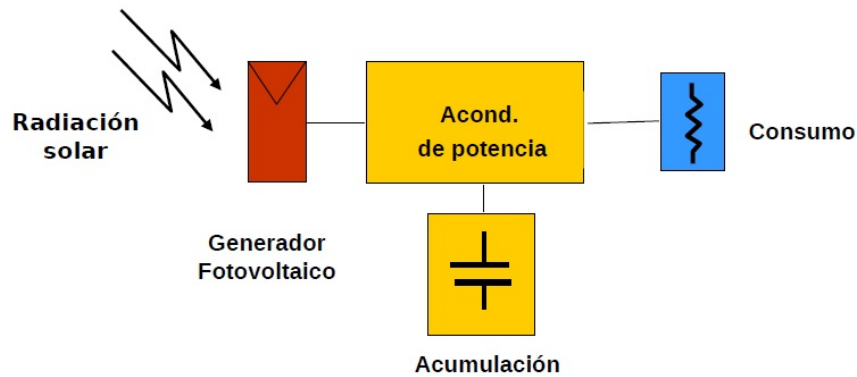


Figura 2.11: Sistema fotovoltaico aislado

2.4.2 Definiciones de los sistemas SFA

Para comprender el desarrollo de este apartado se requieren unas definiciones previas:

- **Capacidad nominal (C_b)** : Es la carga eléctrica que puede ser extraída de una batería hasta llegar a la descarga total.
- **Régimen de carga / descarga**: Es la corriente aplicada a una batería para restablecer/extraer la capacidad nominal. Normalmente se presenta como un ratio entre la capacidad nominal y la corriente. Por ejemplo, si la capacidad es $300Ah$, se habla de un régimen de carga (descarga) C10 cuando se aplican (extraen) 30 A, de forma que en 10 horas se restablece (extrae) la capacidad. Habitualmente, la documentación técnica de los fabricantes incluye la capacidad a C_{10} . Sin embargo, los regímenes de funcionamiento más habituales en los sistemas fotovoltaicos son del orden de C100. En el caso anterior, con $C_{10} = 300Ah$, $I_{10} = 30A$, y como $C_{100} = 405Ah$, obtenemos $I_{100} = 4,05A$.
- **Estado de carga de una batería (SoC)**: Es la capacidad de una batería parcialmente cargada, dividida por su capacidad nominal. Por tanto, siempre será $0 < SoC < 1$. funcionará como equipo de emergencia, activándose para alimentar estas cargas a partir de un nivel de alerta. En otros casos, bastará con que el grupo mantenga el nivel de flotación de la batería.
- **Tensión de corte**: es la tensión a la que finaliza la descarga de la batería. Depende del régimen de descarga y del tipo de batería. Determina la profundidad de descarga máxima, PD_{max} , y por tanto, la capacidad útil, C_U , siendo: $C_U = PD_{max} \cdot C_b$
- **Eficiencia farádica**: Es el ratio entre la carga extraída durante la descarga y la carga requerida para restablecer el estado inicial.
- **Eficiencia energética**: Es el ratio entre la energía extraída durante la descarga y la energía requerida para restablecer el estado inicial.

2.4.3 Aplicaciones y configuraciones típicas

Usualmente en las instalaciones, las cargas son en corriente continua, por tanto, no es necesario la inclusión de un inversor.

Estos sistemas están compuestos por el generador, un acumulador electroquímico o batería y un regulador de carga y descarga. Cuando el consumo incluye cargas de alterna es necesario que el SFA incluya un inversor.

El funcionamiento del inversor puede ocasionar la circulación de transitorios de corriente que el regulador no es capaz de gestionar correctamente. Por este motivo, es recomendable que el inversor esté conectado directamente a la batería, y no a la salida del regulador.

Los inversores para SFA suelen incorporar un mecanismo de regulación de descarga que permite esta conexión. La principal diferencia está en su salida: dado que estos inversores no están conectados a una red con la que sincronizar, deben funcionar como fuentes de tensión.

El dimensionado de un SFA consiste, por tanto, en elegir los tamaños de generador y acumulador como una solución de compromiso entre mínima probabilidad de fallo y mínimo coste.

En estos casos, el SFA incluye un grupo electrógeno que suministra la energía deficitaria y permite reducir el tamaño del SFA. Un SFA puro implica una inversión elevada pero supone unos costes de mantenimiento muy bajos. Estos sistemas SFA tienen las siguientes características:

- Son capaces de dar autonomía al sistema fotovoltaico al satisfacer los requerimientos de consumo en cualquier momento, independientemente de la generación.
- Contribuyen al buen funcionamiento del sistema al aportar picos de intensidad superiores a los que proporciona el generador FV y al estabilizar el voltaje del sistema, evitando fluctuaciones dañinas en los equipos de consumo.

En la figura 2.12 se puede ver las distintas configuraciones mediante las cuales podemos conectar un SFA:

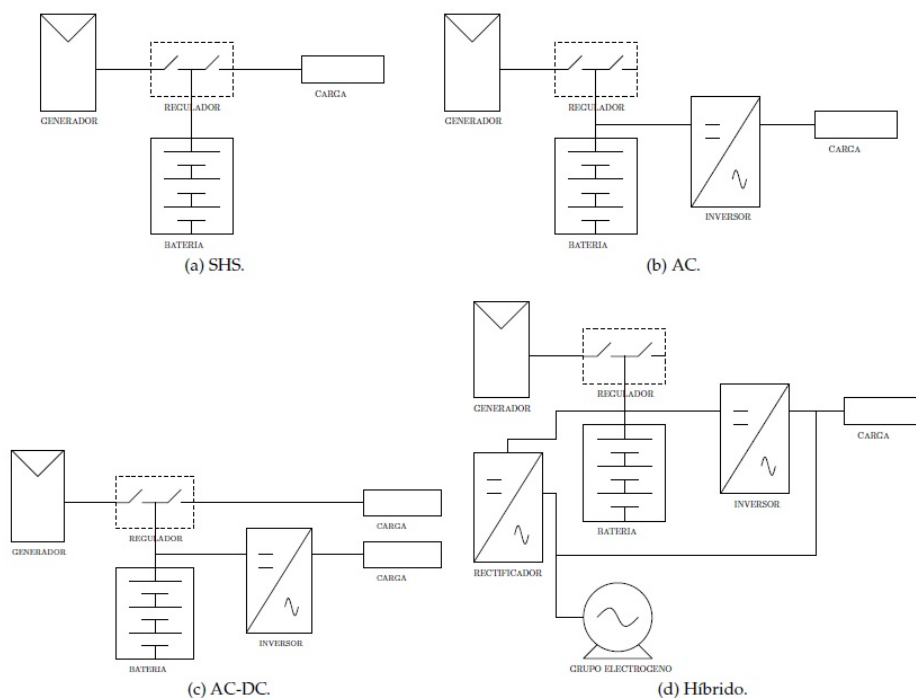


Figura 2.12: Configuraciones típicas

Las baterías tienen múltiples gamas en sus sistemas de acumulación, pero los sistemas SFA están basados en el tipo de baterías ácido-plomo, por esto en este apartado se hablará de este tipo de baterías.

2.4.4 Componentes de un SFA

Los elementos de un SFA son:

1. Acumulador electro químico o batería.
2. Regulador de carga MPPT.
3. Luminarias. Son las cargas típicas en los sistemas domésticos son luminarias, radios y televisores, correspondiendo generalmente a la iluminación la parte más importante del consumo energético.

En instalaciones aisladas de la red es necesario una energía que garantice el suministro de electricidad. Por ello, se instalan grupos electrógenos.

2.5 Grupos electrógenos

La utilización de los grupos electrógenos proporciona una fuente energética de respaldo que podemos hacerla funcionar cuando sea necesario, disminuyendo drásticamente el almacenamiento en baterías.

Los grupos electrógenos (GE) son máquinas formadas principalmente por un motor de combustión interna acoplado a un alternador eléctrico con el objetivo de producir energía eléctrica. Los GE han sido comúnmente usados para el uso rural de redes eléctricas, pese que su uso a largo plazo no sea muy económico.

Los GE de potencia menor o igual a 5KW normalmente usan gasolina como fuel, los más grandes diésel. Otros pueden funcionar con gas natural (GLP) o biocombustibles.

Algunas ventajas de los GE en las redes híbridas:

- Es un equipo fiable de tecnología extendida y probada.
- El coste de inversión inicial es razonable para la potencia generada, con economías de escala para potencias crecientes.
- Para tamaños pequeños pueden ser portables.
- Tiempo de instalación corto, especialmente para grupos pequeños.
- Gran disponibilidad en el suministro, ya que el recurso en principio está siempre disponible habiendo combustible, por lo que el aporte de energía del GE desde el mínimo al máximo técnico se puede considerar garantizada.
- Esto añade la ventaja que mejora la calidad del sistema y la seguridad de suministro (GE puede generar cuando las renovables no están generando o cuando el nivel de carga de batería es bajo).

Entre las desventajas de los GE están:

- Impacto ambiental alto (emisión de gases contaminantes como CO₂).
- Dependencia directa del combustible en cuanto a variación en el precio y disponibilidad, siendo por lo general el combustible caro y a veces difícil de obtener por dependencia exterior o con un tiempo de entrega largo.
- Posible riesgo de explosión e incendio
- Coste de mantenimiento elevado (filtros, lubricación, bujías...)

Normalmente en el caso de los sistemas híbridos de las microrredes, un punto importante es ver el impacto máximo de carga que puede aguantar el grupo bien a plena carga, bien al 75 % de la misma, según haya sido dimensionado.

Se debe evaluar que en el funcionamiento normal del grupo se produzca un incremento del consumo momentáneo, o bien que el paso de una nube haga reducir la producción fotovoltaica en un porcentaje determinado (pérdida del 80 % de la generación en 20s se ha sacado por experiencia en plantas grandes).

Otra consideración importante en el dimensionamiento del GE en una microrred, es que el grupo siempre debe funcionar como mínimo a un 20-30 % de carga para evitar envejecimiento acelerado de elementos del motor de combustión.

2.5.1 Funcionamiento e integración en la microrred

2.5.1.1 Funcionamiento Grupo Electrónico

El motor es el elemento del sistema que entrega la potencia mecánica y está potencia a su vez, la transforma el alternador en potencia eléctrica.

El motor suele ser de combustión interna alimentado por un combustible que puede ser gasóleo, gasolina, gas, o también bio-combustible, entre otros. Para potencias hasta 100kVA se emplean motores normalmente derivados de la aplicación náutica deportiva como lanchas o de maquinarias agrícolas. En mediana potencia, hasta aproximadamente 600kVA, se emplean motores del automoción, camiones predominantemente. En el caso de potencias mayores se emplean motores para maquinarias movimiento tierra y de propulsión naval como aquellos que empujan lujosos buques de cruceros o más humildes porta-contenedores.

Un sistema híbrido puede ser abastecido por energías de orígenes renovables, las cuales quedan almacenadas en nuestras baterías de alta capacidad. Esta energía es convertida y abastecida a 230V por un equipamiento electrónico tipo inverter.

Cuando la energía que el usuario demanda es igual o menor que la abastecida por fuentes renovables o por las baterías que hemos mencionado con anterioridad, el sistema híbrido trabaja sin tener que encender el grupo electrógeno.

¿En que casos se pone en marcha el grupo electrógeno?

Dependiendo de las necesidades energéticas funciona el sistema:

1. Cuando el consumo de energía es más elevado que el que se está suministrando.
2. Cuando la energía renovable es insuficiente o simplemente inexistente en un periodo concreto de tiempo, el generador puede estar funcionando, hasta que las baterías estén completamente cargadas.

Se pueden dar varios casos de integración de un GE existente con la incorporación de una nueva generación renovable:

- Grupo electrógeno como generador principal: Son grupos de gran potencia respecto a la demanda esperada que funcionan continuamente. En este caso se puede usar nuevas fuentes de generación renovable con el fin de reducir el consumo de combustible haciendo que el tiempo de funcionamiento diario del grupo sea menor. El peso fundamental de la instalación en este caso la llevaría el GE por lo que el ahorro de combustible es menor, pero también es cierto que la inversión en el sistema es más pequeña.
- Grupo electrógeno como generador de apoyo: Suelen ser grupos de menor potencia respecto a la demanda esperada que funcionan puntualmente. En este caso habitualmente se cubriría la demanda con la nueva generación renovable (fotovoltaica, eólica, etc...), utilizando un sistema de almacenamiento de energía en baterías y donde el grupo se encargará básicamente de cubrir puntas y recargar

las baterías en casos de necesidad, ya sea debida a una alta demanda de los consumos, o bien por una baja generación de las otras fuentes energéticas. El ahorro de combustible es más grande que en el caso anterior puesto que el grupo solo funciona ocasionalmente. Por el contrario, la inversión en el sistema de la microrred es más alta, principalmente por las baterías que serían necesarias para el funcionamiento en este modo.

El grupo electrógeno también es un elemento de seguridad en las microrredes con generación renovable, ya que:

Puede servir para cubrir la alta demanda puntual que se dé ocasionalmente y que no esté cubierta por las fuentes renovables. Puede alimentar las baterías y reducir el tamaño de estas en caso de haber diseñado un sistema de generación renovable con almacenamiento.

2.5.2 Energía Distribuida para atender la demanda energética a largo plazo

Las microrredes son el modelo de Generación Distribuida más desarrollado hasta el momento: sistemas conectados o no a la red, que pueden combinar distintas tecnologías convencionales y renovables.

Además de la generación de energía, tienen dos elementos característicos: el control, la parte más inteligente, que predice los consumos y los ciclos de trabajo; y los dispositivos de almacenamiento, el corazón de una microrred, que junto a la electrónica de potencia permiten compensar las variaciones de carga de las renovables y ser mucho más eficaces en la producción de energía.

Para poner en marcha todos estos elementos, necesitan un sistema de monitorización que recoja y comunique todos los datos, tanto de la red, como del resto de fuentes que intervienen, en un entorno de redes inteligentes o smart-grid.

Actualmente un tercio de la energía que suministran las microrredes procede de grupos electrógenos, otro tercio de energía eólica y el resto de microturbinas, paneles solares o celdas de combustible.

La tendencia global es combinar las distintas tecnologías para aprovechar lo mejor de estos tipos de generación y eliminar los aspectos negativos de cada una de ellas usadas individualmente por separado.

El atractivo de la hibridación de energía fósil y renovable, dependen en buena medida de factores externos como el marco legislativo, la distancia de la red eléctrica nacional, el coste y la rentabilidad de electrificar una zona, teniendo en cuenta su densidad de población y su nivel de industrialización.

2.5.3 Ventajas de la integración del grupo electrógeno en la planta de generación híbrida

La integración de grupos electrógenos en estos sistemas de hibridación garantiza que el sistema es fiable, asegurando que la energía estará siempre disponible.

Los generadores funcionan como una alternativa de almacenamiento muy valiosa que puede dar una respuesta muy rápida cuando hay variaciones de carga.

Si el sistema es capaz de realizar una gestión inteligente, permitirá tener una estimación de las horas de funcionamiento e incrementar la eficiencia de la microrred.

La combinación de una planta convencional de generación de energía fósil con una planta de energía 100 % renovable tiene importantes ventajas.

Por un lado, proporciona un suministro ininterrumpido de energía que una planta renovable no es capaz de garantizar por sí sola. Por otro lado, reduce sensiblemente los costes de operación. En un diagrama de carga típico de estas plantas se observa cómo el uso combinado de los grupos electrógenos con energía renovables supone, no sólo un ahorro notable de combustible, sino una reducción del conjunto de costes de operación y mantenimiento. Las horas de funcionamiento serán siempre menores y necesitará menos mantenimientos y cambios de lubricantes, filtros o inyectores.

2.6 Batería

Una batería transforma la energía química en eléctrica.

Consiste en dos electrodos (ánodo y cátodo) y un electrolito retenido en una matriz. Los reactivos y los productos no se almacenan, sino que se alimentan continuamente a la batería como podemos ver en la figura 2.13.

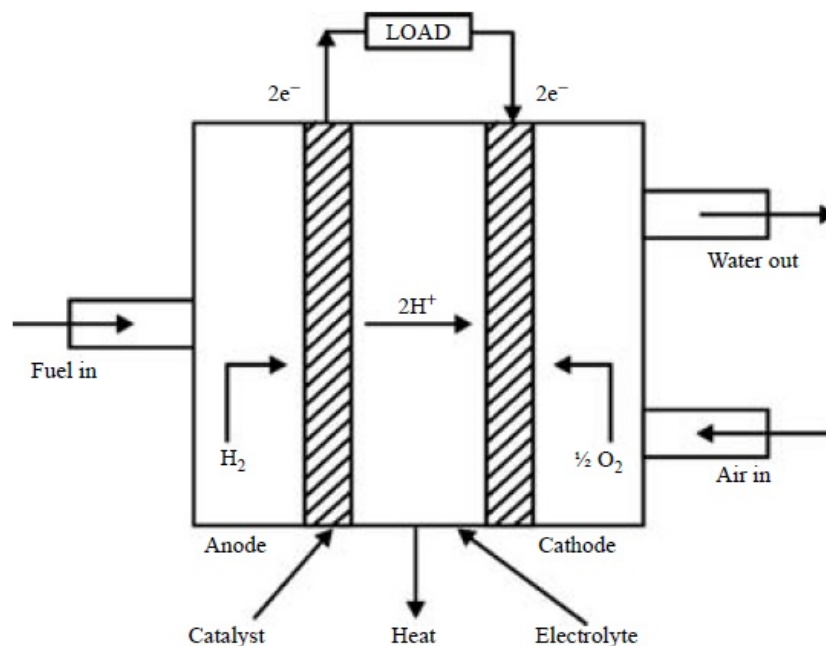


Figura 2.13: Construcción básica de una batería

La función fundamental de las baterías para los sistemas fotovoltaicos autónomos (SFA) es la de acumular energía eléctrica durante las horas de luminosidad, a partir de los dos electrodos, para ser utilizada durante las horas de la noche o en periodos prolongados de mal tiempo.

No obstante, otra función importante que tienen las baterías es la de suministrar una intensidad de corriente mayor a la que el panel solar puede entregar.

Un acumulador incorporado a un SFA debe ser capaz de funcionar sometido a ciclos diarios y anuales de carga y descarga, teniendo en cuenta que la carga entregada por el generador depende directamente de la radiación (variable en los períodos intradiario e intraanual).

2.6.1 Composición de una batería

Las rejillas dan soporte estructural a los materiales activos (óxido de plomo en ánodo, plomo en cátodo) y conducen la corriente eléctrica hacia el circuito externo. Están fabricadas en aleaciones de plomo. La aleación de plomo-calcio proporciona alta resistencia a la corrosión por sobrecarga pero presenta elevada corrosión en bajos estados de carga, mientras que la aleación de plomo-antimonio presenta buen comportamiento en ciclado y en descarga profunda. Los elementos típicos de una batería quedan señalados en la figura 2.14.

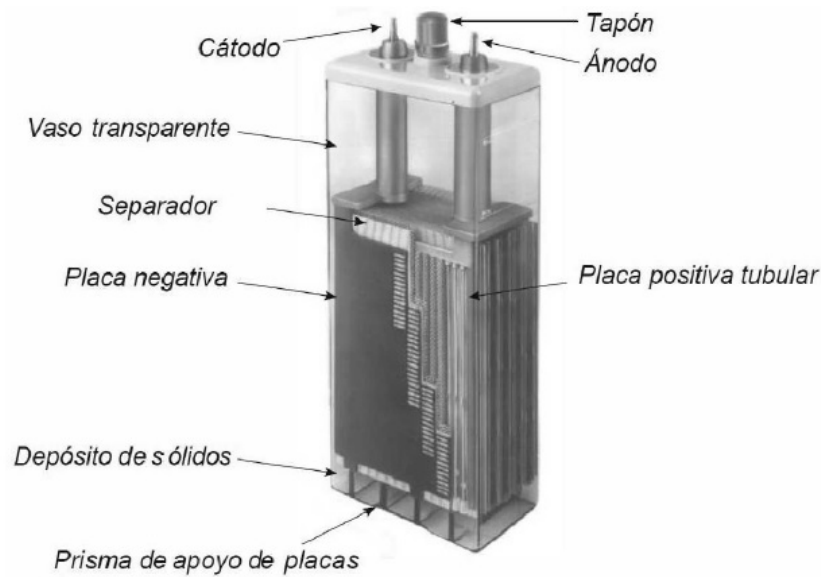


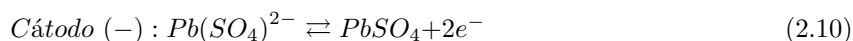
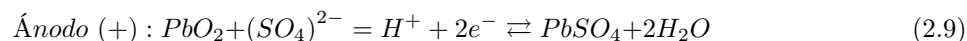
Figura 2.14: Componentes de una batería estacionaria

Los materiales activos participan en las reacciones químicas. Dichos materiales deben ser porosos para permitir la penetración del electrolito. El electrolito participa en la reacción y realiza el transporte iónico para cerrar el ciclo de corriente de las reacciones.

2.6.2 Funcionamiento de una batería

Una batería está formada por uno o dos electrolitos (líquido), en cuyo interior se introducen dos placas de metales diferentes llamados electrodos. En una batería fotovoltaica el electrolito suele ser una disolución de ácido sulfúrico (ácido sulfúrico en agua destilada) y los electrodos de Plomo, por eso se suelen llamar de Plomo ácido.

Una batería de ácido-plomo se compone de un ánodo o electrodo positivo con PbO_2 (Dióxido de plomo), un cátodo o electrodo negativo con Pb , y el electrolito a base de ácido sulfúrico H_2SO_4 diluido en agua. Su funcionamiento es descrito mediante una reacción electroquímica de oxidación-reducción:



Mediante las ecuaciones 2.9, y 2.10, ocurre una transferencia de electrones entre dos especies, la oxidante y la reductora, dando lugar a reacción química global 2.11 .

2.6.3 Ciclo de Carga y descarga de una batería

A lo largo de la vida útil de una batería, es sometida a una serie de cargas y descargas continuas. Este proceso se denomina ciclado. Y dependiendo de las características tendrá un comportamiento determinado sobre la vida de la batería.

2.6.3.1 Descarga de una batería

Si conectamos a un circuito externo los electrodos, esta diferencia de potencial, o tensión hace que circule una corriente eléctrica por el circuito. Con el paso del tiempo la celda se va descargando, y disminuye la diferencia de potencial entre sus electrodos. Cuando la diferencia de potencial es de 0V la celda se ha descargado por completo.

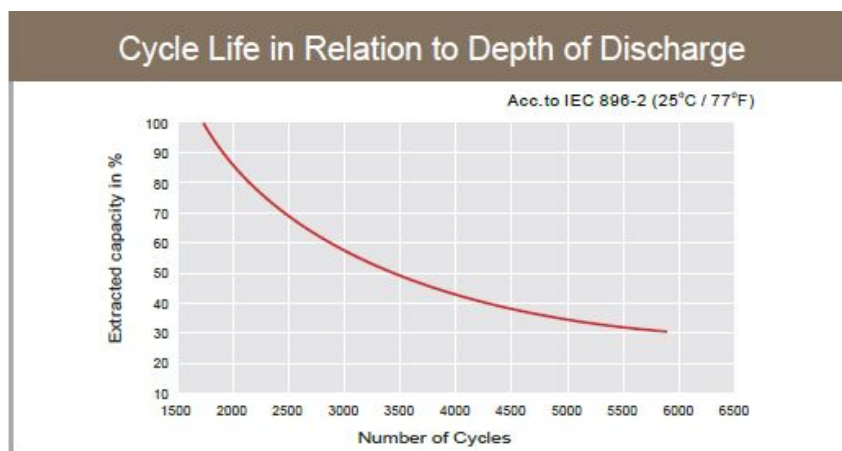


Figura 2.15: Curva de descarga de una batería estacionaria Ultracell, modelo UZV 1350 de 2V

Durante la descarga, ambos electrodos transforman la materia activa en sulfato de plomo y con agua en el ánodo. Este proceso supone consumo de electrolito (disminuye su densidad) y cambios de volumen de los materiales activos el volumen del sulfato de plomo PbSO_4 es superior al del (dióxido de plomo) PbO_2 y este al del (plomo) Pb.

Las descargas repetidas producen pérdida de material activo y degradación de las placas. Por otra parte, si la descarga es muy rápida y la batería permanece descargada largo tiempo, el sulfato cristaliza y no es recuperable. A este fenómeno se le denomina sulfatación.

2.6.3.2 Carga de una batería

Si se unen dos electrodos a una fuente de energía, por ejemplo, los paneles solares, entonces mediante un proceso químico en el electrolito se almacena energía eléctrica. La energía química de su interior hace que

entre los dos electrodos se produzca una tensión que va aumentando poco a poco. Cuando llega a 2V de tensión entre los electrodos, la batería se ha cargado completamente.

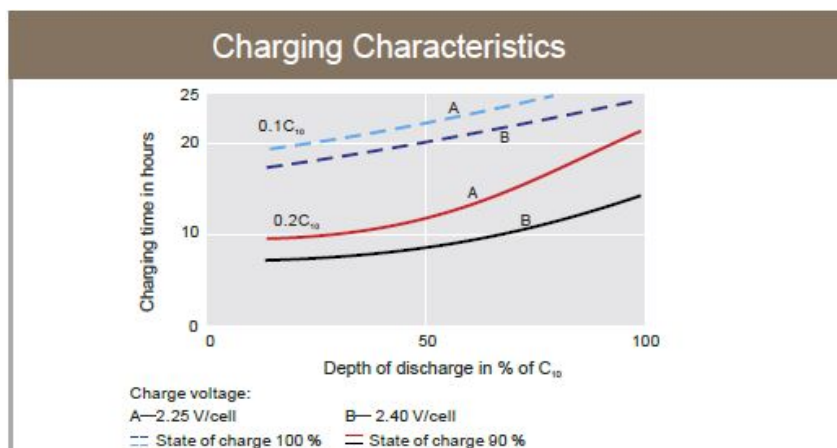


Figura 2.16: Curva de la carga de una batería estacionaria Ultracell, modelo UZV 1350 de 2V

Durante la carga, el sulfato de plomo se transforma en óxido de plomo, plomo y ácido. Cuando el proceso de carga está por finalizar, la reacción química implica la electrolisis del agua, con liberación de oxígeno e hidrógeno (conocido como gaseo). Esta liberación supone la pérdida de agua del electrolito pero también la homogeneización del electrolito por agitación. Este fenómeno reduce la estratificación del electrolito.

2.6.4 Tipos de acumuladores o baterías

Existen distintos tipos de clasificación de las baterías, las dividiremos en tres bloques según el acceso al electrolito, según el estado del electrolito, o según la presentación de la batería.

2.6.4.1 Según el acceso al electrolito

Podemos realizar una clasificación según como está configurado el acceso al electrolito, hay esencialmente dos grandes familias de baterías de plomo-ácido abiertas o selladas:

- **Baterías abiertas:** Comúnmente conocidas por su nombre en inglés como "*flooded*" o "*wet*", están compuestas por celdas con dos placas de plomo que hacen de electrodos bañadas en un electrolito líquido a base de ácido sulfúrico diluido. Los gases de las reacciones de carga y descarga se encuentran por tanto libres. En condiciones de uso extremas, éstas baterías pueden llegar a desprender dichos gases (oxígeno e hidrógeno). Además, el ácido sulfúrico que contienen, es muy corrosivo y tóxico, puede llegar a derramarse en caso de rotura. Son el tipo de batería de plomo más económico y sencillo de fabricar. Al ser su electrolito líquido, deben mantenerse en posición horizontal y habitualmente requieren un aporte regular de agua para seguir funcionando. Dado que pueden expulsar gases, no deben emplearse en lugares cerrados. Como ventaja, además de su bajo precio, permiten altas demandas de intensidad y suelen tener una vida útil larga si se mantienen correctamente. Se utilizan habitualmente como baterías de arranque.
- **Baterías selladas:** Conocidas por sus siglas en inglés *VRLA* (*valve-regulated lead-acid*) o por su propiedad de ser baterías sin mantenimiento. Se diferencian de las baterías abiertas en que el electrodo está inmovilizado, bien empleando una malla de fibra de vidrio, bien añadiendo sílice en polvo para que el electrolito sea más viscoso. En el primer caso tenemos las baterías *AGM* (*absorbed*

glass mat) y en el segundo tenemos las baterías de gel. En ambos casos tenemos una batería que no expulsa gases y por tanto puede emplearse en espacios cerrados. Por otra parte, dado que su electrolito no es líquido pueden emplearse en cualquier posición y no necesariamente en posición horizontal. También son menos sensibles a golpes o vibraciones.

2.6.4.2 Según el estado del electrolito

- De Plomo ácido abiertas

Su electrolito es un líquido, normalmente ácido sulfúrico, y los electrodos son de Plomo. Son baterías abiertas y las más económicas, pero deben de utilizarse en ciclos de descarga poco profundos. Suelen durar en torno a los 400 ciclos de carga y descarga con profundidades de descarga del 20% y con esperanzas de vida útil que van de 2 a 3 años para las más económicas. Necesitan mantenimiento cada poco tiempo (recargar cada cierto tiempo el líquido con agua destilada). Aplicaciones fotovoltaicas de consumos medios-bajos y discontinuos.

Luego tenemos las de *GEL* y *AGM*, que tienen regulación por válvula (*VRLA*) por lo que no es necesario echarles agua cada cierto tiempo por lo que son cerradas. Estas 2 son utilizadas como electrolito también Plomo ácido, pero con características diferentes a la anterior vista y por eso tienen una vida y un rendimiento mejor que las de plomo ácido abiertas.

- Baterías de GEL

Son baterías cerradas con el electrolito gelatinoso anti salpicaduras, no emite gases tóxicos, no requieren ventilación ni mantenimiento. Son más caras que las de plomo ácido abiertas. Son las de mayor vida útil y con mayor número de ciclos de carga y descarga. Selladas y sin mantenimiento. Mejor respuesta de voltaje frente a la descarga. Se utilizan para aplicaciones de consumos medios y altos. Las más utilizadas a día de hoy.

- Baterías AGM o Secas:

Estas baterías en lugar de tener el electrolito líquido lo tienen absorbido en unos separadores de fibra de vidrio. El líquido va absorbido en el interior de una especie de gasas de fibra de vidrio. Por esto motivo también se suelen llamar baterías secas. Esta tecnología se llama *Absorción Glass Mat (AGM)*. Son baterías cerradas, no necesitan ventilación, ni mantenimiento, hasta 7000 ciclos para las mejores marcas. Mejor respuesta a corrientes elevadas y descargas profundas. Su vida útil ronda los 5 años.

Las AGM y de GEL, pueden trabajar horizontal y verticalmente. Las de Plomo líquido solo horizontal.

Por último, señalar que las baterías más modernas que están empezando a reemplazar a todas las demás, son las baterías monoblock de Litio. Ocupan poco espacio, pesan poco, no emiten gases, tienen tiempos de carga más rápidos y se pueden descargar al 90%.

2.6.4.3 Según la presentación de la batería

Otro tipo de clasificación es según la presentación de la batería, que pueden ser estacionarias, monoblock o de Litio.

2.6.4.3.1 Estacionarias Son vasos o celdas independientes, aunque estén conectados en serie, de 2V cada uno y que se pueden sustituir de forma individual. La combinación de estos vasos nos dará la batería que necesitemos. Para 12V será una combinación de 6 vasos.

La forma en que se presente el líquido del electrolito diferenciará unas de otras. Tendremos abiertas, cerradas y además de Plomo, de AGM y de GEL.

Las que se comercializan para *ISFTV* Estacionarias suelen clasificarse en 2 tipos diferentes *OPzS* y *OPzV*:

- Las *OPzS* Están formadas por electrodos de plomo bañados en un electrolito de ácido sulfúrico, son de Plomo ácido líquido y abiertas, por lo que requieren mantenimiento, normalmente cada 6 meses. Con el fin de poder detectar visualmente el nivel del electrolito, se fabrican los bloques en material translúcido. En general son económicas y fáciles de fabricar. No admiten sobrecargas ni descargas profundas y tienen un peso y volumen elevados para la energía que almacenan.

- Las *OPzV* son de GEL y cerradas por lo que no requieren mantenimiento. Son más caras que las *OPzS*.

Podemos ver una imagen de las baterías estacionarias en la figura 2.17



Figura 2.17: Tipos de baterías de tipo estacionarias

Las baterías estacionarias tienen una alta capacidad de almacenamiento energético y permiten crear grandes bancadas de baterías de 12 ó 48V, con una capacidad de acumulación mucho mayor que cualquier batería monoblock. Gracias a su mantenimiento mínimo, son la solución perfecta para grandes instalaciones fotovoltaicas en viviendas de uso habitual o empresas. Son las más utilizadas actualmente en las *ISFTV* por su relación calidad-precio.

Las estacionarias pueden llegar a durar 20 años e incluso más o 3.000 ciclos.

2.6.4.3.2 MonoBlock: En su interior contiene varias celdas o vasos conectados en serie y un electrolito común a todos ellos. Todo va recubierto por un conjunto exterior de un solo bloque con la tapa,

taponos y bornes. Si se estropea una celda hay que cambiar la batería entera ya que los vasos o celdas no son independientes. Pueden ser cerradas o abiertas.

Las monoblock podemos a su vez clasificarlas en función de cómo es su líquido: de Plomo Ácido, de Gel o de AGM, podemos apreciar una imagen en la figura 2.17 .



Figura 2.18: Tipos de baterías Monoblock

2.6.4.3.3 Baterías de Litio Emplean un ánodo de grafito y un cátodo de óxido de cobalto, trifilina u óxido de manganeso. En comparación con los tipos anteriores, son de desarrollo más reciente y han facilitado la existencia de tecnologías portátiles que de otro modo no hubieran sido posibles. Su capacidad es elevada en relación a su peso y volumen, teniendo además un factor de autodescarga muy reducido. Casi no se ven afectadas por el efecto memoria y pueden cargarse sin necesidad de haber sido descargadas previamente. Como contrapartida no soportan bien los cambios de temperatura y no admiten descargas completas, sufriendo mucho cuando éstas ocurren.



Figura 2.19: Tipos de baterías de Litio

2.6.4.3.4 Baterías de polímero de litio (Li-Po): son una variación de las baterías de iones de litio que mejoran sus características de peso y volumen, así como su tasa de descarga. Al igual que las de iones de litio acusan mucho las descargas profundas, quedando prácticamente inutilizadas si se descargan en exceso.

2.6.5 Modelo eléctrico de una batería

Una batería de ácido plomo se modela mediante un circuito equivalente de una fuente de tensión V_{BI} en serie con una resistencia R_{BI} como podemos apreciar en la figura 2.20.

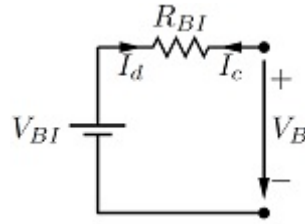


Figura 2.20: Modelo eléctrico de una batería

Un incremento en la concentración del ácido provoca un aumento en V_{BI} y una disminución en R_{BI} , ya que las reacciones se producen más fácilmente. Por el contrario, con la disminución de la densidad V_{BI} disminuye y R_{BI} aumenta.

A continuación, se realizará una pequeña descripción mediante algunas expresiones para la carga (ecuación 2.12) y la descarga (ecuación 2.13):

$$V_B = V_{BI} + I_C \cdot R_{BI} \quad (2.12)$$

$$V_B = V_{BI} - I_D \cdot R_{BI} \quad (2.13)$$

El comportamiento de la fuente de tensión equivalente está relacionado directamente con la densidad de electrolito. Cuando el electrolito es homogéneo, es posible aplicar la (ecuación 2.14):

$$V_B = \rho_e + 0,84 \quad (2.14)$$

2.6.6 Parámetros de una Batería

A continuación, se desglosan los parámetros relevantes a la hora de utilizar una batería en un Sistemas Fotovoltaicos Autónomos (SFA).

2.6.6.1 Tensión de la batería

Al observar las especificaciones técnicas de una batería, nos fijamos en primer lugar en la tensión de funcionamiento de nuestra instalación en corriente continua, antes de llegar al convertidor de alterna. En las instalaciones Fotovoltaicas se suelen utilizar las siguientes tensiones:

Potencia demandada por el sistema [W]	Tensión nominal del SFV [V]
Menos de 1500 W	12V
Entre 1500 W y 5000 W	24V-48 V
Mas de 5000 W	120V- 300V

Tabla 2.2: Tabla de Potencia demandada respecto a la tensión nominal de una batería.

2.6.6.2 Vida útil

La vida útil de una batería no se mide en tiempo, sino por la cantidad de ciclos de carga - descarga que es capaz de realizar. Así, si se la somete a un régimen de trabajo de muchos ciclos diarios, probablemente

sólo durará unos meses.

Para conseguir una vida útil adecuada las baterías no deben descargarse totalmente. A la cantidad, en porcentaje, que se ha descargado se le denomina profundidad de descarga (*Depth of Discharge = DOD*). Cuanto menos profundos sean los procesos de descarga mayor será la vida útil del acumulador.

Una batería con una profundidad de descarga por ciclo del 50 % durará más que una con un 70 % de profundidad de descarga.

2.6.6.3 Profundidad de Descarga (DOD)

Es el porcentaje máximo del total de la carga de una batería que determinamos que se puede llegar a descargar en un ciclo completo (carga y descarga). Si decidimos el 70 %, quiere decir que cuando la descarga de la batería llega al 70 % de su total, empieza a cargarse por completo, o que nunca se podrá descargar más energía que el 70 % del su total.

En función de la profundidad de descarga de las baterías existen 2 tipos: Baterías de ciclo poco profundo y batería de ciclo profundo.

Las baterías de ciclo poco profundo no suelen aguantar bien unas descargas mayores del 20 % y se suele producir la descarga rápidamente en poco tiempo. Suelen tener una vida de 500-100 ciclos.

Las baterías para ISFTV son de ciclo profundo, es decir que aguantan que se descarguen hasta el 80 % de su carga total, pero esta descarga (ciclo) dura mucho tiempo (días). Suelen tener una vida de 1500 ciclos. Lo normal es poner una profundidad de descarga entre el 50 % y el 70 %.

2.6.6.4 Capacidad de la Batería

Es la cantidad total de corriente que es capaz de suministrar la batería en un determinado tiempo y con una tensión determinada cuando está cargada al 100 %.

La cantidad de electricidad que puede almacenar durante la carga y la que puede dar en la descarga es la misma, y eso es la capacidad de la batería. Su unidad es el Amperio hora (Ah). En las ISFTV suelen darse las capacidades de las baterías para 100 horas de descarga (C100).

Una batería de 280Ah a 12V es capaz de suministrar 28A en 10 horas, o 2,8A en 100horas.

$Capacidad = I \cdot t$; Siendo:

I: Amperios necesarios a suministrar; **t**: tiempo de descarga en Hora

2.6.6.5 Las baterías y la temperatura

La temperatura es un factor que incrementa la capacidad de la batería, pero disminuye su durabilidad (duran menos), por eso el fabricante la especifican para 25°C. Pero a temperaturas muy bajas es posible congelar el electrolito.

También es importante tener en cuenta que las baterías en la carga y descarga se calientan, por eso es necesario que se sitúen en un lugar con buena ventilación. Lo ideal es mantenerlas siempre a unos 25°C.

2.6.6.6 Eficiencia de carga

Es la relación entre la energía utilizada para rellenar el acumulador y la realmente almacenada. Debe ser lo más cercano al 100 %.

2.6.6.7 Autodescarga

Pérdida de capacidad de una batería cuando está almacenada en circuito abierto o sin usar por la reacción entre los materiales que la forman. La autodescarga es un proceso de un acumulador que al estar en uso tiende a descargarse.

La autodescarga hay que considerarla como un consumo adicional, que demanda un cierto porcentaje de energía almacenada. Depende del tipo de batería y muy directamente de la temperatura, aumentando con esta. Su valor es aproximadamente de un 0,5 a un 1 % diario en baterías de Pb-ácido.

Se abordarán los cálculos y la elección de la mejor batería para una instalación para autoconsumo en el capítulo 6.

2.7 Regulador de carga MPPT

2.7.1 Regulador de carga

Un controlador de carga se encarga de proteger la batería de situaciones de comportamiento extremo que puedan llegar a dañarla como son la carga y descarga excesivas. Para un correcto funcionamiento de la instalación, hay que instalar un sistema de regulación de carga en la unión entre los paneles solares y las baterías. El regulador evita las situaciones de sobredescarga de la batería con el fin de prolongar su vida útil. El regulador trabaja en dos zonas. En la relacionada con la carga, garantizando una carga suficiente en la batería, evitando las sobredescargas, y el en la parte de descarga se ocupará de asegurar el suministro eléctrico de la instalación evitando la descarga excesiva de la batería.

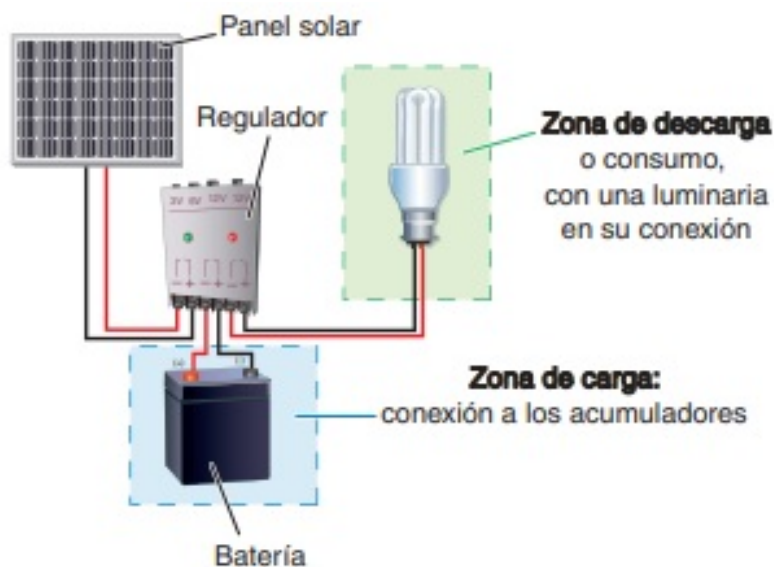


Figura 2.21: Conexiones del regulador en una instalación fotovoltaica.

Su funcionamiento está basado en la comparación de los niveles de tensión de la carga del sistema con los valores máximos y mínimos admisibles de las baterías.

Estos equipos suelen emplear interruptores MOSFETs como dispositivos de conmutación.

Los equipos de consumo y las celdas solares fotovoltaicas nunca están conectados de forma directa sin la intervención de la batería. Sabemos fundamentalmente el elemento acumulador estabiliza la tensión del sistema para evitar variaciones en los equipos de consumo.

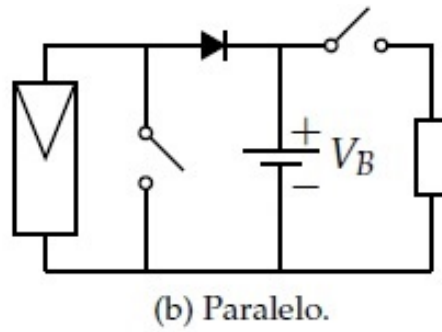


Figura 2.22: Esquema de un regulador de carga en paralelo

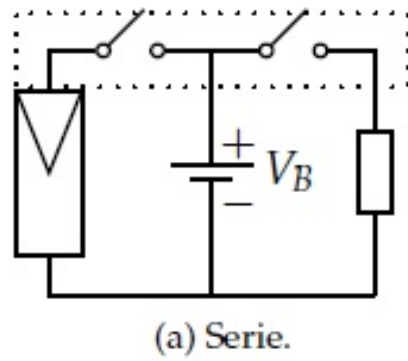


Figura 2.23: Esquema de un regulador de carga en serie

Una buena configuración es seleccionar para el diseño, un regulador que tenga en torno a un 15%–25% de I_{cc} superior, con el objetivo de que la corriente de entrada I_{ent} pueda asumir el sistema I_{sal} .

Capítulo 3

Microrredes

3.1 Concepto de una microrred

Una microrred eléctrica es un sistema de generación eléctrica bidireccional que permite la distribución de electricidad desde los proveedores hasta los consumidores, utilizando tecnología digital y favoreciendo la integración de las fuentes de generación de origen renovable, con el objetivo de ahorrar energía, reducir costes e incrementar la fiabilidad.

Los generadores de las microrredes son fuentes de energía renovable distribuida (DER) integrados entre sí, para la generación de energía a una tensión de distribución.

Dichas fuentes energéticas deben estar equipadas con sistemas de control electrónicos inteligentes de potencia (PES) para poder suministrar energía de una forma flexible, y que garantice el funcionamiento como único sistema que pueda mantener la calidad de la energía en la salida con unas especificaciones dadas.

Las diferencias entre una microrred y un control eléctrico convencional son:

- Las microrredes tienen una capacidad menor frente a un generador de un control eléctrico.
- La energía generada a la tensión de distribución puede ser alimentada directamente de la red de distribución.
- Las micro fuentes están instaladas cerca de las cargas, hay más rendimiento y operan de una mejor manera a una frecuencia constante y con unas caídas de tensión mínimas.

Las características anteriormente mencionadas hacen que las microrredes sean aprovechables para el suministro de energía en áreas remotas. Las microrredes pueden suministrar energía ininterrumpidamente.

3.2 Configuración típica de una microrred

Las fuentes y las cargas suelen ubicarse muy próximas para minimizar las pérdidas de transmisión de calor. A continuación, se muestra la estructura de una microrred en la figura 3.1.

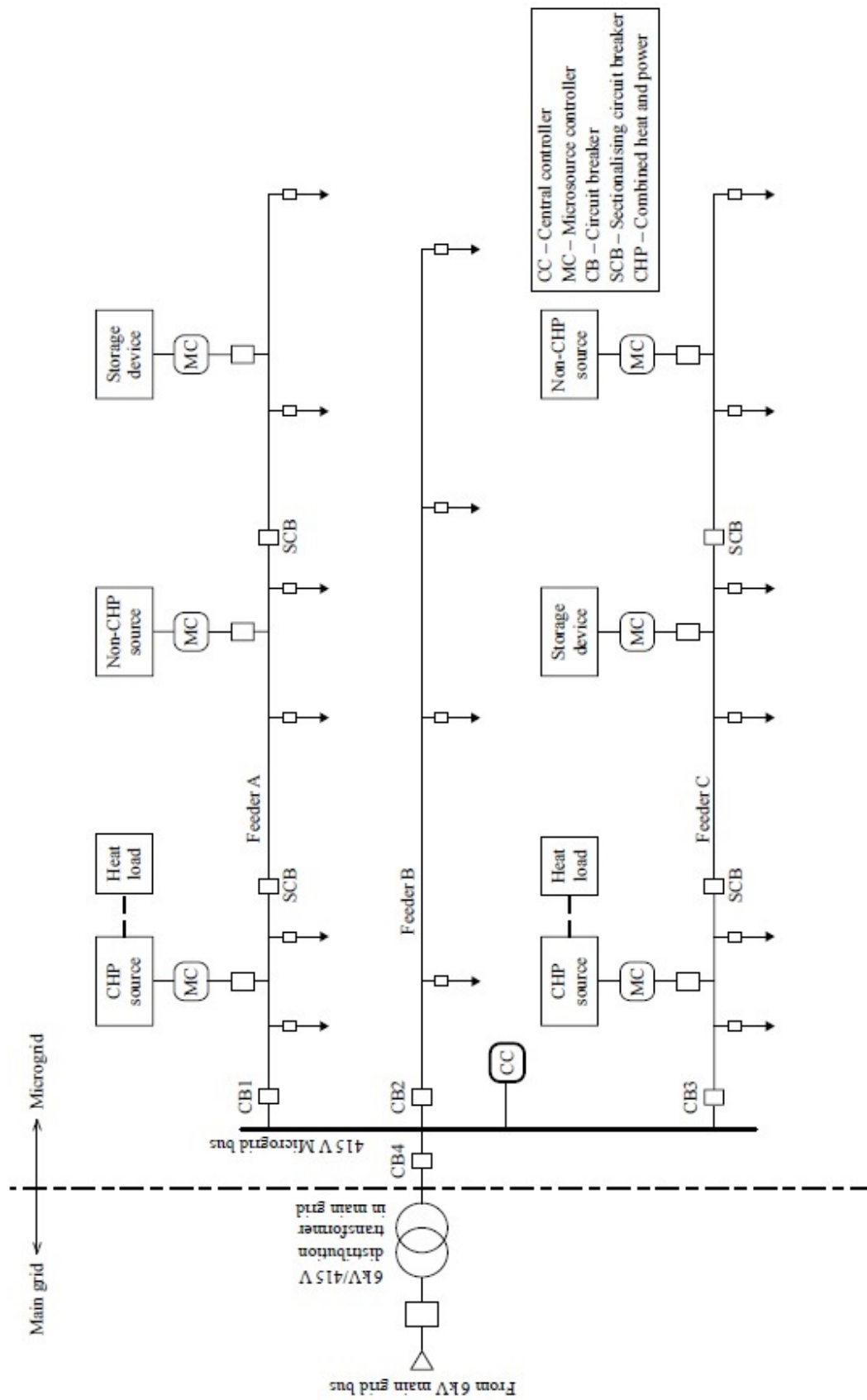


Figura 3.1: Configuración típica de una microrred

3.2.1 Controlador de la microrred (MC)

La función principal del controlador es la de comandar de manera independiente el flujo de la energía y la tensión de carga de la fuente de la microrred en respuesta a las perturbaciones y a las variaciones de carga.

3.2.2 Controlador central (CC)

Se encargan de gestionar las operaciones de la microrred a través de los controladores de dicha red, y sus principales funciones son:

1. Mantener la tensión especificada en el extremo de la carga mediante un control por frecuencia.
2. Asegurar la optimización de la energía de la microrred.
3. Módulo de gestión de la energía (EMM)
4. Suministra los puntos de ajuste para la potencia activa y reactiva, tensión y frecuencia de cada microrred.

3.2.3 Módulo de coordinación de la protección (PCM)

Opera en respuesta a los fallos de una microrred y de la red principal, y garantiza la perfecta coordinación de la protección de la microrred.

En caso de fallo este módulo se adapta a los cambios de la corriente mientras que la microrred está conectada y cuando está en modo autónomo.

3.2.4 Funciones del controlador central con la red conectada

1. Monitorizar los diagnósticos del sistema mediante la recopilación de información de las micro fuentes y las cargas.
2. Evaluación del estado, la seguridad, programación de la generación económica, control de potencia activa y reactiva de las micro fuentes, así como funciones de gestión de la información recopilada.
3. Asegurar el funcionamiento sincronizado con la red principal, manteniendo el intercambio de energía en cada uno de los puntos o nodos de la red.

Funciones del controlador central con la red funcionando de forma autónoma:

1. Realizar el control de potencia activa y reactiva de las micro fuentes, para mantener la tensión y la frecuencia estables en los extremos de la carga.
2. Adopción de estrategias de interrupción/eliminación de la carga mediante la gestión del lado de la demanda, con soporte de dispositivos de almacenamiento para mantener el equilibrio de potencia y la tensión en el bus de comunicaciones.
3. Iniciar un servicio local para garantizar una confiabilidad y continuidad del servicio mejorados.
4. Garantizar la conmutación de la microrred en estado de conexión a la red sin obstaculizar la estabilidad de la misma.

Las fuentes y las cargas suelen ubicarse muy próximas para minimizar las pérdidas de transmisión de calor.

3.3 Interconexión de microrredes

Las microrredes están diseñadas para generar energía a nivel de tensión de distribución junto con la utilización de calor residual, teniendo la capacidad de manejo restringida. Su capacidad máxima está limitada a 10 MVA según la normativa de IEEE.

Es posible suministrar una carga elevada desde distintas microrredes a través de una señal de distribución común, de esta forma un conjunto de microrredes interconectadas entre sí, tendrían la capacidad de formar grupos de energía mucho más grandes y poder satisfacer demandas energéticas a granel.

El controlador de la microrred central coordinará y controlará junto con los demás controladores de otras microrredes vecinas.

Así pues, un conjunto de microrredes interconectadas tendría una mejor estabilidad y capacidad de control que la de un sistema de control distribuido.

3.4 Ventajas técnicas y económicas de una microrred

3.4.1 Menor impacto medioambiental

Las microrredes tienen un menor impacto medioambiental que las grandes centrales térmicas, por la reducción de los gases de efecto invernadero. Debido al control exhaustivo del proceso de la combustión, esta ausencia de gases ayuda a combatir el calentamiento global.

3.4.2 Mejor calidad de la energía

Mejora de la calidad de la energía, mejor correspondencia entre la oferta y la demanda. Minimización de los tiempos de inactividad y mejora del proceso de restauración a través de operaciones de arranque de las micro fuentes.

3.4.3 Reducción del poder del mercado

El desarrollo de procedimientos de operación, impulsados por el mercado de las microrredes, conducirá a una reducción significativa del poder del mercado, ejercido por las compañías eléctricas. Las microrredes pueden utilizarse para ofrecer servicios auxiliares.

3.5 Inconvenientes del desarrollo de las microrredes

Es cierto que las microrredes tienen múltiples beneficios potenciales, pero también tienen algunos inconvenientes:

1. Costes elevados de los recursos energéticos distribuidos. Costes importantes en la instalación de microrredes que pueden reducirse por los subsidios de organismos gubernamentales.
2. Dificultades técnicas. Actualmente para las microrredes se requiere una amplia investigación en tiempo real en los aspectos de la gestión, protección y el control de las microrredes. Por otra parte en las zonas rurales no existen infraestructuras que puedan permitir la implementación de una microrred.
3. Barreras legales y administrativas. Con la ausencia de estándares también en el ámbito legal y de la regulación de estándares, algunos países están fomentando la creación de microrredes pero su regulación aún es inexistente. En algunos países las normativas son nuevas y los usuarios desconocen como poder implementar dichas redes.

3.6 Gestión de una microrred

Sabiendo las diversas ventajas que hay en las microrredes, también surgen dudas de cómo pueden ser las cuestiones operativas y administración. A continuación se enumeran algunas de ellas:

1. Una microrred debe poder operar de una forma independiente en regiones aisladas, donde no está garantizado el suministro, y no hay disponibilidad de los servicios públicos. El operador de una microrred debería poder elegir el modo de operación dentro de un marco regulatorio.
2. El mantenimiento de la calidad de la energía, el balance de la potencia activa y reactiva debe mantenerse en una microrred respetando un marco regulatorio.
3. La generación, la capacidad y el suministro de la energía deben planificarse según la demanda de la carga de la microrred y cumpliendo el balance energético a largo plazo.
4. Se deben poder incorporar sistemas de medición, adquisición y control de datos basados en SCADA. Se deberán construir una estructura sólida de la red mediante controladores centrales y en los controladores de una microrred.
5. La gestión del flujo de energía en materia económica (*IN/OUT ENERGY*) y el despacho de la carga económica y de potencia deben ser óptimas.
6. La seguridad del sistema debe mantenerse garantizando el suministro de energía.
7. El desajuste temporal entre la generación y la carga debe estimarse con algún tipo de pronóstico de la carga adecuada y la gestión del lado de la demanda.
8. Infraestructuras de telecomunicación adecuadas, deben aplicarse protocolos de comunicaciones, para la gestión, protección y control global de la energía.

3.7 Interacción dinámica de una microrred con la red principal

La capacidad de una microrred es pequeña, y la estabilidad de la red principal no se ve afectada cuando se conecta a la red.

Sin embargo, en el futuro, cuando las microrredes sean más comunes y tengan una mayor predominancia de los DER (*Distributed Energy Renewable*), la seguridad y la estabilidad de la red principal se verá afectada.

Así pues, las microrredes deben diseñarse adecuadamente para cuidar sus impactos dinámicos en la red principal, para mejorar la estabilidad general y la confiabilidad en la que todo el sistema mejore.

3.8 Calidad de la energía

La mayoría de las cargas electrónicas son vulnerables a transitorios, caídas de tensión, armónicos, interrupciones momentáneas, etc.

Éstas se denominan cargas de calidad de energía o sensibilidad de cargas P-Q (Activas / reactivas).

Por tanto, la calidad de la energía como confiabilidad tiene importancia.

El concepto de la calidad de energía es un término relativamente nuevo, y ha ganado importancia.

Las interrupciones tratadas como caídas de tensión están relacionadas con la calidad de la energía y está directamente relacionada con los armónicos y con los desequilibrios de las fases.

Algunos problemas que afectan directamente a pérdidas económicas debido a los cortes de energía o por problemas de de la calidad de la energía son:

- Magnitud y duración de la contingencia y el aumento de la caída de tensión.
- Naturaleza de la interrupción del proceso y daño al equipo.
- Frecuencia de la ocurrencia de la contingencia.
- Momento en el que es producida la contingencia en periodos de pico o fuera de pico.
- La previsibilidad de los clientes y el aviso anticipado disponible antes de que ocurra cualquier contingencia.

Capítulo 4

Normativa técnica aplicable a instalaciones solares fotovoltaicas

4.1 Autoconsumo en España

Desde hace unos años el autoconsumo es un tema que viene cobrando más fuerza, no es un asunto de este último año.

En el año 2019, se ha aprobado un Real Decreto que responde a muchas preguntas y que busca regular la implementación de las instalaciones que pueden dar soporte energético a la red.

Real Decreto 244/2019 5 de abril Regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. [1]

El Real Decreto 244/2019 5 de abril fundamentalmente complementa al Real Decreto-ley 15/2018 y regula las condiciones de los usuarios, desarrollando lo siguiente:

- Condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica
- Define las instalaciones próximas a efectos de autoconsumo.
- Desarrolla el autoconsumo individual y colectivo.
- Regula un sistema de compensación simplificada en instalaciones con déficit de consumidores y los excedentes de sus instalaciones de autoconsumo.
- Organiza el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.

El Real Decreto define algunas definiciones para las instalaciones de generación como son:

1. **Individuales:** Cuando exista un único consumidor asociado a la instalación.
2. **Colectivos:** Cuando existan varios consumidores asociados a la misma instalación de generación.
3. **Autoconsumo colectivo:** Grupo de varios consumidores que se alimentan de energía eléctrica proveniente de instalaciones próximas a las de consumo.

Esta nueva regulación de autoconsumo cambiará de manera considerable las instalaciones colectivas como las oficinas, polígonos industriales, edificios comunitarios, etc.

Así, por ejemplo, se podrán instalar placas fotovoltaicas en edificios contiguos que tengan mejor orientación, siempre que haya acuerdo entre las partes, compartiendo la producción entre varios inmuebles.

En los últimos años, los consumidores venían demandando que se hiciera posible algunas peticiones con los siguientes argumentos:

- Facilitar que los consumidores puedan ahorrar mediante medidas de gestión de la demanda o auto produciendo su energía.
- Promover el almacenamiento descentralizado de energías renovables.
- Derecho a percibir por lo menos el precio del mercado por la electricidad vertida a la red.
- Empezar medidas estructurales para la erradicación de la pobreza energética.

El autoconsumo tiene un efecto positivo en el que puede ver una disminución en el precio de la energía, debido a una mayor oferta energética por los excedentes de la energía del mercado y menor demanda por el autoabastecimiento.

Este Real Decreto es una respuesta a la incorporación del ordenamiento jurídico parte del contenido del artículo 21 de la directiva de la UE 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo del 11 de diciembre de 2018 para el fomento del uso de las energías renovables.

Esta nueva regulación dará un impulso al empleo y pretende favorecer el cumplimiento de los objetivos de promover la generación de energías renovables y la reducción de los gases de efecto invernadero que traza la Unión Europea, objetivo propuesto por el gobierno en el plan nacional de energía y clima.

4.2 Modalidades de autoconsumo

En el caso de que una instalación solar fotovoltaica tenga un excedente energético, podrá obtener una compensación económica.

Compensación simplificada o de excedentes: Es el monto económico que permite vender la energía solar producida.

La nueva normativa define dos modalidades de autoconsumo con excedente energético y sin excedente energético, a continuación, se explica brevemente:

4.2.1 Sin excedente energético

Sin instalaciones que implementan sistemas anti vertido que impiden la inyección de energía con excedente a la red de transporte o distribución.

4.2.2 Con excedente energético

Cuando las instalaciones de generación tienen la capacidad de suministrar energía para autoconsumo por tener un exceso de energético, e inyectarla en las redes de transporte y distribución. Existen dispositivos que permiten ese intercambio energético entre la microrred y la red de distribución.

En la figura 4.1, se muestra un esquema que permite que una instalación con excedente energético pueda inyectar energía a la red.

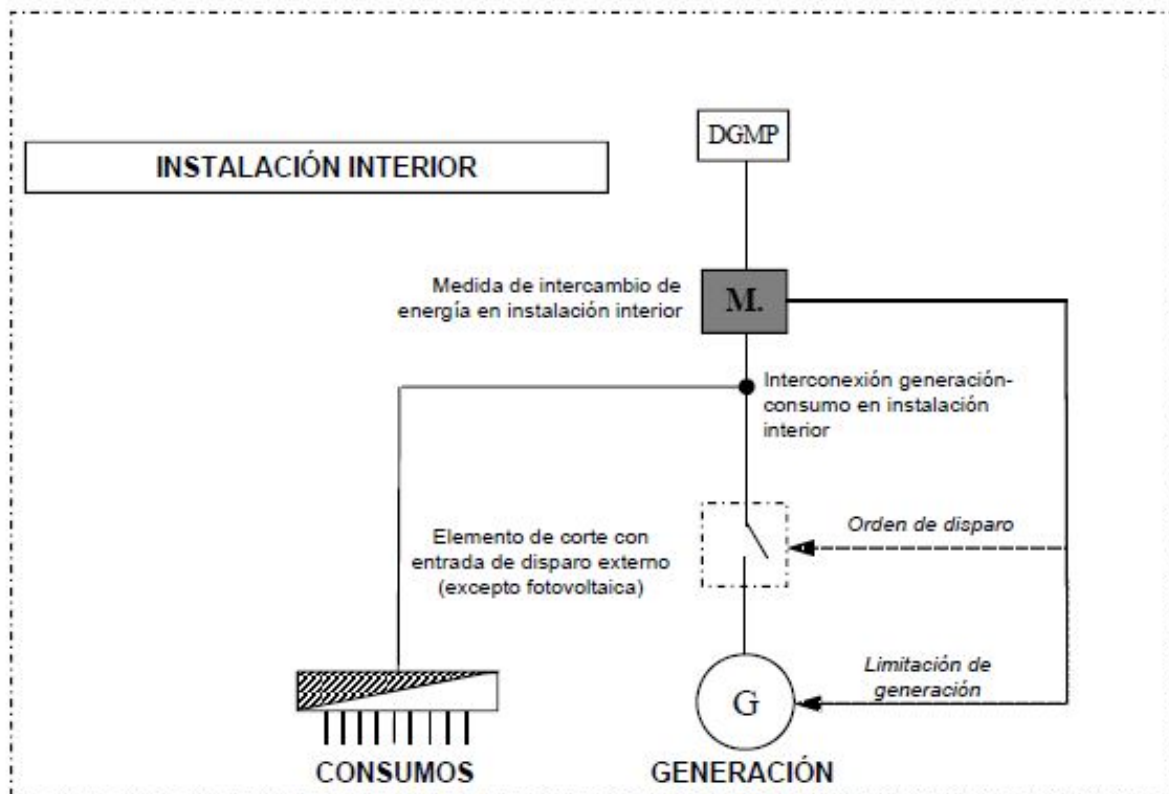


Figura 4.1: Esquema con equipo de medida de intercambio de energía con la red en instalaciones conectadas a redes de baja tensión (Fuente: [1])

Esta modalidad con excedentes se subdivide en dos:

4.2.2.1 Con excedentes acogidas a compensación

En esta modalidad la energía que no es consumida de forma instantánea se vierte a la red de manera que al final del periodo de facturación (como máximo un mes) el valor de esa energía en exceso se compensará en la factura del consumidor.

4.2.2.2 Con excedentes no acogidas a compensación

En esta modalidad la energía no consumida de forma instantánea se vuelca a la red y se vende obteniendo por ella el precio del mercado eléctrico.

4.3 Cálculo de las energías y potencias a efectos de facturación y liquidación para el autoconsumo colectivo o asociado a una instalación a través de la red

En el anexo I del *Real Decreto 244/2019 5 de abril Regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*. [1], están definidas las energías y potencias a efectos de facturación y liquidación de acuerdo a lo establecido a continuación:

1. La energía horaria neta generada individualizada de aquellos sujetos i que realicen autoconsumo colectivo o consumidor asociado a una instalación próxima a través de la red será:

$$ENGh, i = \beta_i \cdot ENGh \quad (4.1)$$

$$\beta_i = \frac{p_{c_i}}{\sum p_{c_j}} \quad (4.2)$$

Donde,

$ENGh, i$: Energía neta horaria total producida por el generador o los generadores.

β_i : Es el coeficiente de reparto de la energía generada entre los consumidores que participan del autoconsumo colectivo.

Siendo β_i ,

p_{c_i} : Potencia máxima contratada al consumidor asociado i .

$\sum p_{c_j}$: Suma de las potencias máximas contratadas por todos los consumidores que participan del autoconsumo colectivo.

El coeficiente tomará el valor de 1 en los casos en que solo exista un consumidor asociado a una instalación próxima a través de la red.

2. La energía horaria autoconsumida individualizada de aquellos sujetos que realicen autoconsumo colectivo o consumidor asociado a una instalación próxima a través de la red, $Eauth, i$, de cada uno de los consumidores i se calculará como:

- (a) Si la energía horaria consumida individualizada del consumidor es superior en valor absoluto a la energía horaria neta generada individualizada, el autoconsumo horario individualizado será el valor de la energía horaria neta generada individualizada:

$$Eauth, i = ENGh, i \quad (4.3)$$

- (b) Si es inferior, el autoconsumo horario individualizado, $Eauth, i$, será el valor de la energía horaria consumida individualizada de cada consumidor.

3. En su caso, para las instalaciones de autoconsumo con excedentes, en los que existan varias instalaciones de producción con un solo equipo de medida de generación neta, el reparto de la energía horaria excedentaria de generación vertida entre cada una de las instalaciones de producción k que participen en dicho autoconsumo colectivo o instalaciones próximas a través de la red será:

$$V_{h,k} = \alpha_k \cdot [(ENGh_{h,k}) - (\sum_i Eaut_{h,i})] \quad (4.4)$$

Siendo,

$V_{h,k}$: Es el vertido neto horario de la instalación k.

$ENGh_{h,k}$: Es la energía neta horaria producida por la instalación k.

α_k : Es el coeficiente de reparto de la energía horaria neta generada por la instalación. Estos coeficientes se calcularán de acuerdo a la siguiente formulación:

$$\alpha_k = \frac{PI_k}{\sum_j PI_j} \quad (4.5)$$

Siendo: PI_K : la potencia instalada de la instalación k.

$\sum_j PI_j$: suma de las potencias instaladas de las instalaciones de generación.

4. En cualquier caso, la suma de la energía horaria excedentaria y la energía horaria autoconsumida de todos los consumidores asociados debe ser igual a la energía neta horaria total producida por el generador o los generadores.

Capítulo 5

Análisis multivariable de casos de uso en microrredes mediante la herramienta Homer Pro

En una instalación fotovoltaica es fundamental estimar todos los datos de partida para la realización del diseño lo más preciso posible. Esto es debido a que el cálculo de la instalación es complejo, y por ende requiere de un programa informático para gestionar cada una de las variables que están en juego, desde los más determinantes (irradiancia, inclinación de la localización, temperatura), hasta algunas que pueden ser menos determinantes, como lo pueden ser la suciedad, la sombra, el tipo de módulo o el tipo de inversor.

5.1 Homer Pro

HOMER Pro® es un software de microrredes de HOMER Energy situándose como el estándar global para optimizar las microrredes. Homer Pro, o HOMER (*Hybrid Optimization of Multiple Electric Renewables*), simplifica la tarea de evaluar diseños para sistemas de energía conectados a la red y fuera de la red. Cuando se diseña un sistema de energía, se deben tomar muchas decisiones sobre la configuración del sistema, tales como:

- ¿Qué componentes son los mejores para este sistema?
- ¿Cuántos y qué tamaño de cada componente son más eficientes?

5.1.1 Funcionamiento de Homer pro

HOMER simula sistemas de energía, muestra configuraciones de sistemas optimizadas por costo y proporciona análisis de sensibilidad.

El programa Homer Pro tiene una gran cantidad de opciones para la simulación de microrredes y sistemas de energía, si se introducen una serie de entradas tales como tipo de instalación, precio de la energía, dispositivos de la red, información del consumo de la microrred, etc, realizará un análisis exhaustivo valorando en función del tipo de instalación y optimizando los resultados obteniendo información detallada del estudio económico de costes, producción y disponibilidad de recursos energéticos con las cuales podemos estimar el coste de una instalación y la producción de energía de la misma. El cálculo matemático de la instalación es posible mediante la base de datos meteorológica de la que dispone, así como de la implementación de algoritmos de optimización y análisis de sensibilidad de HOMER que

facilitan la evaluación de diversas configuraciones posibles del sistema.

Trabajar eficazmente con HOMER requiere comprender sus tres capacidades principales; simulación, optimización y análisis de sensibilidad; y cómo interactúan. El esquema conceptual de como está definido HOMER se puede ver en la figura 5.1.

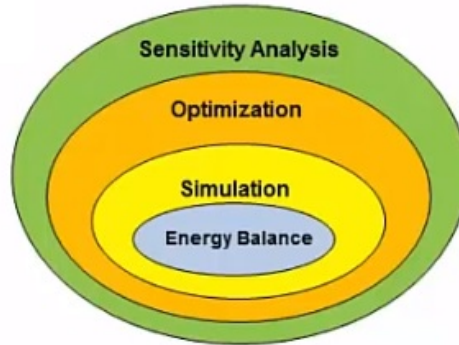


Figura 5.1: Capas de Análisis en Homer Pro

5.1.1.1 Simulaciones:

HOMER simula la operación de un sistema haciendo cálculos de balance de energía en cada paso de tiempo (intervalo) del año. Para cada paso de tiempo, HOMER compara la demanda eléctrica y térmica en el periodo con la energía que el sistema puede suministrar en el mismo intervalo, y calcula el flujo de energía hacia y desde cada componente del sistema. Para los sistemas que incluyen baterías o generadores que funcionan con combustible, HOMER también decide en cada paso de tiempo cómo operar los generadores y si cargar o descargar las baterías.

HOMER realiza estos cálculos del balance de energía para cada configuración del sistema que desea considerar. A continuación, determina si una configuración es factible (es decir, si puede satisfacer la demanda eléctrica en las condiciones que se especifiquen) y estima el costo de instalación y operación del sistema durante la vida útil del proyecto. Los cálculos de costos del sistema representan costos tales como capital, reemplazo, operación y mantenimiento, combustible e intereses.

5.1.1.2 Optimización:

HOMER Pro emplea algoritmos de optimización. El algoritmo de búsqueda de cuadrícula original simula todas las configuraciones viables del sistema definidas por el espacio de búsqueda. El nuevo HOMER Optimizer® utiliza un algoritmo sin derivados para buscar el sistema menos costoso. Luego, HOMER muestra una lista de configuraciones, ordenadas por el costo actual neto (a veces llamado costo del ciclo de vida), con el cual se puede comparar las opciones de diseño del sistema.

5.1.1.3 Análisis de sensibilidad:

Cuando define variables de sensibilidad como entradas, HOMER repite el proceso de optimización para cada variable de sensibilidad que especifique. Por ejemplo, si define la velocidad del viento como una variable de sensibilidad, HOMER simula las configuraciones del sistema para el rango de velocidades del viento que especifique.

5.1.2 Bases de datos Homer Pro

Homer dispone de una gran base de datos, al tener gran cantidad de fuentes como las que se presentan a continuación:

- El Conjunto de datos de energía solar de superficie de la NASA proporciona datos de radiación solar promedio mensual para todas partes de la Tierra en <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>
- La sección de Datos solares publicados de la ayuda contiene una tabla de datos solares mensuales para las ubicaciones mundiales seleccionadas.
- El Centro Mundial de Datos de Radiación proporciona datos solares mundiales en <http://wrdc-mgo.nrel.gov> Los datos de este sitio web necesitan mucho procesamiento para ser útiles en HOMER.

5.1.3 Homer Pro Tour

Para empezar a utilizar la herramienta Homer Pro, el software nos ofrece de inicio un pequeño tutorial para poder familiarizarnos con la interfaz, denominada “Homer Pro Tour” y que tiene por finalidad:

1. Obtener resultados iniciales con el Optimizador HOMER.
2. Revisar los resultados de simulación, optimización y sensibilidad.
3. Definir la optimización usando el espacio de búsqueda de HOMER.

Se recomienda empezar por consultar el manual de usuario en el apartado A del los anexos para familiarizarse con el software.

5.2 Proceso de importación de los datos

A continuación, se describirá el proceso completo que se ha seguido desde la importación y tratamiento de los datos.

Los datos son un elemento importante en el desarrollo del proyecto y el tratamiento de los mismos y la importación de ellos es crucial en este tipo de diseños para que un software como Homer pueda trabajar con ellos.

Para la importación de los datos de consumo de la red los dividiremos en dos apartados los datos de consumo que se verán en los apartados 5.3 y datos de precios 5.4 respectivamente. Estos datos serán empleados para cada uno de los casos de uso que se realizarán más adelante en el apartado 5.7

5.3 Importación de los datos de consumo

Para la descarga de los datos de consumo se ha accedido al sitio web de <https://www.iberdroladistribucionelectrica.com/consumidores/inicio.html#mi-consumo-facturado>.

En dicho sitio web podremos acceder a los datos de consumo doméstico de un usuario mediante el oportuno registro. Una vez registrados, accedemos a la descarga de los datos. Para poder realizar el estudio son necesarios los datos del consumo de 1 año, representados en el consumo horario de cada uno de los 365 días del año 2018. Se representa así un conjunto de valores de 8760 datos. Pero con el inconveniente de que Iberdrola Distribución sólo nos deja descargar los datos de máximo 4 meses. Así pues tenemos 3 archivos de excel en los que debemos tratar los datos, filtrarlos y acondicionarlos al formato .txt que acepta Homer Pro.

Los datos se han importado a un archivo excel *Consumo_facturado2018.xml* y a continuación se han almacenado en un archivo de texto *Consumo_facturado2018.txt* el cual será importado a Homer Pro para poder realizar las simulaciones.

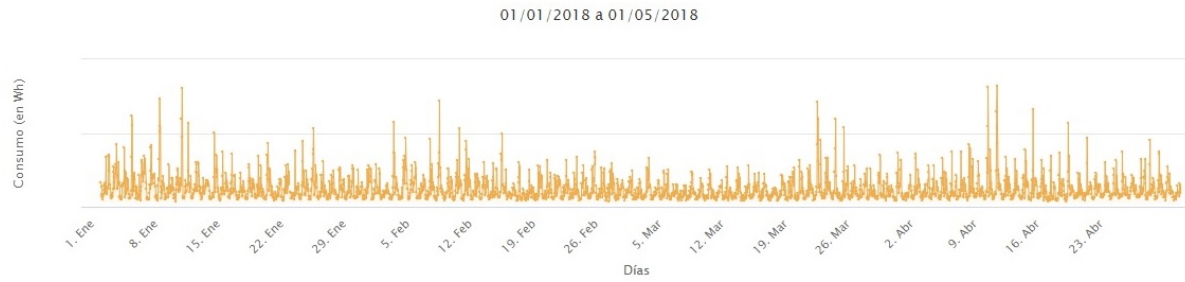


Figura 5.2: Consumo doméstico horario de enero a abril 2018

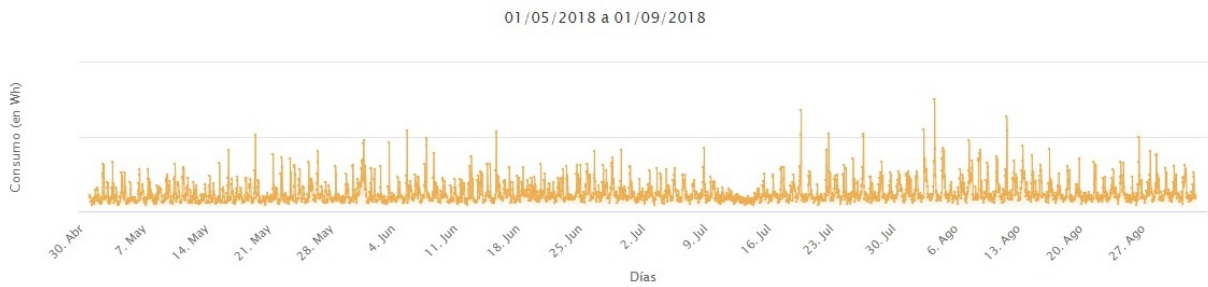


Figura 5.3: Consumo doméstico horario de mayo a agosto 2018

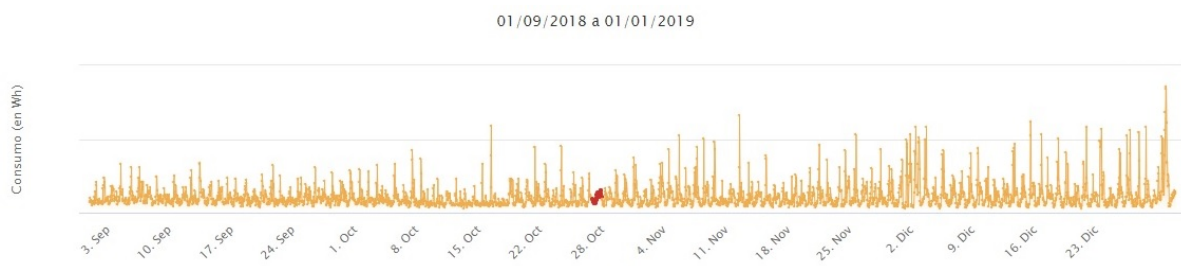


Figura 5.4: Consumo doméstico horario de septiembre 2018 a diciembre 2018

Así pues, se ven de forma gráfica los datos de un año de consumo. Estos datos se tratan y se acondicionan hasta formar un array de 8760×1 valores en un archivo de texto llamado *Consumo_facturado2018* expresado en $\text{€}/kWh$ como se ve en la figura 5.5.

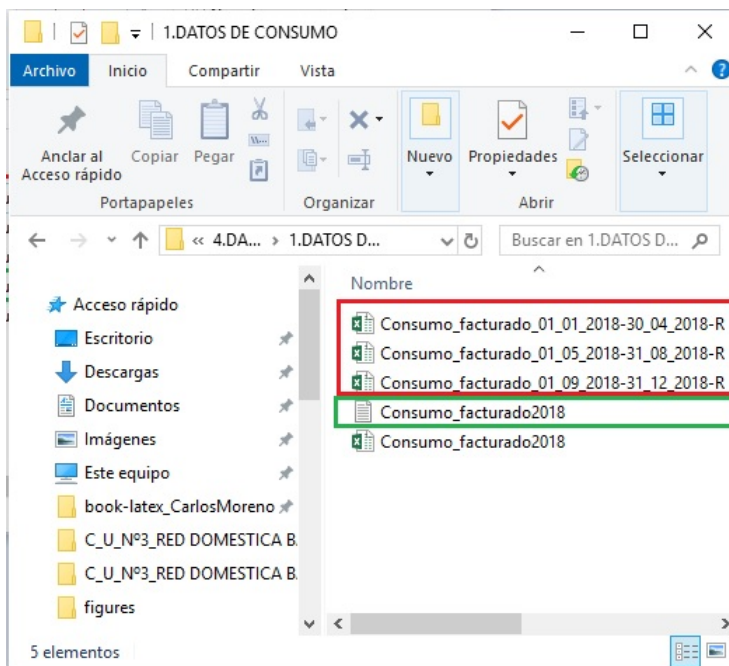


Figura 5.5: Archivos de tratamiento de datos de consumo

A partir de las tres hojas de cálculo, y sabiendo que el formato de los datos no es de €/kWh se debe acondicionar los datos mediante los archivos de excel de la figura 5.6.

Datos horarios de energía incremental de puntos frontera de cliente tipo 5				
CUPS: ES0021000010677684VT				
FECHA DESDE: 01/01/2018 - FECHA HASTA: 01/05/2018				
Fecha de la medida	Hora de la medida	Medida de la magnitud activa entrante		Método de obtención
02/01/2018	1	649		R
02/01/2018	2	550	R	
02/01/2018	3	336		R
02/01/2018	4	274	R	
02/01/2018	5	263		R
02/01/2018	6	214	R	
02/01/2018	7	302		R
02/01/2018	8	354	R	
02/01/2018	9	573		R
02/01/2018	10	450	R	
02/01/2018	11	627		R
02/01/2018	12	368	R	
02/01/2018	13	665		R
02/01/2018	14	1363	R	
02/01/2018	15	426		R
02/01/2018	16	368	R	
02/01/2018	17	336		R
02/01/2018	18	475	R	
02/01/2018	19	527		R
02/01/2018	20	552	R	
02/01/2018	21	1372		R
02/01/2018	22	971	R	
02/01/2018	23	1419		R
02/01/2018	24	610	R	
03/01/2018	1	611		R
03/01/2018	2	485	R	
03/01/2018	3	243		R
03/01/2018	4	327	R	
03/01/2018	5	298		R
03/01/2018	6	263	R	

Figura 5.6: Documento de excel descargado de Iberdrola Distribución

Abrimos el archivo de Homer Pro y en el icono de Grid ,seleccionamos la pestaña *Rate definition*->*Import Rates* mostrado en la figura 5.7.

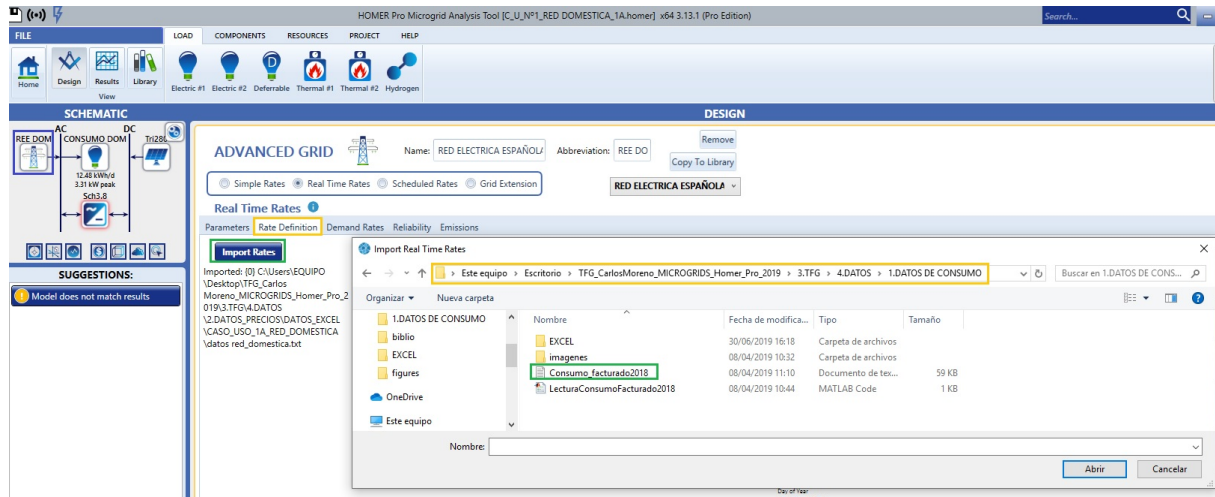


Figura 5.7: Proceso de importación de datos de consumo de un año en Homer Pro

El formato del archivo de importación debe ser con el formato de Homer que se mostrará en la figura 5.8.

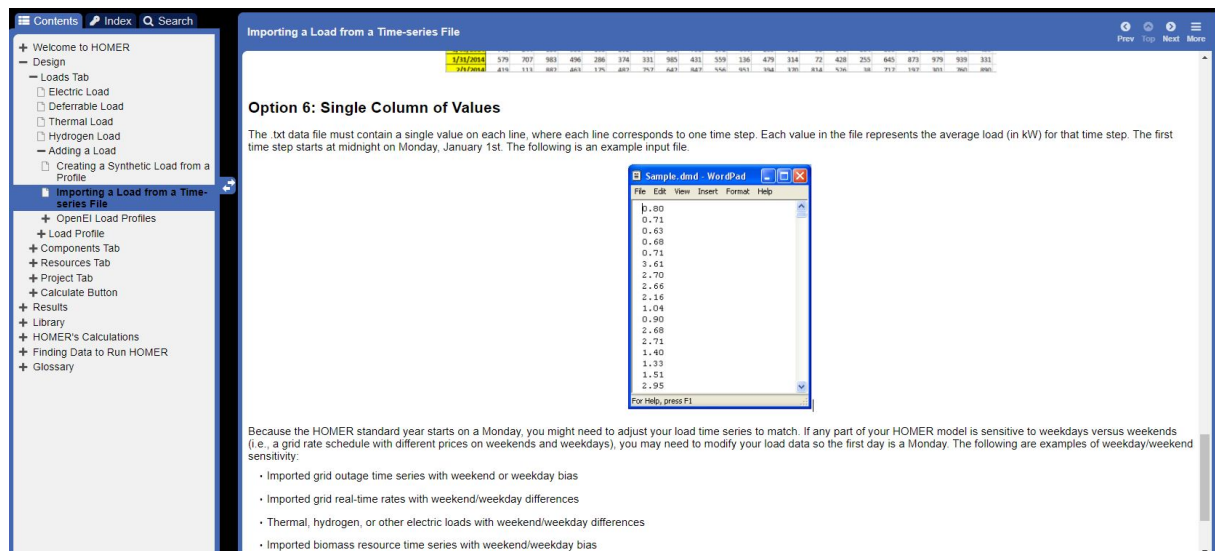


Figura 5.8: Formato de importación de los datos en Homer Pro según la ayuda

Por último, importamos el archivo con el formato mostrado anteriormente en la figura 5.9 y se importarán si son válidos los datos en un formato de .txt de 8760x1 datos, que se representarán en un mapa de calor que se muestra a continuación.

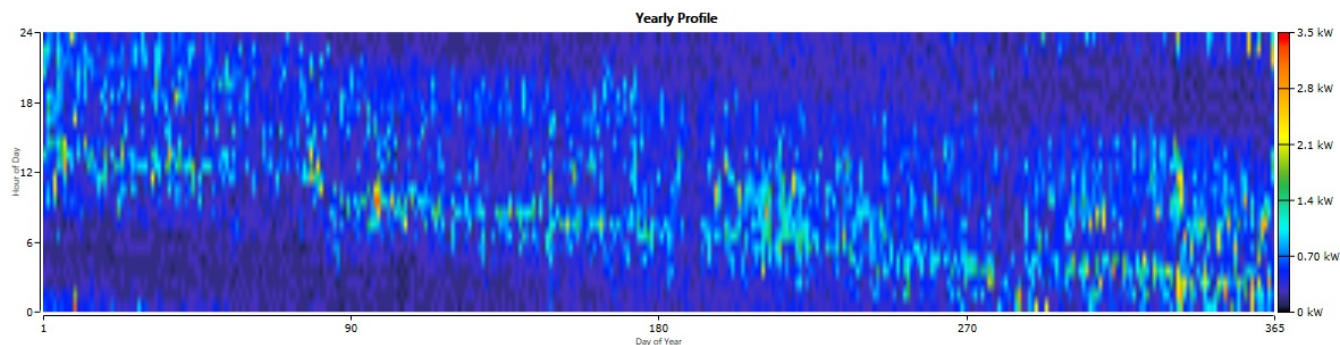


Figura 5.9: Datos importados a Homer

5.4 Importación de los datos de precio energético

Para la importación de las tarifas de precio de la energía de compra y de venta, se accedió a la página web <https://www.esios.ree.es/es/analisis> es una página de REE (Esios) donde se pueden descargar de datos del precio de la energía.

En la sección de descargas buscamos descargar los datos de todo un año. Se consideró elegir el periodo del 01/01/2018– > 31/12/2019. En el sitio web de esios, se ha buscado en el apartado de *Descargas* buscando en el *área de PVPC*, obteniendo un archivo denominado PVPC_DETALLE_DD, véase en la figura 5.10.

Está en: INICIO > DESCARGAS

DESCARGAS

Publicación: Filtra los documentos existentes según la fecha en la que se han publicado.
 Datos: Filtra los documentos existentes según la fecha de los datos que incluyen.

PUBLICACIÓN

Documento	Ámbito	Área	Fecha De Datos	Publicado
precivoluntariopconsumidor	Mercados y precios	PVPC	12/09/2019	11/09/2019
PVPC_DETALLE_DD	Mercados y precios	PVPC	12/09/2019	11/09/2019
pvpcdesglosehorario	Mercados y precios	PVPC	12/09/2019	11/09/2019

Mostrar 25 resultados de 3

Figura 5.10: Datos descargados de Esios

Con este archivo se trabajará y se realizará un tratamiento para importar sólo los datos que interesan.

Se descargan los datos para poder tratarlos y adecuarlos al entorno de Homer que se explicará más adelante en el apartado 5.1.

Los datos que resultan de descargar el archivo PVPC_DETALLE_DD son 365 archivos como se puede apreciar en la figura 5.11

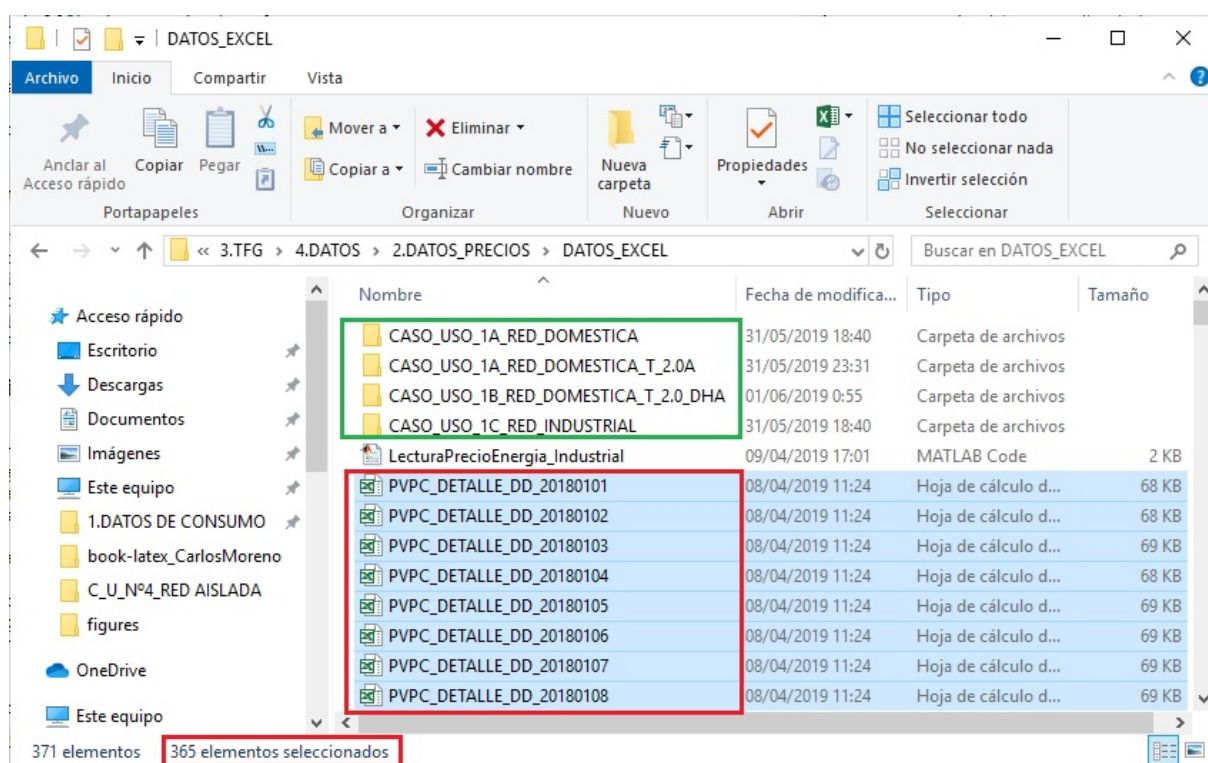


Figura 5.11: Importación de datos en Excel

Como se ve son muchos archivos, y se tardaría bastante en importarlos de forma manual; por ello se ha empleado Matlab 2018, para poder realizar la importación de datos a incluir en el programa Homer Pro.

Si se accede a un archivo excel del total de los 365 archivos se seleccionará dos columnas, la columna E y la Z tal como indica la figura 5.12

En rojo se han mostrado las columnas seleccionadas en Matlab para los distintos tipos de tarifas.

En verde se ve la tarifa **2.0A** del precio sin discriminación horaria, tarifa de la mayoría de los consumidores en €/kWh.

En amarillo se muestra la tarifa de discriminación horaria **2.0DHA** expresada en €/kWh, que elegirá el consumidor si considera que hay horas en el día en las que su consumo es mayor que en otras franjas horarias.

A partir de lo mencionado anteriormente, se ha programado un conjunto de scripts en Matlab, mediante los cuales se han elegido las columnas E y Z en función del tipo de tarifa que tienen.

El archivo script de Matlab adapta las columnas de cada uno de los 365 archivos .xml para poder importarlos en un único archivo para cada columna como se analizará en cada caso a continuación.

Es posible mediante un conjunto de bucles *for*, recorriendo cada una de las celdas de los distintos archivos excel y por tanto construyendo una tabla de **8760x1** datos de PVPC y **8760x1** de precio mayorista.

5.4.1 Importación de datos casos de uso de Red doméstica 1A, 3A y Red Doméstica 1B, 3B

Se generarán dos archivos de texto que importarán los datos con tarifa (**T_2.0A**) en los casos de uso 1A, 3A y con tarifa (**T_2.0_DHA**) para los casos de estudio 1B, 3B. Como bien se ha explicado previamente, mediante el script en este caso del primer caso de uso se programó una rutina que organiza los datos y los almacena en dos tablas. *PrecioMayoristaDOM* y *PVPCDOM* de 8760x1 valores. Se ha programado en dos script de Matlab un código para poder anexar un archivo con formato .txt; tanto para el caso de uso 1A de la red doméstica con tarifa 2.0 véase en (anexo B.1) y para la tarifa DHA 2.0 del caso 1B, anexo (B.2). Los valores organizados en tablas han sido dimensionados y se expresan en €/MWh y se almacenan en un archivo de texto para poderse importar en Homer. Se presentan los archivos obtenidos para la importación de los casos de uso 1A, 1B que serán los mismos de los casos de uso 3A Y 3B para la constitución de la red Iberd en Grid.

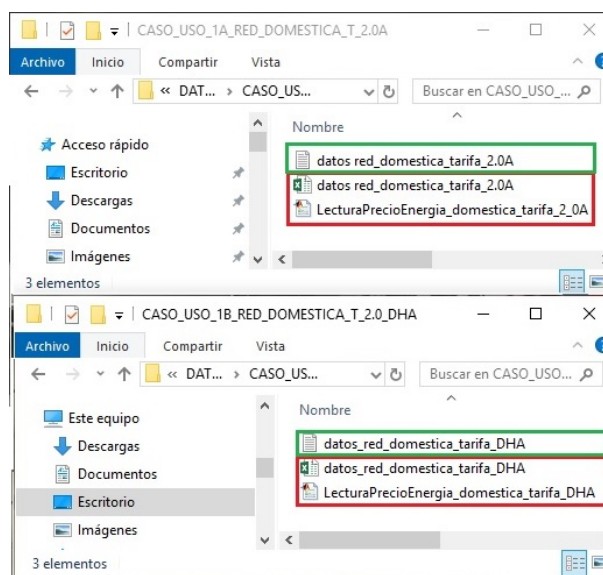


Figura 5.13: Archivos de texto de importación para la generación de la red (*Grid*) *Iberdrola* [Casos de uso 1A, 1B, 3A Y 3B]

5.5 Introducción a Homer

Tras haber descrito la filosofía del software Homer Pro y saber cómo funciona, se realizará una introducción al programa. Si entramos por primera vez en Homer nos encontramos con la ventana presentada en la figura 5.14.

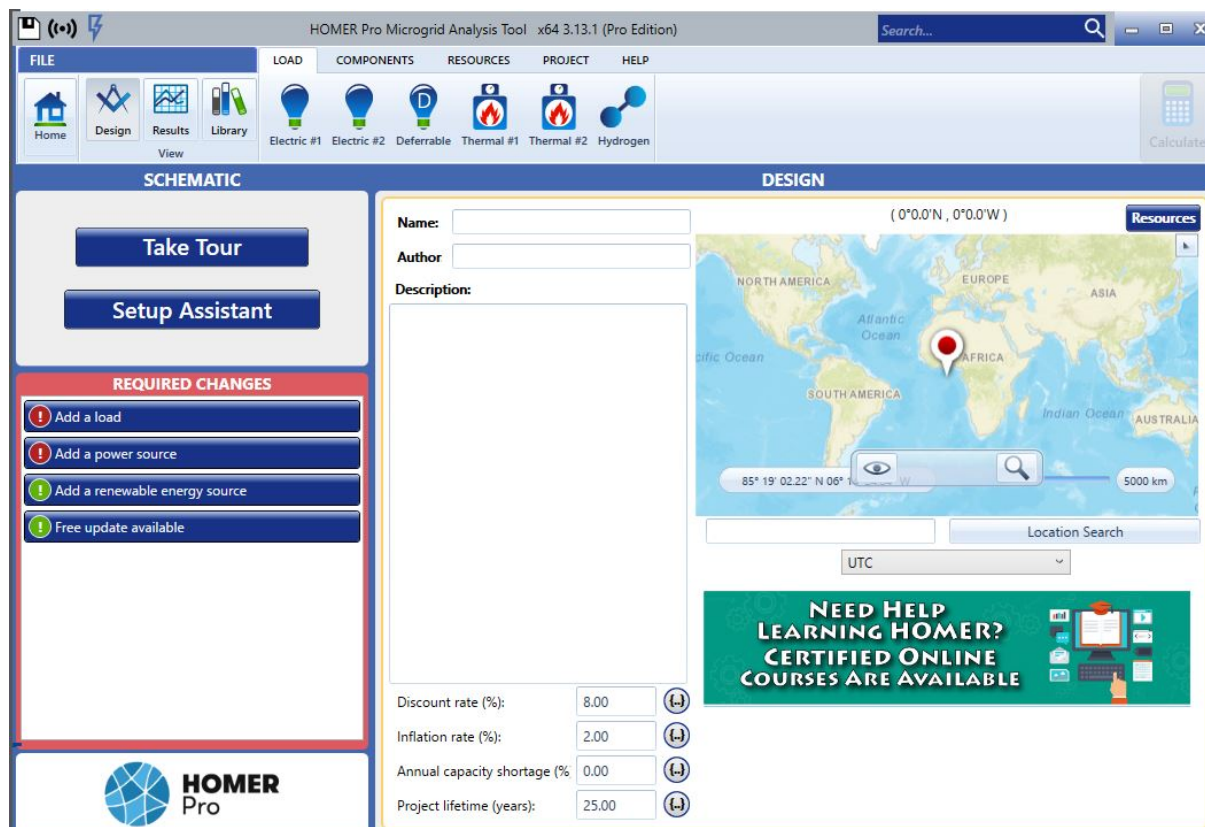


Figura 5.14: Pantalla de inicio de Homer

Se comentarán los pasos que se deben seguir para realizar un proyecto en HOMER PRO.

5.5.1 Localización GPS y datos del diseño

El primer paso que se debe realizar es introducir el nombre del diseñador. Se puede escribir una breve descripción del diseño. Además de esto, nos permite elegir una ubicación en donde se vaya a diseñar la microrred. En la figura 5.15 se puede ver una ventana donde se escribe la descripción del diseño.

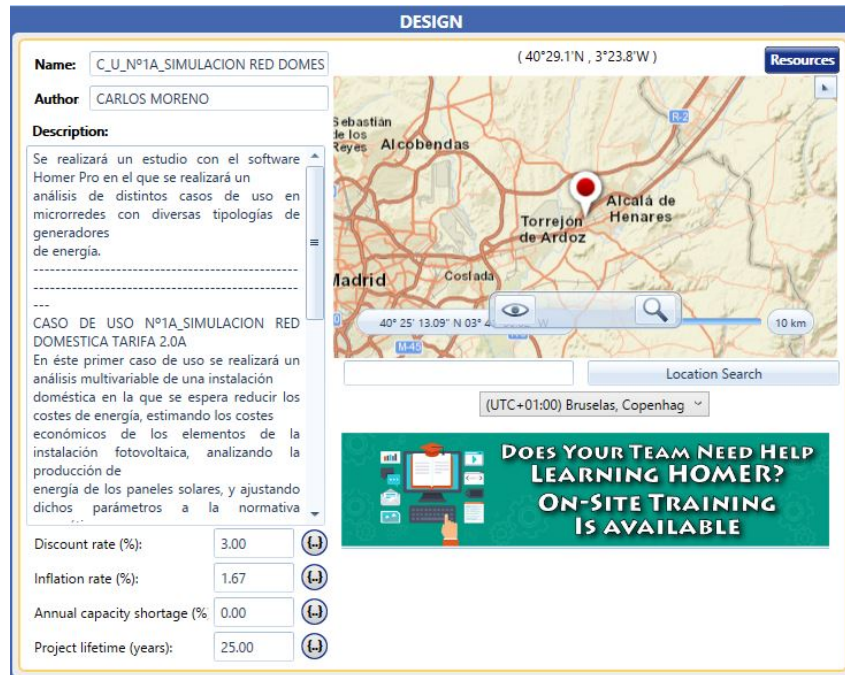


Figura 5.15: Datos iniciales para la descripción del diseño en Homer

Además de esto, el programa nos pide datos de entrada en función de la localización elegida como pueden ser:

- Latitud y longitud de la ubicación.
- Tiempo de vida del proyecto (en nuestro caso 25 años).
- Índice de inflación.
- Tipo de interés.

Habiendo introducido todos estos datos de entrada, se puede empezar a diseñar el proyecto.

5.5.2 Elección de las cargas

Continuando con el procedimiento del diseño del proyecto, el dimensionamiento de las cargas es como se puede ver en la figura 5.16.



Figura 5.16: Cargas en Homer

Como vemos el programa nos permite introducir varios tipos de cargas: dos cargas eléctricas fijas, una carga diferible, dos cargas térmicas y una carga de hidrógeno.

Nos centraremos en una carga fija dado que es la que se ha seleccionado en todos los casos de uso.

5.5.3 Componentes de la instalación

Después de haber configurado la carga de la microrred el siguiente paso es la elección de los componentes de la instalación. En la barra de herramientas que se muestra a continuación podremos seleccionar dichos componentes, como vemos en la figura 5.17.



Figura 5.17: Componentes para diseñar una microrred con Homer

En este punto del diseño el objetivo es elegir con qué componentes contaremos y elegir las características mecánicas y económicas de acuerdo con las especificaciones técnicas que satisfagan la instalación.

El programa nos proporciona un catálogo de componentes de cada tipo bastante extenso según la potencia que queramos instalar en el caso de paneles solares, inversores, baterías y demás componentes.

Los parámetros que se deben rellenar en los componentes son los mismos y se muestran en la figura 5.18:

- Capital inicial.
- Coste de sustitución.
- Costes de operación y mantenimiento (O&M).
- Tipo de bus eléctrico AC o DC.

Add/Remove Bauer Energy 335W 24V

PV Name: Bauer Energy 335W 24V Abbreviation: BSP335 Remove Copy To Library

Properties
 Name: **Bauer Energy 335W 24V**
 Abbreviation: **BSP335P**
 Panel Type: **Flat plate**
 Rated Capacity (kW): **4.02**
 Manufacturer: **Generic**
www.homerenergy.com
 Notes:
This is a generic PV system.

Cost

Capacity (kW)	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/year)
0.335	116.08	1,392.96	10.00

Lifetime time (years): 25.00 More...

Sizing
 HOMER Optimizer™
 Search Space

kW
0.335
0.67
1.005
1.34
1.675
2.01
2.345
2.68
3.015
3.35
3.685
4.02

Site Specific Input
 Derating Factor (%): 80.00

Electrical Bus
 AC DC

Figura 5.18: Parámetros para rellenar en un componente de Homer

A la hora de diseñar una microrred real debemos de tener en cuenta numerosos parámetros:

- Espacio que tenemos para la ubicación de los componentes, principalmente para la instalación de los paneles solares.
- Potencia máxima que queremos poder almacenar, picos de demanda de las cargas, potencia máxima generada, etc.
- Presupuesto del que disponemos para la realización de la micro red, lo que influirá tanto en el tamaño como la calidad de los componentes.

5.5.4 Fuentes

El siguiente dispositivo que se diseñará será la elección de la(s) fuente(s) de energía. Homer nos ofrece las siguientes opciones vistas en la figura 5.19:



Figura 5.19: Fuentes de Energía en Homer

Para los diseños que se realizarán de nuestro grupo fotovoltaico se introducirán datos de irradiancia incidente en función de la localización de los paneles.

1) Homer permite descargar los datos promedio de la **irradiancia global horizontal** que se define como la radiación que llega a un determinado lugar procedente del sol, medida sobre una superficie horizontal. Se muestra en la figura 5.20.

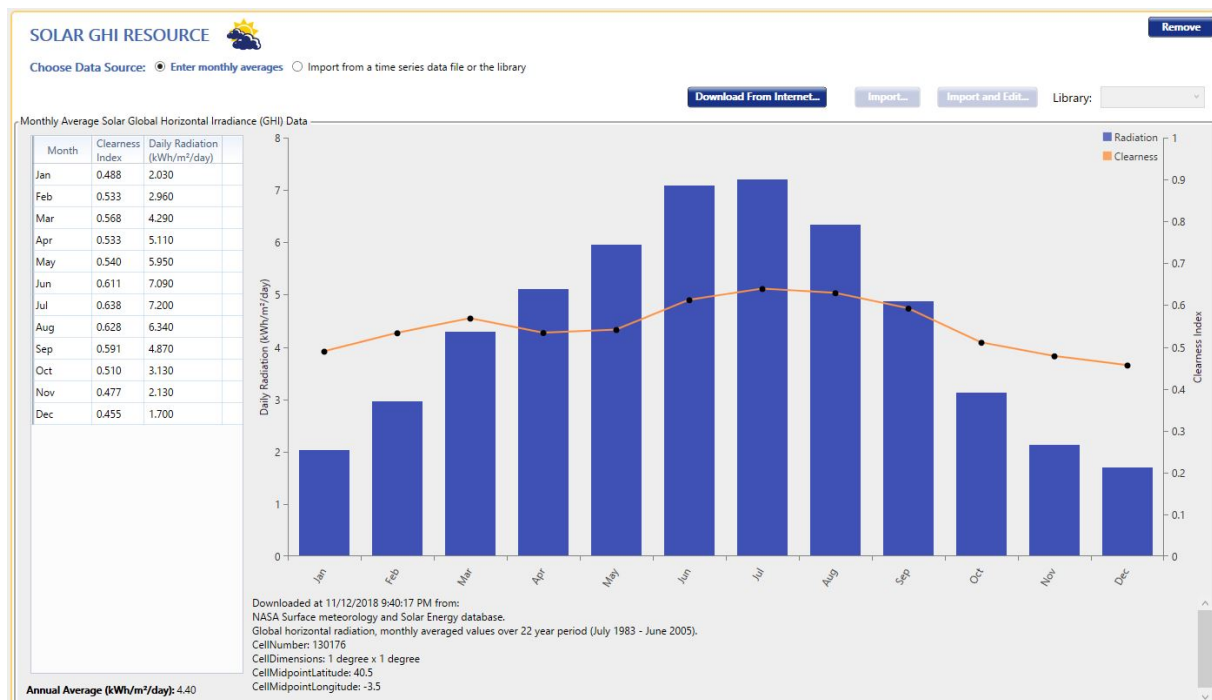


Figura 5.20: Gráfico de irradiancia horizontal (GHI) en Homer

2) **Irradiancia promedio directa normal.** Radiación que llega a un determinado lugar procedente del sol, medida en la dirección del rayo incidente. En este caso el programa no nos da la opción de importar una tabla de datos por lo que debemos introducir un fichero para que el programa pueda realizar los cálculos correspondientes.

5.5.5 Proyecto

Para culminar la introducción al Homer pro se presentan una serie de parámetros para darle propiedades al proyecto.

- - **Económico:** Parámetros de los costes del proyecto de la microrred. Entre ellos se incluyen el precio de la inflación, la vida esperada de la micro red, capital fijo y capital de mantenimiento y operación.
- **Limitaciones:** Aquí deberán comentarse las principales limitaciones de la microrred como son: máxima capacidad de escasez, mínima potencia renovable generada, generación de potencia solar y eólica.
- **Emisiones:** Límites y coste de las emisiones de contaminantes.
- **Optimización:** En este apartado podremos elegir algunos parámetros que permiten optimizar los resultados y obtener los datos más fiables posibles.
- **Espacio de búsqueda:** Muestra los valores de la optimización.
- **Sensibilidad:** Muestra las variables que pueden ser más sensibles y que pueden tener múltiples valores.
- **Multi-año:** Se introducirán algunos parámetros de mantenimiento, precios de combustibles fósiles, medias de cada tipo de carga.
- **Informe de entradas:** El programa nos generará un informe bastante completo sobre todos los datos que se han introducido y que puede tenerse en cuenta para la puesta en marcha de esta micro red.
- **Estimación:** Tiempo de simulación.
- **Limpiar resultados:** Se borran todos los resultados generados para realizar una nueva simulación.

En la figura 5.21 se pueden ver los parámetros del proyecto en Homer.

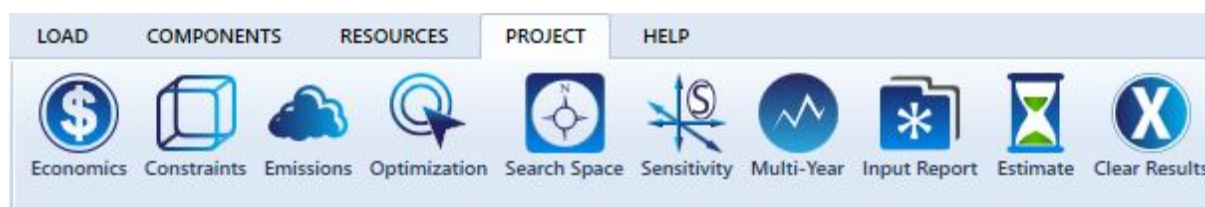


Figura 5.21: Parámetros de Proyecto en Homer

5.6 Análisis multivariable de microrredes con Homer Pro

Homer Pro es una herramienta muy potente por lo que se ha comentado anteriormente, y a la hora de poder diseñar microrredes en instalaciones fotovoltaicas se tiene que especificar una serie de entradas, las cuales es necesario que sean lo más realistas posibles si se quiere que los resultados obtenidos sean congruentes.

No es tarea sencilla especificar tantas características técnicas, pero Homer Pro es una plataforma que nos ofrece una interfaz intuitiva y muy versátil, con la cual se podrán realizar simulaciones de una forma muy cómoda.

Una vez conocemos la interfaz del software de Homer, se pasará a realizar una simulación de una microrred real. Si fuese a realizarse un proyecto para una empresa directamente se le pedirían las especificaciones de la instalación, como no es el caso, se elegirá por del diseñador que tipo de microrred será configurada.

5.7 Casos de Uso

Este trabajo se propone realizar cuatro casos de uso, haciéndose unas simulaciones con las cuales se podrán analizar los resultados obtenidos.

Los casos de uso que se estudiarán son:

1. Caso de uso 1. Red Doméstica
 - Caso de uso 1A. Red doméstica con tarifa 2.0
 - Caso de uso 1B. Red doméstica tarifa de discriminación horaria DHA 2.0
2. Caso de uso 2. Red Industrial con tarifa 3.0
3. Caso de uso 3. Red Red doméstica con baterías
 - Caso de uso 3A. Red doméstica con tarifa 2.0 con baterías
 - Caso de uso 3B. Red doméstica con tarifa 2.0DHA con baterías
4. Caso de uso 4A. Red Aislada
5. Caso de uso 4GEN. Red Aislada con GE

Cada caso de uso tiene unas características distintas, se describirán al inicio de cada diseño para después ser descritos, y a continuación se especificarán los parámetros de la simulación.

Por último, en el capítulo 6 se mostrarán los resultados y se darán unas conclusiones de las simulaciones realizadas.

5.8 Caso de uso 1. Red Doméstica

En este primer caso de uso se quieren realizar unas simulaciones de una nanored de tipo doméstico, en una vivienda de cinco personas que busca disminuir los gastos que se pagan anualmente por concepto de electricidad. Éste estudio será el primero que se realizará, servirá como referencia para los siguientes casos que son muy similares a los casos de uso 3 y 4, modificando algunos parámetros de la microrred.

Este caso de uso tiene como finalidad obtener información del coste que puede tener una instalación fotovoltaica en el tejado de la vivienda y analizar si es rentable su implementación.

Para la simulación del caso de uso 1, se le darán una serie de características que serán comunes para el caso de uso 1A Y 1B.

5.8.1 Localización GPS y datos del diseño

La instalación de la microrred doméstica está situada en Alcalá de Henares, como se indica en la figura 5.22. Este apartado será común a los casos de uso 1, 3 y 4.

El tejado de esta vivienda tiene como superficie una teja de ladrillo de tipo español, con caída de dos aguas y con una superficie de 40m².

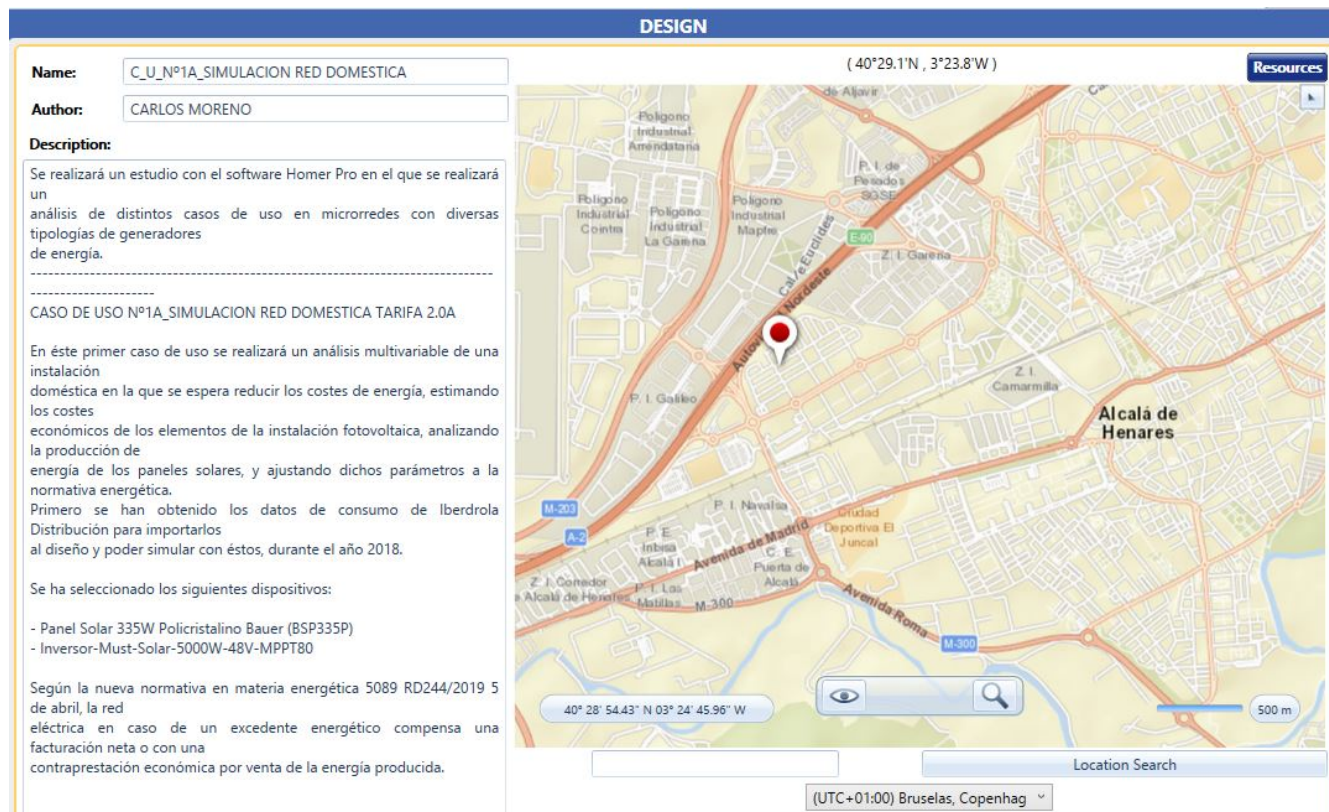


Figura 5.22: Descripción de la instalación de del caso de uso 1

5.8.2 Superficie de la casa de estudio

Como se comentaba en el apartado anterior, la ubicación del proyecto se sitúa en Alcalá de Henares, a continuación se muestra la superficie de estudio que se muestra a continuación en la figura 5.23.

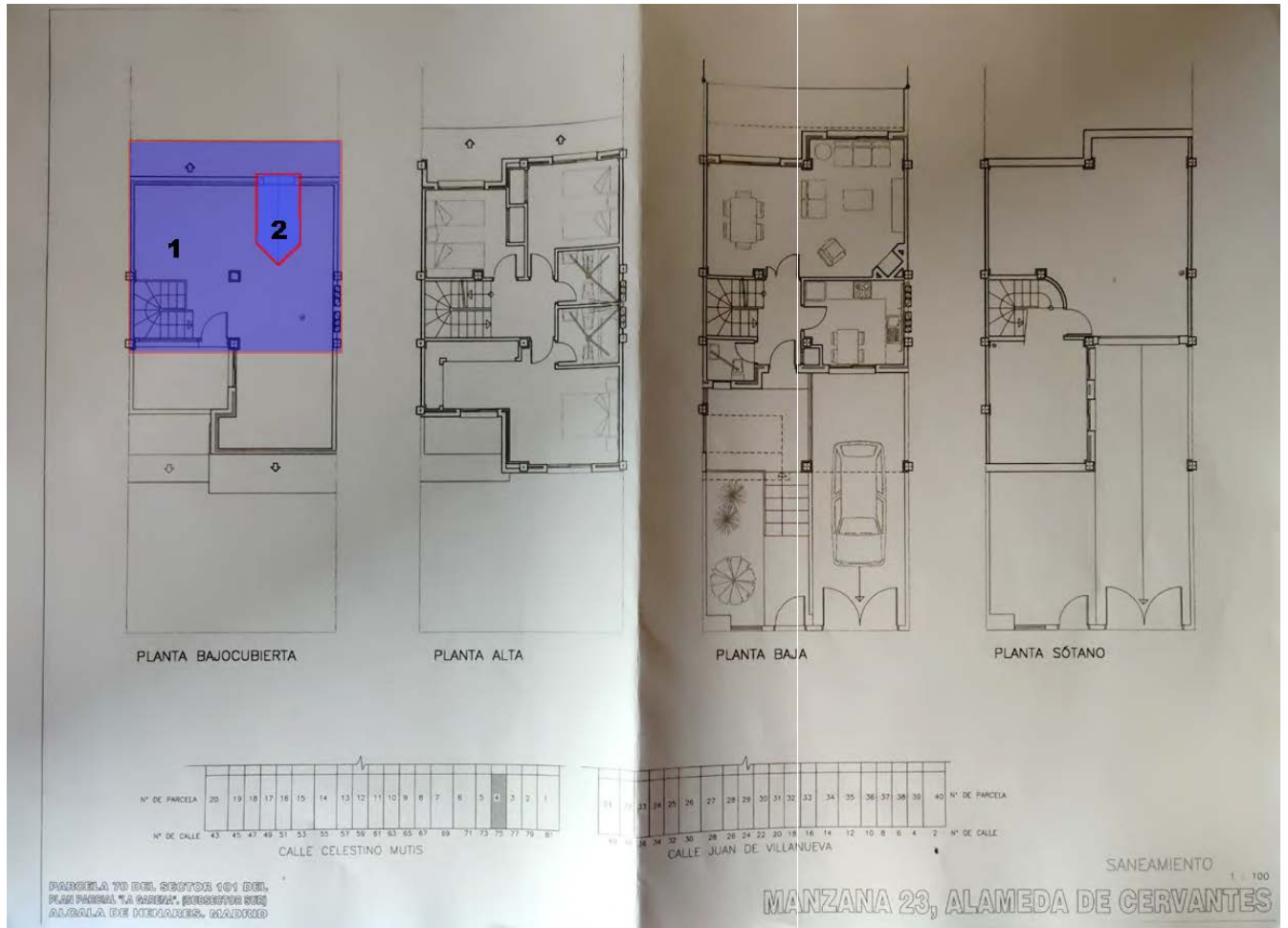


Figura 5.23: Plano de casa superficie del techo $4m^2$

En el sombreado azul mostrado en la figura anterior, se encuentra la superficie para la instalación de los paneles.

De forma tal que:

$$A_{Techo} = A_1 - A_2 = 4,3875m^2 - 0,0357m^2 = 4,0305m^2$$

5.8.3 Elección de la carga

Después de haber configurado la localización, se ajusta la carga para el diseño de la red doméstica en Homer, para ello, se han descargado los datos del perfil de carga de la vivienda en Iberdrola Distribución (véase en el apartado 5.3 el procedimiento de la importación de datos de consumo). Estos datos han sido tratados mediante Matlab por medio de un script *LecturaConsumoFacturado2018.m*, a partir de unas hojas de cálculo con extensión *.xml*, obteniendo en un archivo de texto *.txt*, un conjunto de 8760 valores correspondiente a lecturas de consumo cada hora de cada día durante un año, como se explicará en detalle en la sección 5.3.

La elección de la carga será válida para los casos de uso 1, 3 y 4. El procedimiento para poder cargar unos datos a Homer consiste en dar clic en la barra de herramientas *Load*, después, seleccionar la opción

de importación de datos *Import and edit*, como se aprecia en la figura 5.24, a partir de unos datos de consumo en el formato que se especifica en la figura 5.8.

Nota: Se podrá ver en la sección 5.3, figura 5.8, el formato valido según el documento de *Help* de Homer, si el documento de texto no tiene ese formato no se importarán correctamente los datos a Homer.

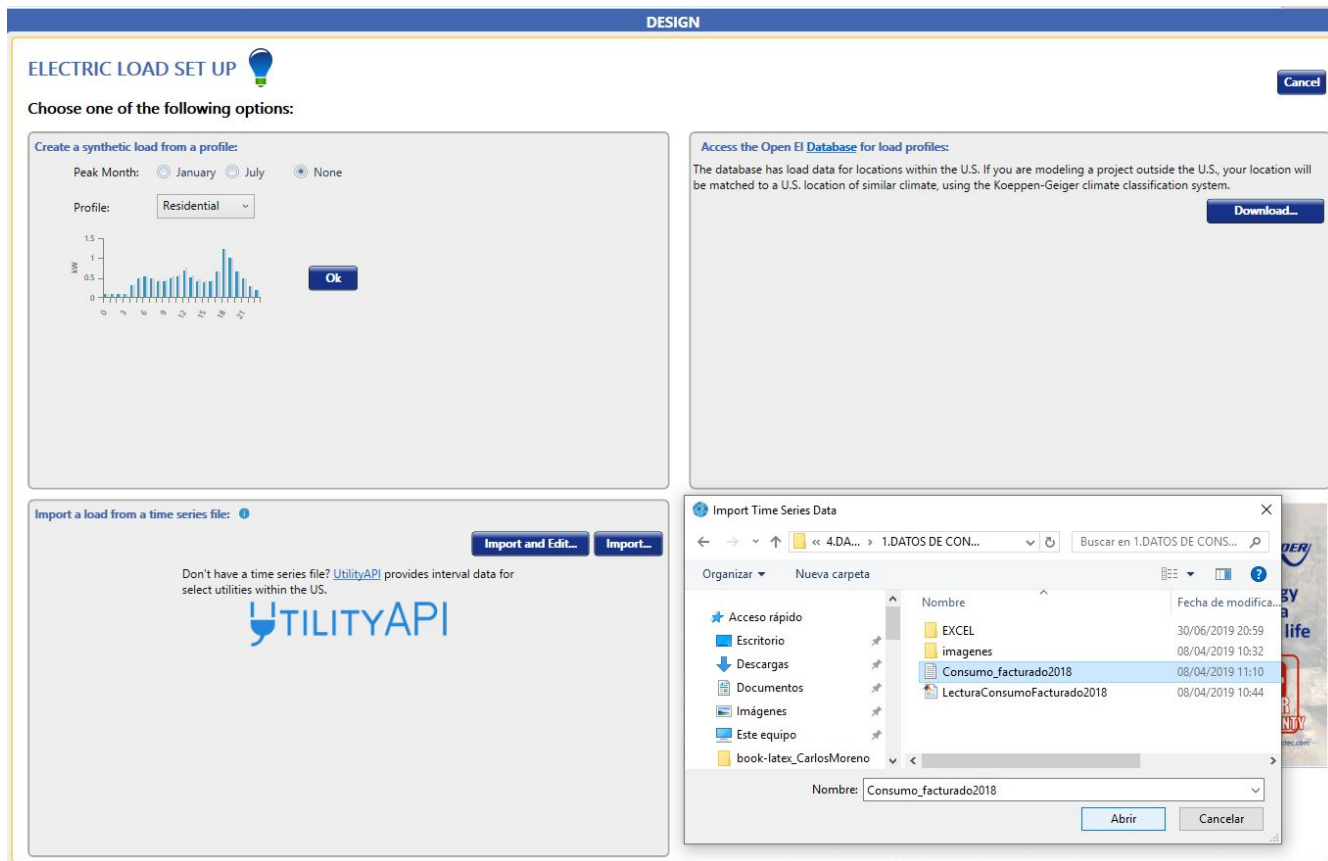


Figura 5.24: Procedimiento de carga de datos a Homer

Si los datos han sido bien importados, podemos ver dentro de la carga de nuestra instalación configurada una ventana con el perfil del consumo de la carga. Como era de esperarse, el perfil del consumo en horas del mediodía alcanza un pico de potencia, y en horas de la madrugada tiene un registro decreciente véase en la figura 5.25.

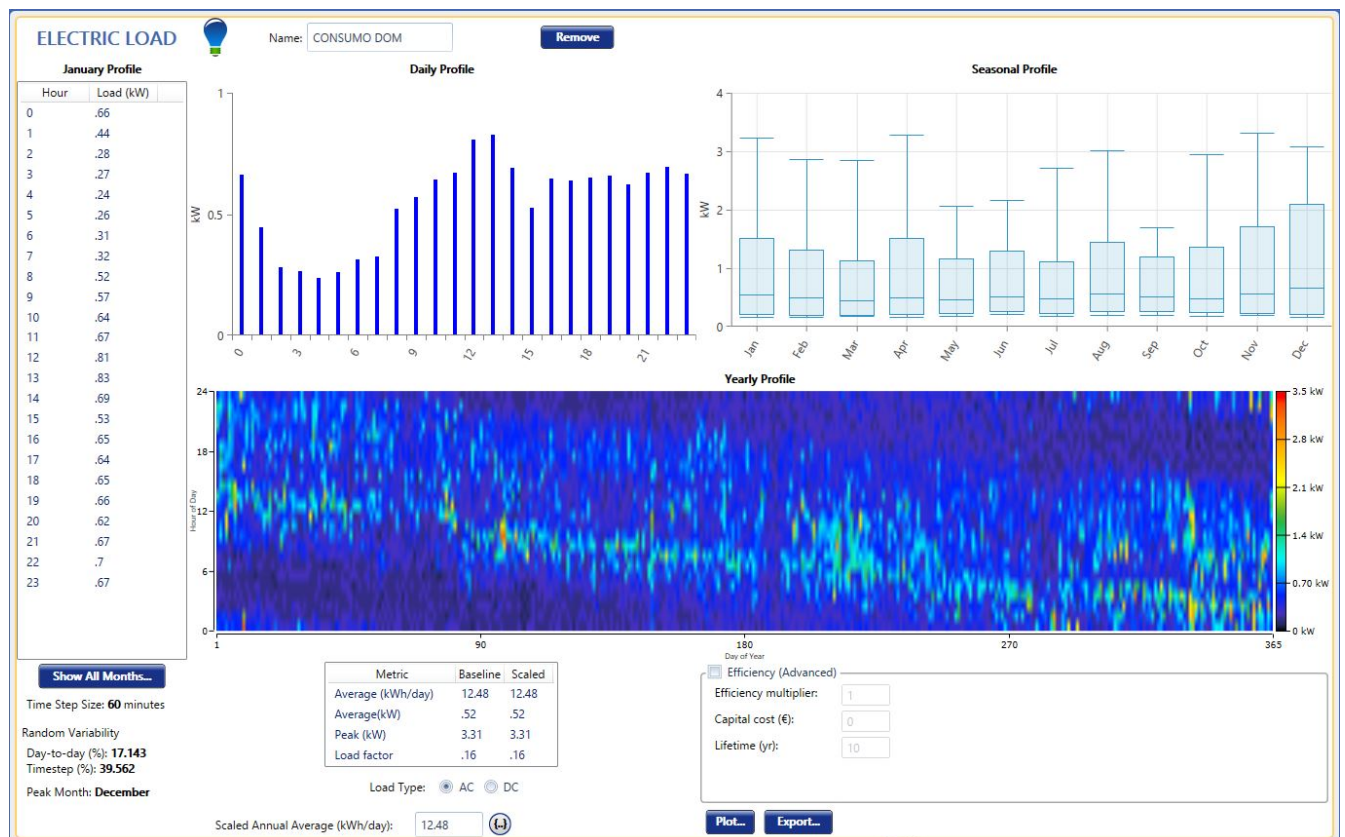


Figura 5.25: Perfil de carga Anual

Homer muestra todos los datos de consumo anual como si fuera una imagen termográfica en la que los valores con mayor consumo energético están mostrados en tonos rojos, y por el contrario los valores de menor consumo están mostrados en color azul.

Por otra parte, tenemos un detalle del pico de potencia del mes de diciembre del año 2018 en el que se ha registrado un valor de 3,09kW.

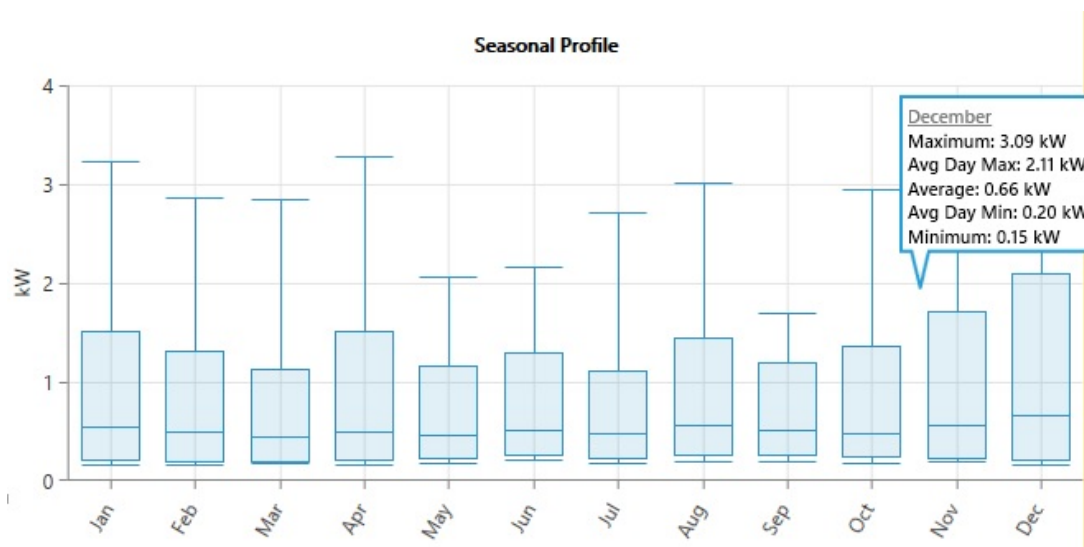


Figura 5.26: Detalle del pico de potencia en el mes de diciembre

5.8.4 Configuración de la Red

Llegados a este punto, se ha configurado donde se realizará el diseño. Para ello, es necesario introducir una ubicación GPS mostrada en la figura 5.22. Además, se han cargado una serie de datos como son:

- Datos de consumo de la vivienda.
- Datos de precio horario.

Por último, se configurará la red **IBERD** de la nanored.

Se quieren configurar dos diseños con tarifas de facturación horaria distintas, para poder realizar una comparativa entre ambas.

En el primer caso de uso 1A se aplicará la tarifa 2.0. La diferencia fundamental estas dos tarifas está en la red de distribución. En la opción de **IBERD** de la microrred, se podrán importar los datos de la tarifa que se introducirán en la pestaña de **Rate Definition**.

A partir de los casos de uso 1A del 1B, que se corresponden a la **tarifa 2.0** y a la **tarifa de discriminación horaria DHA 2.0**, se añadirán a la microrred unas baterías, obteniendo los casos de uso 3A y 3B respectivamente.

5.8.5 Selección de componentes de la instalación

Ajustadas las características de la microrred mencionadas anteriormente, el siguiente paso del proceso será la selección de cada uno de los componentes de la microrred, que harán que tenga un comportamiento en función del dimensionamiento de los elementos elegidos para la instalación.

Como se explicó en el apartado 5.5.3 mediante la barra de herramientas seleccionamos en el componente que vayamos a añadir a la microrred.

Para los diseños que se realizarán se añadirán paneles solares e inversor.

Los elementos seleccionados para la instalación fotovoltaica son:

- **Panel Solar 335W Policristalino Bauer (BSP335P)**
- **Inversor-Must-Solar-5000W-48V-MPPT80**
- **Kit Material Eléctrico 5000W 80A MPPT**

5.8.5.1 Panel Solar

Se ha elegido el **panel Solar 335W Policristalino Bauer (BSP335P)**, la creación del panel solar en HOMER se puede ver en la figura 5.27. El panel solar 335W policristalino Bauer es un modelo de 24V y 72 células. Con 25 años de garantía de potencia, fabricado en silicio policristalino ofrece un rendimiento superior para la instalación y una gran fiabilidad de funcionamiento.

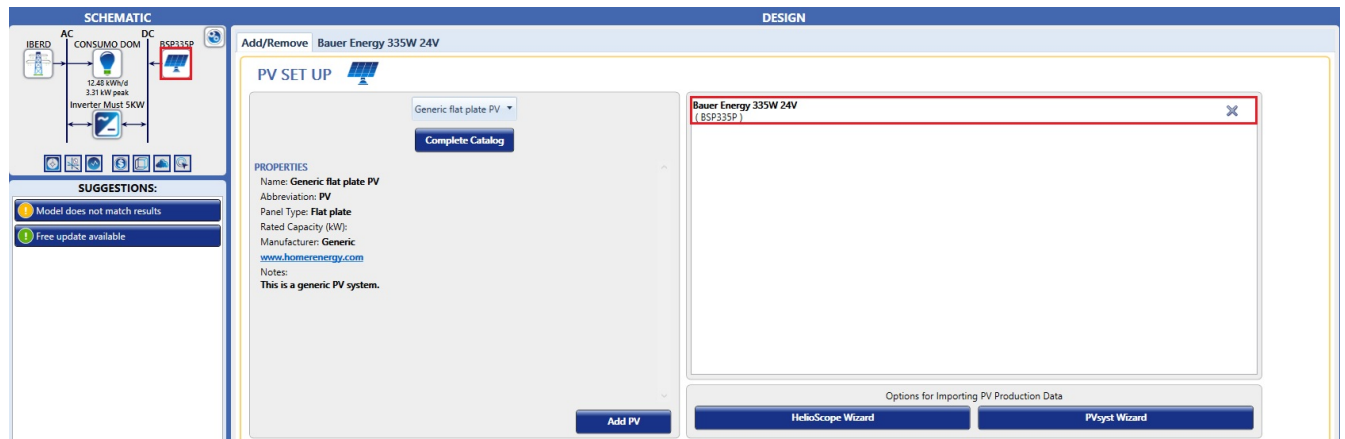


Figura 5.27: Creación de panel solar

Una vez elegido el panel solar, sabiendo el consumo de la instalación, se tendrán dos variables que Homer optimizará. Para ello, en la ventana de Sizing se dará un conjunto de valores mediante los cuales, Homer tomará el valor que mas encaje en la instalación, como se puede ver en la figura 5.28.

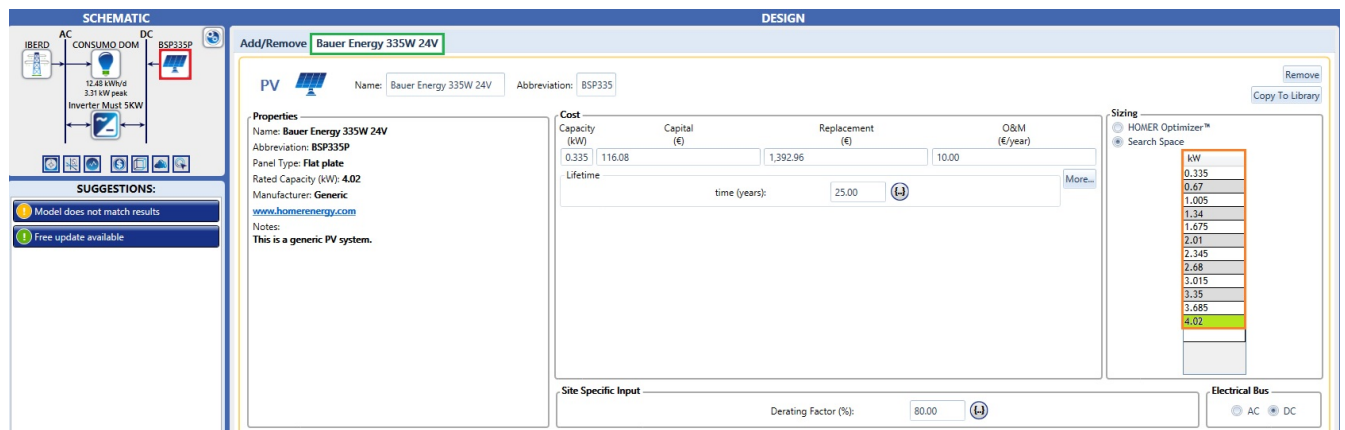


Figura 5.28: Configuración de parámetros para el panel solar

5.8.5.2 Inversor

Se ha seleccionado el Inversor + Regulador de Carga Must Solar 5.000W MPPT 48V. El inversor es de onda senoidal pura con una potencia de salida de 5.000W, el cargador de baterías tiene una carga máxima de 60A. Además, integra un regulador de carga de 60A de tipo maximizador MPPT para conectarle paneles hasta un máximo de 4.000W. La garantía del inversor Must Solar es de 2 años. La configuración de los parámetros mencionados anteriormente se puede hacer según la figura 5.29.

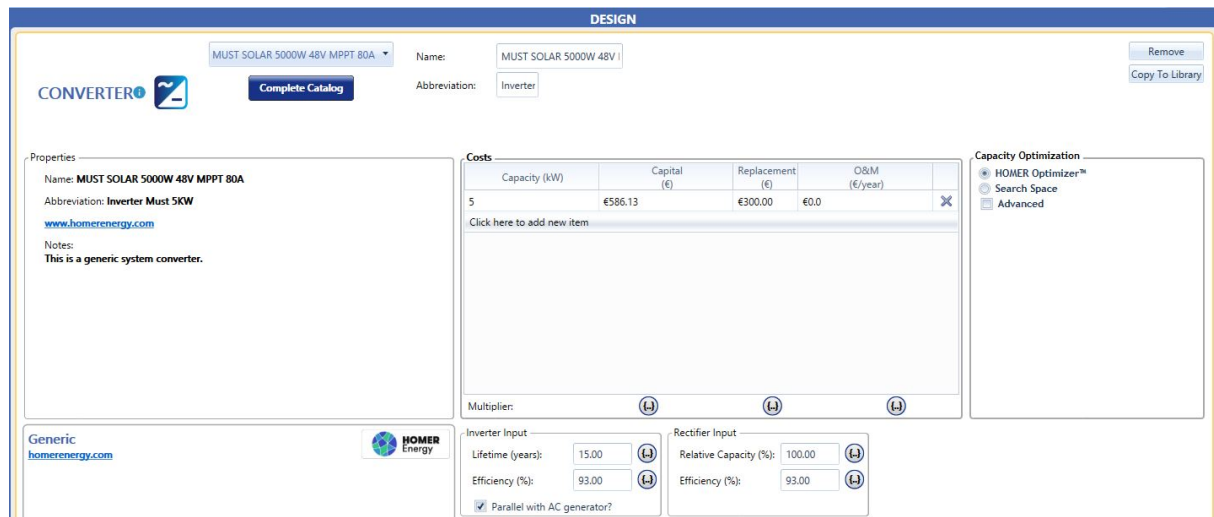


Figura 5.29: Configuración de parámetros para el inversor

Por último, habiendo configurado todos los parámetros de la instalación habremos constituido la primera microrred que se explicará brevemente dentro de un esquema correspondiente al primer caso de uso.

La microrred del primer caso de uso está compuesta por una red de distribución de energía denominada **IBERD**, dando el nombre al distribuidor Iberdrola. Por otra parte tenemos la carga del consumo **CONSUMO DOM**, también está compuesto por un inversor **Inverter Must 5KW** que convertirá la tensión de corriente alterna en corriente continua, y por último los paneles solares **BSP335P**.

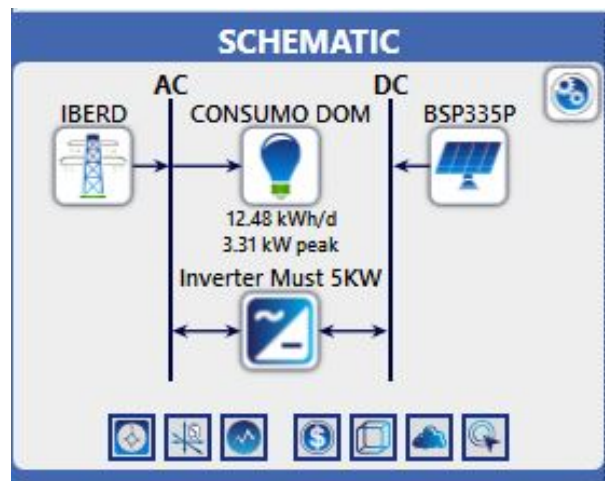


Figura 5.30: Esquema del diseño del caso de uso 1 (1A Y 1B)

5.8.6 Caso de uso 1A. Red doméstica con tarifa 2.0

Como se comentó anteriormente, el caso de uso 1A y 1B son muy parecidos, y únicamente cambia la Red de distribución. Así pues, en estos apartados se explicará con detalle cual es el comportamiento de las distintas tarifas en la misma red.

Conocido como se realiza el proceso de importación de los datos de precios horarios, se importarán los datos a partir del archivo de texto *datos_red_domestica_tarifa_2.0A.txt* primero para el caso 1A. Este archivo de texto ha sido generado mediante un procedimiento de importación del precio horario realizado en la (sección 5.4), (apartado 5.4.1), por medio de un script de Matlab que se puede ver en el

(anexo B.1) caso 1A, de forma que cuando importamos los datos a Homer se obtiene el resultado de la figura 5.31.

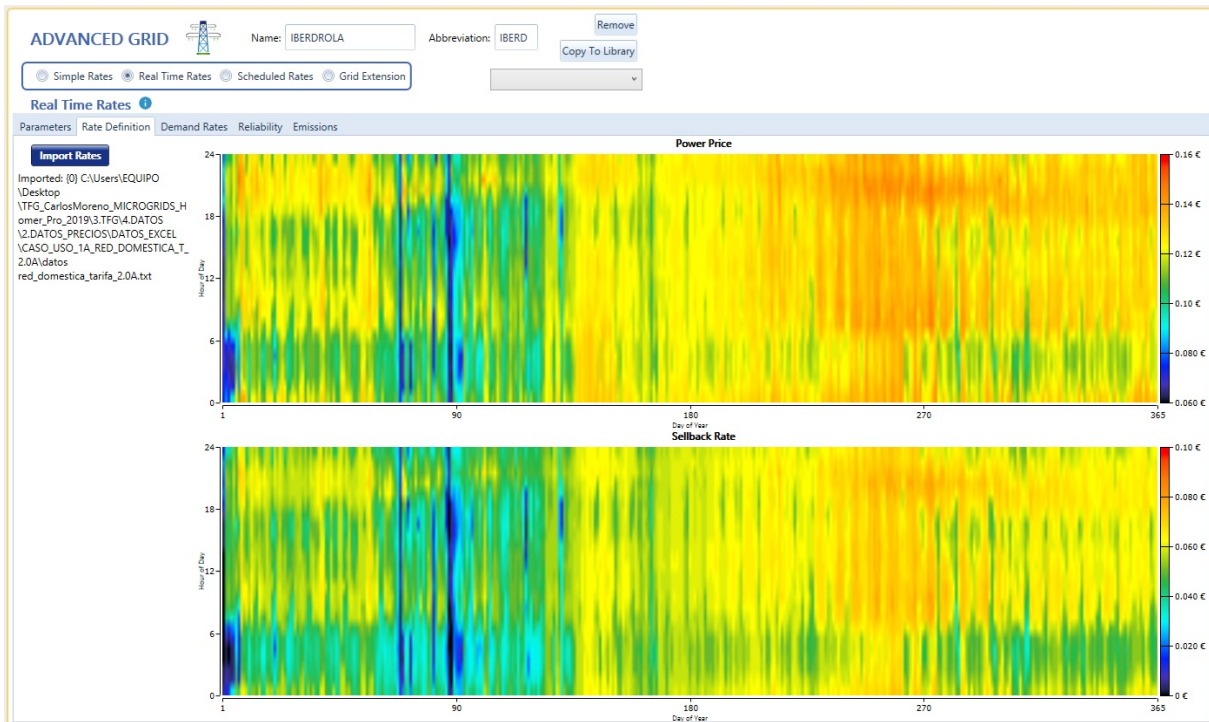


Figura 5.31: Gráfico de los datos horarios de un año de la tarifa 2.0

Esta tarifa tiene un precio €/kWh con el mismo valor durante prácticamente todo el año, salvo por primavera en marzo donde el precio era de 0.09€/kWh.

5.8.7 Red doméstica tarifa 2.0

Es la tarifa correspondiente a suministros eléctricos de entre 0 y 10kW de potencia contratada. La diferencia que presenta frente a la tarifa 2.0A es que, en este caso, sí que hay dos períodos de facturación para el término de energía. La tarifa 2.0A o normal (es el tipo de tarifa por defecto en la mayoría de los contratos), tiene el mismo precio para todas las horas del día.

5.8.8 Caso de uso 1B. Red doméstica tarifa de discriminación horaria DHA 2.0

Aplicando mismo criterio mencionado para el caso 1A, dado que el que la importación uso es similar, simplemente las columnas aplicadas son distintas e importarán los datos a partir del archivo de texto *datos_red_domestica_tarifa_DHA.txt* para el caso 1B. Este archivo de texto ha sido generado mediante un procedimiento de importación del precio horario realizado por medio de un script de Matlab que se puede ver en los anexos B.2 caso 2A, de forma que cuando importamos los datos a Homer correctamente se obtiene el resultado de la figura 5.32.

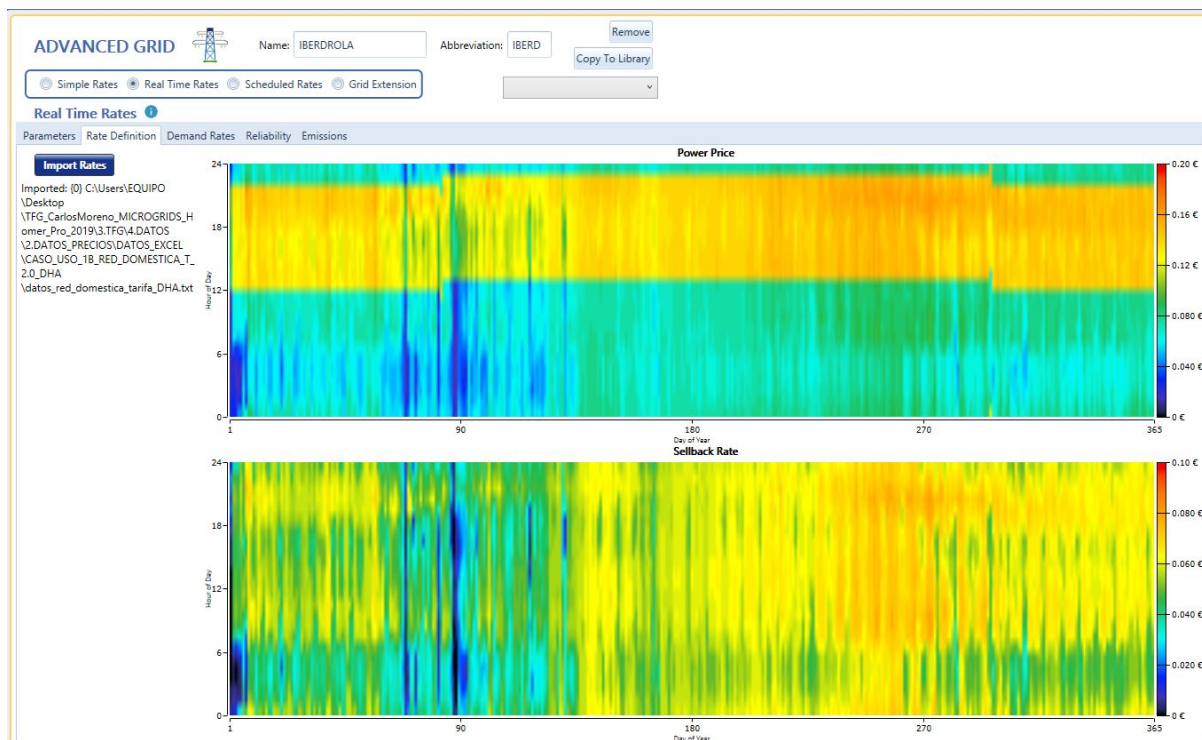


Figura 5.32: Gráfico de los datos horarios de un año de la tarifa de discriminación horaria DHA 2.0

Se puede ver claramente en el gráfico el periodo de tiempo en el cual el precio de la energía en €/kWh es mayor en 0,02€/kWh en el intervalo desde las 12h de la mañana hasta las 22.h de la noche.

A continuación, se explicará cómo se comporta la tarifa de discriminación horaria DHA 2.0 y en que consiste dicha tarifa. Se considera importante explicar la tarifa de discriminación horaria, no solo por el la aplicación del caso de uso sino porque desde el punto de vista del consumidor puede ser más económica si se tiene un consumo en la franja horaria contratada.

5.8.9 DISTRIBUCION TARIFARIA CNMC 2020

En este año 2019 se han presentado algunos cambios de legislación en materia de enegía, con la aprobación del Real Decreto 244/2019 5 de abril [1], comentado en el capítulo 4.

El pasado mes de enero en el RD 1/2019 del día 11, el gobierno, de acuerdo a directivas europeas transfirió competencias a la **CNMC** (*Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*). Una de ellas era la de que pudiera definir la estructura y metodología para el cálculo de la parte de los peajes de acceso a las redes de electricidad destinados a cubrir la retribución del transporte y distribución

La CNMC mediante circular del pasado 25 de julio ha propuesto cambios tanto en estructura tarifaria como en cálculo de peajes, señalar que la estructura tarifaria y sus periodos lleva sin cambiar desde octubre de 2007 y los importes de los peajes desde febrero de 2014). Aún, no se conocen el importe de los peajes, pero si la nueva estructura tarifaria. De todos modos, hasta 16/09 se abre periodo de alegaciones y podría cambiar, pero de momento se prevé la puesta en marcha desde 01/01/2020.

5.8.10 Potencia Contratada Normalizada

Es necesario definir un concepto fundamental denominado potencia contratada, para poder describir las tarifas de electricidad en función de la potencia. La potencia contratada representa una parte fija de la factura de la luz, es decir, se trata de un concepto que el usuario deberá pagar siempre independientemente del consumo de electricidad realizado.

La potencia eléctrica se expresa en kilovatios (kW), y nos indica la cantidad de kW que se pueden conectar a la vez a la red eléctrica de una vivienda.

Es muy importante contratar la potencia eléctrica adecuada, debido a que, si es demasiado elevada, el cliente tendrá gastos innecesarios, mientras que si es inferior a la que necesita en la vivienda, saltará el interruptor magneto-térmico, o cortando momentáneamente la corriente eléctrica del hogar.

En la actualidad, existe un dispositivo que calcula el consumo de una forma más detallada que los contadores convencionales, denominado vatímetro. Es un dispositivo que mide el consumo de energía eléctrica de un circuito o un servicio eléctrico, se emplea en redes eléctricas inteligentes (*smart grid*), para enviar a la compañía distribuidora los datos de consumo con una frecuencia mayor.

5.8.10.1 Tramos de potencia contratada

La potencia eléctrica se comercializa en tramos. Los tramos son función de la potencia contratada, y dichos intervalos, son los que se muestran a continuación en la tabla 5.1:

Instalación Monofásica	Instalación Trifásica
1.15 kW	3.464 kW
2.3 kW	6.928 kW
3.45 kW	10.392 kW
4.6 kW	13.856 kW
5.75 kW	17.321 kW
6.9 kW	20.785 kW
8.05 kW	24.249 kW
9,2 kW	27.713 kW
10.35 kW	31.177 kW
11.5 kW	34.641 kW
14.49 kW	43.648 kWh

Tabla 5.1: Tabla de Potencias normalizadas en función de la instalación eléctrica

El consumo de la vivienda en estudio está entre (3.45 - 4.6) KW.

No obstante, la potencia que se contrate es decisión del consumidor, así que, en el caso de querer bajar la potencia contratada, la comercializadora está obligada a hacerlo.

Los tramos que en los cuales está regulado actualmente, se corresponden en intervalos de 0.1kW en 0.1kW; por ende, el consumidor puede adaptarse a la potencia de su consumo sin tener que pagar más.

5.8.11 Tarifa 2.0DHA

La tarifa 2.0DHA es aquella que tiene discriminación horaria. Esto significa que el precio de la energía será diferente en horario diurno y en horario nocturno. Las tarifas con discriminación horaria presentan dos períodos de facturación:

- **Período punta:** Corresponde a la franja horaria del día en la cual el precio de la electricidad se encarece más.

En invierno va desde las 12h de la mañana hasta las 22.h de la noche. En verano sería desde las 13h de la mañana hasta las 23h de la noche. El precio del consumo de energía en este periodo es un 13 % más caro que en la tarifa 2.0A y dura 10 horas al día.

- **Período valle:** Corresponde a la franja horaria en la que el precio de la energía es más económico.

En invierno iría desde las 22h hasta las 12 de la mañana, y en verano desde las 23h hasta las 13h de la mañana. Este periodo dura 14 horas al día y el precio de la energía es un 32% más barato respecto al de la tarifa 2.0A.

Como se ha explicado anteriormente, en un periodo pagaremos más por la energía, y en el otro menos. En general, si trasladamos parte de nuestro consumo diario al periodo barato, compensará contratar la tarifa 2.0DHA.

5.9 Caso de uso 2. Red Industrial con tarifa 3.0

El caso de uso 2 se ha constituido con la idea de poder ver el comportamiento de una instalación fotovoltaica en un entorno industrial.

Se ha elegido la Universidad de Alcalá dado que el consumo supera los 10kW de contratación y se quería estudiar una instalación con estas características. Homer puede dar un informe para poder mejorar una instalación con un alto consumo anual. El punto de partida para poder realizar el estudio ha sido un informe de consumo energético realizado en el año 2011 por *Gas Fenosa*, de donde se ha obtenido el dato del consumo de toda la *Universidad de Alcalá*, y se ha reducido el informe solo al edificio de la *Escuela Politécnica superior*. Ver en el (Anexo B.17).

Dicho informe nos ofrece un dato de consumo de electricidad de:

$$\text{Consumo} = 4.153.586 \frac{kWh}{\text{año}} = 12,979,95 \frac{kWh}{\text{día}} ; \text{Días de ocupación } 320 \text{ días.}$$

En este caso de uso, se realizará un análisis multivariable de una instalación industrial en la que se espera reducir los costes de energía, estimando los costes económicos, analizando la producción eléctrica para dicho caso en concreto, cuantificando la producción de energía de los paneles solares y ajustando dichos parámetros a la normativa energética.

Como primer paso, se ha accedido a un documento para saber el consumo de la instalación.

El consumo de electricidad de la Escuela politécnica es de 12.979,95 kWh/día y 4.153.586 kWh/año, y 320 días al año de ocupación. Se ha dimensionado un con Inversor Schneider Electric GT100, y unos paneles de Panel Solar 370W 24V Monocristalino ERA.

Se ha puesto un valor fijo de precio de energía 0,128€/kWh, y con un tipo de consumo de tipo industrial.

Con estos parámetros se seleccionan los componentes y se realiza la configuración de la microrred.

5.9.1 Configuración de Red industrial

La red industrial presenta las siguientes características:

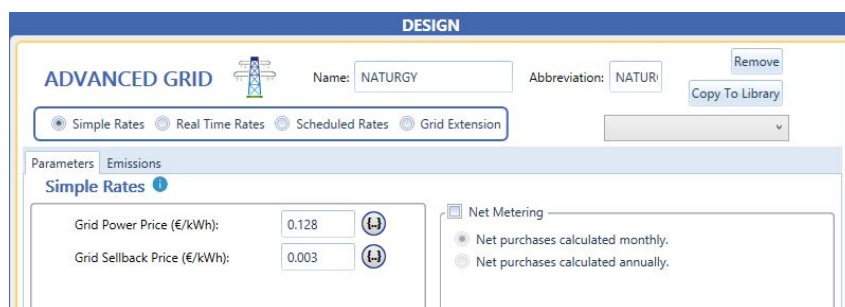


Figura 5.33: Configuración de la red industrial

Es una microrred que tiene un consumo constante, y el precio horario es de 0,128€/kWh

5.9.2 Panel Solar Red Industrial

Se ha elegido el panel solar de *Panel Solar 370W 24V Monocristalino ERA*.

The screenshot shows the configuration for a Trina Allmax M plus solar panel. The interface is titled "DESIGN" and includes the following sections:

- Properties:** Name: Trina Allmax M plus, Abbreviation: TrinAllM+, Panel Type: Flat plate, Rated Capacity (kW): 0.290, Temperature Coefficient: -0.390, Operating Temperature (°C): 44.00, Efficiency (%): 17.70, Manufacturer: Trina Solar, Data Sheet for Allmax M+.
- Cost:** Capacity (kW): 0.29, Capital (€): 139.31, Replacement (€): 5,572.40, O&M (€/year): 10.00, Lifetime (years): 25.00.
- Sizing:** HOMER Optimizer™, Search Space, kW: 0, 0.290, 5.800, 11.6.
- Site Specific Input:** Derating Factor (%): 88.00.
- Electrical Bus:** AC, DC.

Figura 5.34: Configuración de parámetros para el panel solar para red industrial

5.9.3 Inversor red industrial

Se ha seleccionado el inversor de Conexión a Red Schneider Electric GT100. Es un inversor trifásico de conexión a red, es ideal para instalaciones de autoconsumo de pequeña potencia.

The screenshot shows the configuration for a Fronius USA Fronius Primo 15.0-1 (240V) inverter. The interface is titled "DESIGN" and includes the following sections:

- Properties:** Name: Fronius USA Fronius Primo 15.0-1 (240V), Abbreviation: Fro15KW, CEC Inverters, Notes: This component comes from the CEC inverter database, which was most recently updated in August 2017. The nominal voltage is: 240V. CEC identifies this inverter as a microinverter (V/N): N. Default assumptions include: Lifetime = 15 years. Because this is a PV-dedicated inverter, there are no rectifying capabilities assumed.
- Costs:** Capacity (kW): 15, Capital (€): €2,840.52, Replacement (€): €2,840.52, O&M (€/year): €0.00.
- Capacity Optimization:** HOMER Optimizer™, Search Space, Size (kW): 0, 15.
- Inverter Input:** Lifetime (years): 15.00, Efficiency (%): 97.00.
- Rectifier Input:** Relative Capacity (%): 0.00, Efficiency (%): 100.00.
- Other:** Multiplier, Parallel with AC generator? (checkbox).

Figura 5.35: Configuración de parámetros para el inversor

Por último, habiendo configurado todos los parámetros de la instalación, habremos constituido la microrred que se explicará brevemente dentro de un esquema correspondiente al segundo caso de uso.

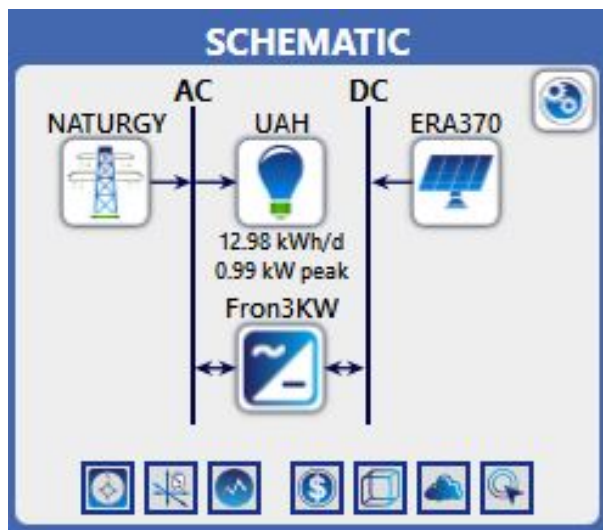


Figura 5.36: Esquema de la microrred para el caso de uso 2.

5.9.4 Tarifa 3.0A

La tarifa de acceso 3.0A corresponde a todos aquellos suministros de baja tensión con una potencia contratada superior a 15 kilovatios (kW). Esta tarifa de acceso es común en medianas y grandes empresas y en industrias, donde el número de kW contratados siempre es superior a la media de los hogares españoles.

La tarifa 3.0A establece tres periodos horarios en los que el tanto el precio del kWh como el precio del término de potencia serán distintos según el periodo en el que se lleve a cabo el consumo. Los tres periodos de la tarifa 3.0A son: punta, valle y supervalle.

Todos aquellos clientes que tengan contratada una potencia eléctrica superior a 15kW solo podrán acceder a tarifas con discriminación horaria en tres periodos, ya que la tarifa de acceso 3.0A conlleva de manera obligatoria tres periodos de facturación.

5.9.4.1 Periodos de la tarifa 3.0A

Los periodos de la tarifa 3.0A, punta, valle y supervalle, varían su horario en función de la estación en la que nos encontremos, definiendo así un horario para la estación de invierno y otro para el verano.

PERIODO	INVIERNO	VERANO
PUNTA	18:00-22:00h	11:00-15:00h
VALLE	22:00-00:00h y 08:00-18:00h	15:00-00:00h y 08:00-11:00h
SUPERVALLE	00:00-08:00h	00:00-08:00h

Tabla 5.2: Tabla del periodo horario de la tarifa 3.0A

5.9.4.2 Potencia eléctrica en tarifas 3.0A

Las tarifas 3.0 son las contratadas por aquellos clientes, generalmente empresas e industrias, que tienen una potencia contratada superior a 15 kilovatios (kW). Este tipo de negocios, pymes o empresas necesitan un mayor número de kW contratados debido a que tanto las dimensiones de la superficie como al elevado número de aparatos eléctricos así lo disponen.

Al contrario de lo que ocurre con el ICP, que corta el suministro eléctrico cuando la potencia contratada

es superada, el maxímetro mantiene el abastecimiento eléctrico activo. Razón por la que es tan necesario en empresas o negocios donde la electricidad no puede verse interrumpida.

Potencia consumida	Norma de facturación
Inferior al 85 % de la contratada	Se cobra el 85 %
Entre el 85 y 105 % de la contratada	Se cobra la potencia contratada
Superior al 105 % de la contratada	*

Tabla 5.3: Tabla de las normas de facturación para el término de potencia con la tarifa de acceso 3.0A

(*) Se cobra la potencia consumida más el doble de la diferencia entre la demandada y el 105 % contratada.

5.9.4.3 Tarifa 3.0A Iberdrola

Iberdrola ofrece la tarifa para empresas Plan 3.0. Esta tarifa de luz de Iberdrola se caracteriza por no establecer un periodo de permanencia y ofrecer una energía 100 % renovable. Además, está asociada a la factura electrónica, por lo que los clientes podrán ver, descargar e incluso abonar sus recibos a través del área de clientes de la compañía.

Término	Periodo punta	Periodo valle	Periodo supervalle
Término de potencia	42,2030€/kW/año	25,6013€/kW/año	18,2114€/kW/año
Término de energía	0,1278€/kWh	0,1101€/kWh	0,0831€/kWh

Tabla 5.4: Tabla del periodo de la tarifa de acceso 3.0A de Iberdrola 2019

5.9.4.3.1 Precio del suministro de la electricidad de Iberdrola Los periodos referidos en la tabla serán los establecidos en las Tarifas Generales de Acceso (Tarifa 3.0A en su modalidad de 3 periodos), aplicables en cada momento. (Orden ITC 2794/2007 y normativa que la sustituya).

El precio del término de potencia y del término de energía activa se mantendrán fijos durante 12 meses, sin perjuicio de su actualización según la variación correspondiente al IPC el 1 de enero de cada año en que el contrato esté vigente.

Se repercutirán en cada momento las variaciones a la baja o al alza en las tarifas y peajes de acceso, cánones y de los valores regulados que puedan ser aprobadas por la Administración para su aplicación durante la duración del Contrato, tomando como base el RD 1164/2001 y la Orden ETU/1976/2016.

La contratación del Plan 3.0 está disponible solo para la tarifa de acceso 3.0A.

La energía se facturará como el producto del precio de cada periodo por el consumo efectuado en el periodo correspondiente.

La potencia se facturará como producto de los términos de potencia diarios por la potencia contratada en cada periodo y multiplicando el resultado por el número de días del periodo de facturación. Los términos de potencia diarios resultarán de dividir el término de potencia anual por el número de días del año. Si la potencia demandada sobrepasa en cualquier período horario el 105 % de la potencia contratada en el mismo, la potencia a facturar en ese periodo será la registrada más el doble de la diferencia entre el valor registrado y el valor correspondiente al 105 % de la potencia contratada.

La facturación de energía reactiva y el resto de los conceptos de facturación, si corresponde, se realizará según la normativa vigente aprobada por la Administración.

5.10 Caso de uso 3. Red doméstica con baterías

El caso de uso 3 es una variante del caso de uso 1, con la diferencia de que ahora se quiere estudiar el efecto de unas baterías en la instalación. En la figura 5.37, se presenta una imagen del esquema del diseño del caso de uso 3.

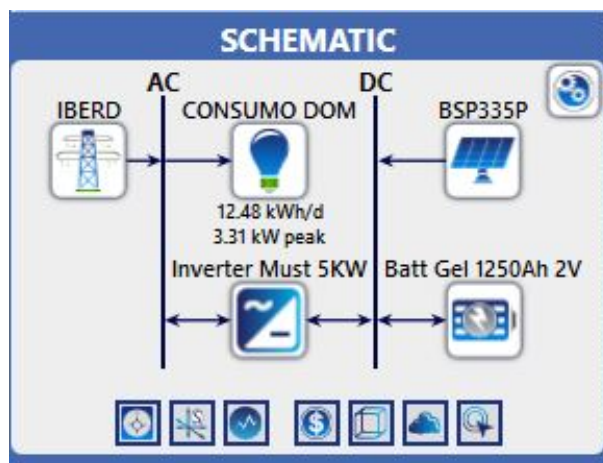


Figura 5.37: Esquema del diseño del caso de uso 3 (3A Y 3B)

5.10.0.1 Características y especificaciones de las baterías

Se han seleccionado unas baterías estacionarias OPzV Bauer de Gel de 1250Ah a 2V: Esta batería es un acumulador con el electrolito en gel, de gran calidad y durabilidad.

La configuración de la conexión está dada por un conjunto de mínimo de 6 acumuladores estacionarios con sus puentes de conexión incluidos para ofrecer 12V de tensión. La vida útil de funcionamiento es superior a los 4.500 ciclos en función de la profundidad de la descarga, siendo muy recomendable que la batería no se descargue habitualmente más de un 40% de su capacidad total de manera habitual, ya que de esta forma prolongaremos su vida útil y podremos disfrutar de una vida media superior a 15 años.

5.10.1 Casos de uso 3A y 3B. Red doméstica con tarifa 2.0 con baterías

Como se puede ver la configuración de ambos casos de uso es idéntica, y también las características del precio son las mismas de los casos de uso 1A y 1B. Las especificaciones se configuran:

En la opción *string size* se puede configurar cada conjunto de baterías. En la pestaña de *Cost* se introducen los valores de:

- Capital inicial.
- Coste de sustitución.
- Costes de operación y mantenimiento (O&M).
- Tipo de bus eléctrico de corriente alterna (AC) o corriente continua (DC).

Se puede apreciar la configuración de las baterías en la figura 5.38.

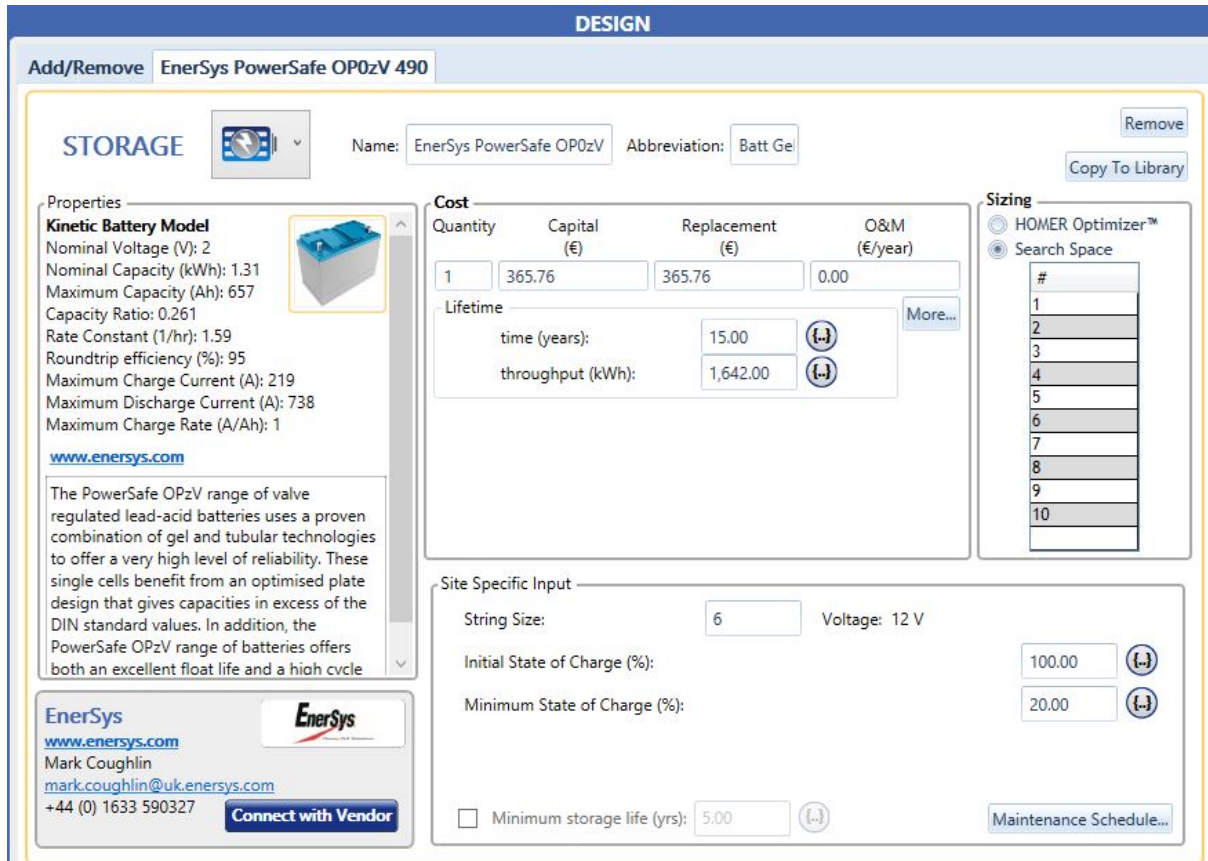


Figura 5.38: Configuración de las baterías en Homer Pro

Los valores de las baterías, así como de todos los elementos de la instalación fotovoltaica están puestos según el presupuesto de AutoSolar. Ver en el (anexo B.25).

Para ampliar el estudio con baterías, es posible poder realizar una estimación del coste de las baterías, introduciendo unos valores en la ventana *Cost Table* como se puede apreciar en la figura

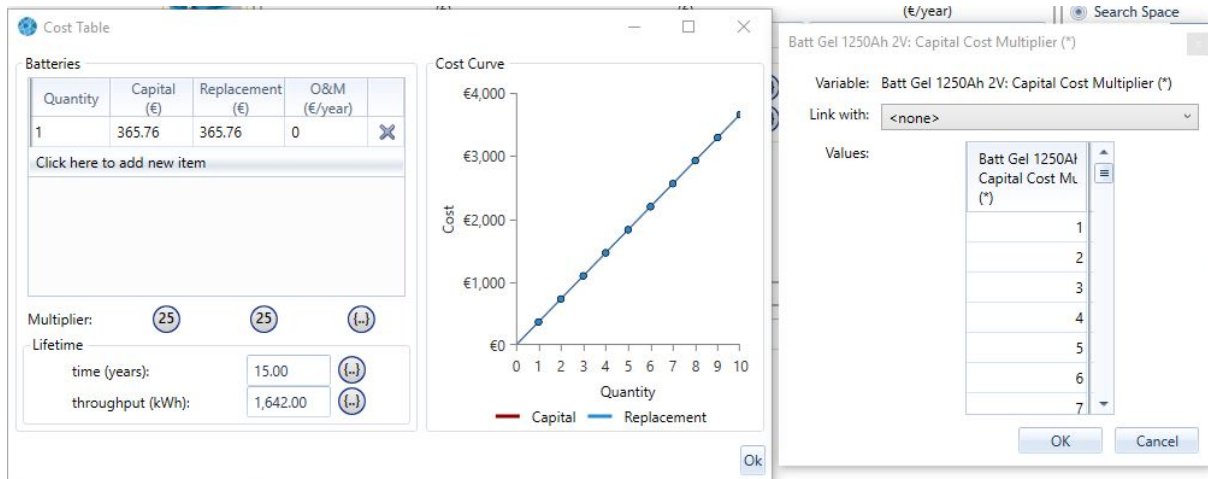


Figura 5.39: Opciones avanzadas de coste de las baterías

5.11 Caso de uso 4. Red Aislada

En el último caso de uso, se comprobará si una instalación aislada la red, puede generar la energía eléctrica suficiente, para autoabastecerse.

En caso de que esto no sea posible es necesario la implementación de un grupo electrógeno como se comento el apartado 2.5.

En la instalación aislada de la red, partir de la irradiación de energía solar, los módulos fotovoltaicos producen corriente eléctrica, que será almacenada por un conjunto de baterías. Los elementos que componen una instalación solar aislada ya han sido descritos en el (Capítulo 2).

Las instalaciones para el autoconsumo deben ser capaces de seguir el comportamiento de la demanda energética pudiendo suministrar energía suficiente para satisfacer el consumo de la instalación, aspecto que la red de distribución garantiza.

No siempre se cumple ese requisito de garantizar el suministro eléctrico.

Se podrán ver los resultados del comportamiento de la instalación aislada en el capítulo siguiente.

Se muestra en la figura 5.40, el esquema del diseño de una microrred aislada.

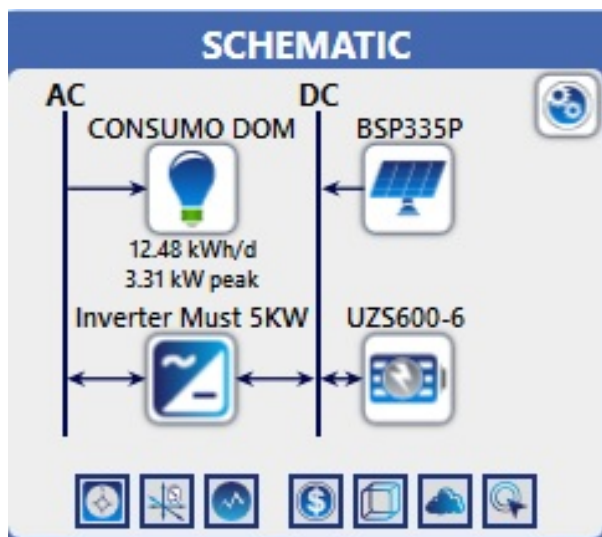


Figura 5.40: Esquema del diseño de una microrred aislada

Se ha buscado configurar un kit para autoconsumo actualmente para una vivienda doméstica, se busca analizar económicamente si merece la pena una instalación de este tipo.

5.11.1 Estimación de presupuesto del caso de uso vivienda aislada

El Kit Solar Vivienda Aislada 5.000W 48V 12.150Wh/día es un kit muy económico de 48V con la posibilidad de llevar los consumos de una vivienda completa, dada la buena capacidad del sistema en paneles y una equilibrada autonomía de baterías. El sistema es ampliable sin tocar nada con 6 paneles adicionales por si sus necesidades cambian en el futuro o tiene mayores consumos. El banco de baterías tiene un precio muy interesante para sus características, pero si en el futuro desea cambiar a un sistema con litio, este inversor es totalmente compatible con ellas y le podrán ofrecer una mayor cantidad de ciclos de vida. Además de los materiales para hacer las conexiones, también se incluye una estructura para ubicar los paneles sobre un tejado ya con inclinación y orientación óptimas.

Se ha replicado cada uno de los componentes del kit de Autosolar, en la descripción se mostrará cada uno de los componentes de la misma.

5.11.1.1 Panel Solar Red Aislada

Se han configurado los paneles solares según el catálogo de Autosolar, con la siguiente configuración: **Información Panel Solar 280W Policristalino Bauer**: El panel solar 280W Bauer es un panel solar optimizado tanto en precio como en eficiencia, con la garantía por parte del fabricante.

La tecnología interna del panel solar 280W Bauer permite tener un alto índice de eficiencia, entorno a un 17% aproximadamente. Los paneles solares Bauer, poseen una diferencia significativa en precio respecto a paneles solares de otros fabricantes.

En la figura 5.41, se muestra la configuración de dichos parámetros para los paneles solares.

Figura 5.41: Configuración de los paneles solares en Homer

En la figura 5.42, se muestra la configuración para las baterías en el caso aislado.

Figura 5.42: Configuración de las baterías en Homer Pro del caso aislado

5.12 Aspectos económicos

Las microrredes presentadas en este capítulo han sido configuradas con costes reales, solicitando presupuestos a Autosolar para tres tipos de instalaciones.

1. Instalación doméstica con baterías y sin baterías.
2. Instalación de tipo industrial para la Universidad de Alcalá.
3. Instalación doméstica aislada, presupuesto con Kit de Autoconsumo. ver en anexos (B.25 ,B.26)
Existen costes con otros conceptos que Homer no contempla en la ventana de Schematic, sin embargo, en la opción de *Economics*, se pueden introducir dichos costes para que los tenga en cuenta Homer Pro como se puede apreciar en la figura 5.43.

Figura 5.43: Costes considerados en la red industrial

Se han considerado los gastos de:

Costes	
Mano de obra	822,78€
Estructura	388,14€
Kit de protecciones	224,96€
Montaje Estructura	178,34€
Total	3.090,85

Tabla 5.5: Costes de la instalación considerados en la red doméstica

5.13 Simulaciones de los casos de uso con Homer Pro

Una vez hemos configurado todos los aspectos que involucrarán a nuestra microrred pasamos a la simulación de los resultados. Para ello simplemente debemos darle al botón del programa *Calculate*, como se ve en la figura 5.44. Tras varios minutos de cálculos y optimizaciones el programa nos dará un informe sobre las mejores configuraciones posibles, los costes de los elementos, del conjunto, los gráficos de generación y demanda, etc.

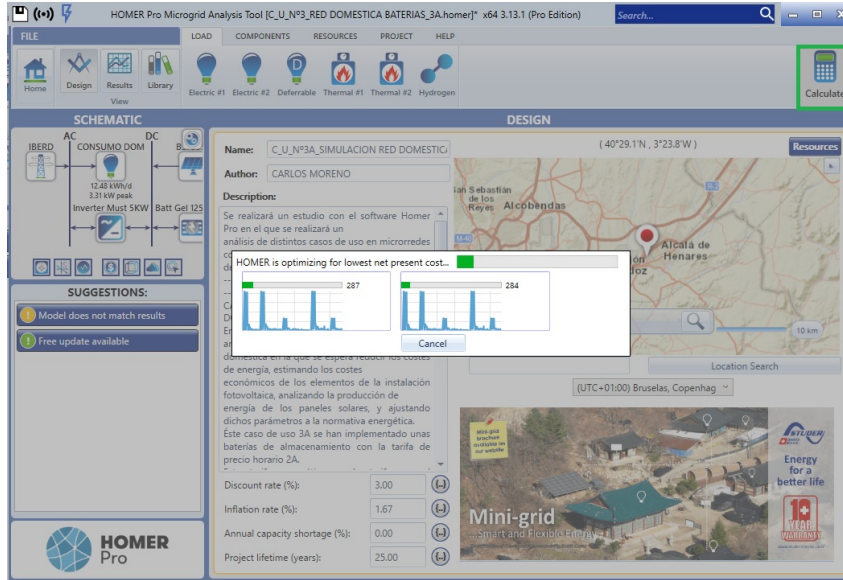


Figura 5.44: Imagen de la simulación con Homer Pro

5.14 Caso de uso 4GEN. Red Aislada

Dado que es posible que esta instalación no satisfaga las necesidades de la demanda energética se ha optado por incorporar un grupo electrógeno para garantizar el suministro eléctrico.

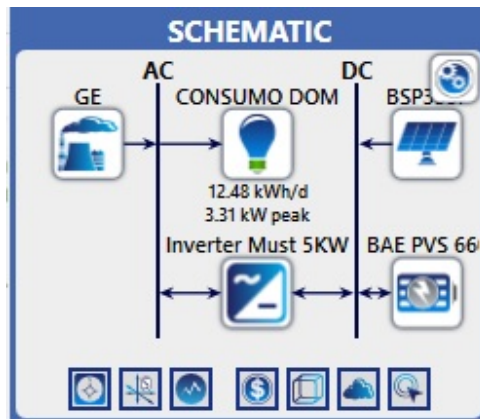


Figura 5.45: Esquema del diseño de una microrred aislada con GE

5.14.1 DG11KSEM Grupo Electrónico Insonorizado

Se ha visto oportuno incorporar un GE para hacer una comparativa con el caso de uso de inicio. Para este nuevo caso de uso simplemente, se ha añadido un GE con la siguiente configuración como se puede ver en la figura 5.46:

The screenshot shows the 'DESIGN' window in HOMER software, specifically the configuration for a generator named 'DG11KSEM Grupo Electróg'. The window is divided into several sections:

- Properties:** Name: DG11KSEM Grupo Electróg, Capacity: 15 kW, Fuel: Diesel, Fuel curve intercept: 0.635 L/hr, Fuel curve slope: 0.327 L/hr/kW, Emissions: CO (g/L fuel): 17.742, Unburned HC (g/L fuel): 0.72, Particulates (g/L fuel): 1.0753, Fuel Sulfur to PM (%): 2.2, NOx (g/L fuel): 20.161.
- Generator Cost:** Initial Capital (€): 6,034.88, Replacement (€): 6,034.88, O&M (€/op. hour): 0.750, Fuel Price (€/L): 0.999.
- Optimization:** Radio buttons for 'Simulate systems with and without this generator' (selected) and 'Include in all systems'.
- Electrical Bus:** Radio buttons for 'AC' (selected) and 'DC'.
- Site Specific:** Minimum Load Ratio (%): 25.00, CHP Heat Recovery Ratio (%): 0.00, Lifetime (Hours): 15,000.00, Minimum Runtime (Minutes): 0.00.

Figura 5.46: Configuración del Grupo Electróg en Homer para el paso aislado

El GE es un generador diesel con 11KW de potencia y cuyas especificaciones técnicas se pueden ver en el anexo [B.24](#)

El coste del GE es de 6,034,88€ y un coste del combustible diesel de 0,999€.

El último paso antes de poder interpretar los resultados con Homer Pro, es ver cada una de las opciones de la simulación de resultados y tomar notas para analizar dichos resultados. Se explica cada una de las opciones en el manual de usuario apartado [A](#) de los anexos.

Capítulo 6

Resultados

Como se ha indicado en la introducción, en el presente trabajo se pretenden realizar varios análisis multivariable mostrando algunos informes para cada caso de uso, a fin de estudiar en cada situación el comportamiento que tiene en conjunto la instalación fotovoltaica para las distintas simulaciones que se han realizado.

Según los estudios realizados mediante Homer Pro, ha permitido evidenciar los siguientes resultados que mediante informes serán analizados a continuación.

6.1 Simulaciones realizadas

Se han constituido algunas microrredes que se han mencionado en capítulos anteriores, con ellas mediante la opción de *Calculate* se genera una tabla de *Results* con los resultados de la microrred.

En la tabla de *Results*, Homer organiza las soluciones más factibles, situándolas en las celdas superiores, hasta las menos factibles (celdas inferiores).

El resultado se muestra en la ventana de *Tables* en el apartado de *Optimization Results* como se puede ver por ejemplo en el primer estudio de la figura 6.1.

A continuación, se mostrarán y analizarán los resultados de los casos de uso, luego posteriormente en el (capítulo 7) se sacarán las conclusiones pertinentes.

6.2 Resultado simulación caso de uso 1A

En este primer caso de uso, se realizará un análisis multivariable de una instalación doméstica en la que se espera reducir los costes de energía, estimando los costes económicos de los elementos de la instalación fotovoltaica. Además, se analizará la producción de energía de los paneles solares, ajustando dichos parámetros a la normativa energética.

Primero, se han obtenido los datos de consumo de Iberdrola Distribución para importarlos al diseño y poder simular con éstos, durante el año 2018; han sido seleccionados los siguientes dispositivos:

- Panel Solar 335W Policristalino Bauer (BSP335P)
- Inversor-Must-Solar-5000W-48V-MPPT80.

Con esta configuración obtenemos un coste neto de la instalación de 8,624€. Como se muestra en la figura 6.1.

RESULTS										
Architecture			Cost				System		BSP335	
BSP335P (kW)	IBERD (kW)	Inverter Must 5KW (kW)	Dispatch	NPC (€)	COE (€)	Operating cost (€/yr)	Initial capital (€)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (€)
4.00	9,999,999	3.13	CC	€8,624	€0.0504	€241.30	€3,507	67.4	0	1,386
	9,999,999		CC	€13,715	€0.142	€563.96	€1,755	0	0	

Figura 6.1: Ventana de resultados con Homer Pro de la microrred del caso de uso 1A

Eligiendo esa solución Homer presenta la información en un menú denominado *Simulation Results*, de los resultados expuestos por Homer se analizará cada pestaña a continuación:

6.2.1 Cost Summary simulación 1A

Homer presenta los resultados de los costes de la instalación, y representando los datos por tipo de componente obtenemos unos costes totales de la instalación de 8.624,39€. Siendo el coste de los paneles solares de 3.918,15€, es un 45 % del total de la instalación.

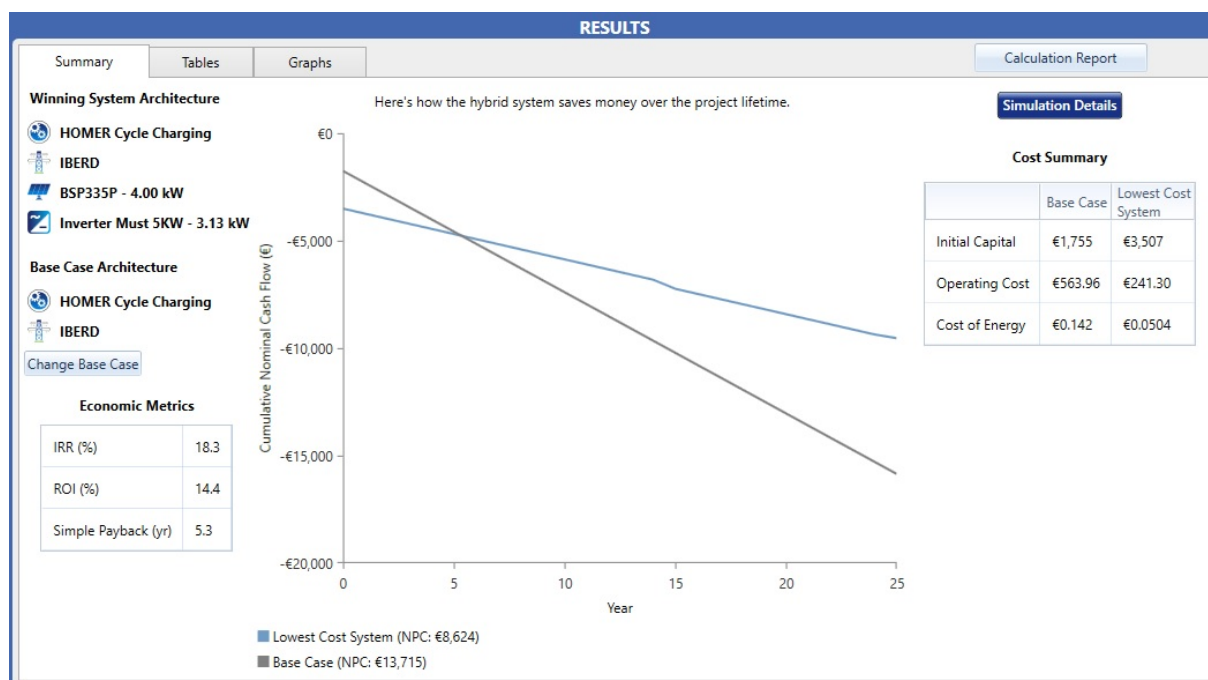


Figura 6.2: Simulation Results caso 1A - Summary Results

Por otra parte, 1.754,93€ representan los costes de la instalación, cableado, kit de elementos de protección, estructura mecánica para poner los paneles solares, y montaje de la estructura. El coste de la mano de obra para el montaje de la instalación es de 1.035,87€.

Además, hay que considerar unos costes de operación y mantenimiento de que es un importe considerable a tener en cuenta a lo largo del tiempo que suele tener una instalación de este tipo unos 25 años.

Estos resultados se pueden ver en la figura 6.3.

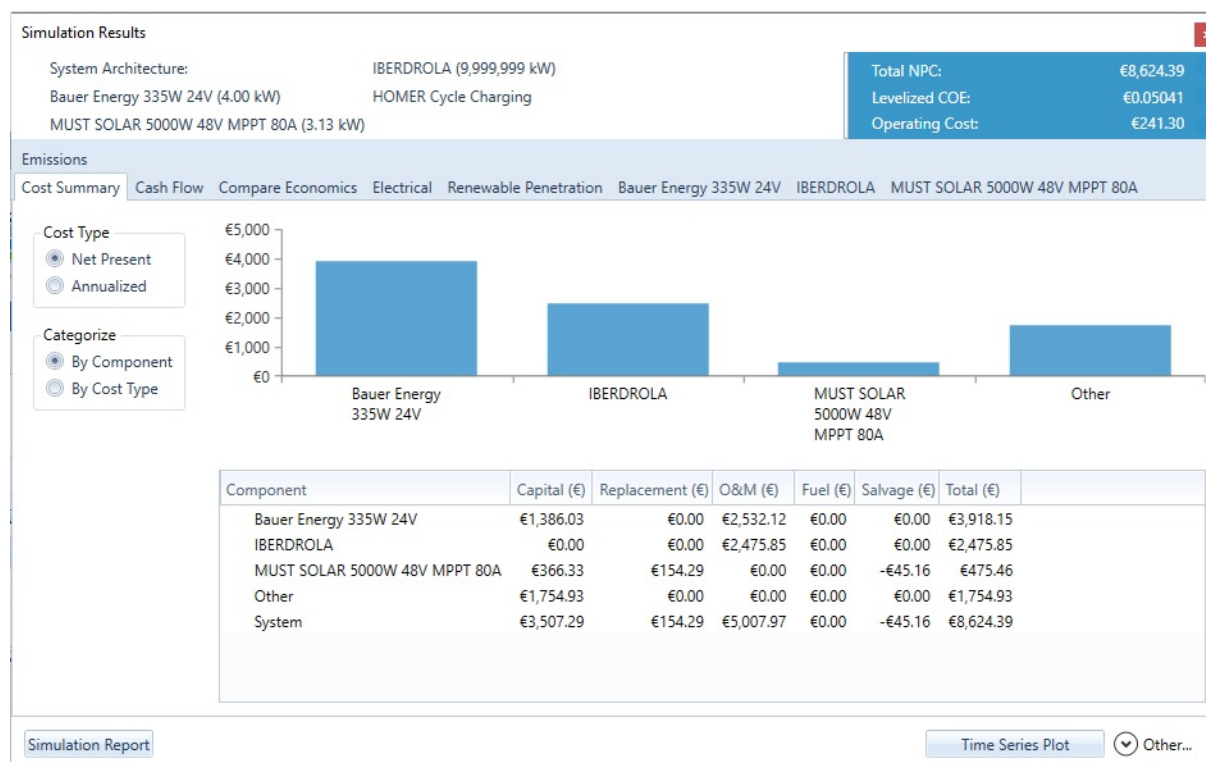


Figura 6.3: Simulation Results caso 1A - Pestaña *Cost Summary*

Si se desea ver más costes de la instalación por favor ver el presupuesto de AutoSolar en el (anexo B.25) que ha servido de referencia para poner valores reales de la instalación.

6.2.2 *Cash Flow* simulación 1A

Una de las razones por las cuales se toma la decisión de poder implementar una instalación fotovoltaica, es la de poder ahorrar dinero. Esto es posible si la instalación está bien dimensionada y su amortización puede llevarse a cabo entre unos 4-6 años. Pero si tenemos en cuenta que actualmente las empresas que se dedican a la instalación de sistemas fotovoltaicos están alzando los precios de la instalación.

El coste del panel solar oscila entre 0.8-1€ por cada W.

En este caso de uso, el precio de los paneles solares está entre 3.200-4.000€.

Para una instalación con una potencia de 4-5kW, el coste de la instalación es de 1.000€.

Estamos hablando de que el precio de instalación por cada panel es de 1.5 €/W.

El gráfico del cash flow de la figura 6.4, nos muestra unos costes de la instalación en el primer año de 3.500€ y a partir del segundo año tenemos costes de la instalación de 232€ y que se mantiene más o menos constante los siguientes 24 años.



Figura 6.4: Simulation Results caso 1A - Pestaña *Cash Flow*

6.2.3 *Compare Economics* simulación 1A

El resultado llevado a cabo por Homer, ofrece información fundamental a la hora de poder implementar una instalación fotovoltaica como la mostrada en la figura 6.5,

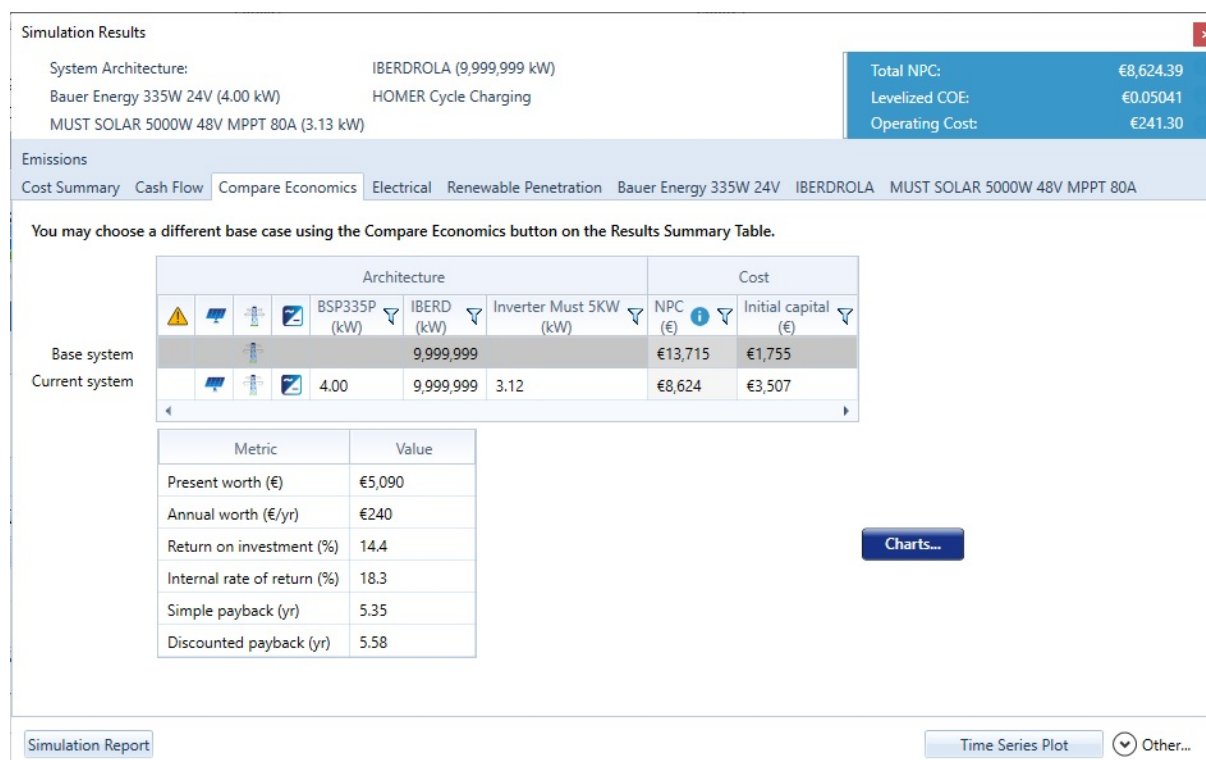


Figura 6.5: Simulation Results caso 1A - Pestaña *Compare Economics*

Observamos los valores obtenidos del resultado del cálculo realizado por Homer.

El valor actual de la instalación es de 8.624€, representando anualmente un valor de 241,30€/año.

ROI (Return on Investment) de 14,4(%), que expresa la relación entre lo invertido en un negocio y el beneficio obtenido proveniente de la inversión. También nos dice el periodo medio de maduración o *simple payback* que es de 5,3 años.

Por lo tanto, en 5 años y medio se recuperará la inversión.

Por último, Homer nos da información del periodo de recuperación descontado (*DPP*) *Discounted payback*. Dicho periodo, es la cantidad de tiempo que toma (en años), para que el costo inicial de un proyecto sea igual al valor descontado de los flujos de efectivo esperados. Así pues, el tiempo que toma el equilibrio de una inversión es de 5,58 años.

6.2.4 *Electrical* simulación 1A

La instalación en cuestión tendrá en torno a un 70% de generación de electricidad solar, el otro 30% será de la red de distribución, mientras que el consumo del hogar será de 4.556 kWh/año y se venderá a la red un total de 3.512 kWh/año con un exceso de electricidad de 31kWh/año, como podemos ver en la figura 6.6.

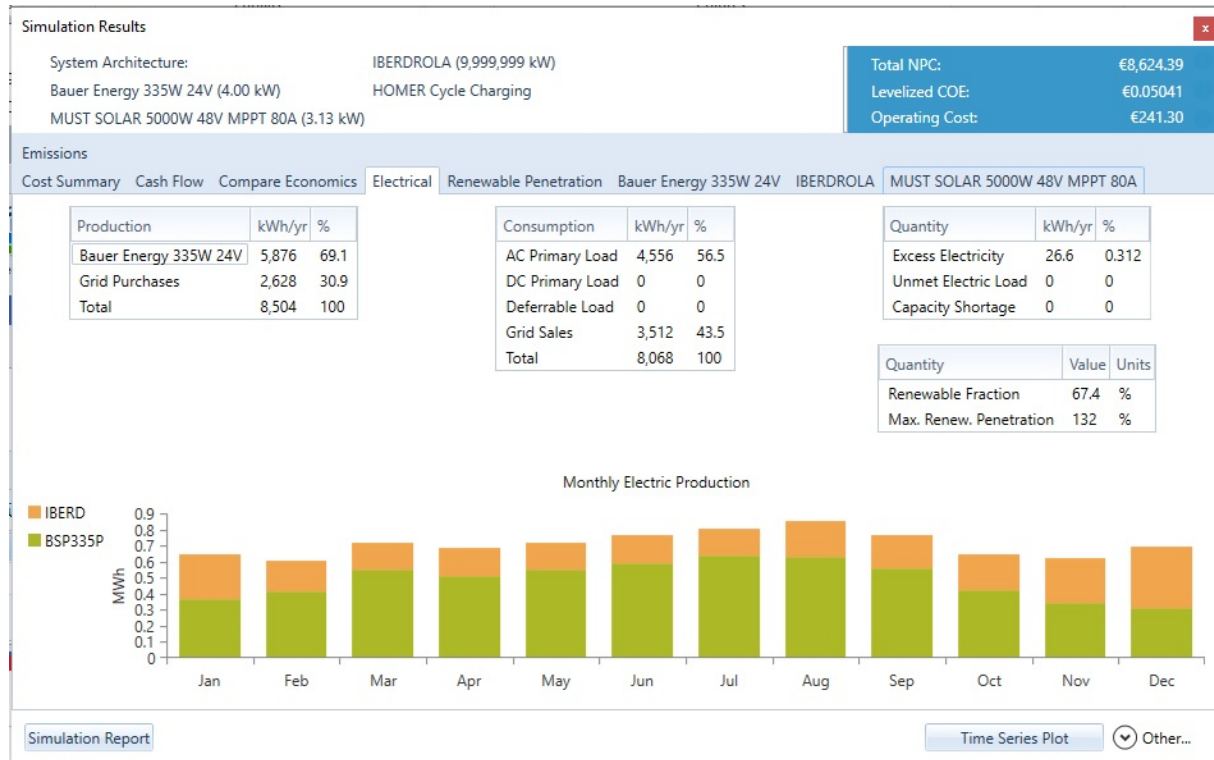


Figura 6.6: Simulation Results caso 1A - Pestaña *Electrical*

6.2.5 *Bauer Energy 335W 24V* simulación 1A

En esta instalación, la mayor parte de la energía generada estará comprendida entre 2-4kW, en la franja horaria de las 12-17h. Véase en la figura 6.7.

Dando una producción anual de 5.876 kWh / año, operando 4.386 hrs / año. Los valores relevantes del panel solar para la generación de electricidad a partir de la energía del sol son:

- Capacidad nominal 4kW
- Potencia media 0.671 kW
- Salida media 16,1 kWh / d
- Factor de capacidad 16.8 %
- Producción total 5.876 kWh/año
- Salida mínima 0 kW
- Salida máxima 4,12 kW
- Penetración PV 129 %
- Horas operación 4.386 hrs/año
- Costo promedio 0,0314€/kWh



Figura 6.7: Simulation Results caso 1A - Pestaña *Bauer Energy 335W 24V*

6.2.6 IBERDROLA simulación 1A

El comportamiento de la red de *Iberdrola* es complementario al funcionamiento de la instalación, es decir, en el periodo de tiempo que no tenemos sol, entre las 18pm-7am, la red eléctrica de nuestro distribuidor nos suministra energía, como puede verse en la (figura 6.8).

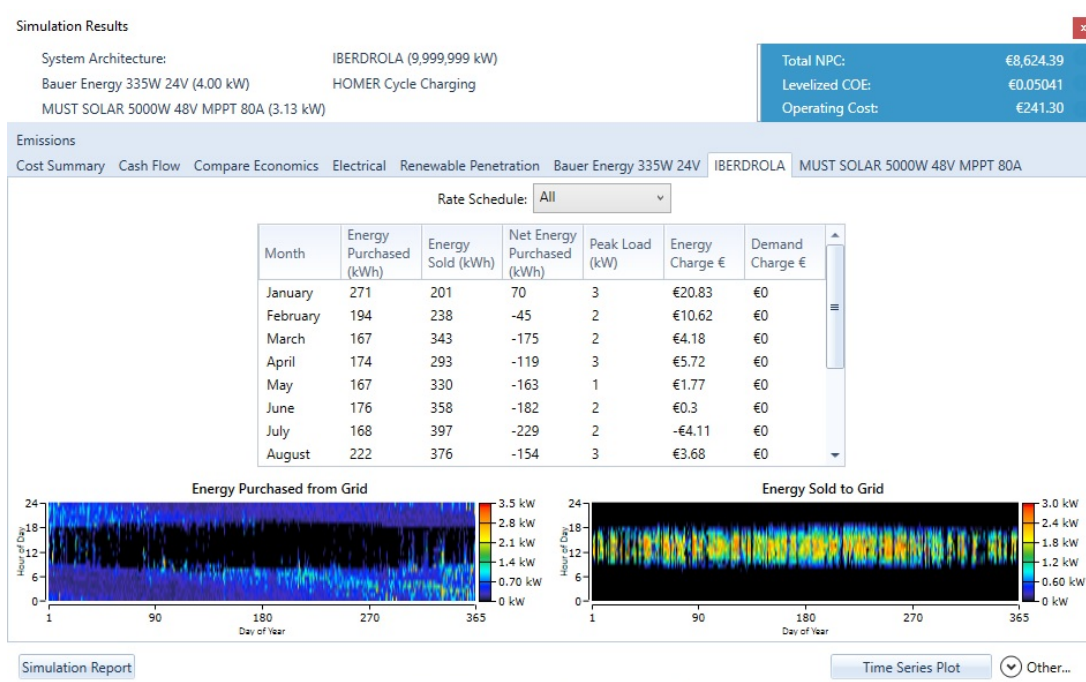


Figura 6.8: Simulation Results caso 1A - Pestaña *IBERDROLA*

Podemos ver que, en la instalación expuesta, se muestran unos resultados mensuales:

- Energía proveniente de la red.
- Energía vendida a la red.
- Valor neto de la compra de energía.
- Pico de potencia.
- Valor económico pagado a la Iberdrola.
- Demanda energética.

Se muestran valores negativos para valor neto de la compra de energía, esto representa que el usuario es quien vende la energía, debido a un excedente energético. Según la normativa de [1], el propietario de la instalación de energías renovables estará exento de peajes, teniendo en cuenta que, si el consumidor tiene un excedente energético, y si está acogido a compensación, puede tener una remuneración económica. Esto es posible, siempre y cuando inyecte energía a la red mediante un sistema de intercambio de energía con la red esto se ha comentado en el capítulo 4.

6.2.7 *Must Solar 5000W 48 V MPPT 80A* simulación 1A

Por último, se muestran los datos correspondientes al inversor/regulador, y como se puede apreciar se obtienen unas pérdidas en el intercambio de energía entre los paneles solares y la red de distribución de 409 kWh/año, habiendo un tránsito de energía de 5.850 kWh/año en la entrada y de 5.440 kWh/año a la salida. Se obtienen siempre perdidas, pero notablemente son reducidas, y son proporcionales al rendimiento del 93% del inversor, ver en la figura 6.9.



Figura 6.9: Simulation Results caso 1A - Pestaña *Must Solar 5000W 48 V MPPT 80A*

Mostrados y comentados los resultados del caso de uso se presentan los resultados en el informe mostrado en el (anexo B.5).

6.3 Resultado simulación caso de uso 1B

Este caso de uso es similar al caso de uso anterior. Se ve necesario mostrar la diferencia entre ambos casos de uso, dado que lo único que cambia es la tarifa horaria.

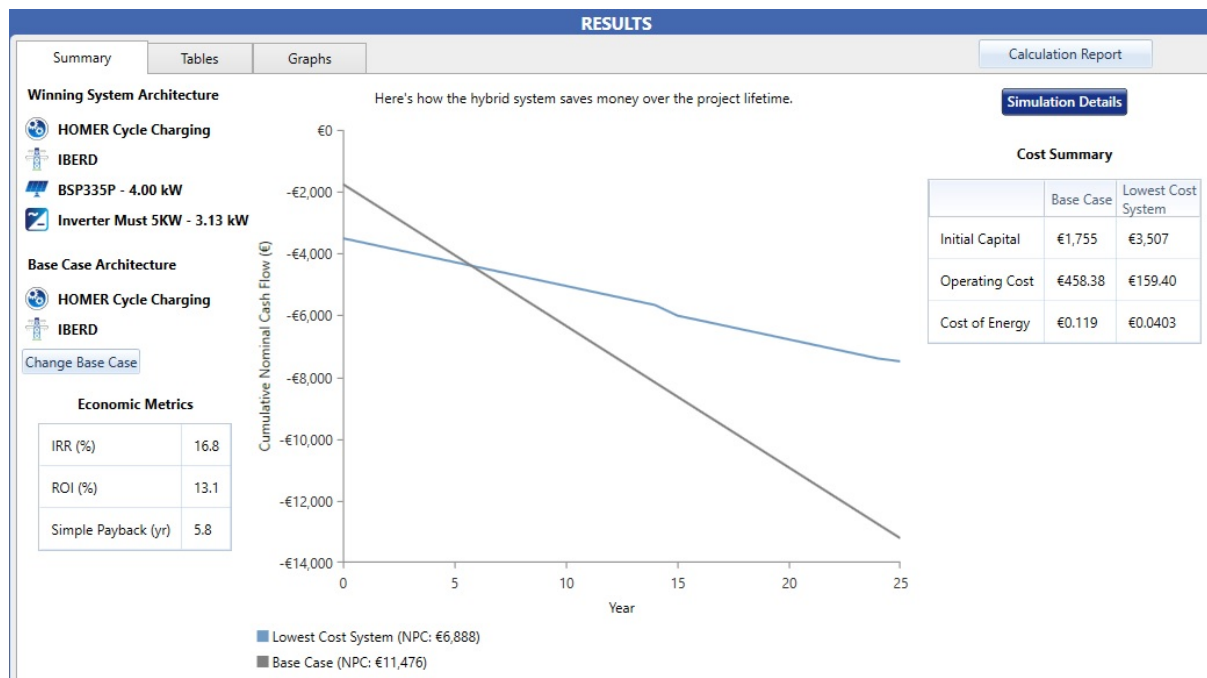


Figura 6.10: Simulation Results caso 1A - Pestaña *Cost Summary*

Seleccionando esta configuración en este caso de uso 1B obtenemos la ventana mostrada en la figura 6.11.

Architecture		Cost				System		BSP33		
BSP335P (kW)	IBERD (kW)	Inverter Must 5KW (kW)	Dispatch	NPC (€)	COE (€)	Operating cost (€/yr)	Initial capital (€)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cos (€)
4.00	9,999,999	3.12	CC	€6,888	€0.0403	€159.40	€3,507	67.4	0	1,386
	9,999,999		CC	€11,476	€0.119	€458.38	€1,755	0	0	

Figura 6.11: Ventana de resultados con Homer Pro de la microrred del caso de uso 1B

Eligiendo esa solución Homer presenta la información en un menú denominado *Simulation Results*, de los resultados expuestos por Homer se analizará cada pestaña a continuación:

6.3.1 *Cost Summary* simulación 1B

Una de las razones por las cuales se decidió realizar para el red doméstica dos casos de uso, ha sido porque analizando el efecto de la tarifa de discriminación horaria, se puede ver que el precio en esa franja horaria es menor. Homer presenta los resultados de los costes de la instalación, representando los datos por tipo de componente obtenemos unos costes totales de la instalación de 6.887,70€. Representa un ahorro de unos 1.736,06€, respecto al caso de uso 1A. Por elegir la tarifa 2.0DHA, podemos ver el siguiente resumen que se presenta en la figura 6.12.

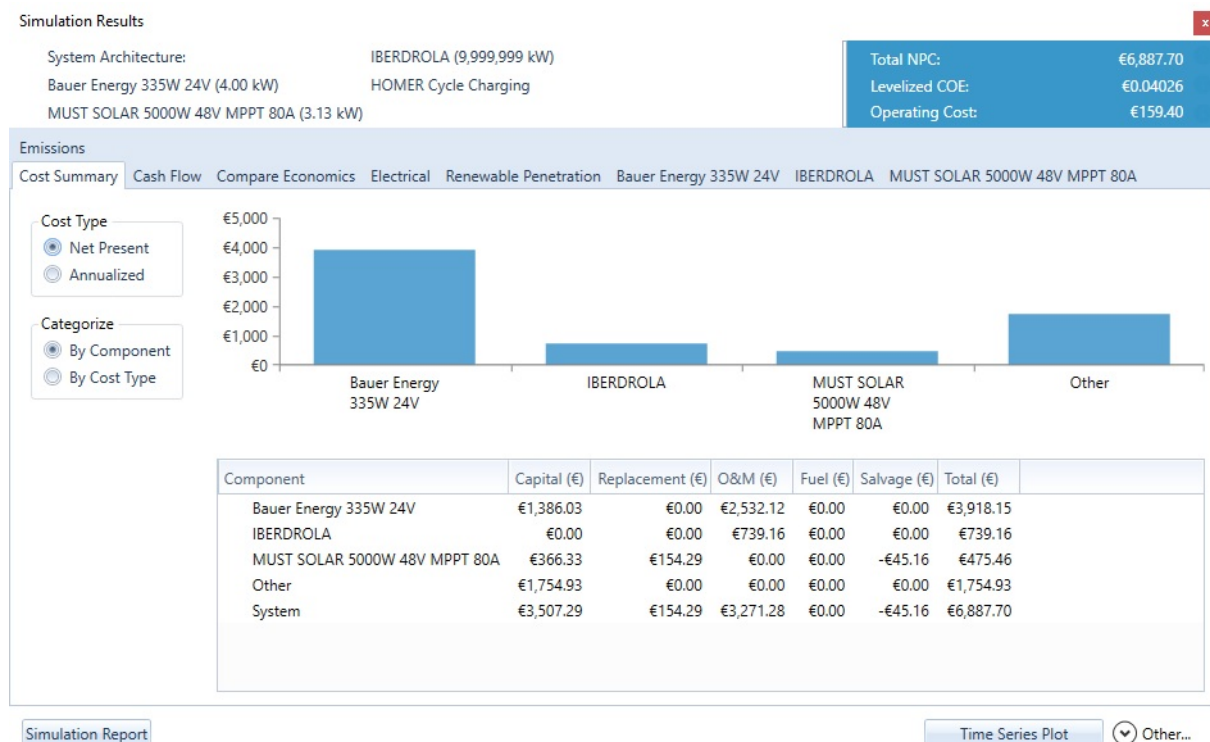


Figura 6.12: Simulation Results caso 1B - Pestaña Cost Summary

6.3.2 Cash Flow simulación 1B

El resultado de los flujos de caja para el caso de uso 1B es el que aparece en la figura 6.13.

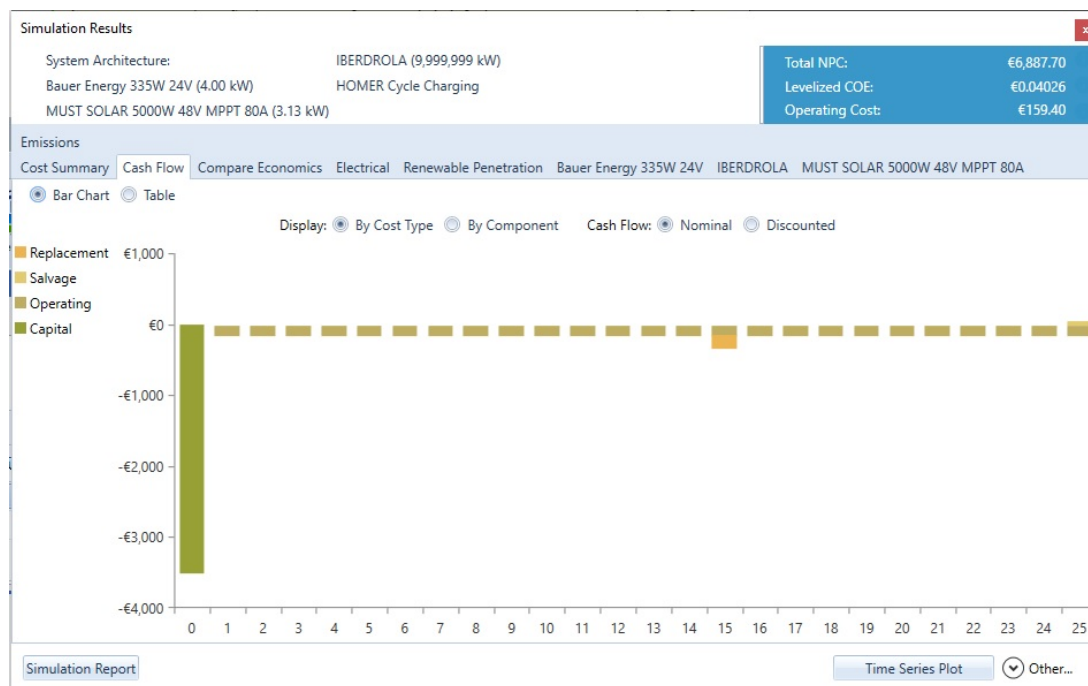
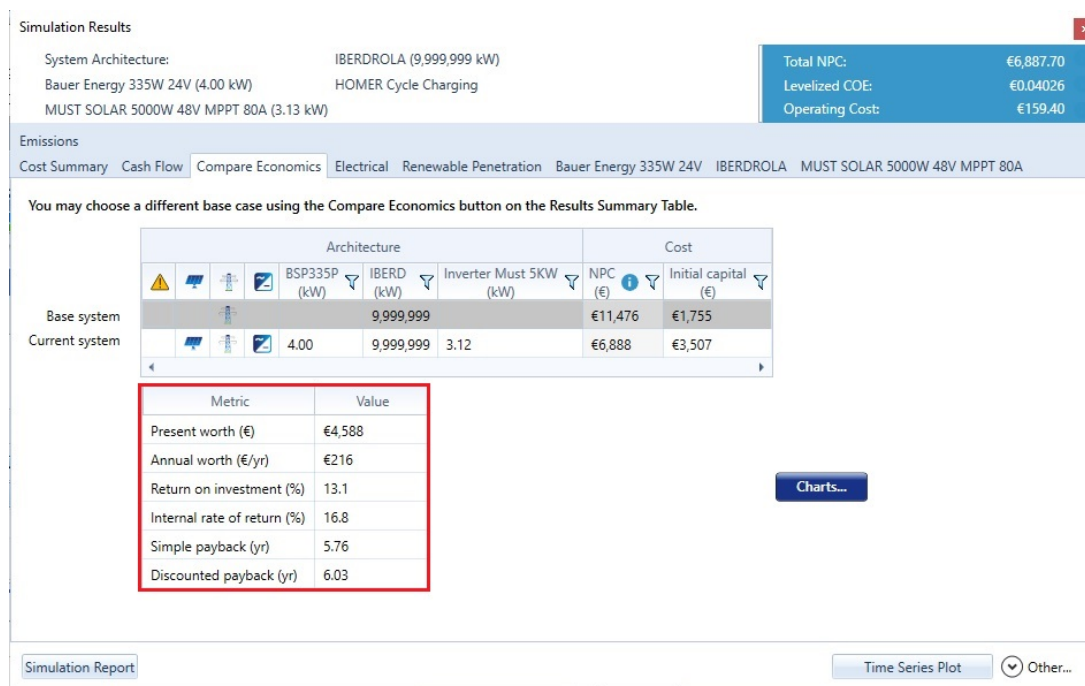


Figura 6.13: Simulation Results caso 1B - Pestaña Cash Flow

En la figura 6.14, podemos ver que el coste de operación es de 159,40€, tenemos un comportamiento análogo para los flujos de caja de la instalación 1A.

6.3.3 *Compare Economics* simulación 1BFigura 6.14: Simulation Results caso 1B - Pestaña *Compare Economics*

El valor actual de la instalación del caso de uso 1B es de 4.588€, que se corresponde con un valor anual de 216€/año. Representa unos 24€/año menos que en el caso 1A.

Analizando el **ROI (Return on Investment)**, se obtiene el 13,1(%), del valor invertido respecto del beneficio obtenido proveniente de la inversión.

Por otra parte, Homer nos dice el periodo medio de maduración o *simple payback* que es de 5,76 años, es decir, en unos 5 años y medio se recuperará la inversión. Por último, el período de recuperación descontado (*DPP*) *Discounted payback*, es de unos 6 años.

El capital inicial es más económico que en el caso 1A, sin embargo, se tarda 6 meses más en recuperar la inversión.

6.3.4 *Electrical* simulación 1B

La instalación en cuestión tiene el mismo comportamiento que la del caso 1A, dado que son los mismos elementos, el resultado eléctrico se puede ver en la figura 6.15.

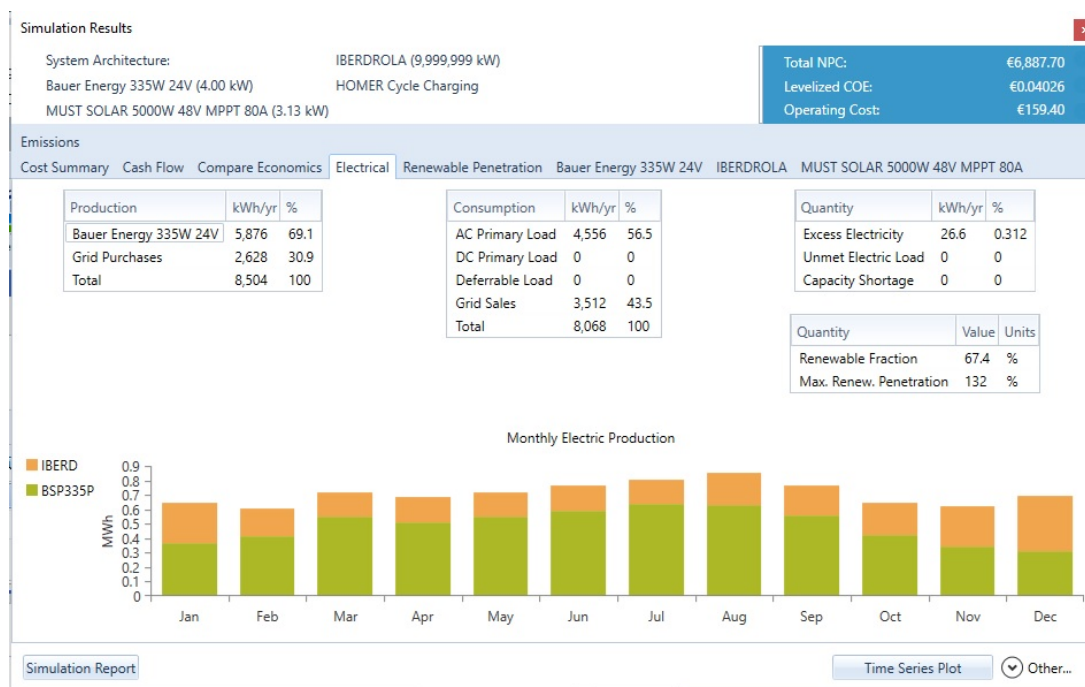


Figura 6.15: Simulation Results caso 1B - Pestaña *Electrical*

6.3.5 *Bauer Energy 335W 24V* simulación 1B

La configuración tiene el mismo panel fotovoltaico así que el resultado esperado es el mismo que la instalación 1A.



Figura 6.16: Simulation Results caso 1B - Pestaña *Bauer Energy 335W 24V*

6.3.6 *IBERDROLA* simulación 1B

Los costes de la red de Iberdrola son distintos debido a la tarifa de discriminación horaria. El coste de la red del caso de uso 1B es más barata, debido a que el coste de la electricidad que es de 0,04026€. El costo actual neto total del sistema FV conectada a la red con la tarifa 2.0 DHA es de 34,86€/año. Bastante poco si tenemos en cuenta que esta residencia pagaba unos 100€/mes, que representan unos 1.200 €/año.

Por contra partida, en el caso de uso 1A había un gasto de electricidad de 116,75€/año. Sin la instalación fotovoltaica más o menos se pagaba el mismo importe por un mes. El resultado de la simulación para saber el coste de la red con la tarifa DHA del caso 1B se muestra en la figura 6.17.

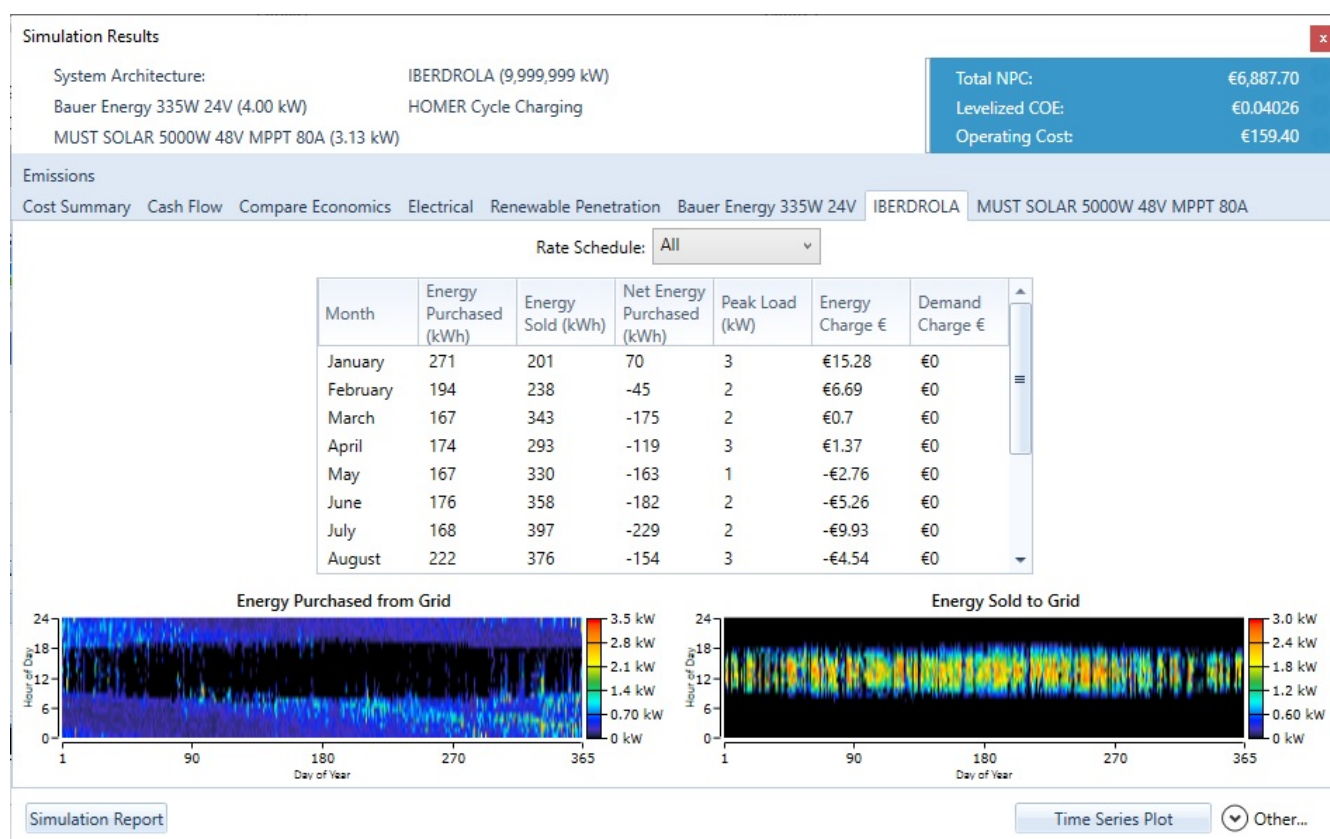


Figura 6.17: Simulation Results caso 1B - Pestaña *IBERDROLA*

6.3.7 *Must Solar 5000W 48 V MPPT 80A* simulación 1B

Se muestran los datos correspondientes al inversor/regulador. Como se puede apreciar, se obtienen unas pérdidas en el intercambio de energía entre los paneles solares y la red de distribución de 409kWh/año , tiene el mismo tránsito de energía de 5.850 kWh/año en la entrada y de 5.440 kWh/año a la salida que el caso de uso 1A con tarifa normal.



Figura 6.18: Simulation Results caso 1B - Pestaña *Must Solar 5000W 48 V MPPT 80A*

Mostrados y comentados los resultados del caso de uso se presentan los resultados en el informe mostrado en el (anexo B.6).

6.4 Resultado simulación caso de uso 2

Ajustando los parámetros a los valores mencionados anteriormente se presentan los resultados mostrados en la figura 6.19:

Architecture	Cost	System	ERA370								
ERA370 (kW)	NATURGY (kW)	Sch100 (kW)	Dispatch	NPC (€)	COE (€)	Operating cost (€/yr)	Initial capital (€)	Ren. Frac. (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital Cost (€)	Production (kWh/yr)
3.786	999,999	1,000	LF	€9.86M	€0.0781	€395,197	€1.48M	47.5	0	1,285,956	5,619,145
3.921	999,999	1,000	LF	€9.86M	€0.0779	€393,067	€1.53M	48.0	0	1,331,882	5,819,828
3.853	999,999	1,000	LF	€9.87M	€0.0780	€394,238	€1.51M	47.7	0	1,308,919	5,719,487
4.597	999,999	1,000	LF	€9.87M	€0.0770	€382,745	€1.76M	50.0	0	1,561,517	6,823,248
3.786	999,999	900	LF	€9.87M	€0.0815	€396,668	€1.46M	45.3	0	1,285,956	5,619,145
4.327	999,999	1,000	LF	€9.88M	€0.0773	€387,129	€1.67M	49.2	0	1,469,663	6,421,880
3.921	999,999	900	LF	€9.88M	€0.0813	€394,555	€1.51M	45.7	0	1,331,882	5,819,828
4.056	999,999	1,000	LF	€9.88M	€0.0778	€391,505	€1.57M	48.3	0	1,377,810	6,020,512
3.853	999,999	900	LF	€9.88M	€0.0814	€395,718	€1.49M	45.5	0	1,308,919	5,719,487
3.651	999,999	1,000	LF	€9.88M	€0.0786	€398,381	€1.44M	47.0	0	1,240,028	5,418,461
3.515	999,999	1,000	LF	€9.89M	€0.0789	€400,696	€1.39M	46.5	0	1,194,102	5,217,778
4.327	999,999	900	LF	€9.89M	€0.0809	€388,773	€1.65M	46.8	0	1,469,663	6,421,880
4.056	999,999	900	LF	€9.89M	€0.0812	€393,124	€1.55M	46.0	0	1,377,810	6,020,512
3.651	999,999	900	LF	€9.90M	€0.0818	€399,835	€1.42M	44.7	0	1,240,028	5,418,461
3.515	999,999	900	LF	€9.90M	€0.0821	€402,132	€1.37M	44.2	0	1,194,102	5,217,778

Figura 6.19: Ventana de resultados con Homer Pro de la microrred del caso de uso 2A

Para la instalación el diseño que mejor se ajusta es una instalación de unos paneles Panel Solar 370W 24V Monocristalino ERA con una potencia generada de 3.786kW.

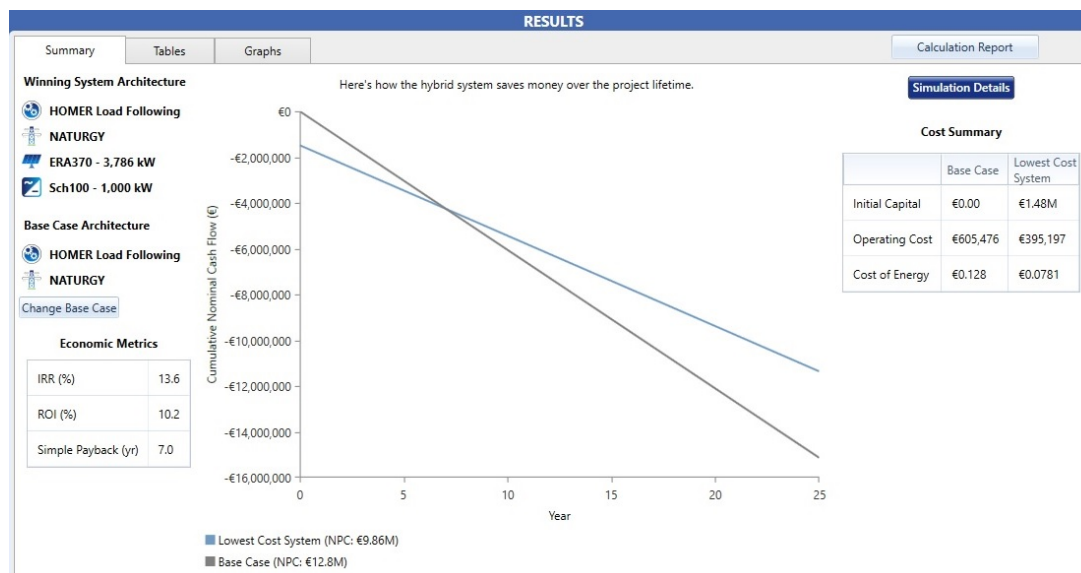


Figura 6.20: Gráfica de resultados para la microrred industrial

El valor del capital inicial es de 1,49M€, con unos costes de la instalación de 9,86M€, y la instalación se amortizará en 7 años.

Eliendo esa solución, Homer presenta la información en un menú denominado *Simulation Results*, de los resultados expuestos por Homer se analizará cada pestaña a continuación:

6.4.1 Cost Summary simulación 2

Se puede ver en la figura 6.21, un resumen de los costes de instalación de forma que con los paneles solares se amortizará el inversión en 7 años, siendo el coste de la energía mucho más económico 0,0781€.

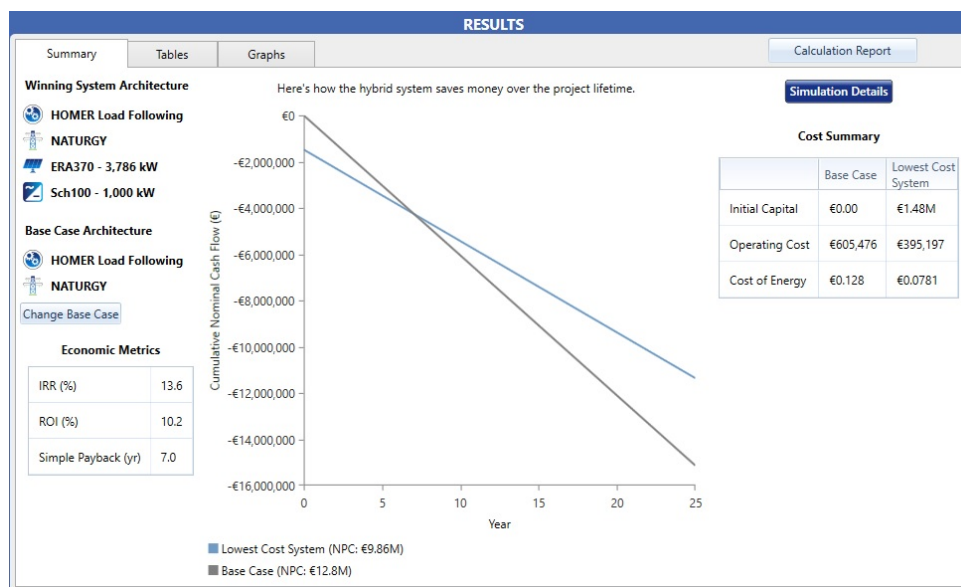


Figura 6.21: Simulation Results caso 2 - Summary Results

Con un capital inicial de 1,49M€, se establece el coste total de la instalación de 9,86M€.

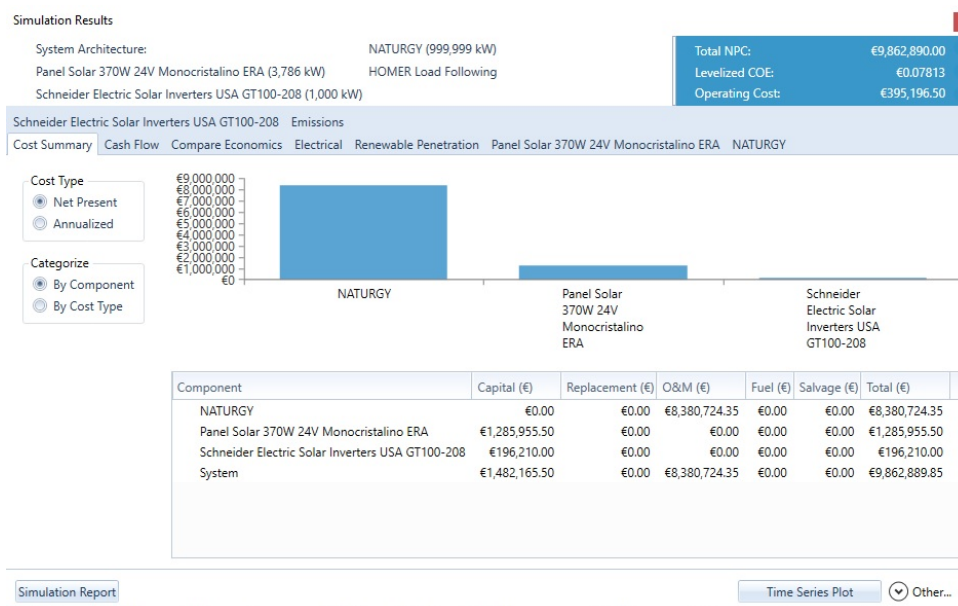


Figura 6.22: Simulation Results caso 2 - Pestaña Cost Summary

6.4.2 Cash Flow simulación 2

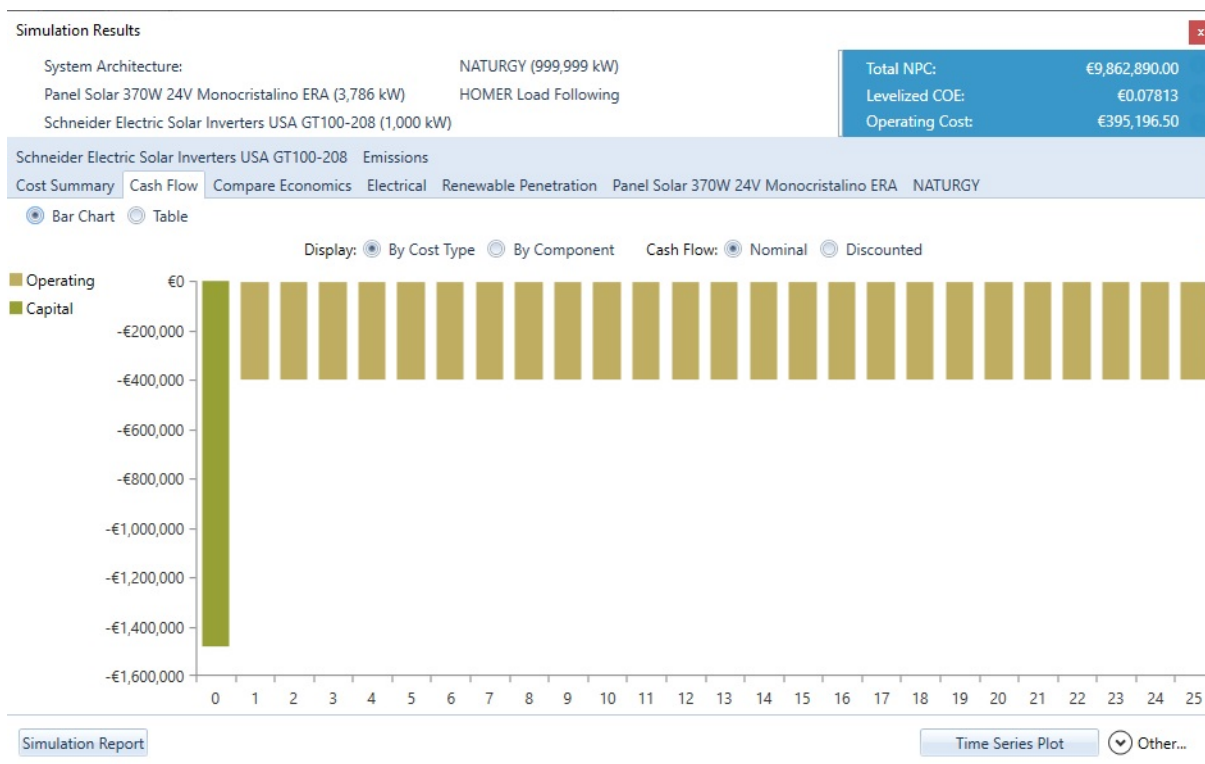


Figura 6.23: Simulation Results caso 2 - Pestaña Cash Flow

6.4.3 Compare Economics simulación 2

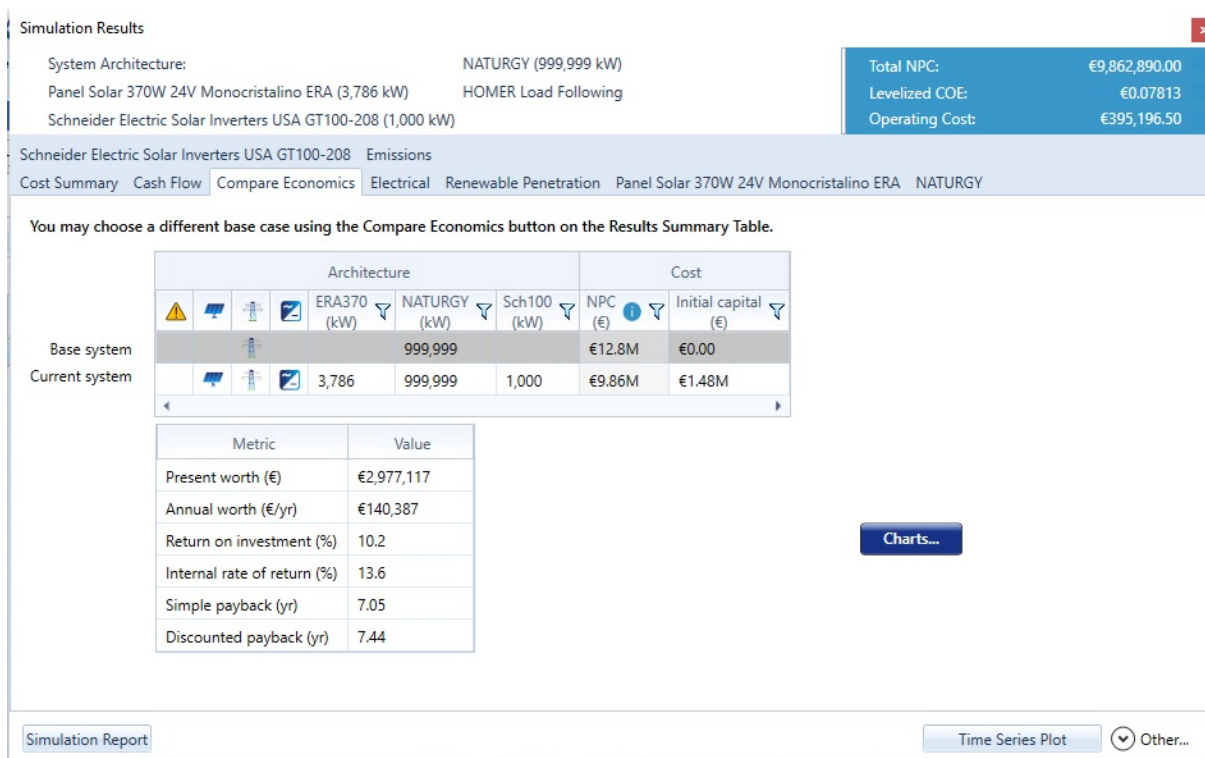


Figura 6.24: Simulation Results caso 2 - Pestaña Compare Economics

6.4.4 Electrical simulación 2

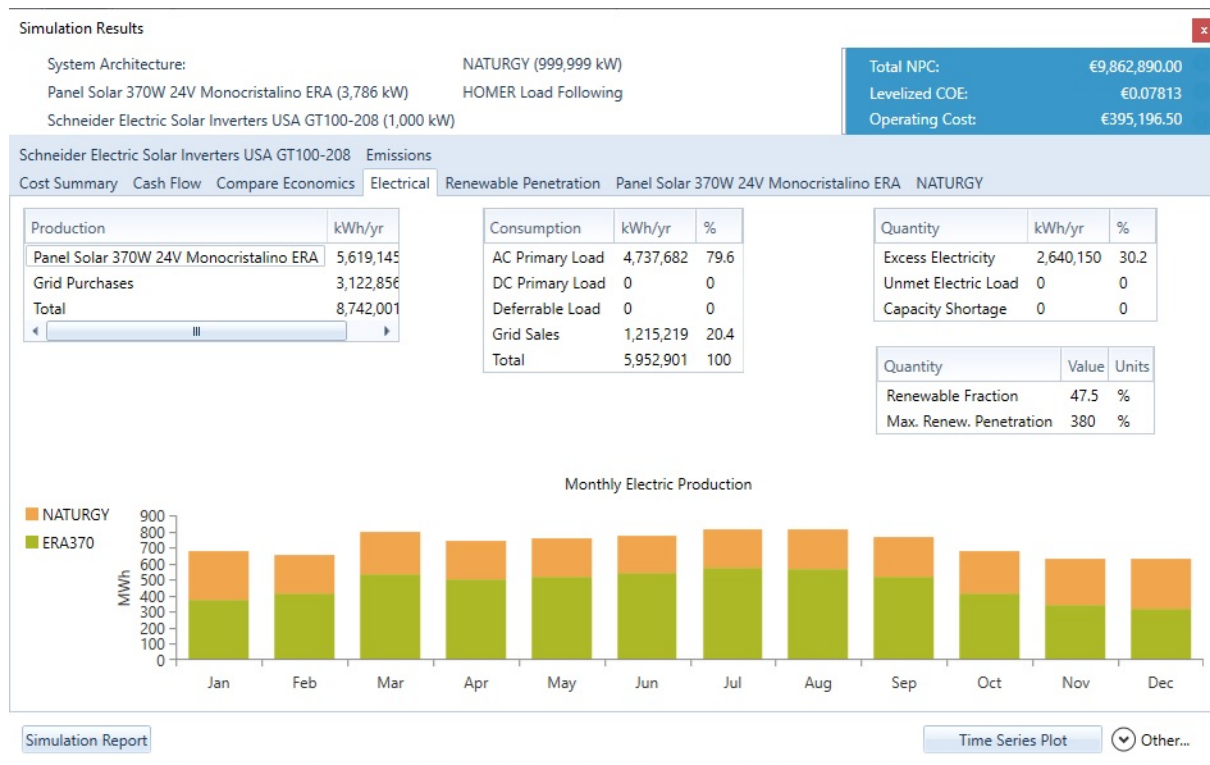


Figura 6.25: Simulation Results caso 2 - Pestaña *Electrical*

6.4.5 Panel Solar 370W 24V Monocristalino ERA simulación 2



Figura 6.26: Simulation Results caso 2 - Pestaña *Panel Solar 370W 24V Monocristalino ERA*

6.4.6 *NATURGY* simulación 2

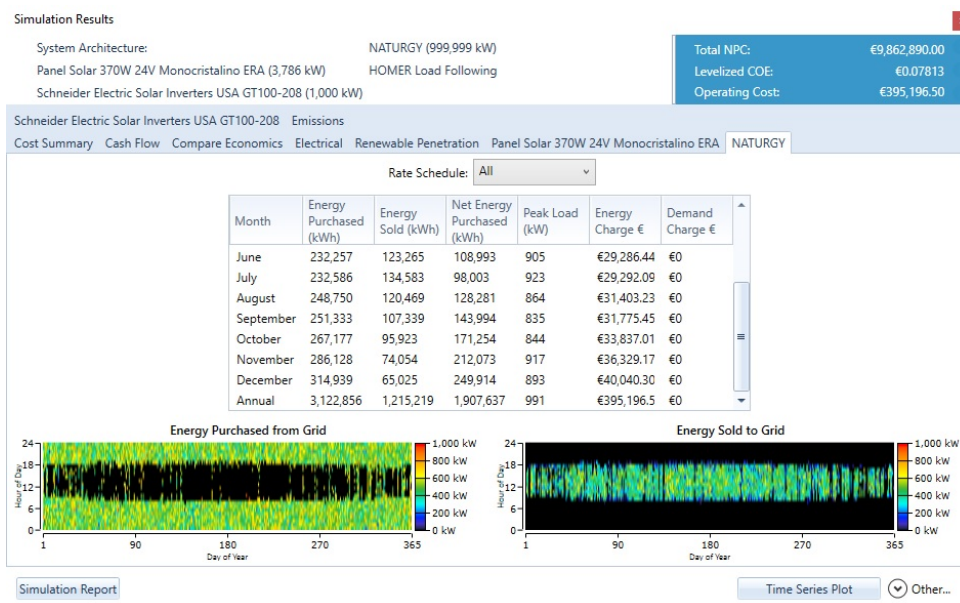


Figura 6.27: Simulation Results caso 2 - Pestaña *NATURGY*

6.4.7 *Schneider Electric GT100* simulación 2

Se puede apreciar que el coste de la energía para el caso de uso 2 se reduce en un 70 %, pasando de 605.500€/año a 395.200€/año.

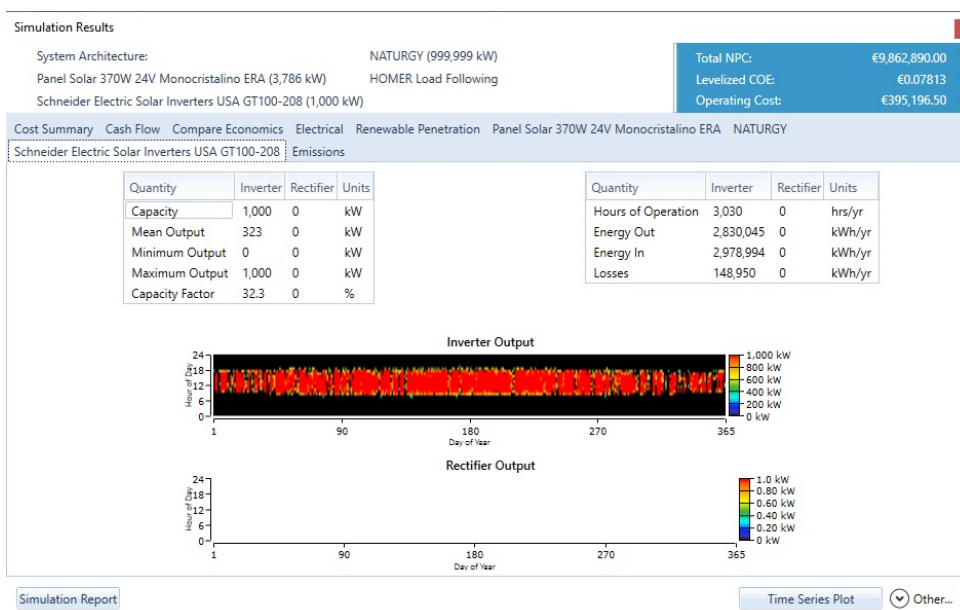


Figura 6.28: Simulation Results caso 2 - Pestaña *Schneider Electric GT100*

Mostrados y comentados los resultados del caso de uso se presentan los resultados en el informe mostrado en el (anexo B.7).

6.5 Resultado simulación caso de uso 3A

En este tercer caso de uso, para la simulación de la instalación doméstica Homer nos muestra algunos resultados. El objetivo será estudiar el comportamiento de las baterías en la instalación, si nos pueden ofrecer una buena autonomía, a un precio razonable.

RESULTS										
Optimization Results										
Architecture						Cost				System
BSP335P (kW)	Batt Gel 1250Ah 2V	IBERD (kW)	Inverter Must 5KW (kW)	Dispatch	NPC (€)	COE (€)	Operating cost (€/yr)	Initial capital (€)	Ren Frac (%)	
4.00	6	9,999,999	3.13	CC	€12,096	€0.0707	€301.53	€5,702	67.4	
	6	9,999,999	3.00	CC	€17,643	€0.183	€629.13	€4,301	0	

Figura 6.29: Ventana de resultados con Homer Pro de la microrred del caso de uso 3A

Podemos ver en esta configuración con paneles solares de una potencia de 4kW , inversor de $3,13\text{kW}$, el coste de la red con baterías con la tarifa normal es de $12.096,21\text{€}/\text{año}$, con un coste de operación de $301,53\text{€}/\text{año}$, esto es posible si se aporta un capital inicial de $5.702\text{€}/\text{año}$.

6.5.1 Cost Summary simulación 3A

Aquí se recoge un resumen de los costes de la instalación, tenemos representados los datos por tipo de componente. Se obtienen unos costes totales de la instalación de $12.096,21\text{€}$, siendo $3.918,15\text{€}$ paneles solares, además tenemos $1.754,93\text{€}$ que representan los costes de cableado, kit de elementos de protección, estructura mecánica para poner los paneles solares, y montaje de la estructura, el coste de la mano de obra para el montaje de la instalación es de $1.035,87\text{€}$.

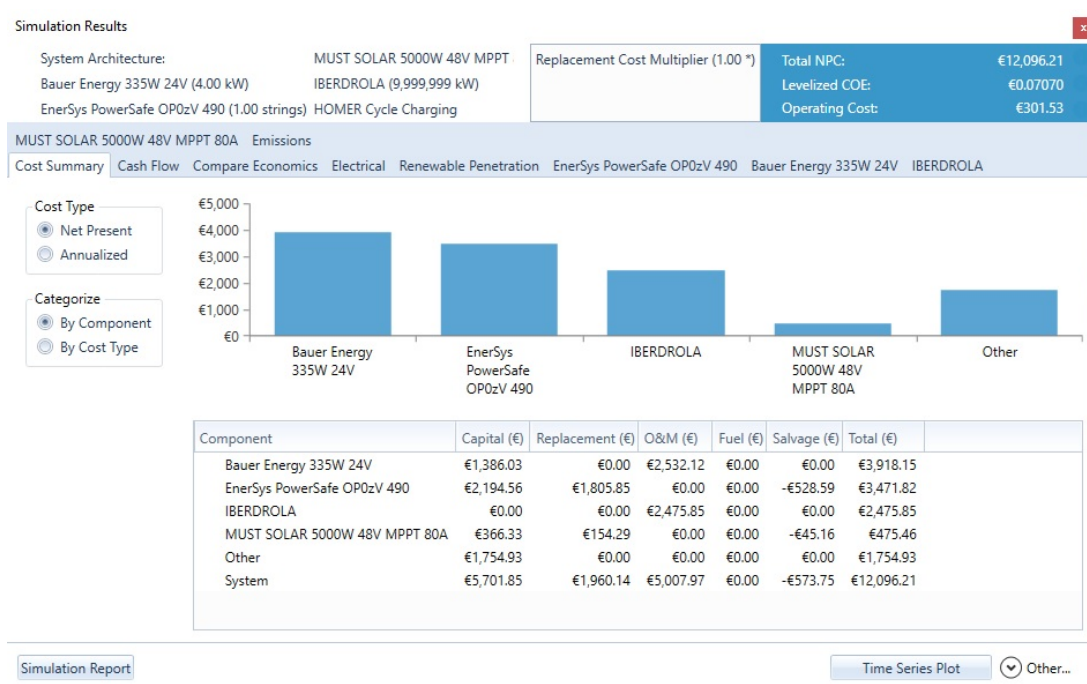


Figura 6.30: Simulation Results caso 3A - Pestaña Cost Summary

6.5.2 *Cash Flow* simulación 3A

En el gráfico del flujo de caja, a lo largo de los 25 años tenemos que amortizar y dar recambio a las baterías a los 15 años, véase que cada año tenemos unos costes de unos 200€ en los primeros 20 años, después va bajando paulatinamente el precio y el año 25 tenemos un beneficio en la instalación de 560€ del valor nominal.

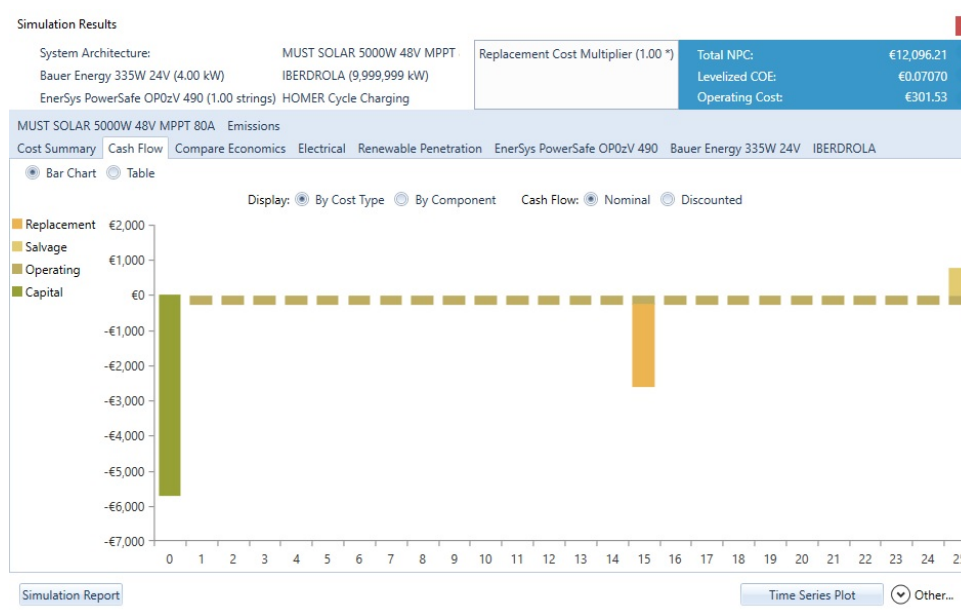


Figura 6.31: Simulation Results caso 3A - Pestaña *Cash Flow*

6.5.3 *Compare Economics* simulación 3A

En este apartado podemos ver que tenemos un valor actual de 5.547€, que se corresponde con un valor anual de 262€/año. Por otra parte, estudiando el **ROI (Return on Investment)**, se obtiene un 19,4(%), valor invertido respecto del beneficio obtenido proveniente de la inversión.

También nos dice el periodo medio de maduración o *simple payback*, en unos 4 años y medio se recuperará la inversión.

Por último, el período de recuperación descontado (*DPP*) *Discounted payback*, es de unos 4,43 años.

El capital inicial es más costoso que en los casos sin batería, sin embargo, se obtiene un beneficio en el año 25.

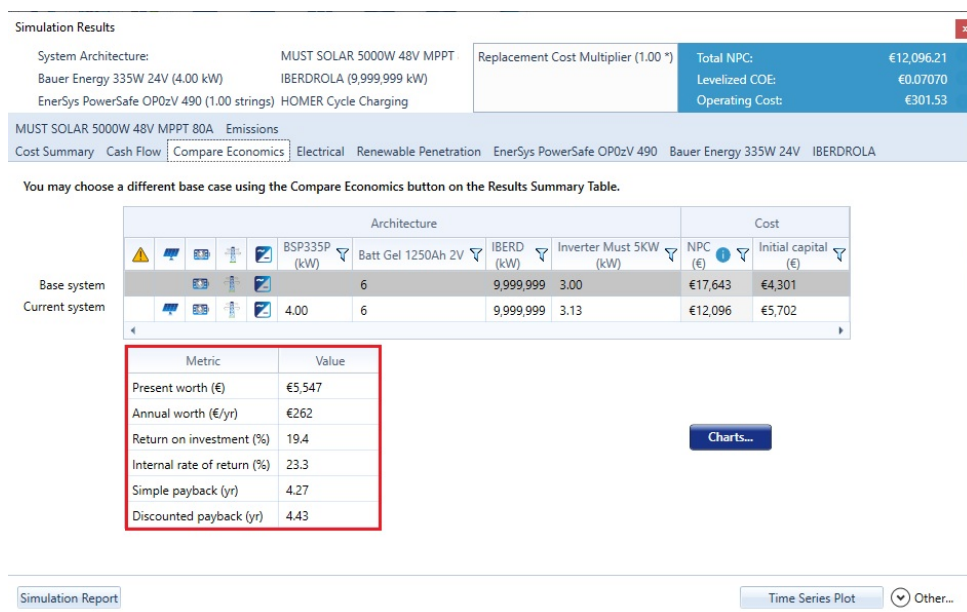


Figura 6.32: Simulation Results caso 3A - Pestaña *Compare Economics*

6.5.4 *Electrical* simulación 3A

La instalación con baterías del caso 3A, tendrá en torno a un 70 % de generación de electricidad solar y el otro 30 % será de la red de distribución, mientras que el consumo del hogar será de 4,556 *kWh/año* y se venderá a la red un total de 3,512 *kWh/año* un 43 % con un exceso de electricidad de 26,6 *kWh/año* un 0,312 %.



Figura 6.33: Simulation Results caso 3A - Pestaña *Electrical*

Se puede ver que en 4 años y medio la instalación se amortizará.

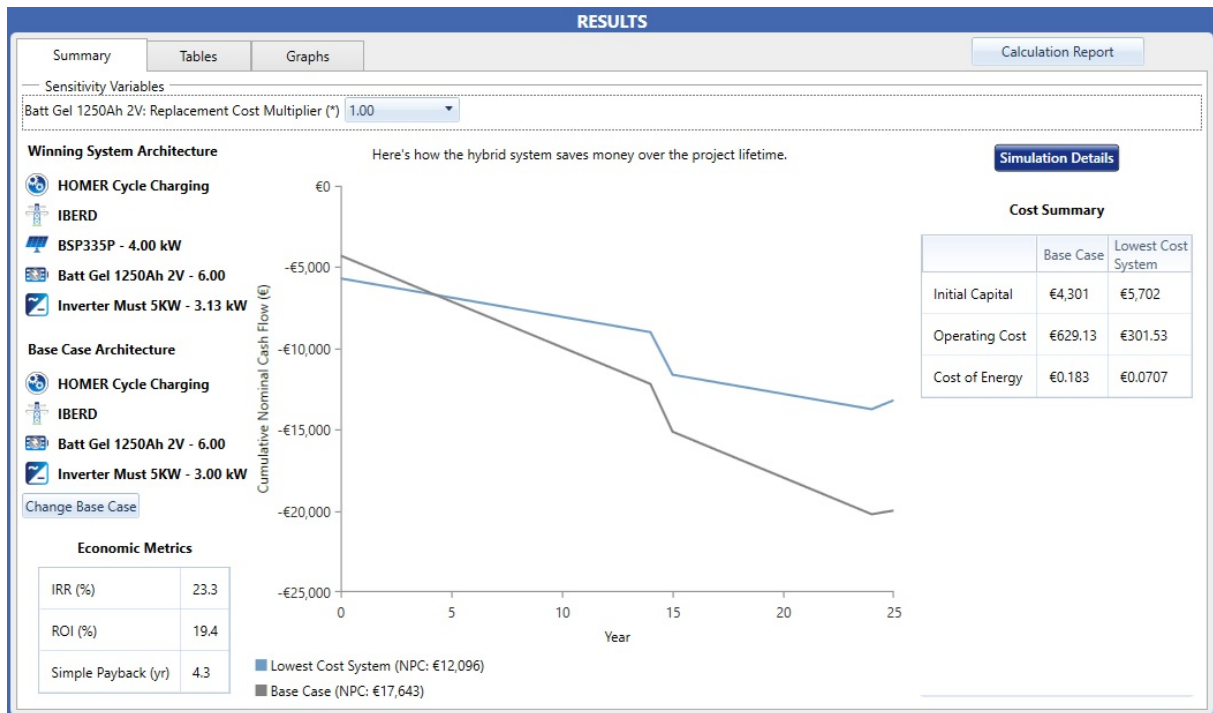


Figura 6.34: Simulation Results caso 3A - Summary Results

6.5.5 *EnerSys PowerSafe OPzV* simulación 3A

Para los resultados de las baterías, Homer nos enseña unos datos importantes como son la configuración de las baterías, como se puede ver en la figura 6.35.

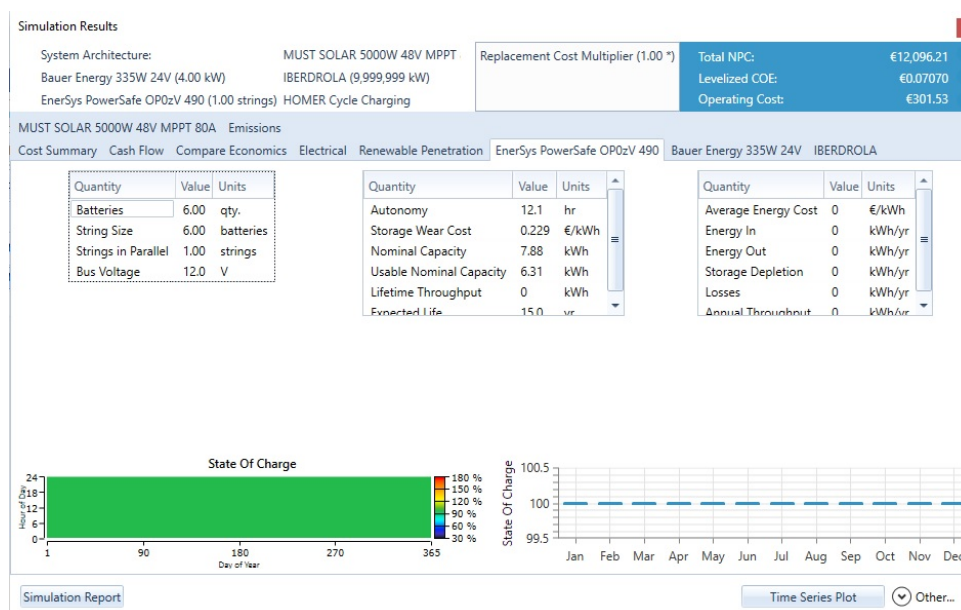


Figura 6.35: Simulation Results caso 3A - Pestaña *EnerSys PowerSafe OPzV*

De la figura anterior, se obtienen datos de la autonomía de las baterías 12 horas para un conjunto de 6 baterías, capacidad nominal de 7,88kwh, capacidad nominal útil 6,31 kWh, vida útil de unos 15 años, y muestra en una gráfica el estado de la carga.

6.5.6 *Bauer Energy 335W 24V* simulación 3A

Los valores relevantes del panel solar son los mismos de (6.2.5) en el caso 1A y 1B, es evidente que el panel solar es mismo, y por tanto, el funcionamiento del mismo no cambiará.

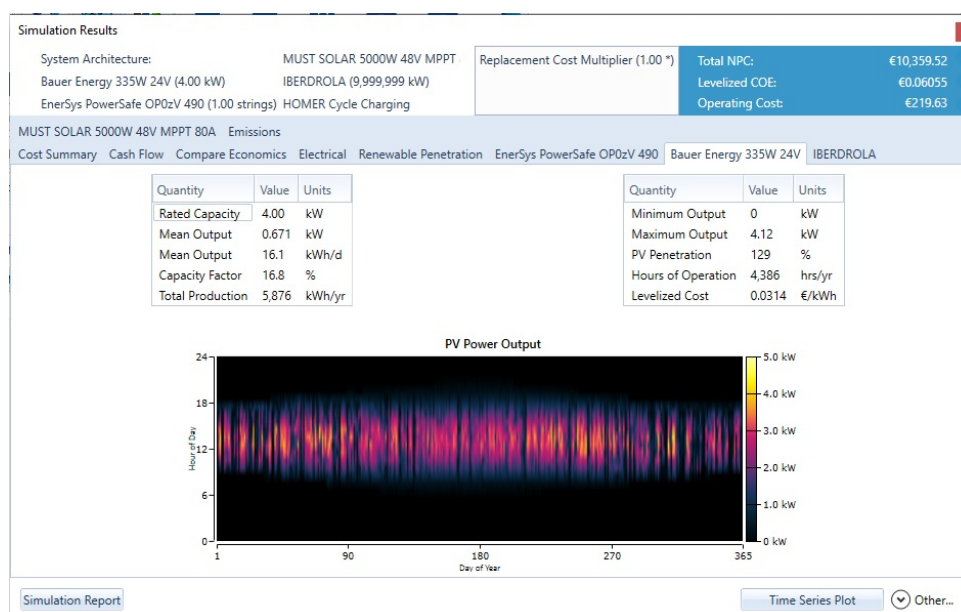


Figura 6.36: Simulation Results caso 3A - Pestaña *Bauer Energy 335W 24V*

6.5.7 IBERDROLA simulación 3A

Los costes de la red son los mismos que en caso 1A como se puede ver en la figura 6.37, dado que la red de distribución es la misma.

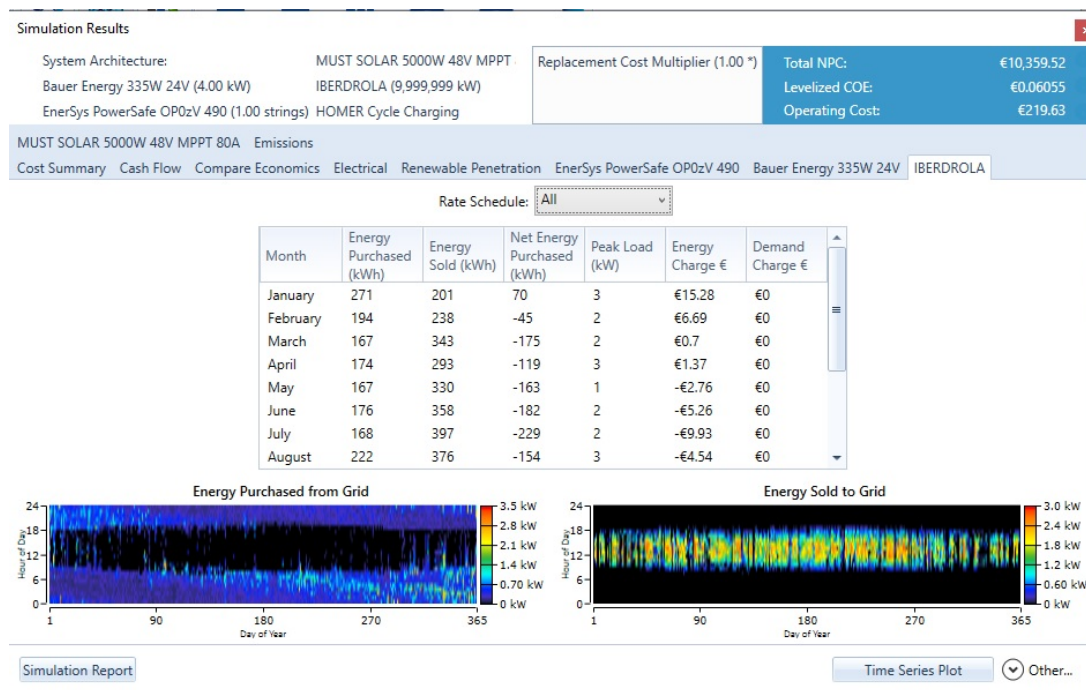


Figura 6.37: Simulation Results caso 3A - Pestaña IBERDROLA

Mostrados y comentados los resultados del caso de uso se presentan los resultados en el informe mostrado en el (anexo B.8).

6.6 Resultado simulación caso de uso 3B

Se mostrarán los resultados del este caso de uso 3B con tarifa 2.0DHA con baterías, y se mostrarán las diferencias con el caso 3A.

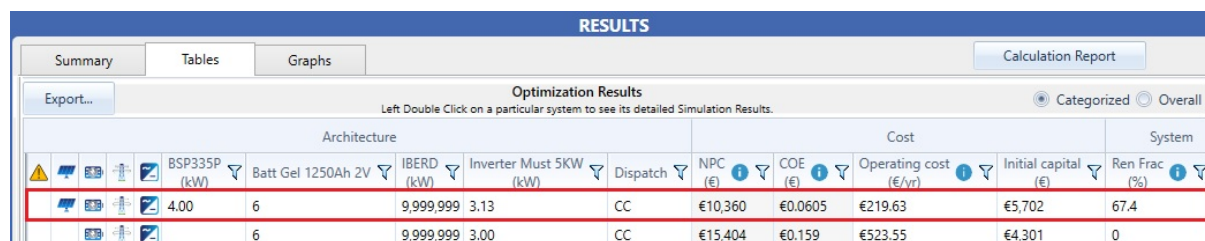


Figura 6.38: Ventana de resultados con Homer Pro de la microrred del caso de uso 3B

En la figura anterior podemos ver que los precios de la instalación son más económicos en el caso de uso 3B que en el caso de uso 3A. Se trabaja en las mismas condiciones de potencia en los paneles solares, y de las baterías, la diferencia se encuentra en que el coste de la instalación es de 12.096,21€, con un coste de operación de 301,53€/año y a partir de un capital inicial de 5.702€, obteniendo un ahorro importante de unos 1.736€.

6.6.1 Cost Summary simulación 3B

Podemos ver en esta configuración con paneles solares de una potencia de 4kW, inversor de 3,15kW, el coste de la red con baterías con la tarifa normal es de 12.096,21€/año, con un coste de operación de 301,53€/año, esto es posible si se aporta un capital inicial de 5.701,85€, siendo unos 268,87€/año.

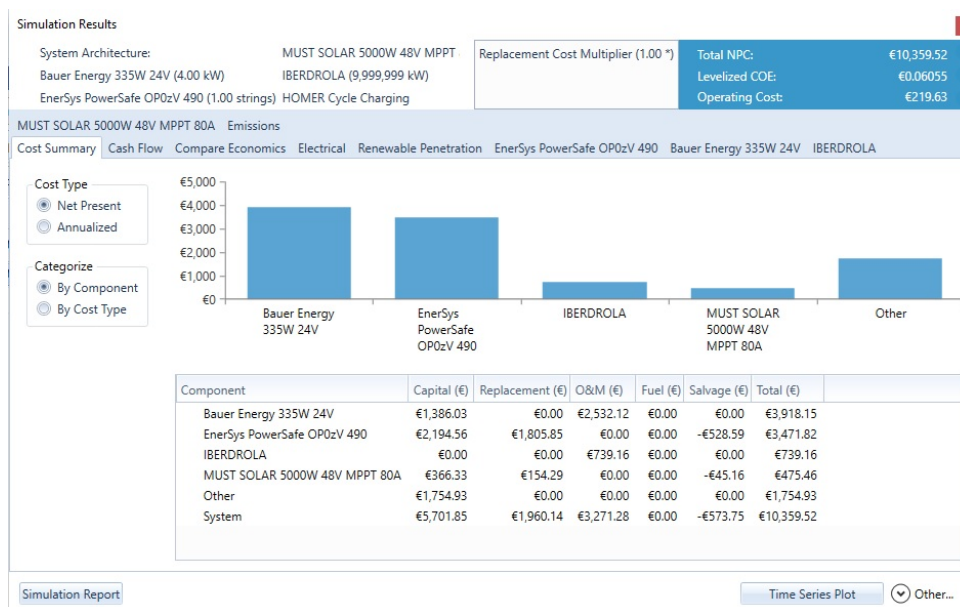


Figura 6.39: Simulation Results caso 3B - Pestaña Cost Summary

6.6.2 Cash Flow simulación 3B

En el gráfico del flujo de caja, a lo largo de los 25 años tenemos que amortizar y dar recambio a las baterías a los 15 años. Cada año, tenemos unos costes de unos 200€ en los primeros 20 años después va bajando paulatinamente el precio, y para el año 25, tenemos un beneficio en la instalación de 560€ del valor nominal.

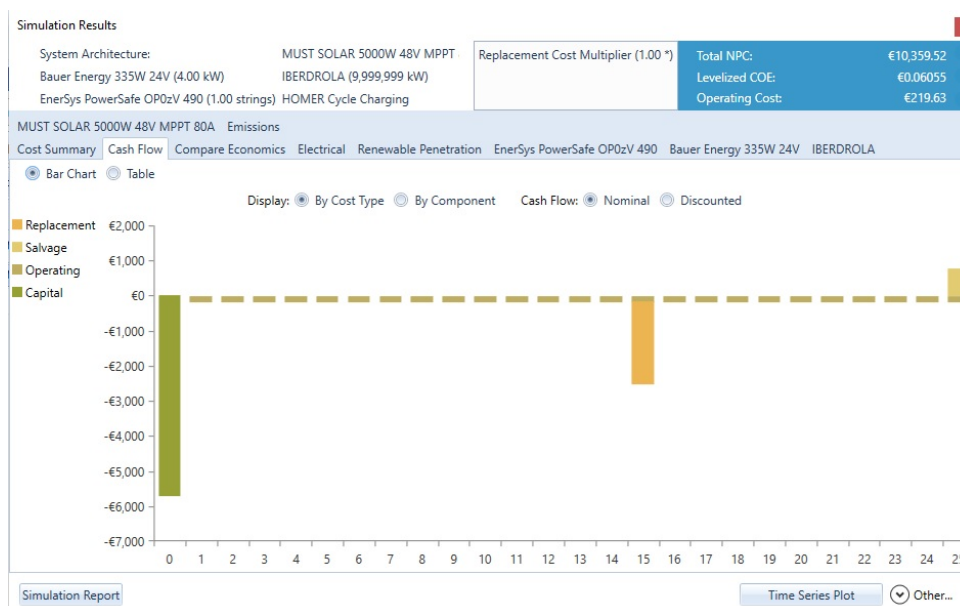


Figura 6.40: Simulation Results caso 3B - Pestaña Cash Flow

6.6.3 Compare Economics simulación 3B

En la instalación del caso de uso 3B, tenemos un valor actual de 5,702€, que se corresponde con un valor anual de 219,63€/año.

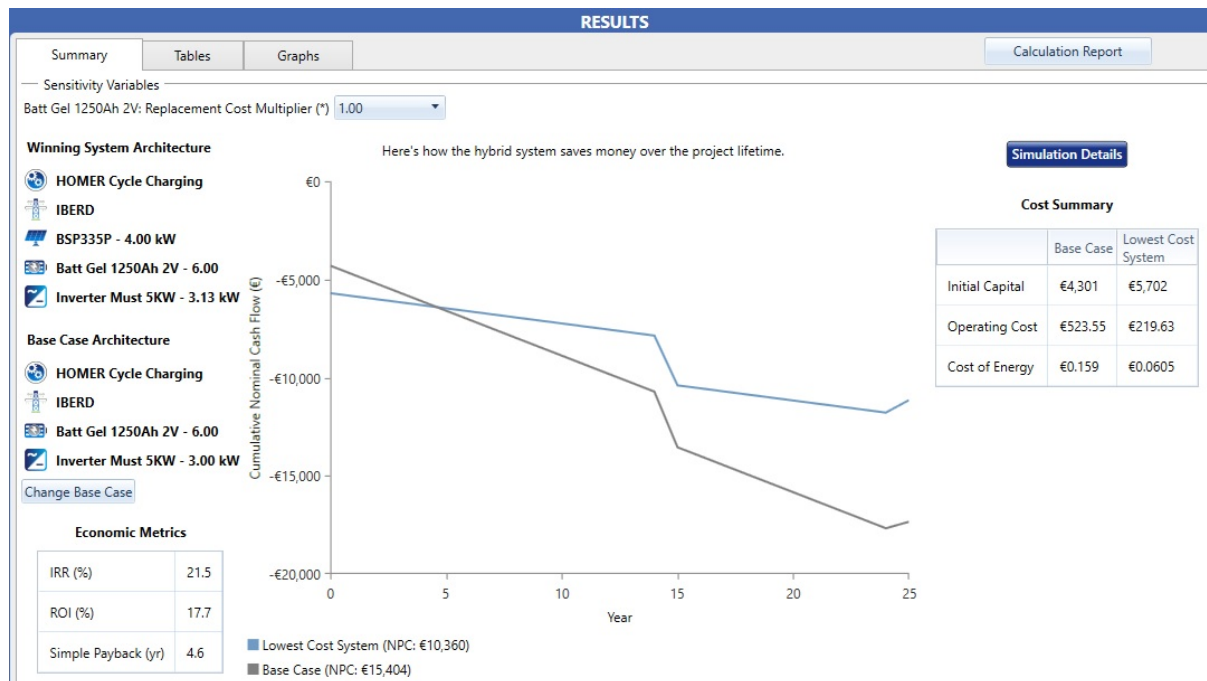


Figura 6.41: Simulation Results caso 3B - Summary Results

Por otra parte, estudiando el **ROI (Return on Investment)**, se obtiene un **ROI (Return on Investment)** de 17,7(%), valor invertido respecto del beneficio obtenido proveniente de la inversión. También nos dice el periodo medio de maduración o *simple payback*, en 4 años se recuperará la inversión. Por último, el período de recuperación descontado (*DPP Discounted payback*), que es de unos 4,78 años. Se tarda un poco más en recuperar la inversión respecto a la del caso de uso 3A.

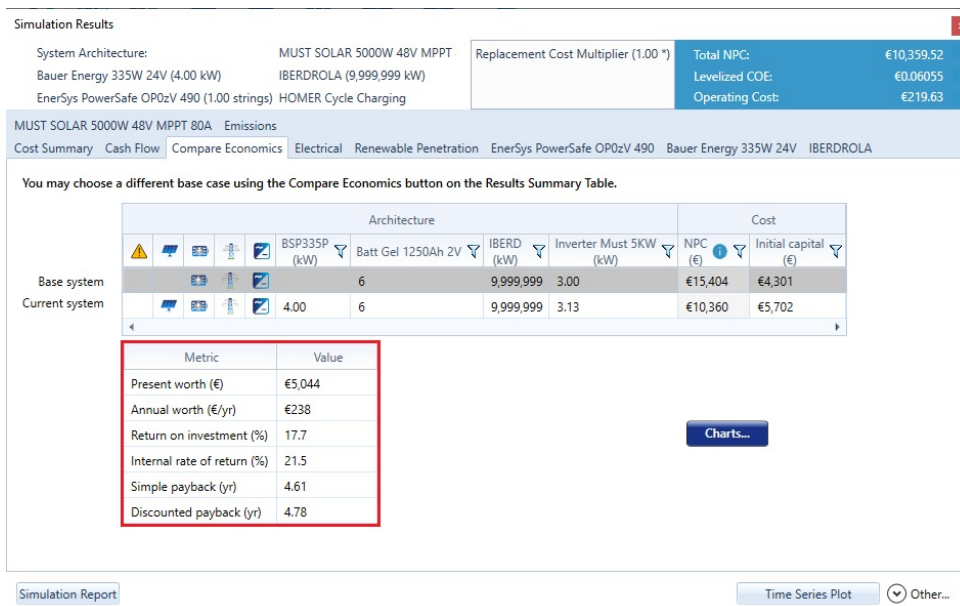


Figura 6.42: Simulation Results caso 3B - Pestaña Compare Economics

6.6.4 Electrical simulación 3B

La instalación con baterías del caso 3B, tendrá en torno a un 70% de generación de electricidad solar y el otro 30% será de la red de distribución, mientras que el consumo del hogar será de 4.556 kWh/año y se venderá a la red un total de 3.512 kWh/año un 43%, con un exceso de electricidad de 26,6 kWh/año un 0,312%. Y el porcentaje de generación de energía es de un 67,4% de energías renovables.



Figura 6.43: Simulation Results caso 3B - Pestaña Electrical

6.6.5 EnerSys PowerSafe OPzV simulación 3B

Homer nos presenta los datos de la autonomía de la batería unas 12 horas, para un conjunto de 6 baterías, capacidad nominal de 7,88kwh, capacidad nominal útil 6,31 kWh, vida útil de unos 15 años, y muestra en un gráfica el estado de la carga.

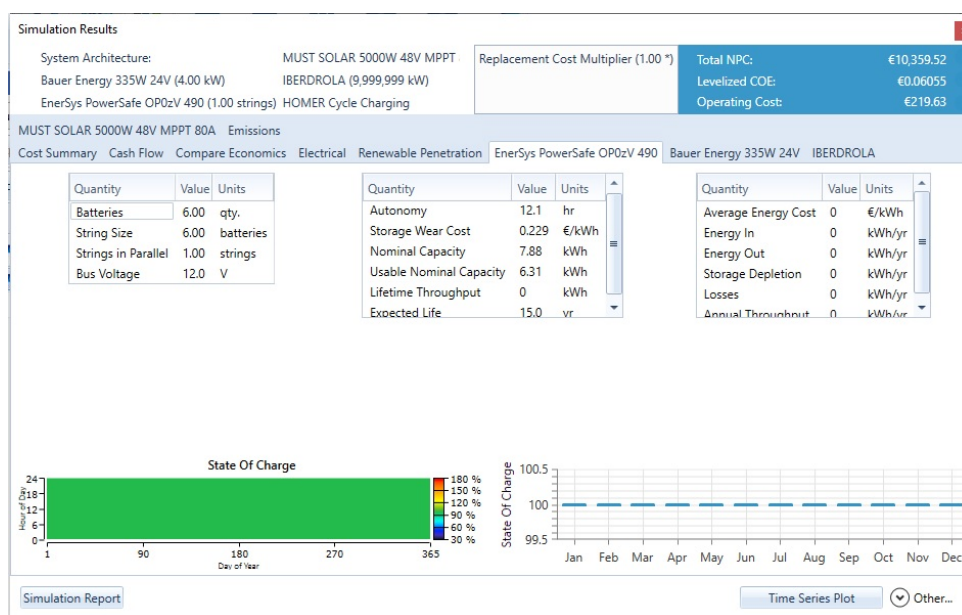


Figura 6.44: Simulation Results caso 3B - Pestaña EnerSys PowerSafe OPzV

6.6.6 Bauer Energy 335W 24V simulación 3B

Los valores relevantes del panel solar son los mismos del (apartado 6.2.5) en el caso 1A y 1B.

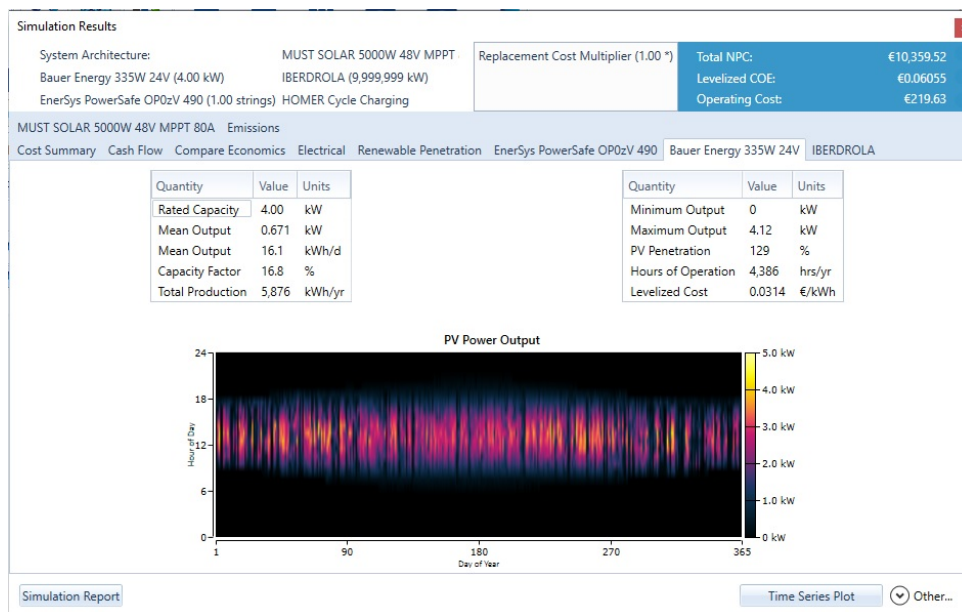


Figura 6.45: Simulation Results caso 3B - Pestaña Bauer Energy 335W 24V

6.6.7 IBERDROLA simulación 3B

Los costes de la red de Iberdrola son distintos debido a la tarifa de discriminación horaria, al año representan unos 34,70€/año, bastante poco si tenemos en cuenta que esta residencia pagaba unos 100€/mes 1.200€/año. En el caso de uso 1A teníamos 116,75€/año, y sin la instalación fotovoltaica más o menos se pagaba el mismo importe por un mes.

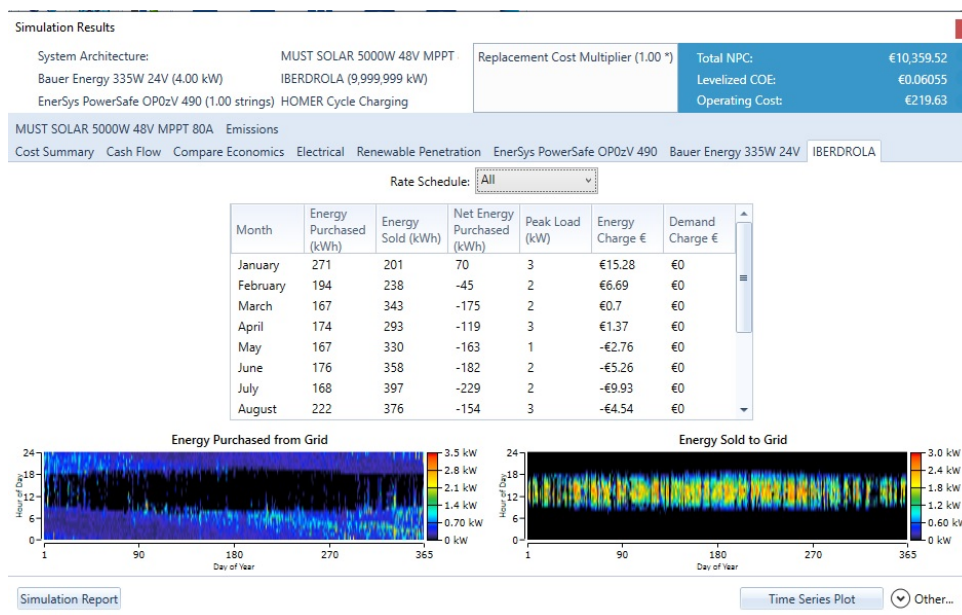
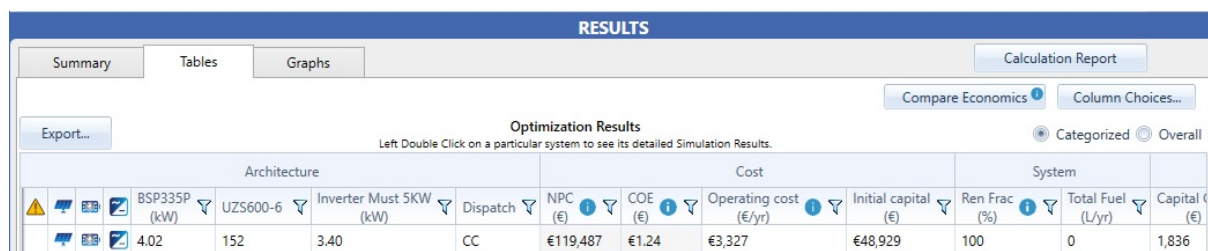


Figura 6.46: Simulation Results caso 3B - Pestaña IBERDROLA

Mostrados y comentados los resultados del caso de uso se presentan los resultados en el informe mostrado en el (anexo B.9).

6.7 Resultado simulación caso de uso 4

En la figura 6.47 que se presenta a continuación, nos muestra una tabla en la que se indica que son necesarias 152 baterías de 2V. Obteniendo un coste de la instalación de 119,487€, aportando un capital inicial de 48.928,93€. Estos valores de la instalación para cubrir la demanda energética no son muy consistentes. No tiene mucho sentido aportar una gran cantidad de dinero para tener esa capacidad energética proveniente de la luz solar. En días sin sol no se tendrá acceso a la energía de la nanored. Debido a los altos costes de la instalación misma, no permite que sea rentable una microrred aislada de la red eléctrica.



RESULTS												
Summary											Calculation Report	
Tables											Graphs	
Export...											Compare Economics	Column Choices...
Optimization Results												
Left Double Click on a particular system to see its detailed Simulation Results.												
Categorized Overall												
Architecture				Cost				System				
BSP335P (kW)	UZS600-6	Inverter Must 5KW (kW)	Dispatch	NPC (€)	COE (€)	Operating cost (€/yr)	Initial capital (€)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Capital (€)		
4.02	152	3.40	CC	€119,487	€1.24	€3,327	€48,929	100	0	1,836		

Figura 6.47: Ventana de resultados con Homer Pro de la microrred del caso de uso 4A

6.7.1 Cost Summary

El resumen financiero que presenta Homer para este caso de uso, nos define los siguientes valores:

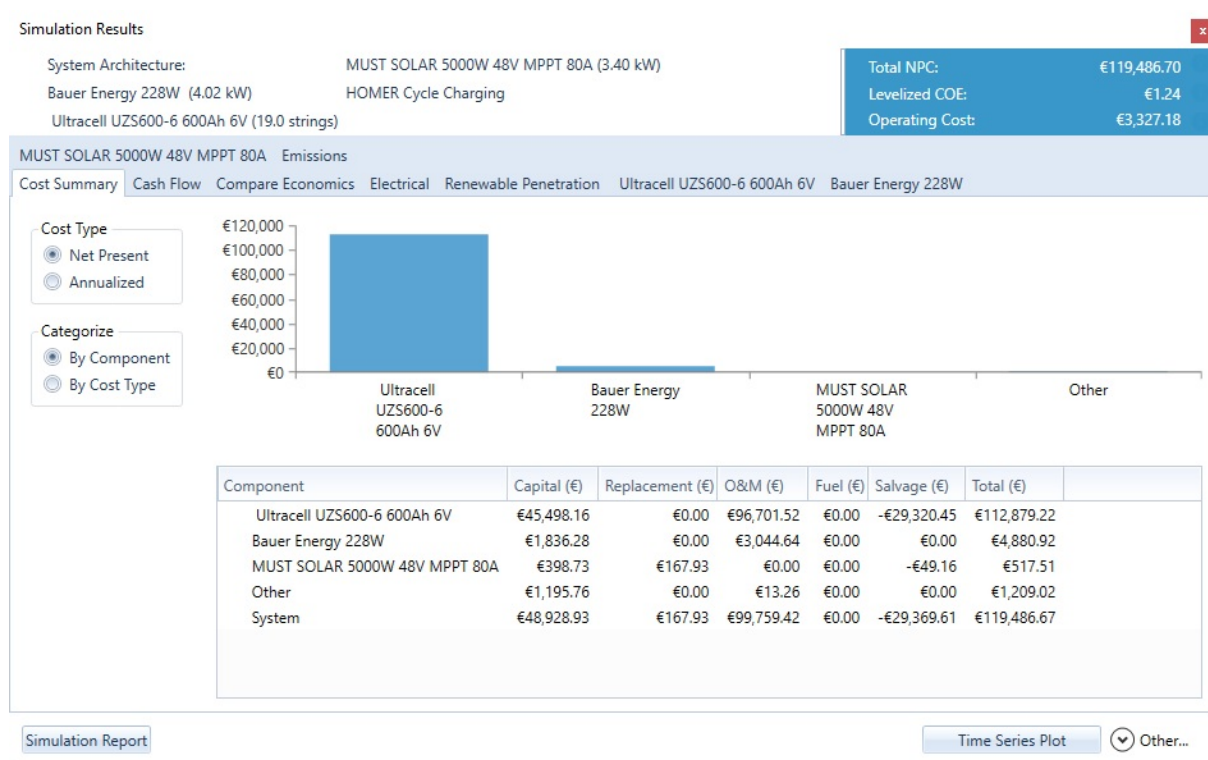


Figura 6.48: Simulation Results caso 4 microrred aislada - Pestaña *Cost Summary*

Se puede apreciar que en la figura 6.49, Homer no tiene un resultado para este diseño, por ello se ha añadido un caso de uso con un grupo electrógeno para poder ver si en un caso aislado se puede cubrir la demanda energética.

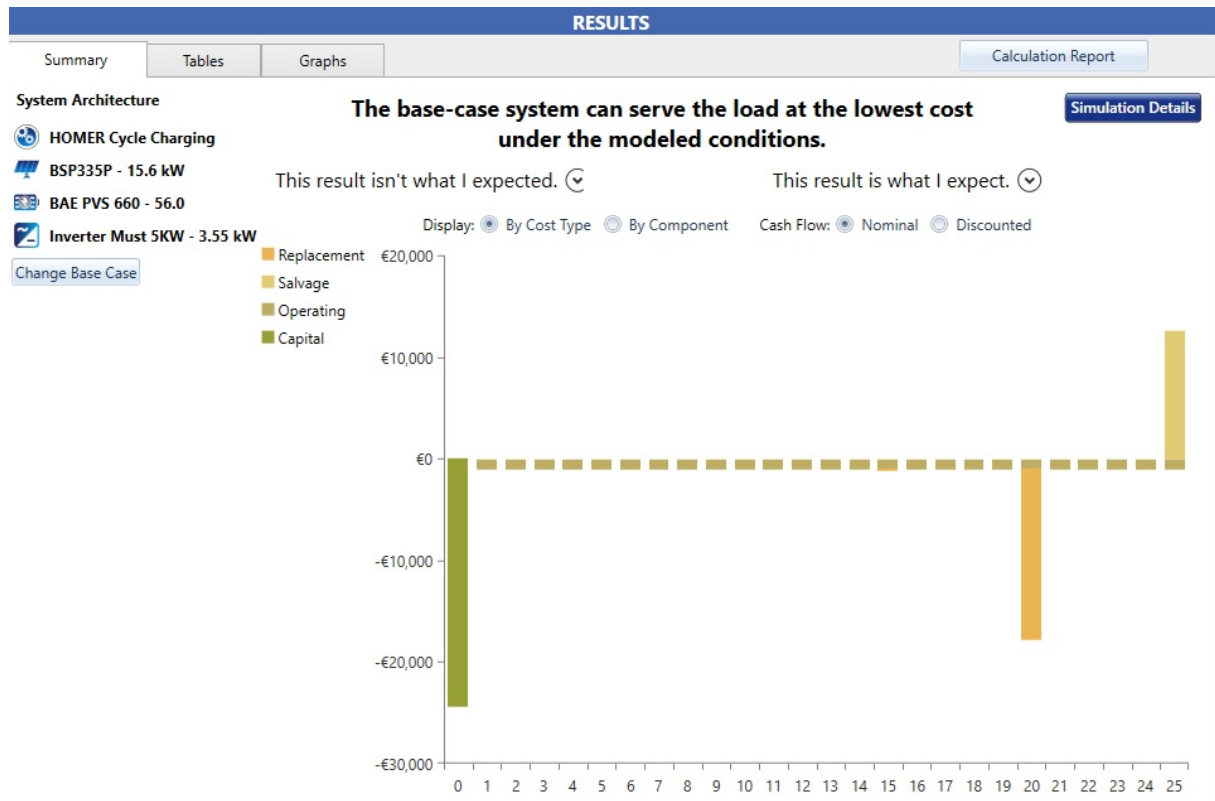


Figura 6.49: Simulation Results caso 4 microrred aislada

6.7.2 Cash Flow

El gráfico de los flujos de caja nos muestra un desarrollo anual en la instalación con el que anualmente en los primeros 24 años hay un gasto constante de 4700€, pero se obtienen unos beneficios de 40.645,10€ que se presentan en el año 25, las baterías nos permiten almacenar energía que reduce el coste de la instalación.

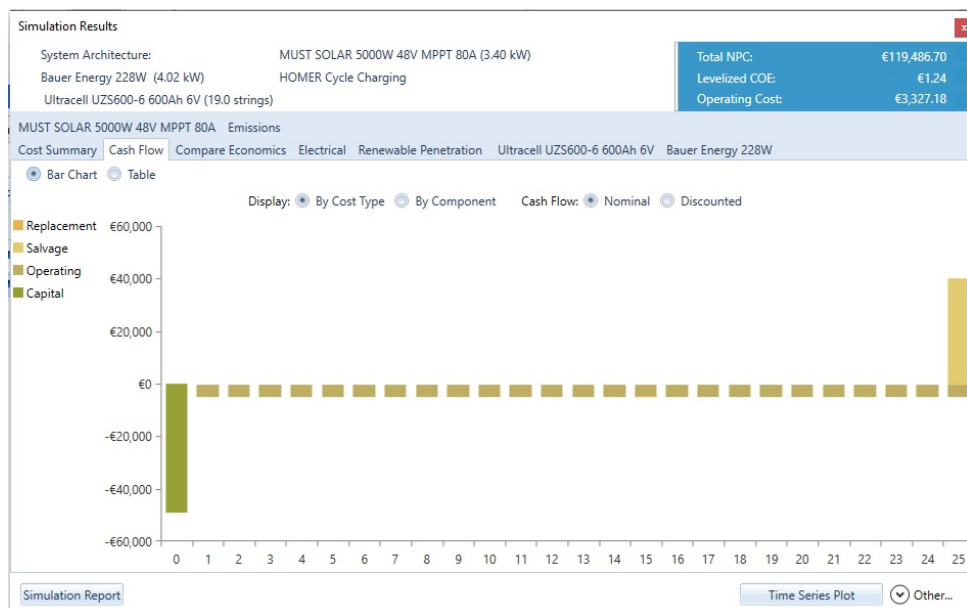


Figura 6.50: Simulation Results caso 4 microrred aislada - Pestaña Cash Flow

Podemos ver que el importe de las baterías tiene un peso importante en la inversión de la instalación.

6.7.3 Electrical

La instalación fotovoltaica aislada tiene una producción de los paneles solares de $7.707kWh/año$, para un consumo de $4.552kWh/año$, tenemos un exceso energético de $2.440kWh/año$, que representa un 31,7%, y una capacidad de almacenamiento de $3,84kWh/año$

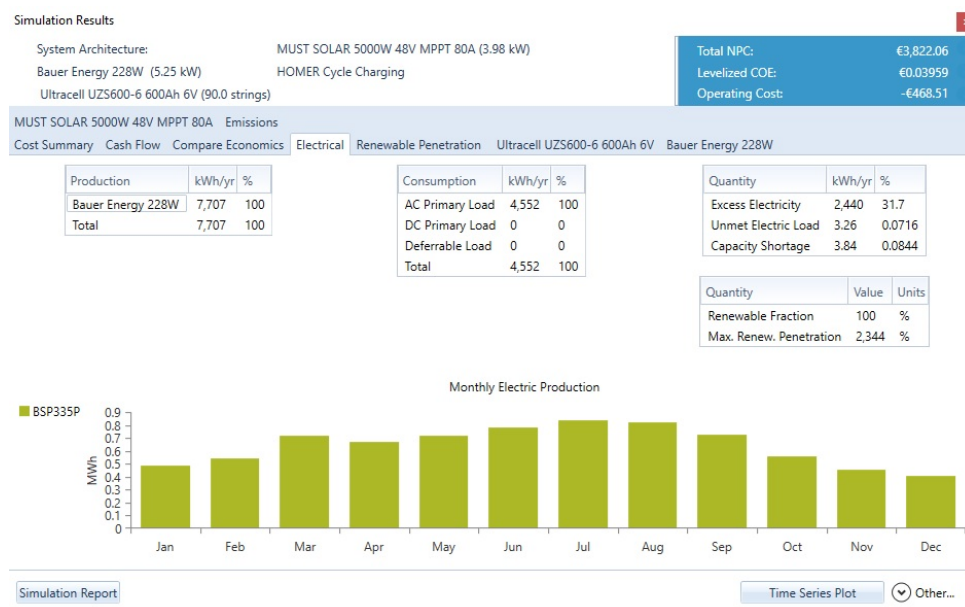


Figura 6.51: Simulation Results caso 4 microrred aislada - Pestaña *Cost Electrical*

6.7.4 Ultracell UZS600-6 600Ah 6V

Homer nos presenta los datos de la autonomía de la batería unas 890 horas, para un conjunto de 152 baterías, capacidad nominal de 579kwh, capacidad nominal útil 463 kWh, vida útil de unos 231 años. También nos muestra unas importantes pérdidas de energía al año de unos $650kWh/año$, para un rendimiento anual de $3.153kWh/año$; y nos muestra finalmente una gráfica del estado de la carga.

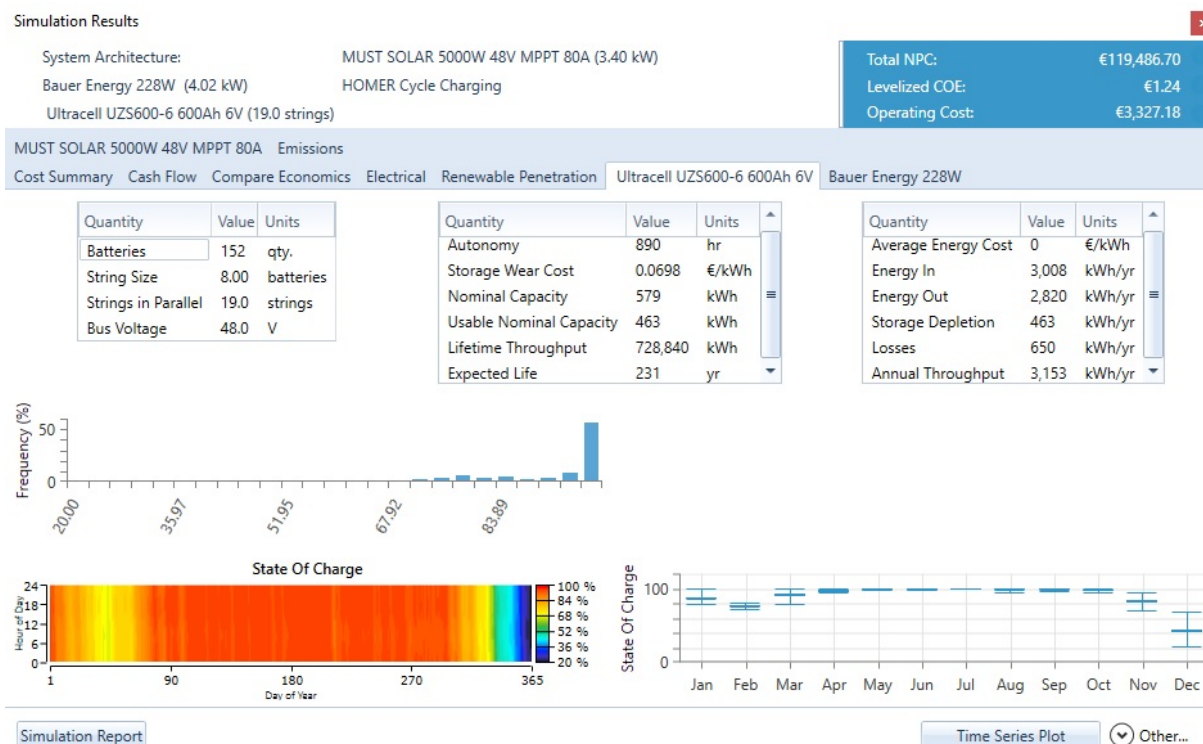


Figura 6.52: Simulation Results caso 4 microrred aislada - Pestaña *Ultracell UZS600-6 600Ah 6V*

6.7.5 Bauer Energy 228W

Por último, tenemos el resultado del panel solar seleccionado. Nos da un rendimiento del 16,8%, con una producción de electricidad de 5.905kWh/año, par un valor máximo a la salida de 4,14kW.

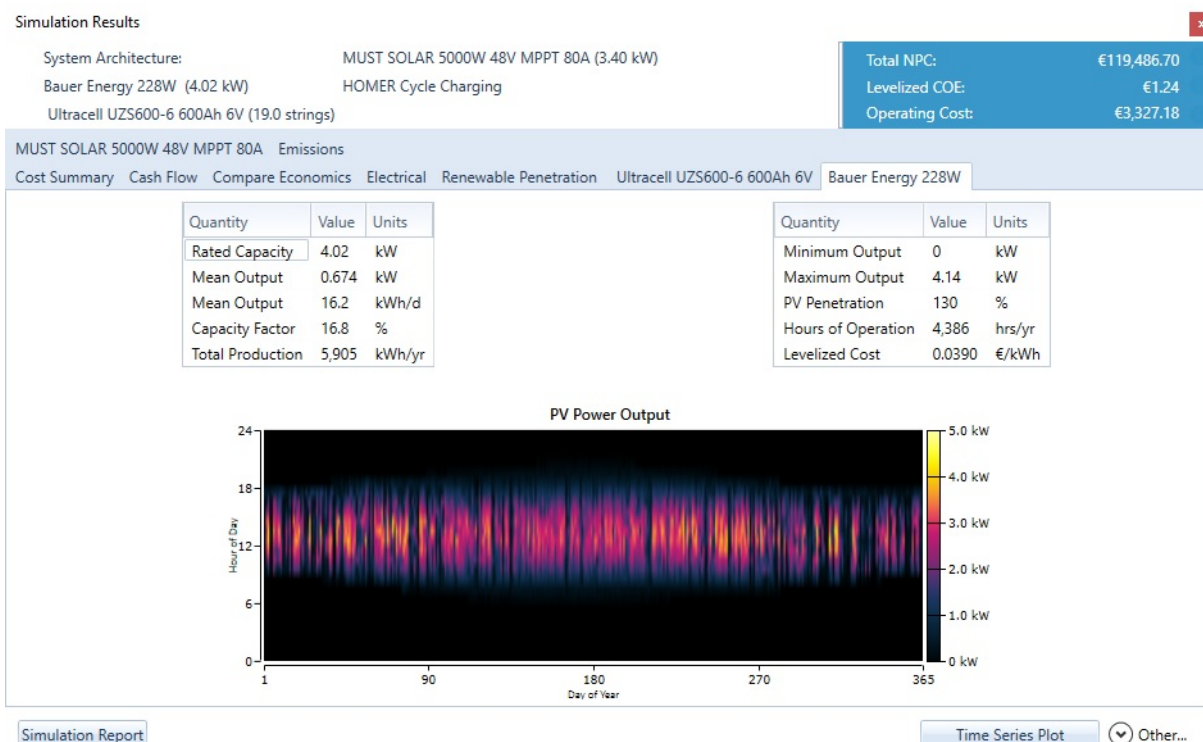


Figura 6.53: Simulation Results caso 4 microrred aislada - Pestaña *Bauer Energy 228W*

6.8 Resultado simulación caso de uso 4GEN

Ha sido necesario implementar un caso de uso para poder cumplir el suministro de electricidad del caso de uso 4 para una microrred aislada.

Homer cuando realiza la simulación muestra el caso de uso para la instalación con y sin GE.

Architecture		Cost				System					
BSP335P (kW)	GE (kW)	BAE PVS 660	Inverter Must 5kW (kW)	Dispatch	NPC (€)	COE (€)	Operating cost (€/yr)	Initial capital (€)	Ren. Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Hc
3.99	15.0	21	3.32	LF	€39,852	€0.413	€1,131	€15,860	84.2	358	19
4.00	15.0	21	3.30	LF	€39,868	€0.413	€1,132	€15,861	84.2	358	19
4.00	15.0	21	3.27	LF	€39,868	€0.413	€1,132	€15,860	84.2	358	19
4.00	15.0	21	3.30	LF	€39,871	€0.413	€1,132	€15,862	84.2	358	19
4.00	15.0	21	3.30	LF	€39,872	€0.413	€1,132	€15,862	84.2	358	19

Figura 6.54: Ventana de resultados con Homer Pro de la microrred del caso de uso 4GEN

En la figura 6.54 que se presenta a continuación, nos muestra una tabla en la que se indica que son necesarias 21 baterías de 2V.

Obteniendo un coste de la instalación de 35.545€, aportando un capital inicial de 15.860€. Estos valores de la instalación para cubrir la demanda energética tienen más sentido que en el caso anterior.

6.8.1 Cost Summary GE

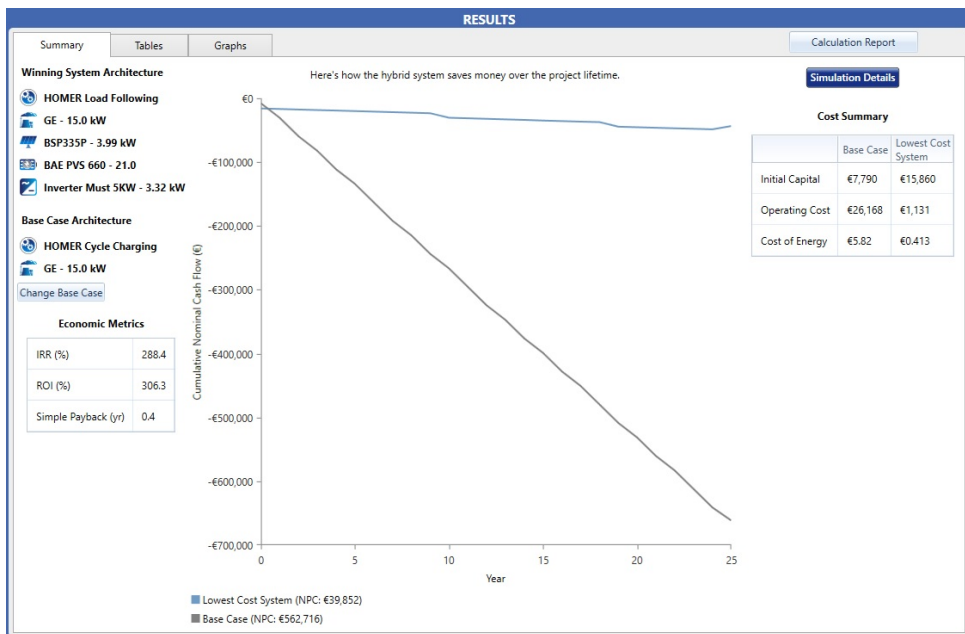


Figura 6.55: Simulation Results caso 4GE microrred aislada Gráfico - Pestaña Cost Summary

Se puede ver en el resumen de los costes que gran parte del coste de la instalación proviene de las baterías 6.300€, pero teniendo en cuenta la amortización y el reemplazo de las baterías el coste es de 19.990€. Dando un coste total de la instalación de 39.852€.

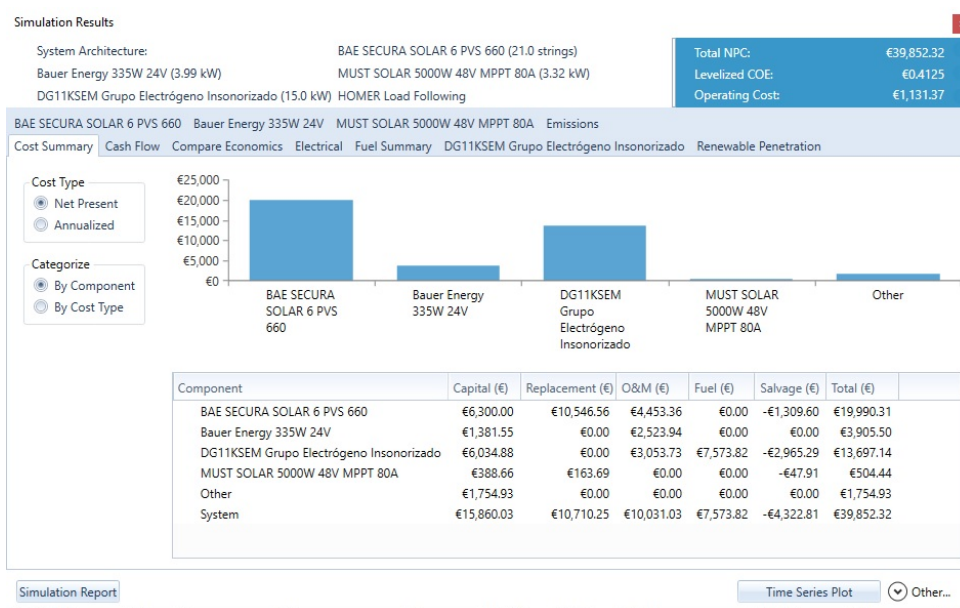


Figura 6.56: Simulation Results caso 4GE microrred aislada Tabla - Pestaña Cost Summary

6.8.2 Cash Flow GE

Se puede deducir de la figura 6.57 que el flujo de caja cada 10 años tiene un importante coste de reemplazo de 6.034€.

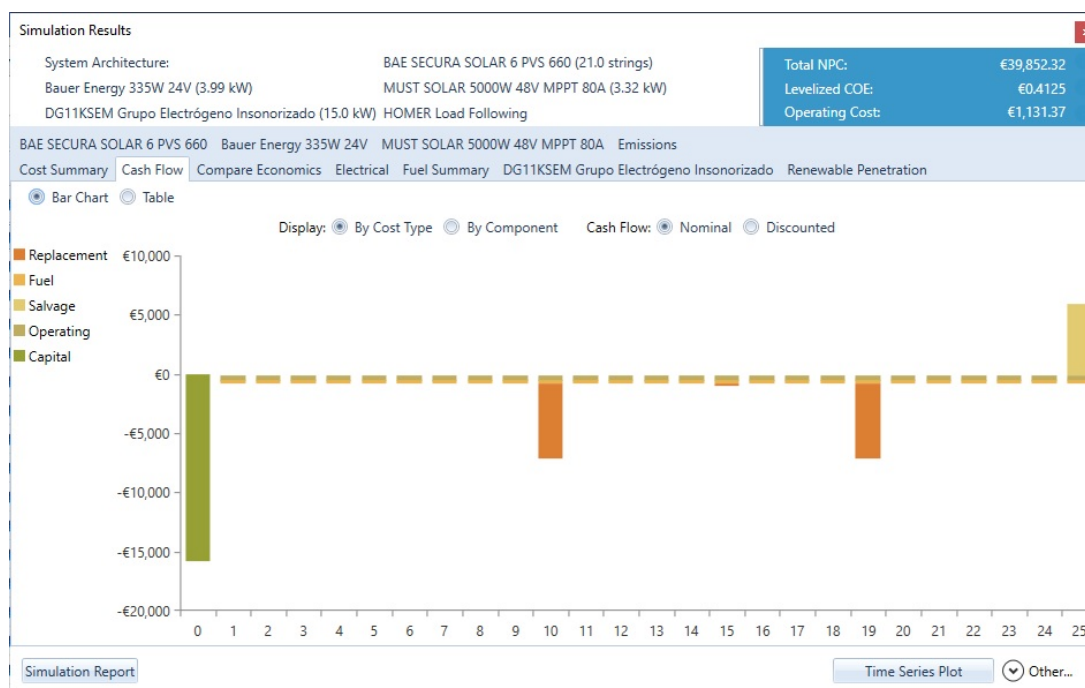


Figura 6.57: Simulation Results caso 4GEN microrred aislada - Pestaña Cash Flow

6.8.3 *Compare Economics* simulación 4GEN

Para la comparativa económica del caso de uso con el grupo electrógeno podemos ver la diferencia entre la instalación con o sin el GE. Se puede apreciar que hay una importante reducción del capital inicial si solo se pone el GE a si tiene un funcionamiento híbrido, con el funcionamiento del sistema fotovoltaico en conjunto con el GE.

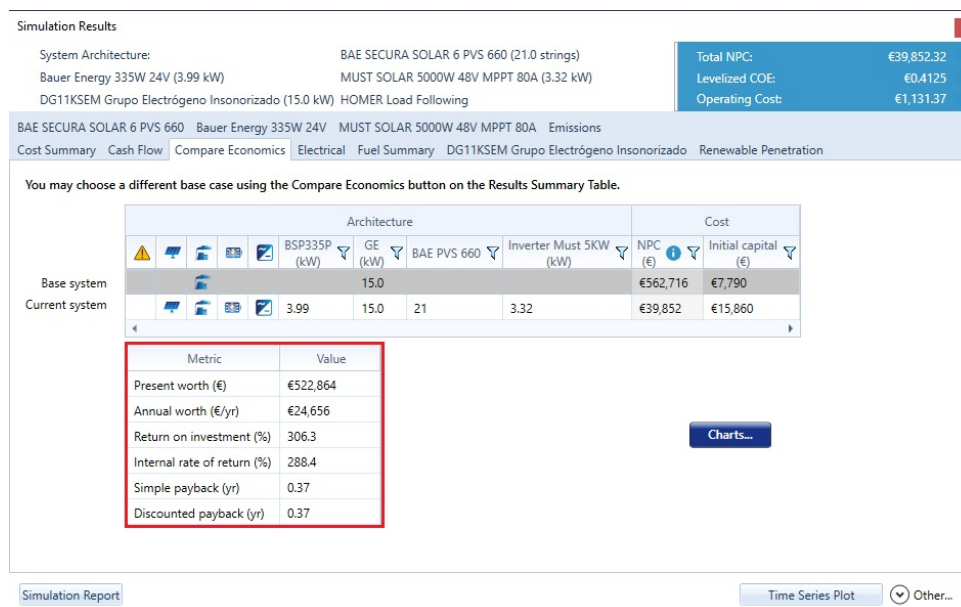


Figura 6.58: Simulation Results caso 4GEN - Pestaña *Compare Economics*

6.8.4 *Electrical GE*

Observando la figura 6.59 se puede concluir que el 97,7% de la producción energética es de la instalación fotovoltaica y el otro 2,35% es debida al GE.

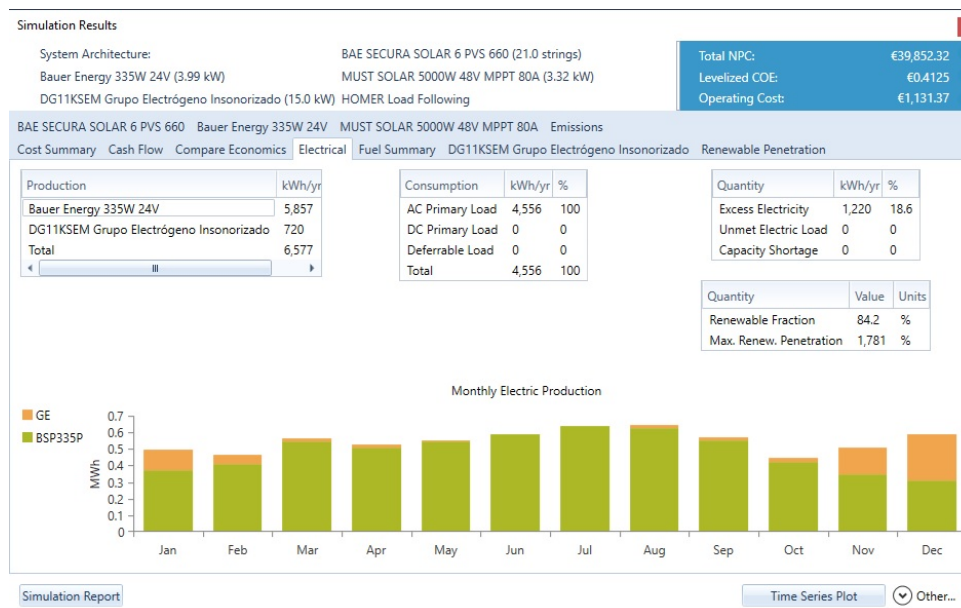


Figura 6.59: Simulation Results caso 4GEN - Pestaña *Electrical GE*

6.8.5 Fuel Summary

A continuación, se presenta un resumen del consumo del combustible diésel del GE. El consumo total del combustible es de 358L, teniendo un consumo promedio de 0,979L/día.

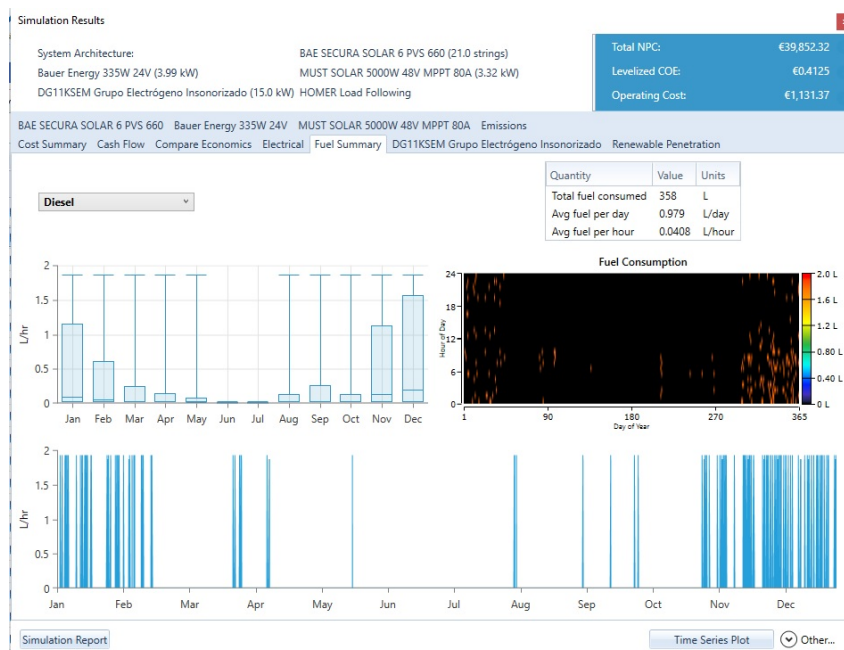


Figura 6.60: Simulation Results caso 4GEN - Pestaña Fuel Summary

6.8.6 DG11KSEM Grupo Electrónico Insonorizado

En la pestaña DG11KSEM Grupo Electrónico Insonorizado se muestra en la figura 6.61 algunos valores de coste marginal de 0,327 €/kWh, producción eléctrica de 720kW/año, y con un consumo por año de 3.518 kWh/año del GE.

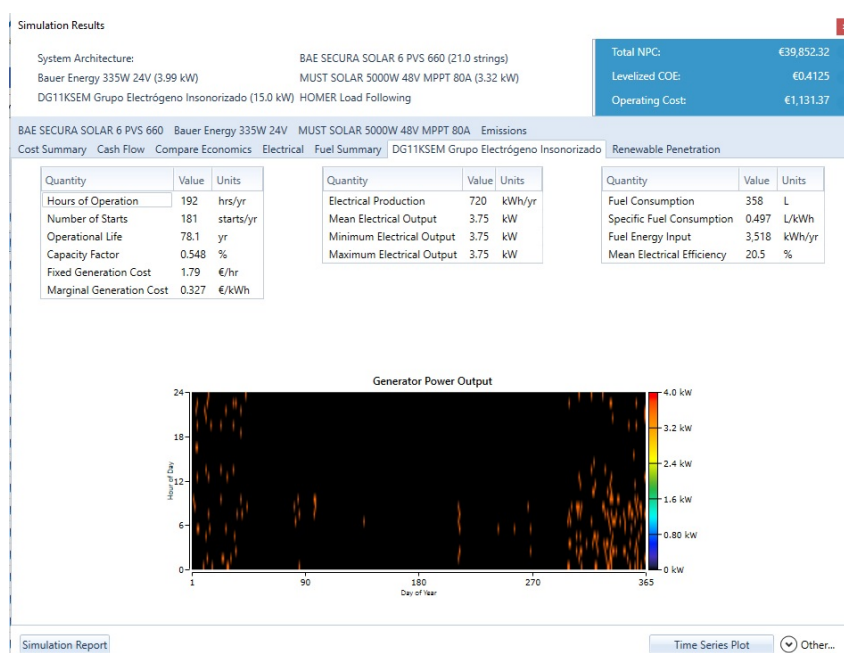


Figura 6.61: Simulation Results caso 4GEN - Pestaña DG11KSEM Grupo Electrónico Insonorizado

6.8.7 BAE SECURA SOLAR 6 PVS 660

En la pestaña BAE SECURA SOLAR 6 PVS 660 se muestra en la figura 6.62, un panel en el que se ve el estado de las baterías, de forma que Homer nos da una relación de 21 baterías configuradas en paralelo con un bus de tensión de 2V. Por otra parte, nos muestra datos de la autonomía de la instalación que es de unas 38.4h, con una capacidad nominal de 25kW, una vida útil de casi 10 años, y con un coste 0€/año de energía.



Figura 6.62: Simulation Results caso 4GEN - Pestaña *BAE SECURA SOLAR 6 PVS 660*

6.8.8 Bauer Energy 228W GE

Para los paneles solares tenemos un total de producción energética de 11.383kW /año, con una capacidad de producción de 7.75kW, a un coste de 0,0314€/kWh.

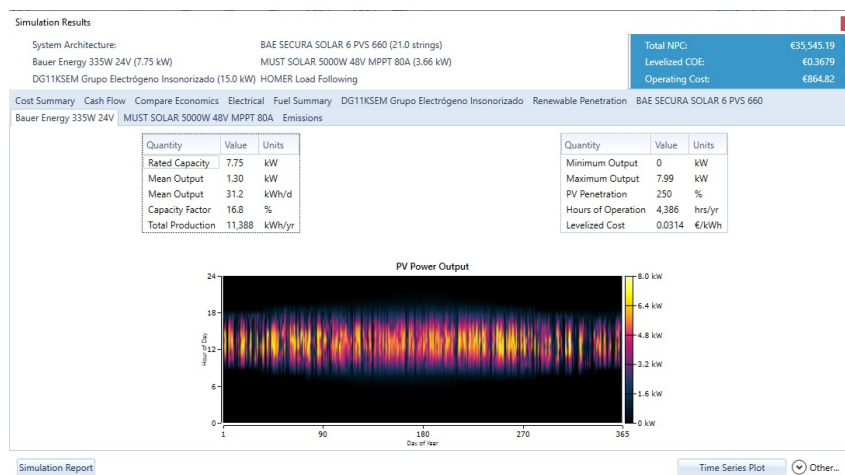


Figura 6.63: Simulation Results caso 4GEN - Pestaña *Bauer Energy 228W GE*

6.8.9 Emissions

Por último, tenemos una producción gases de efecto invernadero de 935kg/año de CO_2 , 6,34kg/año de CO , 2,29kg/año de SO_2 y 7,21kg/año de NO .

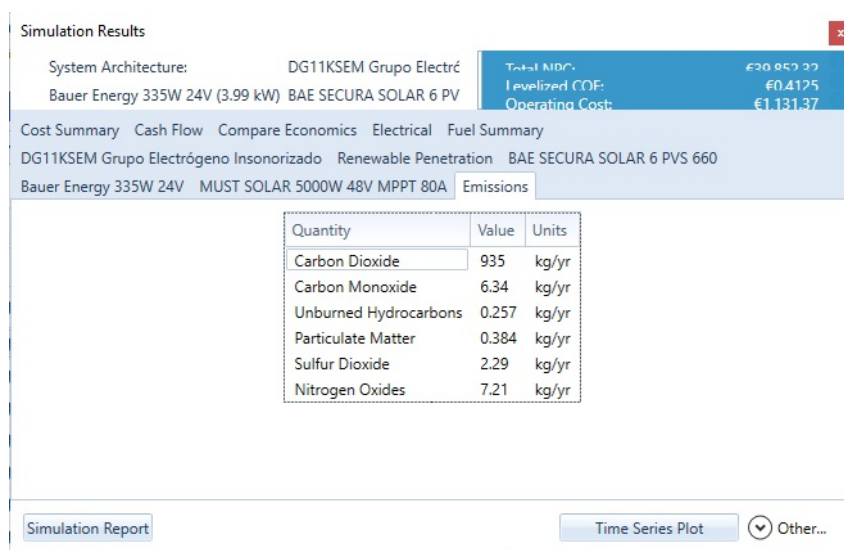


Figura 6.64: Simulation Results caso 4GEN - Pestaña Emissions

Mostrados y comentados los resultados del caso de uso 4 y 4GEN se presentan los resultados en los informes mostrados los (anexos B.10 y B.11).

Capítulo 7

Conclusiones y líneas futuras

7.1 Conclusiones

Se ha realizado un estudio multivariable con diferentes casos de uso, que han permitido cuantificar una serie de parámetros como lo son:

1. Superficie disponible para los paneles solares.
2. Costes de la instalación
3. Costes de la energía
4. Perfil de carga

Dando lugar a un dimensionamiento de la instalación de potencia instalada, dentro de un marco regulatorio de instalaciones de autoconsumo, y determinando cuáles han sido los costes de cada una de las microrredes expuestas, es decir, para la microrred doméstica, la industrial, la aislada y las mismas redes con baterías.

Dichos costes se pudieron evaluar con las simulaciones de las microrredes mencionadas anteriormente, no sólo desde el punto de vista económico, sino evaluando el tiempo de amortización, si es rentable una instalación de este tipo, o para conocer si mediante las instalaciones en estudio se puede satisfacer la demanda energética teniendo en cuenta los datos reales del consumo energético.

A continuación, serán presentadas las conclusiones destacables del análisis multivariable mediante Homer Pro:

1. El proyecto de referencia para los casos de estudio ha sido una vivienda doméstica que tiene una superficie en el techo de $4m^2$, que tiene un perfil de carga de $12,48kW/día$ ($3.31kWp$), y mediante la microrred diseñada puede instalarse $4kW$, dando una producción energética de $5,876kWh/año$ a un coste energético de $0,0314€/kWh$, y con un desembolso anual de $116,75€$ a pagar a la empresa distribuidora de energía.

Para el Caso de uso 1A. Red doméstica con tarifa 2.0, teniendo en cuenta los parámetros del diseño mencionados anteriormente y según nos muestra la figura 6.2, podemos concluir que con una inversión de $3,507€$ y con unos costes de operación de la instalación $8,624€$, en 5 años y medio se recuperará la inversión. Es un periodo relativamente asumible para poder obtener un ahorro considerable de la instalación.

2. Para el Caso de uso 1B. Red doméstica tarifa de discriminación horaria DHA 2.0, siendo el mismo caso de uso y sólo modificando el tipo de tarifa que sea con discriminación horaria DHA2.0 podemos ver en la figura 6.10, que con una inversión de $3,507€$ y con unos costes de operación de la

instalación 6,888€, en 5,8 años se recuperará la inversión. Para el mismo capital inicial cambiando la tarifa energética de 0,0504€/kWh a una de 0,0403€/kWh se reducen los costes de operación y se recupera la inversión en el mismo tiempo; disminuyendo el *ROI (Return on Investment)* de 18,3(%) a 16,8(%), que expresa la relación entre lo invertido en un negocio y el beneficio obtenido proveniente de la inversión.

3. Caso de uso 2. Red Industrial con tarifa 3.0, siendo el consumo de electricidad de la Escuela politécnica es de 12979.95 kWh/día (4,153.586 kwh/año), con 320 días de ocupación. Teniendo una tarifa energética de 0,128€/kWh, para un perfil de carga constante, se ha dimensionado una instalación para 3,78MW generados por los paneles solares. Acorde a los resultados obtenidos podemos concluir que con un capital inicial es de 1,49M€, con unos costes de la instalación de 9,86M€(465,000€/año), la instalación se amortizará en 7 años. Esta instalación puede suministrar 5,62MW/año con un precio de 0,0108€/kWh.
4. Caso de uso 3A. Red doméstica con tarifa 2.0 con baterías, este caso de uso es el mismo que el 1A solo que implementado con baterías, aportando una inversión de 5,702€ y con unos costes de operación de la instalación 13,096€, en 4,3 años se recuperará la inversión. Se incrementa el precio de la energía de 0,0504€/kWh a 0,0707€/kWh, pero dando una autonomía de 12h con un coste de 0,229€/kWh de las 6 baterías, dando una capacidad nominal de 7.88kWh para unos 15 años de vida útil de las baterías.
5. Caso de uso 3B. Red doméstica con tarifa 2.0DHA con baterías, observando los datos de la figura 6.41, aportando la misma inversión de 5,702€ y con unos costes de operación de la instalación 10,360€, en 4,6 años se recuperará la inversión. Se reduce el precio de la energía de 0,0707€/kWh a 0,0605€/kWh, con la misma autonomía y prestaciones del caso anterior, pero con una reducción del precio de la energía de 116,75€/ a 34,86€/ por cambiar la tarifa de electricidad. Por otra parte se reducen los costes de operación de la instalación en unos 100€.
6. Caso de uso 4. Red Aislada, observando los datos de la figura 6.49, con una instalación como la implementada por el caso de uso 3A pero desconectándola de la red eléctrica no es económicamente rentable, por ello se ha decidido implementar un grupo electrógeno para que pueda ser viable el proyecto.
7. Caso de uso 4. Red Aislada GE, teniendo en consideración de que el caso de uso aislado de la red no es económicamente viable se diseño una red híbrida dando los siguientes resultados mostrados en la figura 6.55: Aportando una inversión de 15,860€ y con unos costes de operación de la instalación 39,852€, en 0,4 años se recuperará la inversión. Hay que tener en cuenta de que eso sería inviable dado que la vivienda está situada en una zona residencial y los gases contaminantes pueden ser nocivos para las personas y el medio ambiente, si la vivienda estuviera en otra ubicación haría posible el proyecto.

El GE debe ser implementado dependiendo de las necesidades energéticas funciona el sistema:

- (a) Cuando el consumo de energía es más elevado que el que se está suministrando.
- (b) Cuando la energía renovable es insuficiente o simplemente inexistente en un periodo concreto de tiempo, el generador puede estar funcionando, hasta que las baterías estén completamente cargadas.

En la mayoría de los casos, los GE son el compañero perfecto para las energías renovables en una microrred por las siguientes razones:

- Existencia de numerosos grupos diésel ya instalados alimentando a comunidades aisladas que podrían ser aprovechados en una futura instalación.
 - Permite un mejor balance y eficiencia del sistema, ya que podría reducir el sistema de generación, así como el de acumulación en baterías, incrementando la seguridad del sistema.
 - Su misión fundamental dentro del diseño de una microrred, suele ser cargar las baterías y/o alimentar a las cargas en los casos de poca generación por otras fuentes o elevado consumo de las cargas según la filosofía de funcionamiento seleccionada.
8. La implementación de una instalación solar fotovoltaica en un hogar doméstico debe ser constituida por una tarifa de discriminación horaria 2.0DHA, dado que:
- Es la tarifa más económica.
 - Permite reducir los costes de capital inicial de la instalación.
 - Reduce el importe a pagar al distribuidor que es de unos 116,75€/año.
9. Un sistema con módulos fotovoltaicos sin sistema de acumulación, no es una configuración eficiente en la generación eléctrica, puesto que dicha electricidad producida por la fuente solar se debe consumir al instante, no pudiendo utilizarla para abastecer las viviendas en horas nocturnas.
10. La configuración de las microrredes en estudio permitieron destacar:
- La instalación más costosa ha sido la instalación con red industrial, debido a su alto coste de operación.
 - La instalación de la red doméstica con tarifa de 2.0DHA del caso de uso 1B, es la más económica, debido al beneficio del precio horario dentro de una franja de 8 horas.
 - En el estudio de la microrred industrial se pudo comprobar que tiene el plazo de recuperación más prolongado de las instalaciones analizadas.
 - Una instalación industrial debe asegurar la competitividad económica, para poder asegurar las operaciones de funcionamiento de la misma, para no depender del mercado energético, pudiendo ofrecer costes fijos de los precios de la energía.
11. Los costes de las instalaciones fotovoltaicas en 2019, están representados en gran medida por conceptos en la instalación, y no por el precio de los componentes, esto puede condicionar la rentabilidad de la instalación en periodos de corta duración.
12. Una instalación aislada de la red puede ser rentable, implementada mediante un kit de autoconsumo que se vende actualmente en España.

En la transición de la producción convencional de energía a fórmulas más renovables, el papel de los grupos electrógenos en los próximos años es ya incuestionable. Su capacidad para asegurar la disponibilidad de la energía para abastecer una demanda cada vez mayor y medioambientalmente más exigente, la convierten en una sólida solución para la inestabilidad intrínseca de las renovables y una valiosa alternativa de almacenamiento.

Los generadores proporcionan una respuesta rápida cuando se producen variaciones de carga e, integrados en la gestión de una microrred, permiten planificar el funcionamiento e incrementar la eficiencia de todo el sistema.

7.2 Líneas futuras

Para trabajos futuros se podría implementar un controlador de consumo energético en función de la demanda y conocido el comportamiento de la misma.

Este controlador debería ser capaz de:

- Ajustar la demanda energética para cada tipo de micro red aprovechando la herramienta de optimización de Homer Pro.
- Controlar los parámetros de entrada del consumo, demanda energética, tipo de instalación, precio de la energía a la cual podemos venderla, y precio de compra de la misma.
- Realizar un estudio más detallado de la demanda energética del edificio de la Escuela Politécnica Superior, aplicando el controlador que ajuste el consumo de la instalación con la potencia generada de los paneles solares según las necesidades y la tarifa horaria.
- Realizar un caso de uso que analice la tarifa de discriminación horaria de 8 horas repartida en dos periodos de 4 horas seleccionadas por el usuario.
- Elaborar un modelo que pueda gestionar y adaptar el comportamiento de una instalación fotovoltaica empleando una función de transferencia que emule como puede operar un generador que emplee energías renovables, y que pueda satisfacer la potencia que necesita la instalación, permitiendo que los costes de operación de la misma sean rentables y dentro de la legislación de autoconsumo [1].

Presupuesto

7.3 Coste del Proyecto

A continuación, se detallan los gastos relativos al personal que ha participado al desarrollo del presente proyecto, y otros costes asociados. Estos costes no se incluyen en las simulaciones, no están contemplados por qué no se quieren introducir más costes que cambien la naturaleza de las simulaciones.

7.3.1 Coste de los recursos humanos

El diseñador del proyecto (ingeniero junior). Se considera que el un ingeniero junior factura 30€/hora.

7.3.2 Coste de los equipos

Se consideran que los equipos utilizados para la realización del proyecto son amortizables en cuatro años.

Los gastos amortizables se evalúan a 1,759€/año. Por lo tanto, durante el periodo de realización del proyecto (4 meses), obtenemos que los costes amortizables son de 220€.

7.4 Coste total del proyecto

En la Tabla 7.1, se puede observar el coste total para el desarrollo del proyecto.

Costes asociados al proyecto			
Descripción			
Personal	Horas	€ / hora	Total
Ingeniero Junior	320	30	9.600
Equipos informáticos y Software	Precio/Unit.		
Ordenador	1.050		
Matlab 2018 Student Suite	69		
Microsoft Office 2013 Home&Student	140		
Homer Pro	500		
Subtotal licencias de software	1.759		1.759
Imputado al proyecto (amort. En 4 años)	220		220
Coste del proyecto sin instalaciones			9.820
Certificados y Visados proyecto			
Derechos visado			36
IVA derechos			8
Registro Documental			50
Subtotal Visados y Registro			93,923
	Subtotal sin IVA		10.134
	IVA 21% de	10.134	2.128
	Total Costes (EUR)		12.262

Figura 7.1: Tabla del coste total del proyecto

Bibliografía

- [1] E. B. Hedo, “Real decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica,” *Actualidad Jurídica Ambiental*, no. 90, pp. 68–71, 2019.
- [2] O. Perpiñán, *Energía Solar Fotovoltaica*, 2015. [Online]. Available: <http://oscarperpinan.github.io/esf/>
- [3] M. d. C. A. García, “Caracterización y modelado de asociaciones de dispositivos fotovoltaicos,” Ph.D. dissertation, Universidad Politécnica de Madrid, 2004.
- [4] J. Alfonso Lorenzo, “Manual para instalaciones fotovoltaicas autónomas.” [Online]. Available: https://www.sfe-solar.com/wp-content/uploads/2011/08/Sunfields{}_Manual-Calculo{}_Fotovoltaica{}_Autonomas.pdf
- [5] M. Jantsch, H. Schmidt, and J. Schmid, “Results of the concerted action on power conditioning and control,” in *11th European photovoltaic solar energy conference*, vol. 1992, 1992, pp. 1589–1592.

Apéndice A

Manual de usuario

A.1 Introducción

El siguiente manual de usuario tiene por finalidad familiarizar al usuario con la interfaz de Homer Pro de una manera intuitiva, para poder realizar a través de un ejemplo una simulación simple con la cual, obtener resultados mediante la optimización de Homer y poder elaborar un informe que muestre los aspectos más relevantes de la microrred, y que el usuario pueda obtener resultados válidos con los que pueda dimensionar una instalación con valores reales.

A.2 Inicio en Homer Pro

A continuación se presenta la página de inicio del sistema mostrada en la figura A.1:

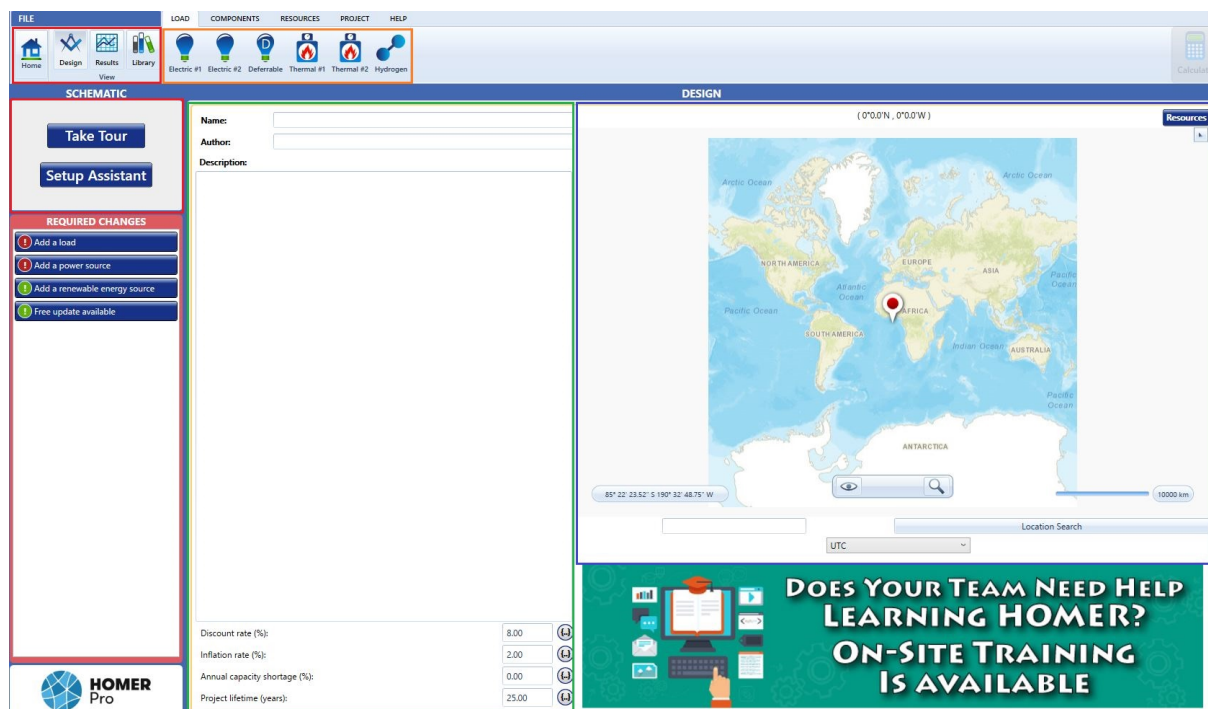


Figura A.1: Ventana de inicio Homer Pro

En la parte superior izquierda en color rojo se puede ver un menú de opciones para poder navegar dentro de cada una de las interfaces de Homer.

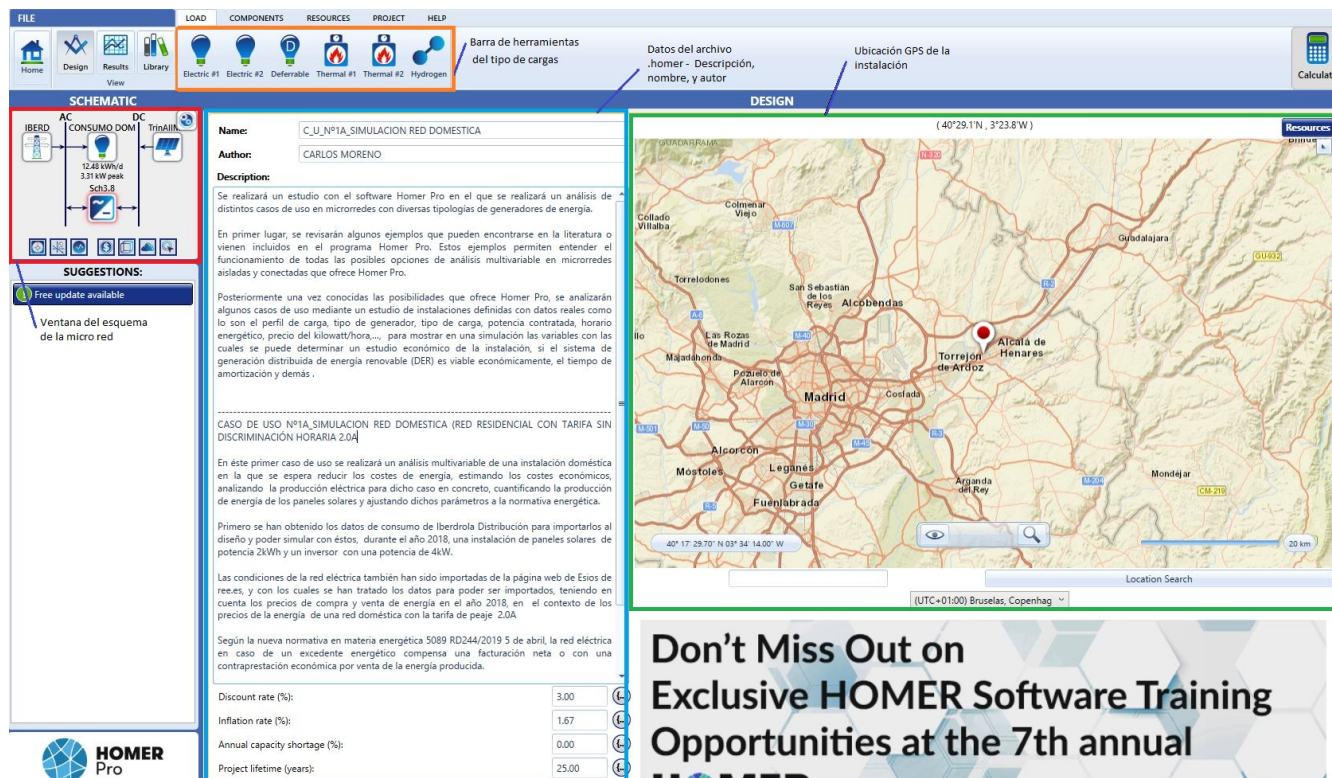


Figura A.2: Ventana de inicio - barra de herramientas - Pestaña Load

En la opción de *Home* configuramos el tipo de microrred.

Por otra parte, se nos muestra una ventana en color rojo donde nos pide que introduzcamos los datos de la microrred *Required Changes*.

Así pues, el primer paso para generar dicha red viene dada por seguir cada uno de los pasos de la guía de inicio rápido de Homer *Take a Tour* como vemos en la figura A.4

A.3 Take a Tour Homer Pro

Si accedemos a la opción de *Take a Tour* nos llevará a una ventana como la mostrada en la figura A.5

En esta ventana debemos Introducir los datos de nuestro diseño, nombre del proyecto, tipo de interés, la ubicación GPS será mostrada en un mapa interactivo, como se muestra en la figura A.6. Esta localización puede ser cualquier ubicación del mundo, que obtendrá las propiedades meteorológicas y radiación solar de dicha localización, algo que facilitará mucho el análisis de nuestro diseño. Esto es posible gracias a la gran base de datos de Homer Pro como se ha visto en el apartado 5.1.2.

En la pestaña de *Load* se elige el tipo de instalación, si es de tipo residencial, comercial, comunidad, o de tipo industrial. Nótese en la figura A.7 que cuando pinchamos en una ubicación Homer por defecto nos aporta un valor estimativo de la energía diaria promedio expresada en kWh/día para la ubicación elegida, y muestra la opción del mes más desfavorable para el pico de consumo para el cual elegimos el diseño, como puede ser enero, julio o ninguno.

En la pestaña de *Grid* establecemos las condiciones de funcionamiento de la red, como lo son si estamos conectados a la red (Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red (SFCCR)) visto en el apartado 2.1; si vendo la energía a la red, en qué periodo y a qué precio de €/kW · h, o si no soy un productor energético.

A continuación, en la pestaña de *Generator* se configurará momentáneamente un generador de elec-

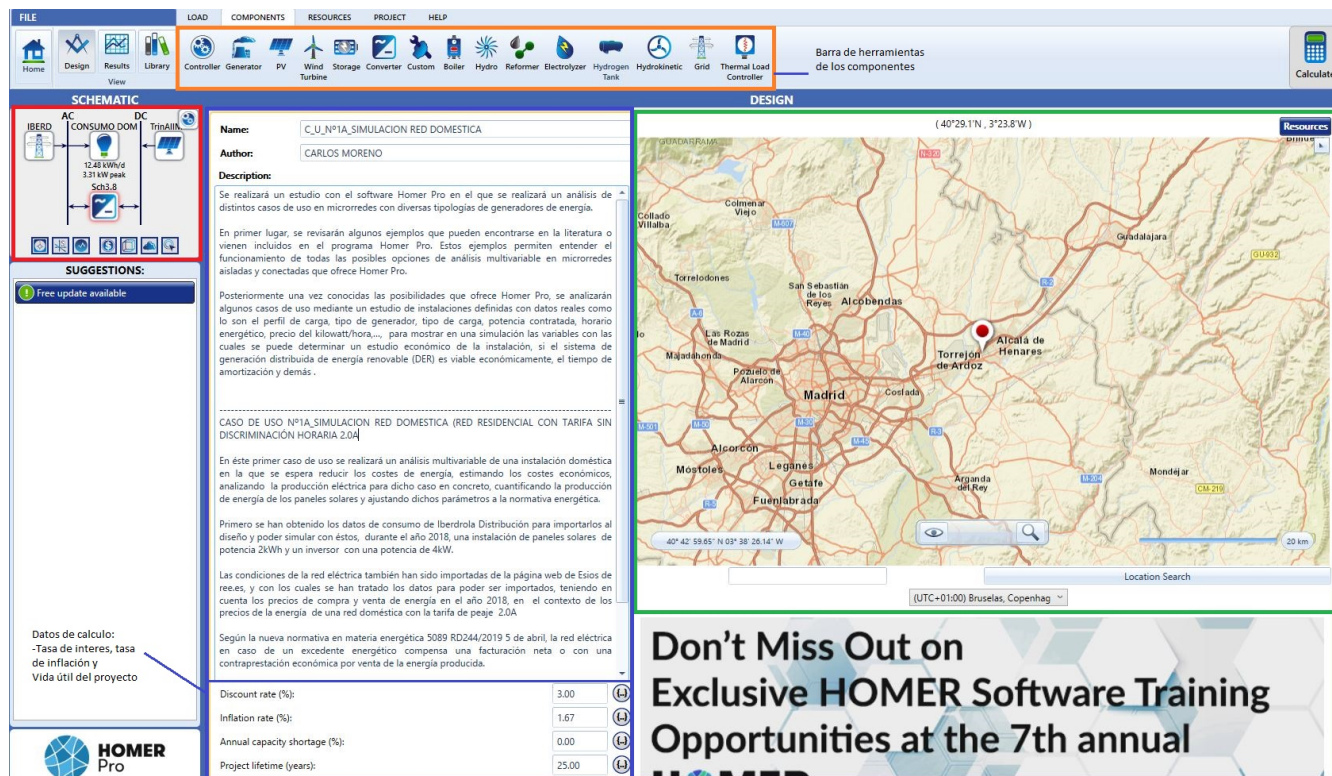


Figura A.3: Ventana de inicio - barra de herramientas - Pestaña Components

tricidad genérico que puede ser modificado más adelante, nos pedirá que aportemos información del coste del generador en ($\$/kW$) y el precio del combustible en ($\$/l$). En la pestaña de *Renewables* aportamos información si en el diseño tendrá algún generador de energía renovable, sea un panel solar, suministrando información del coste de un panel expresado en ($\$/kW$), o el coste de un generador eólico, según corresponda. (figura A.10) Si el diseño tiene algún elemento almacenador de energía nos dará la opción de seleccionarlo y se podrá elegir el tipo de batería, introduciendo el coste de la misma expresado en ($\$/kW \cdot h$) Por último, tendremos un panel en el que se muestra cada una de las opciones seleccionadas y con las cuales se calculará el diseño de la microrred dando en el botón verde *Calculate*, véase en la figura A.12. También nos dará la opción de incluir los casos de sensibilidad, con esta opción nos permitirá efectuar una selección que puede interesar para delimitar el diseño según interese en cada caso. Esta opción es útil en los casos en los que se quiera evaluar el comportamiento de una variable u otra.

A.4 Simulación de resultados en Homer Pro

A continuación, nos aparece una ventana con los resultados obtenidos. Estaremos situados en la pestaña de *Summary* que no nos aportará mucha información como vemos en la ventana mostrada en la figura A.13. Si se selecciona en la pestaña *Tables*, se puede filtrar información y ajustar las variables y determinar una optimización de los resultados. Es aconsejable seleccionar la opción *Categorized* para obtener el mejor resultado del cálculo, como se ve en la figura A.14

Seleccionando en la opción de solo la red de distribución visto en la figura A.14 nos mostrará la información detallada de la instalación en cada una de las pestañas *Cost Summary*, *Cash Flow*, *Compare Economics*, *Electrical*, *Grid*, *Emmissions*, ver en figura A.15. En la pestaña de *Cost Summary* podemos ver el coste de la red implementada, desglosada en diferentes conceptos como puede ser el coste de la red, del sistema completo, y si se ha implementado un panel solar, baterías, o un inversor. Aparecerá en este

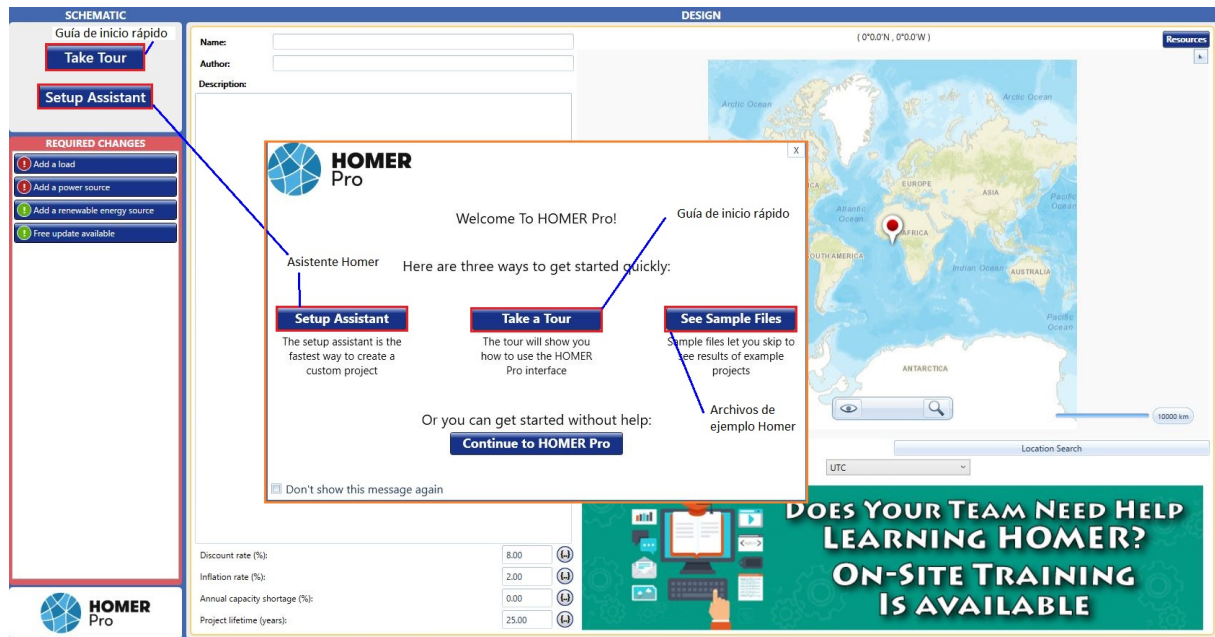


Figura A.4: Vantana de inicio rápido de *Homer Pro Take a Tour*

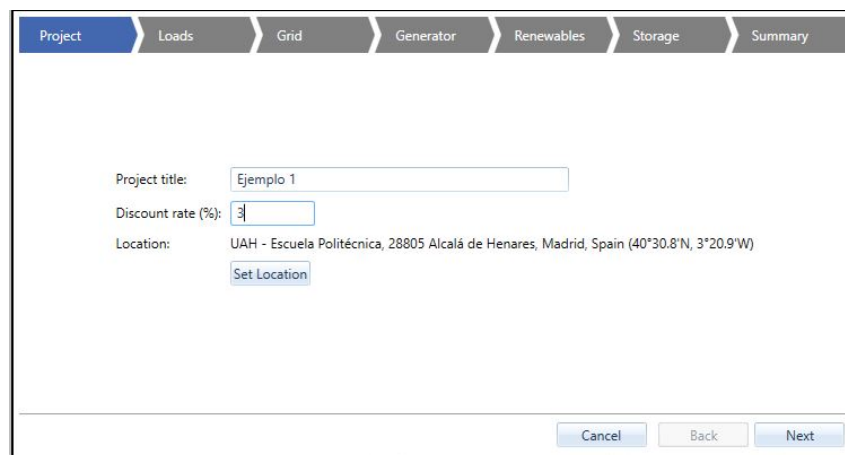


Figura A.5: Pestaña de Project

resumen financiero.

Si la red tiene otro tipo de configuración con varios componentes, se puede apreciar que de forma gráfica podemos entender los costes de la instalación y los costes de mantenimiento (*O&M*), precio de combustible y el ahorro obtenido. Viene muy bien para poder llevar un control financiero de un proyecto.

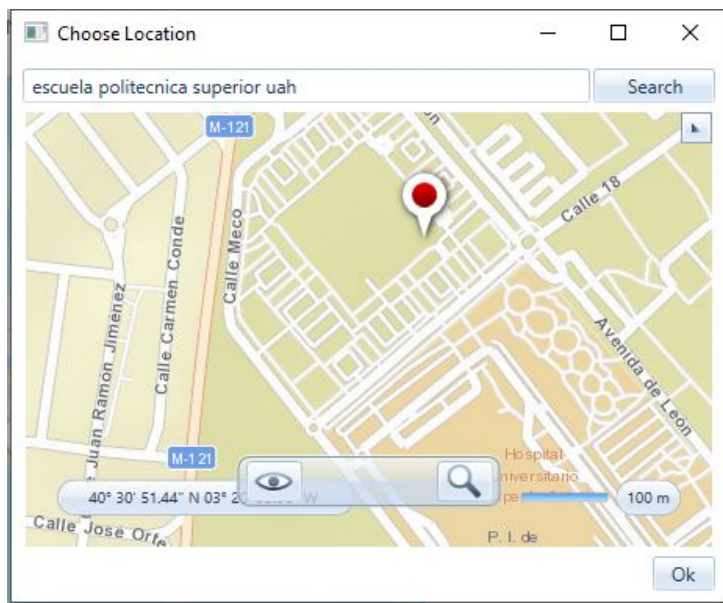


Figura A.6: Elección de la ubicación GPS

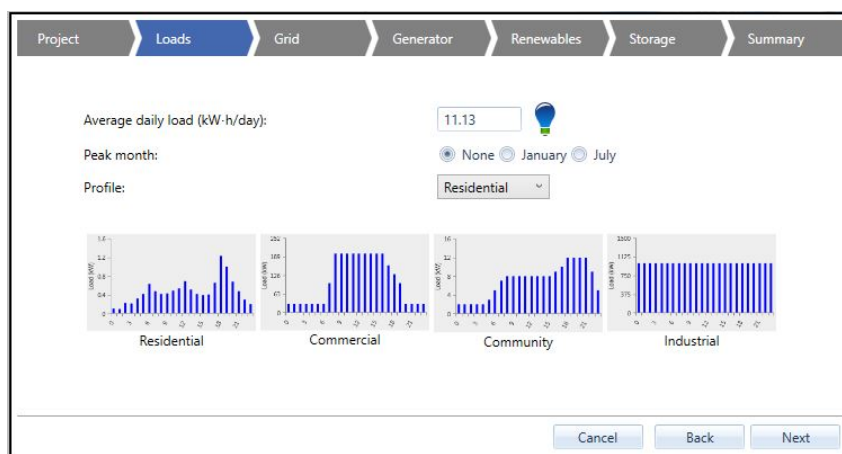
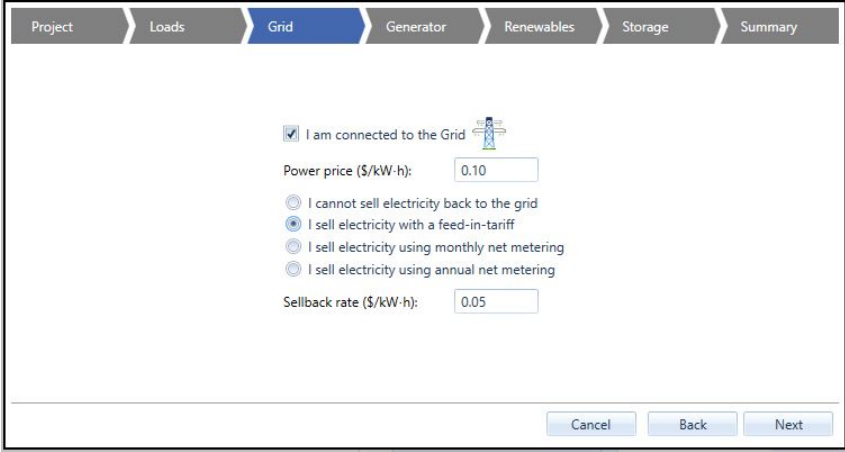


Figura A.7: Pestaña Load - Elección del tipo de carga

En la pestaña de *Cashflow* se puede evaluar en función del tiempo la abscisa x [Nº años] en, y la y en términos de monetarios [\$], podemos ver el Cashflow para la figura A.16 está distribuido para el panel solar del fabricante (Trina Solar) una pequeña representación monetaria, y para el inversor (Schneider Electric Solar) un valor considerable. En el primer año un desembolso importante, sin embargo, a partir del segundo año tendremos un coste bajo para la red de nuestro distribuidor de energía. Para la pestaña *Compare Economics* podemos distinguir diferentes tipos de configuraciones de la microrred y ver cuál es el mejor caso para nuestra instalación según la optimización de Homer.

Por ejemplo, en la instalación de la figura A.17, tendremos un valor actual de unos 8.256€, con un valor anual de 389€ y un retorno de la inversión de unos 13,1% , periodo de recuperación simple de 5,83 años y amortización con descuento de 6,11 años. Como vemos Homer nos hace un cálculo preciso que permite analizar si una configuración es mejor que la otra, con tan solo ver las diferencias entre una u otra.

- En la opción *Electrical* para la microrred estudiada vemos un gráfico en el que podemos determinar visualmente la producción eléctrica anual, de los distintos tipos de generadores. Homer nos proporciona información dividida en tres tablas diferenciadas: Producción energética, Consumo energético y en

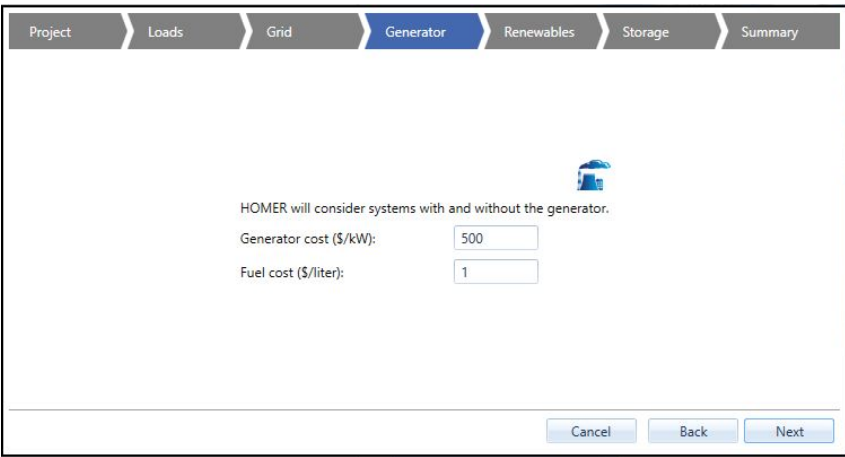


The screenshot shows the 'Grid' configuration screen in Homer Pro. The navigation bar at the top includes 'Project', 'Loads', 'Grid' (highlighted), 'Generator', 'Renewables', 'Storage', and 'Summary'. The main content area contains the following options and input fields:

- I am connected to the Grid (with a power line icon)
- Power price (\$/kW-h):
- I cannot sell electricity back to the grid
- I sell electricity with a feed-in-tariff
- I sell electricity using monthly net metering
- I sell electricity using annual net metering
- Sellback rate (\$/kW-h):

At the bottom right, there are three buttons: 'Cancel', 'Back', and 'Next'.

Figura A.8: Pestaña Grid - Configuración del tipo de red



The screenshot shows the 'Generator' configuration screen in Homer Pro. The navigation bar at the top includes 'Project', 'Loads', 'Grid', 'Generator' (highlighted), 'Renewables', 'Storage', and 'Summary'. The main content area contains the following options and input fields:

- HOMER will consider systems with and without the generator. (with a generator icon)
- Generator cost (\$/kW):
- Fuel cost (\$/liter):

At the bottom right, there are three buttons: 'Cancel', 'Back', and 'Next'.

Figura A.9: Pestaña de Generator - Configuración Tipo de generador

términos de porcentaje el exceso energético como se visualiza en la figura A.18.

Uno de los aspectos fundamentales de una instalación para autoconsumo es el factor energético, no solo debe ser rentable en términos económicos, sino eléctricos. En la figura A.19 podemos ver de forma tabulada una descripción mensual dentro de un año en el que podemos ver la energía generada, energía consumida, y energía residual para que pueda ser vendida a precio mayorista al distribuidor, de esta forma tendremos su valor equivalente en términos de potencia y económico en €.

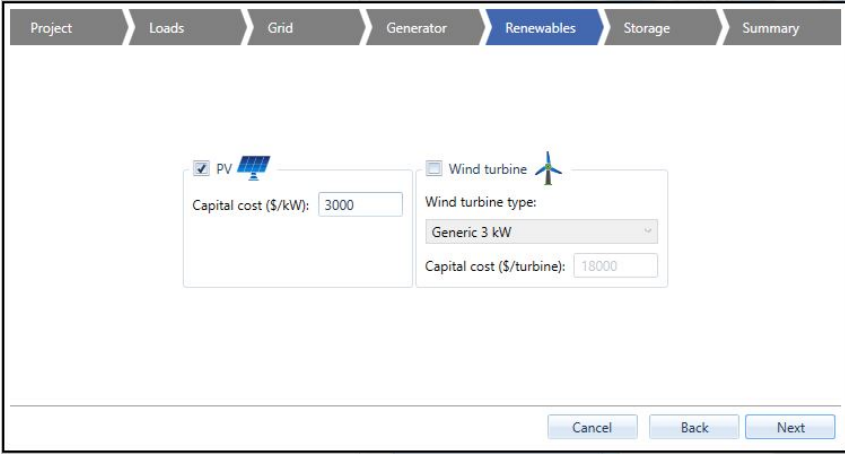


Figura A.10: Pestaña Renewables - Tipo de generador de Energías limpias

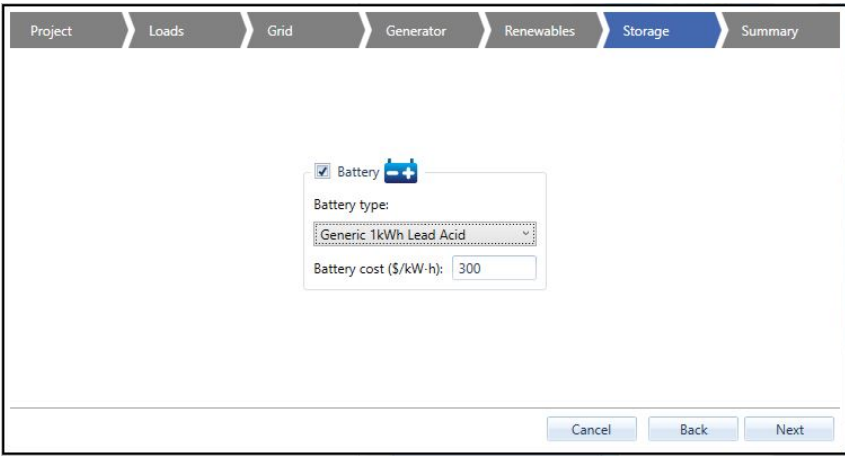


Figura A.11: Pestaña Storage - Configuración del tipo de batería

A.5 Realización de Informes en Homer Pro

Una vez analizados cada una de las opciones de los resultados que ha evaluado Homer vistos en el apartado [A.4](#) podemos elaborar un Informe, que puede ser impreso en distintos tipos de formatos. (figura [A.20](#)). Es recomendable seleccionar cada una de las opciones definidas para poder contar con más información, que puede guardarse con la opción *Save*. Si solo quiere visualizarse, ejecutar la opción *Open*. Un ejemplo de un informe de las simulaciones realizados por Homer para evaluar el diseño de una instalación de una microrred simple para empezar a analizar, sería el mostrado en las figuras [A.21](#), [A.22](#), [A.23](#), y [A.24](#). Si se desea añadir mas información de texto como la mostrada en las figuras [A.2](#) y [A.3](#) se puede añadir en la descripción del proyecto y esa entrada aparecerá al principio del informe.

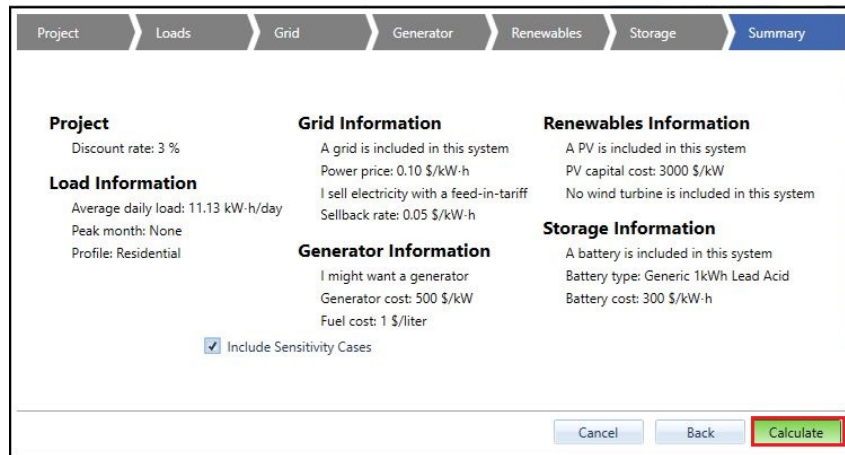


Figura A.12: Pestaña Summary - Configuración de la red elegida

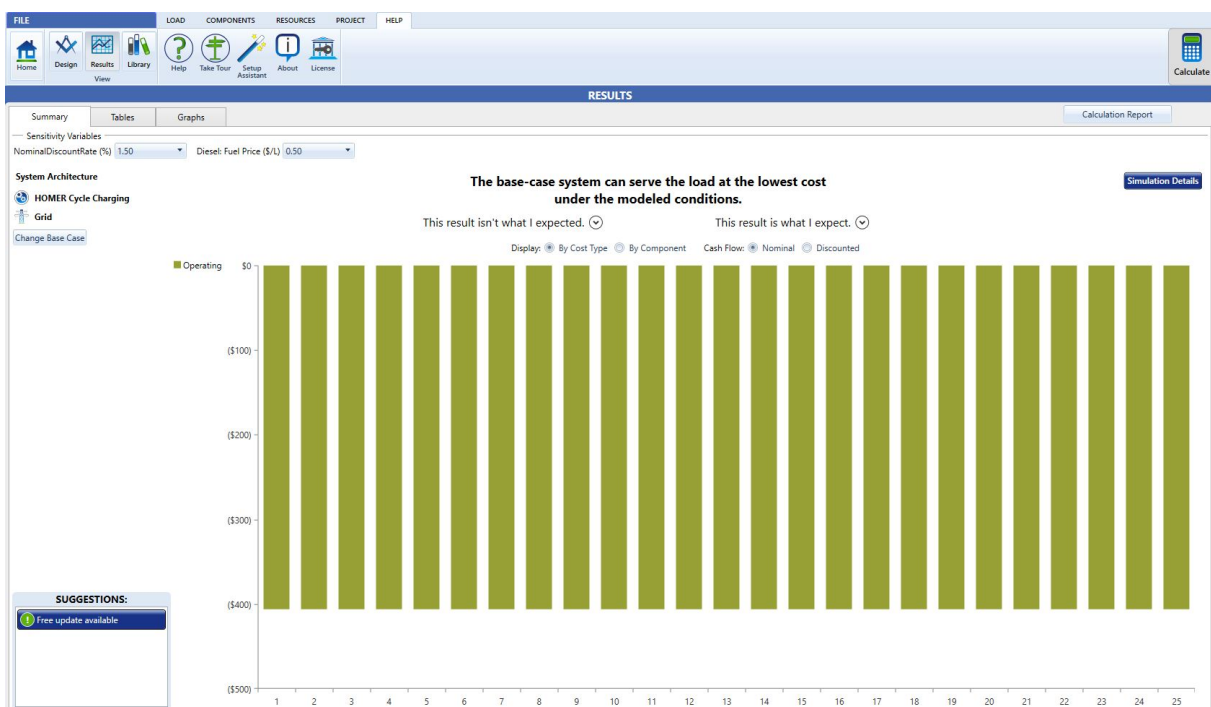


Figura A.13: Pestaña Summary/Results - Ventana de resultados

Sensitivity		Architecture				Cost		System		Gen												
NominalDiscountRate (%)	Diesel Fuel Price (\$/L)	PV (kW)	Gen (kW)	1kWh LA	Grid (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Hours	Production (kWh)	Fuel (L)	O&M Cost (\$/yr)	Fuel Cost (\$/yr)	Ca			
1.50	0.500				999,999		CC	\$8,417	\$0.100	\$406.24	\$0.00	0	0									
3.00	0.500				999,999		CC	\$7,074	\$0.100	\$406.24	\$0.00	0	0									
6.00	0.500				999,999		CC	\$5,193	\$0.100	\$406.24	\$0.00	0	0									
1.50	1.00				999,999		CC	\$8,417	\$0.100	\$406.24	\$0.00	0	0									
3.00	1.00				999,999		CC	\$7,074	\$0.100	\$406.24	\$0.00	0	0									
Optimization Results		Architecture				Cost		System		Gen				PV	1kWh							
		PV (kW)	Gen (kW)	1kWh LA	Grid (kW)	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)	Ren Frac (%)	Total Fuel (L/yr)	Hours	Production (kWh)	Fuel (L)	O&M Cost (\$/yr)	Fuel Cost (\$/yr)	Capital Cost (\$)	Production (kWh/yr)	Autonomy (hr)	
	0.0156				999,999		CC	\$8,417	\$0.100	\$406.24	\$0.00	0	0									
	2.30				999,999		CC	\$8,420	\$0.100	\$404.11	\$46.88	0.565	0						46.9	23.0		
	0.0156	2.30			999,999		CC	\$8,794	\$0.104	\$368.95	\$1,150	0	0	0	0	0	0	0				
	0.0156	2.30			999,999		CC	\$8,797	\$0.105	\$366.81	\$1,197	0.565	0	0	0	0	0	0		46.9	23.0	
			1		999,999	0.0268	CC	\$9,239	\$0.110	\$431.06	\$308.05	0	0									1.29
	0.184		1		999,999	0.0627	CC	\$9,286	\$0.110	\$406.21	\$869.59	6.64	0						551	270	1.29	
			2.30	1	999,999	0.0268	CC	\$9,617	\$0.114	\$393.76	\$1,458	0	0	0	0	0	0	0				1.29
	0.184	2.30	1		999,999	0.0627	CC	\$9,663	\$0.115	\$368.91	\$2,020	6.64	0	0	0	0	0	0		551	270	1.29

Figura A.14: Pestaña Tables/Results - Ventana de Casos de sensibilidad y optimización de resultados

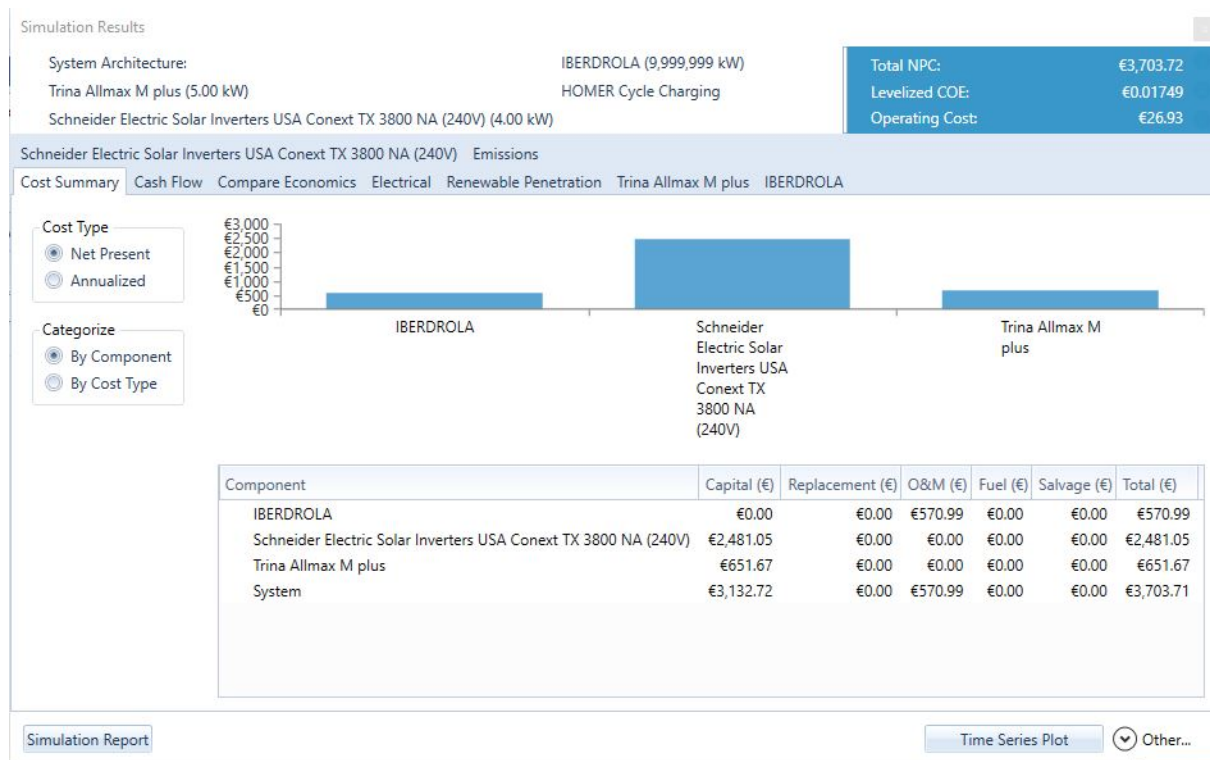


Figura A.15: Simulation Results - Pestaña Cost Summary

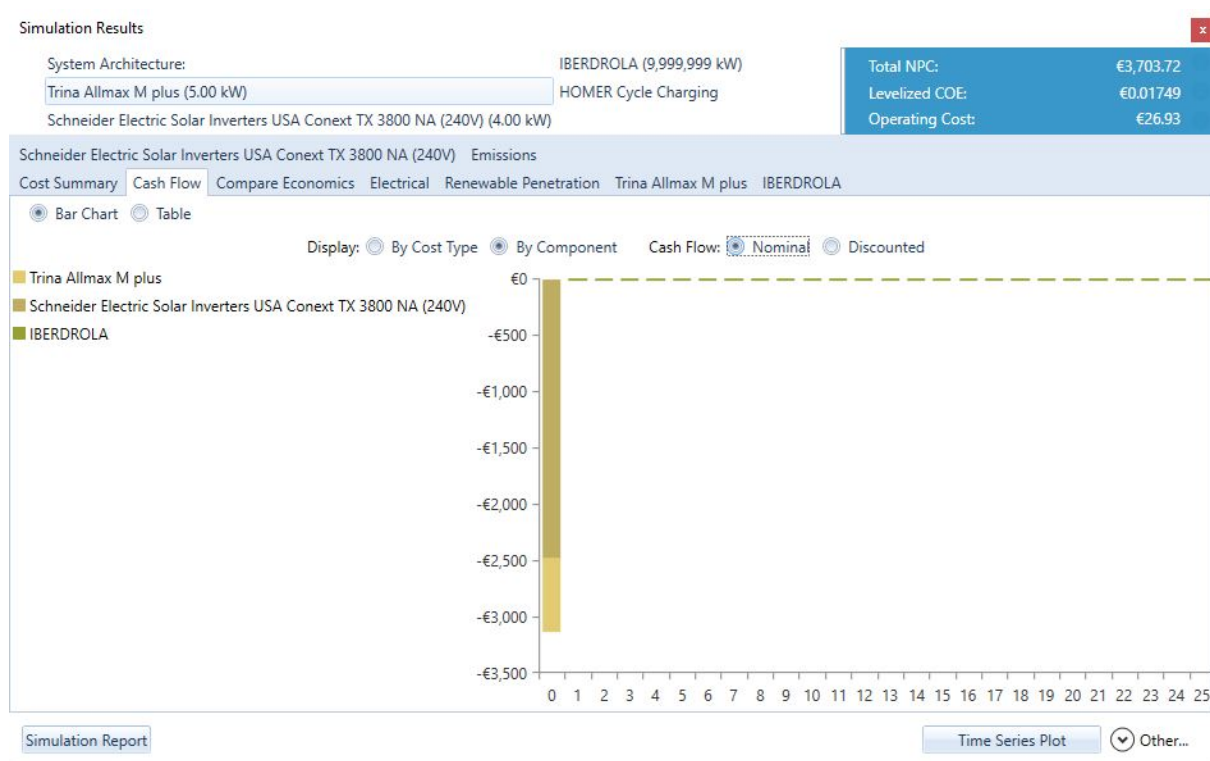


Figura A.16: Simulation Results - Pestaña Cash Flow

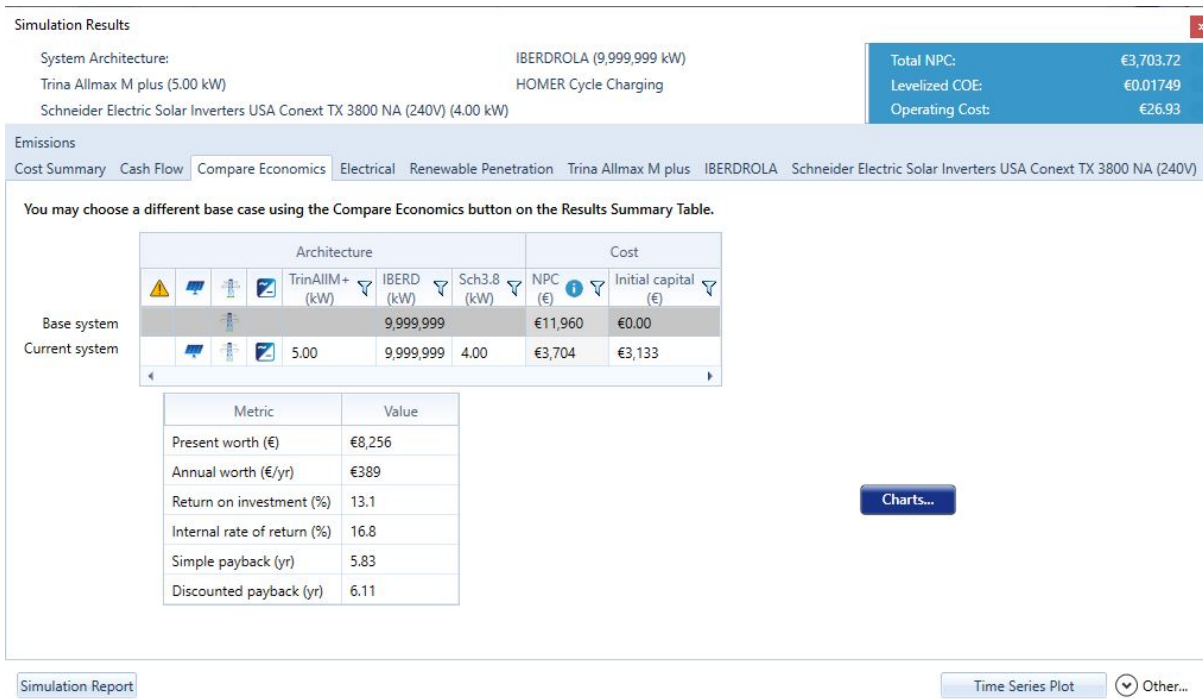


Figura A.17: Simulation Results - Pestaña Compare Economics

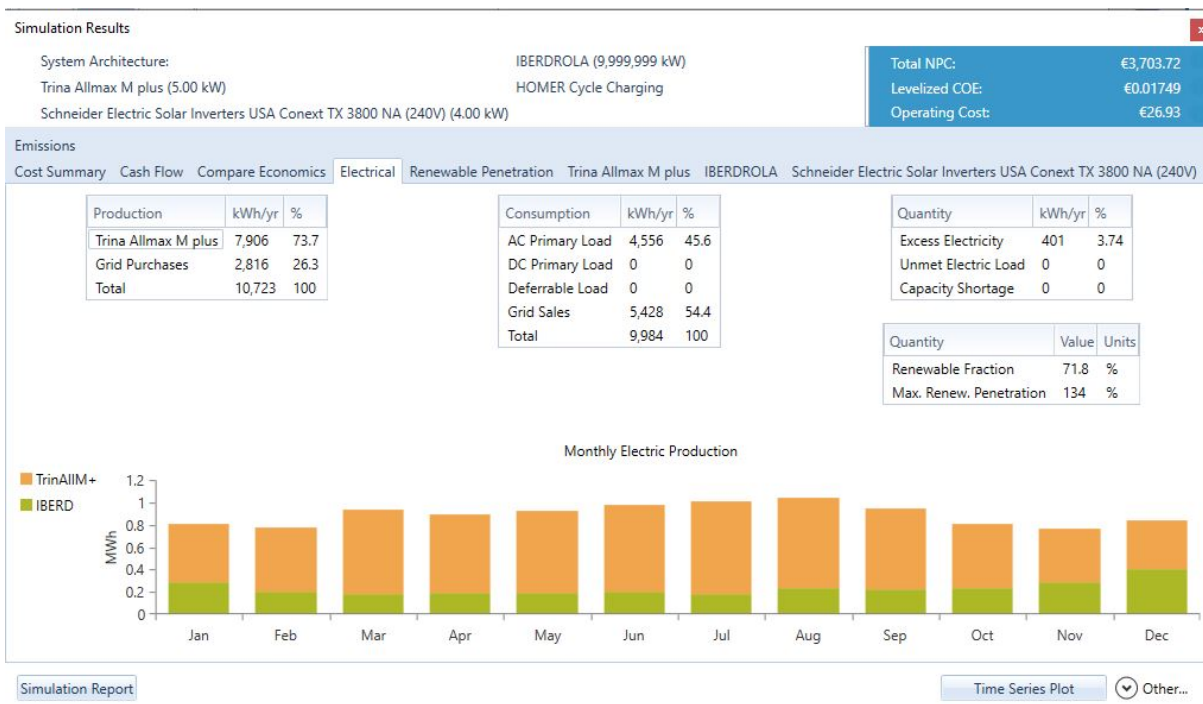


Figura A.18: Simulation Results-Pestaña Electrical

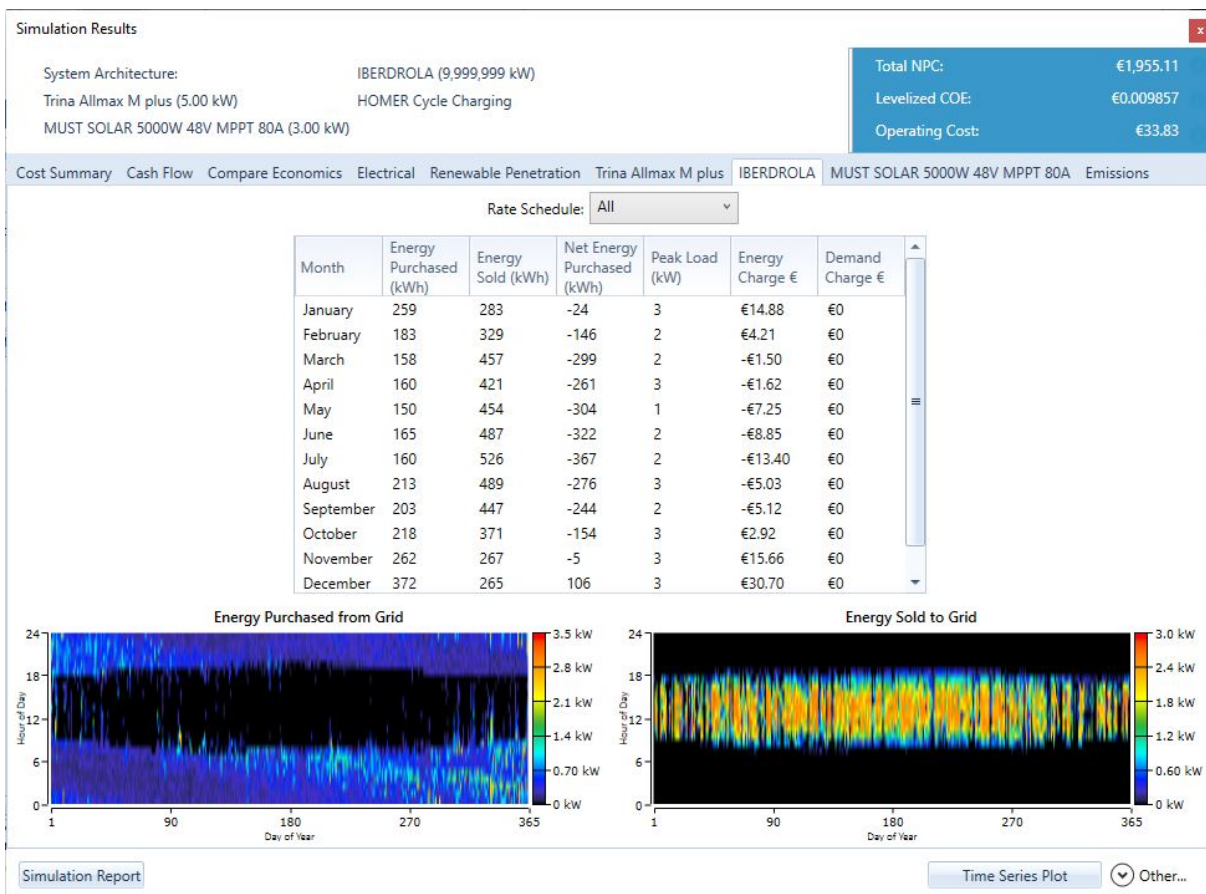


Figura A.19: Simulation Results-Pestaña Grid(Iberdrola)

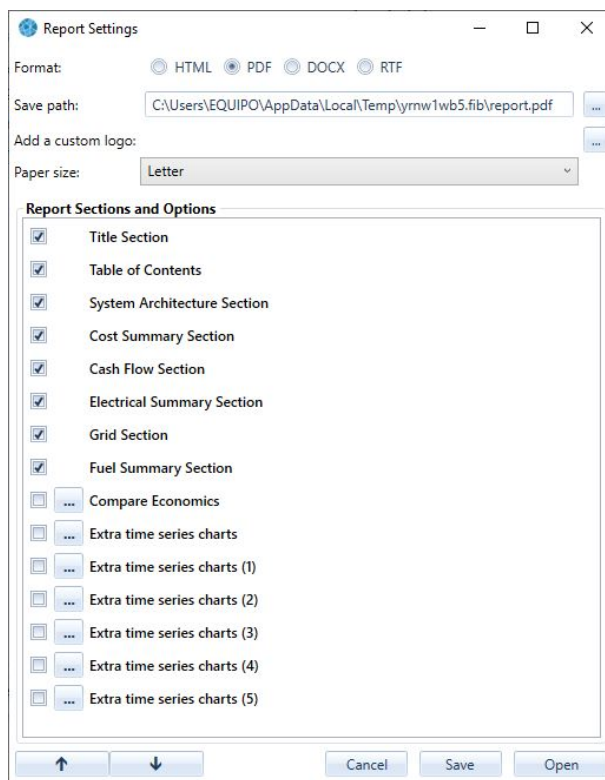


Figura A.20: Simulation Results - Creación de un Informe

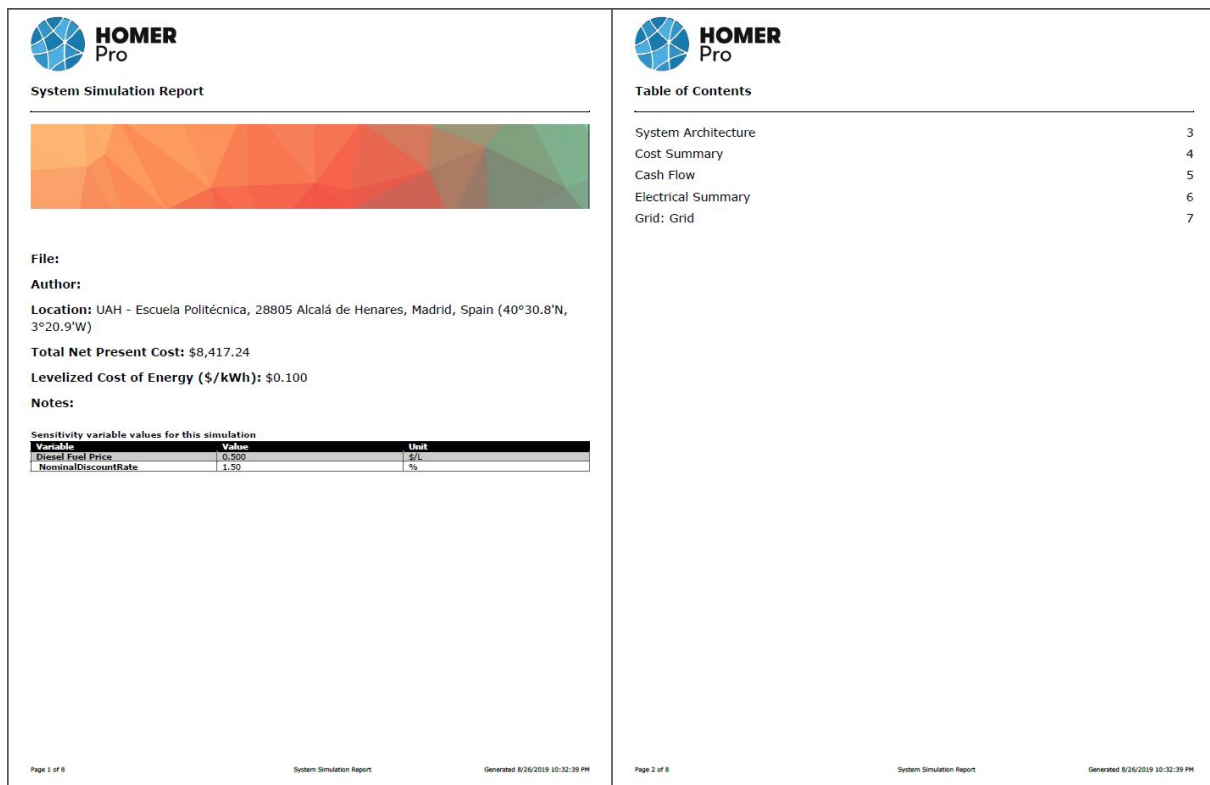


Figura A.21: System Simulation Report - Informe de la simulación de la microrred páginas 1 y 2

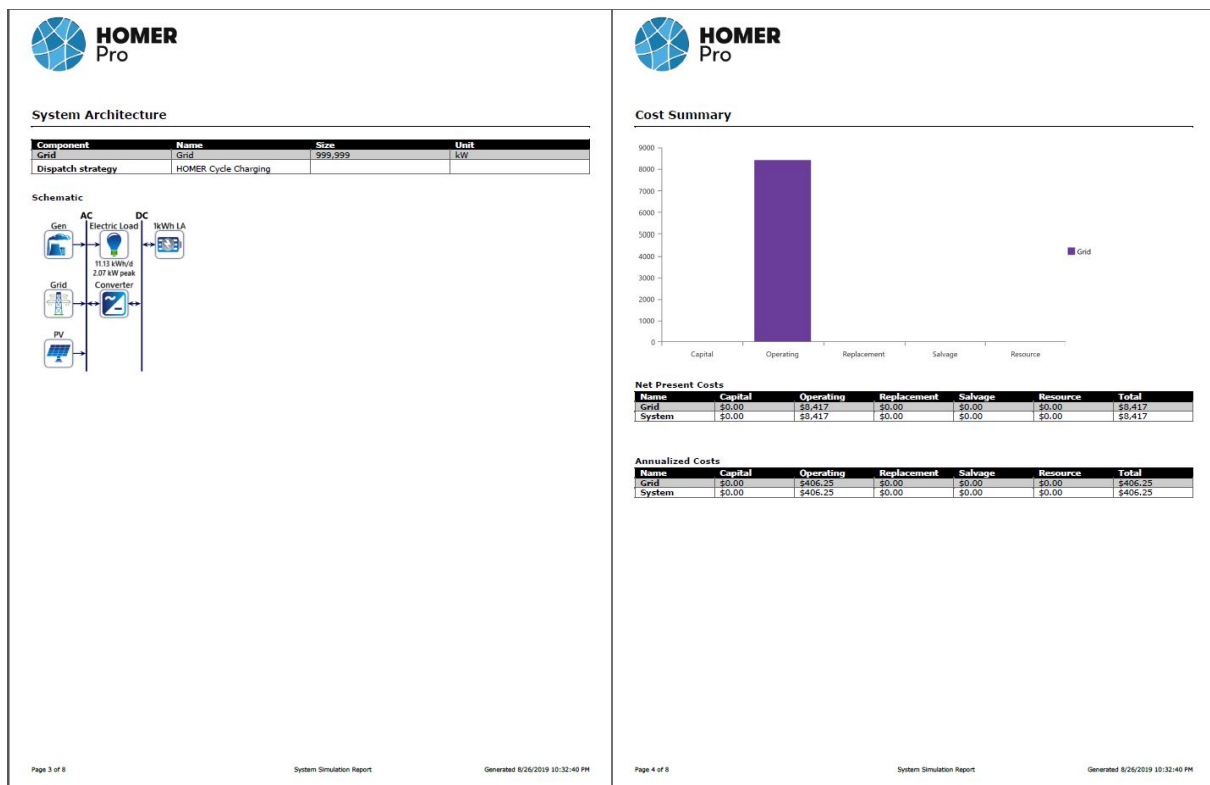


Figura A.22: System Simulation Report - Informe de la simulación de la microrred páginas 3 y 4



Figura A.23: System Simulation Report - Informe de la simulación de la microrred páginas 5 y 6

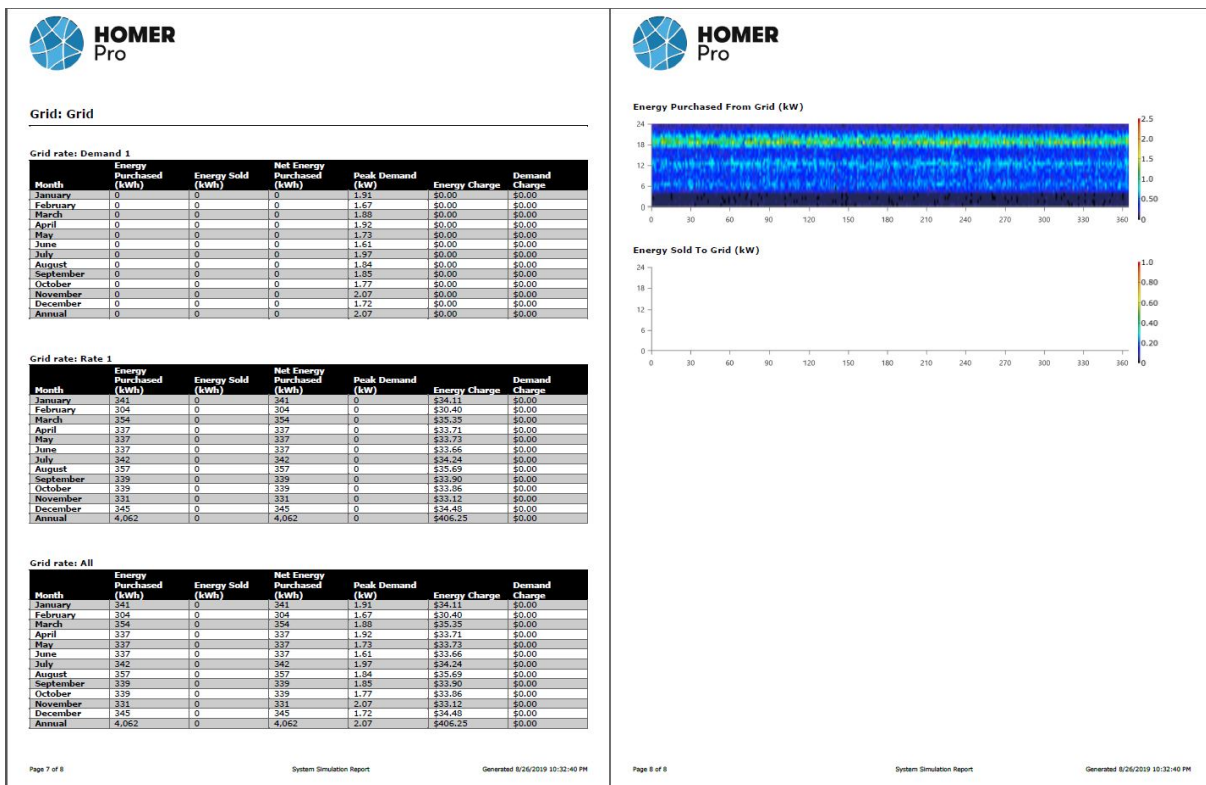


Figura A.24: System Simulation Report - Informe de la simulación de la microrred páginas 7 y 8

Apéndice B

Herramientas y recursos

Las herramientas utilizadas para la elaboración del proyecto han sido:

- PC compatible con sistema operativo WINDOWS10
- Ayuda de Homer Pro
- Entorno de desarrollo Homer Pro: www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.12/index.html
- Aplicación web Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS): http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html
- Aplicación web HelioScope : <https://www.helioscope.com/>
- Lenguaje de procesamiento matemático MatLab2018 : <https://www.mathworks.com/>
- Hoja de cálculo Excel: <https://products.office.com/es-es/excel>
- Entorno de desarrollo Miktex :<https://miktex.org/>
- Procesador de textos TexStudio :<https://www.texstudio.org/>

B.1 Caso de uso 1A. Red doméstica con tarifa 2.0

```

% LecturaPrecioEnergia_domestica_tarifa_2_0A.m RED DOMESTICA TARIFA DE PEAJE 2.0A
% Script de MatLab donde se han importado los datos de consumo
% de REE.ES (esios) importacion de datos del precio
% Mayorista(venta) y para la importacion de datos del precio PVPC (compra)
% caso de uso 1A

PrecioMayoristaDOM = zeros(8760,1);
cont=1;
for i=1:12
dirnew = 'C:\Users\EQUIPO\Desktop\TFG_CarlosMoreno_MICROGRIDS_Homer_Pro_2019\
3.TFG\4.DATOS\2.DATOS_PRECIOS\DATOS_EXCEL';
cd(dirnew);
for j=1:31
if i<10 && j<10
Excelfile = ['PVPC_DETALLE_DD_20180',num2str(i),'0',num2str(j),'.xls'];
elseif i<10 && j>=10
Excelfile = ['PVPC_DETALLE_DD_20180',num2str(i),num2str(j),'.xls'];
elseif i>=10 && j<10
Excelfile = ['PVPC_DETALLE_DD_2018',num2str(i),'0',num2str(j),'.xls'];
else
Excelfile = ['PVPC_DETALLE_DD_2018',num2str(i),num2str(j),'.xls'];
end
if exist(Excelfile,'file')
PrecioMayoristaDOM(cont:cont+23,1) = xlsread(Excelfile,'Z6:Z29');
cont=cont+24;
end
end
end

PVPCDOM = zeros(8760,1);
contador=1;
for a=1:12
dirnew = 'C:\Users\EQUIPO\Desktop\TFG_CarlosMoreno_MICROGRIDS_Homer_Pro_2019\
3.TFG\4.DATOS\2.DATOS_PRECIOS\DATOS_EXCEL';
cd(dirnew);
for b=1:31
if a<10 && b<10
Excelfile = ['PVPC_DETALLE_DD_20180',num2str(a),'0',num2str(b),'.xls'];
elseif a<10 && b>=10
Excelfile = ['PVPC_DETALLE_DD_20180',num2str(a),num2str(b),'.xls'];
elseif a>=10 && b<10
Excelfile = ['PVPC_DETALLE_DD_2018',num2str(a),'0',num2str(b),'.xls'];
else
Excelfile = ['PVPC_DETALLE_DD_2018',num2str(a),num2str(b),'.xls'];
end
if exist(Excelfile,'file')
PVPCDOM(contador:contador+23,1) = xlsread(Excelfile,'E6:E29');
contador=contador+24;
end

```

```
end
end
```

B.2 Caso de uso 1B. Red doméstica tarifa de discriminación horaria DHA 2.0

De forma análoga se procederá a importar los datos del caso de uso **CASO_USO_1B_RED_DOMESTICA_T_2.0_DHA** como se realizó en el caso anterior del apartado B.1.

```
% Lectura PrecioEnergia_domestica_tarifa_DHA.m RED DOMESTICA TARIFA DE PEAJE 2.0DHA
% Script de MatLab donde se han importado los datos de consumo
% de REE.ES (esios) importacion de datos del precio
% Mayorista(venta) y para la importacion de datos del precio PVPC (compra)
% Script para la importacion de datos del precio Mayorista(venta)
% para la importacion de datos del precio PVPC (compra)
% caso de uso 1B
% RED DOMESTICA TARIFA DE PEAJE 2.0DHA (DISCRIMINACION HORARIA)

PrecioMayorista_DHA = zeros(8760,1);
cont=1;
for i=1:12
dirnew = 'C:\Users\EQUIPO\Desktop\TFG_CarlosMoreno_MICROGRIDS_Homer_Pro_2019\
3.TFG\4.DATOS\2.DATOS_PRECIOS\DATOS_EXCEL\CASO_USO_1B_RED_DOMESTICA_T_2.0_DHA';
cd(dirnew);
for j=1:31
if i<10 && j<10
Excelfile = ['PVPC_DETALLE_DD_20180',num2str(i),'0',num2str(j),'.xls'];
elseif i<10 && j>=10
Excelfile = ['PVPC_DETALLE_DD_20180',num2str(i),num2str(j),'.xls'];
elseif i>=10 && j<10
Excelfile = ['PVPC_DETALLE_DD_2018',num2str(i),'0',num2str(j),'.xls'];
else
Excelfile = ['PVPC_DETALLE_DD_2018',num2str(i),num2str(j),'.xls'];
end
if exist(Excelfile,'file')
PrecioMayorista_DHA(cont:cont+23,1) = xlsread(Excelfile,'Z30:Z53');
cont=cont+24;
end
end
end

PVPC_DHA = zeros(8760,1);
contador=1;
for a=1:12
dirnew = 'C:\Users\EQUIPO\Desktop\TFG_CarlosMoreno_MICROGRIDS_Homer_Pro_2019\
3.TFG\4.DATOS\2.DATOS_PRECIOS\DATOS_EXCEL\CASO_USO_1B_RED_DOMESTICA_T_2.0_DHA';
cd(dirnew);
for b=1:31
if a<10 && b<10
```

```

Excelfile = ['PVPC_DETALLE_DD_20180', num2str(a), '0', num2str(b), '.xls'];
elseif a<10 && b>=10
Excelfile = ['PVPC_DETALLE_DD_20180', num2str(a), num2str(b), '.xls'];
elseif a>=10 && b<10
Excelfile = ['PVPC_DETALLE_DD_2018', num2str(a), '0', num2str(b), '.xls'];
else
Excelfile = ['PVPC_DETALLE_DD_2018', num2str(a), num2str(b), '.xls'];
end
if exist(Excelfile, 'file')
PVPC_DHA(contador:contador+23,1) = xlsread(Excelfile, 'E30:E53');
contador=contador+24;
end
end
end

```

B.3 Importación de Datos de consumo

```

%Script para la importacion de datos del consumo de una instalacion
%doméstica a partir de tres archivos de Excel
%Consumo_facturado_01_01_2018-01_05_2018-R.xlsx
%Consumo_facturado_01_05_2018-01_09_2018-R.xlsx
%Consumo_facturado_01_09_2018-01_01_2019-R.xlsx
% Autor Carlos Moreno
Consumo_facturado = zeros(8760,1);
cont=1;
for i=1:12
dirnew = 'C:\Users\EQUIPO\Desktop\TFG_Carlos_Moreno_MICROGRIDS_Homer_Pro\3.TFG\4.DATOS';
cd(dirnew);
for j=1:31
if i<10 && j<10
Excelfile = ['Consumo_facturado_01_01_2018-01_05_2018-R', num2str(i), '0', num2str(j), '.xls'];
elseif i<10 && j>=10
Excelfile = ['Consumo_facturado_01_05_2018-01_09_2018-R', num2str(i), num2str(j), '.xls'];
elseif i>=10 && j<10
Excelfile = ['Consumo_facturado_01_09_2018-01_01_2019-R', num2str(i), '0', num2str(j), '.xls'];
else
Excelfile = ['Consumo_facturado_01_01_2018-01_05_2018-R', num2str(i), num2str(j), '.xls'];
end
if exist(Excelfile, 'file')
Consumo_facturado(cont:cont+23,1) = xlsread(Excelfile, 'Z30:Z53');
cont=cont+24;
end
end
end

```

B.4 Informes PDF HOMER PRO

A continuación se presentan los informes de los estudios realizados que contienen un objeto de hipervínculo con su correspondiente análisis.

B.5 Informe Caso uso 1A HOMER PRO



System Simulation Report



File: C_U_Nº1_RED_DOMESTICA_1A.homer

Author: CARLOS MORENO

Location: (40°29.1'N, 3°23.8'W)

Total Net Present Cost: €8,624.39

Levelized Cost of Energy (€/kWh): €0.0504

Notes: Se realizará un estudio con el software Homer Pro en el que se realizará un análisis de distintos casos de uso en microrredes con diversas tipologías de generadores de energía.

CASO DE USO Nº1A_SIMULACION RED DOMESTICA TARIFA 2.0A

En este primer caso de uso se realizará un análisis multivariable de una instalación doméstica en la que se espera reducir los costes de energía, estimando los costes económicos de los elementos de la instalación fotovoltaica, analizando la producción de energía de los paneles solares, y ajustando dichos parámetros a la normativa energética. Primero se han obtenido los datos de consumo de Iberdrola Distribución para importarlos al diseño y poder simular con éstos, durante el año 2018.

Se ha seleccionado los siguientes dispositivos:

- Panel Solar 335W Policristalino Bauer (BSP335P)
- Inversor-Must-Solar-5000W-48V-MPPT80



Según la nueva normativa en materia energética 5089 RD244/2019 5 de abril, la red eléctrica en caso de un excedente energético compensa una facturación neta o con una contraprestación económica por venta de la energía producida.



Table of Contents

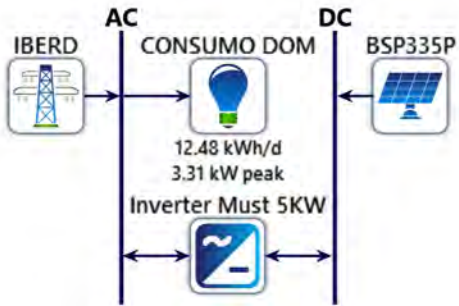
System Architecture	4
Cost Summary	5
Cash Flow	6
Electrical Summary	7
PV: Bauer Energy 335W 24V	8
Converter: MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A	9
Grid: IBERDROLA	10
Compare Economics	12



System Architecture

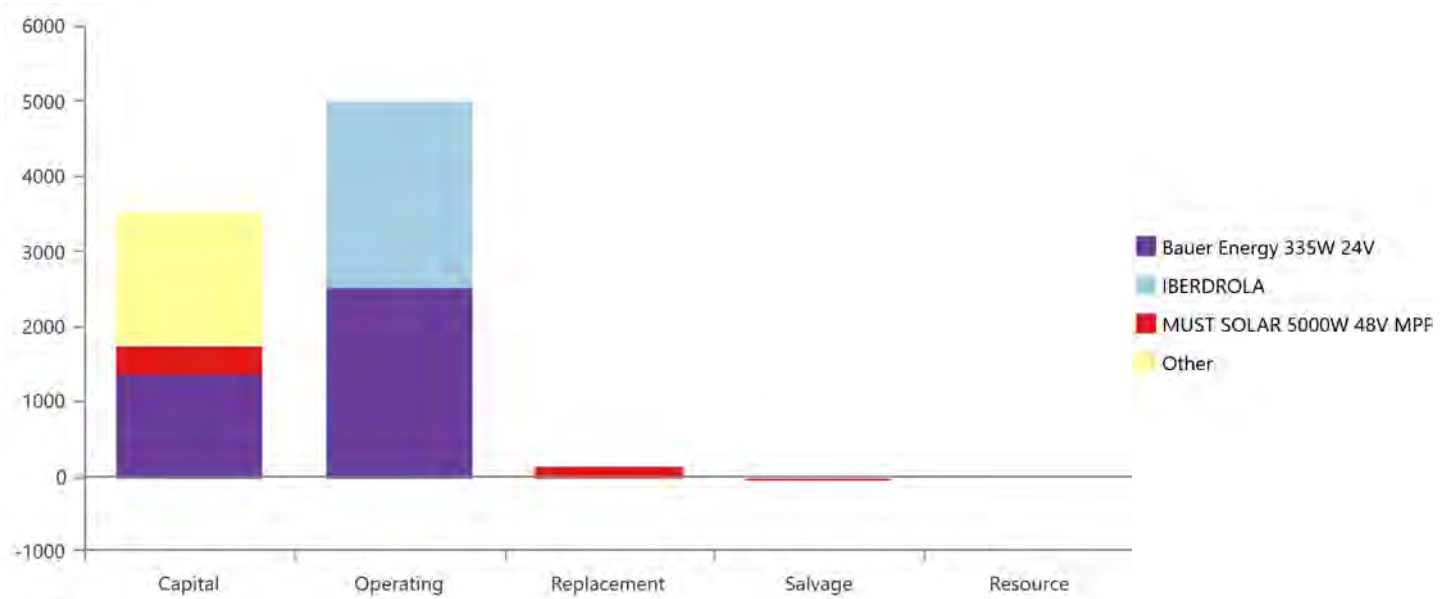
Component	Name	Size	Unit
PV	Bauer Energy 335W 24V	4.00	kW
System converter	MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A	3.13	kW
Grid	IBERDROLA	9,999,999	kW
Dispatch strategy	HOMER Cycle Charging		

Schematic





Cost Summary



Net Present Costs

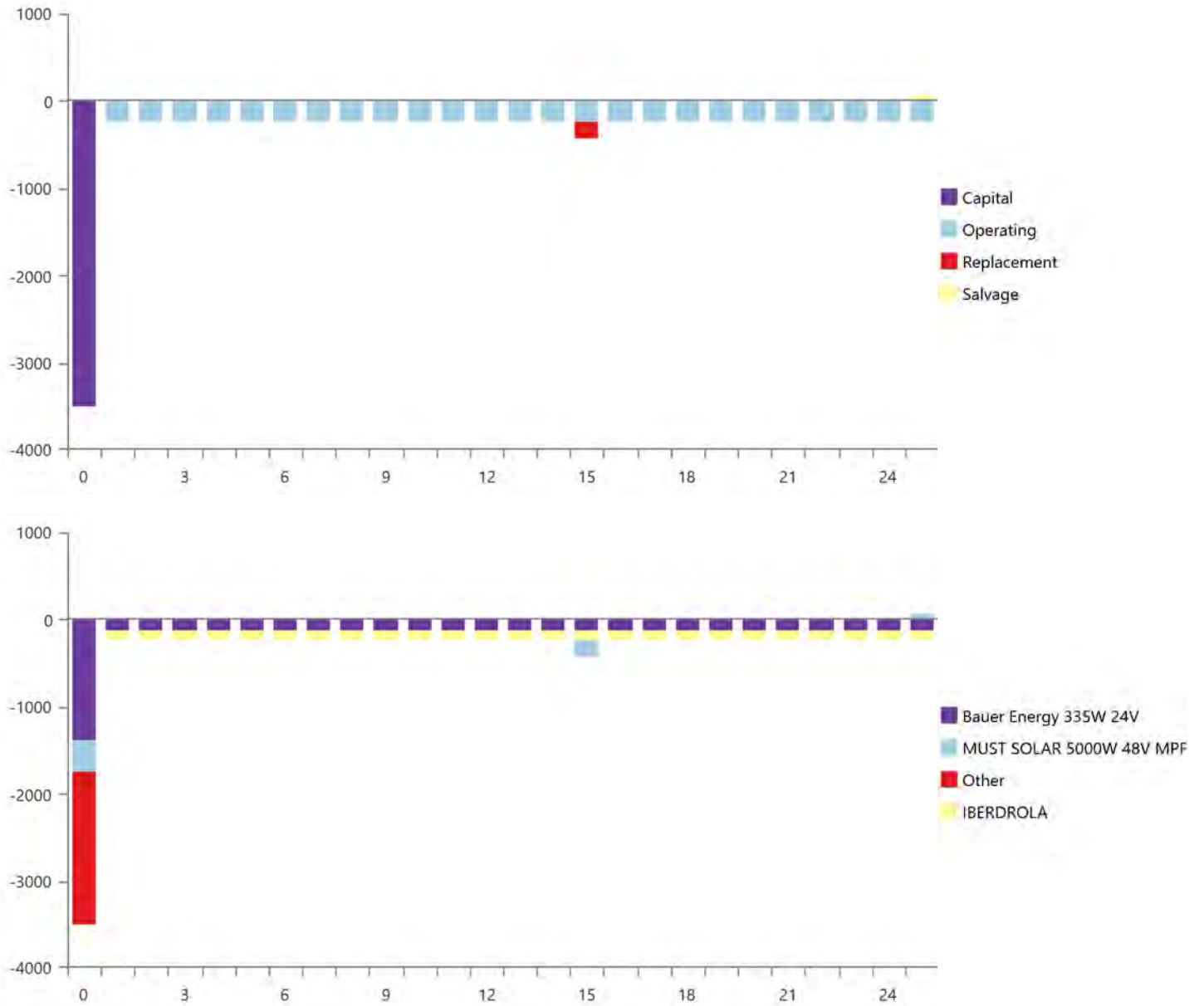
Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Bauer Energy 335W 24V	€1,386	€2,532	€0.00	€0.00	€0.00	€3,918
IBERDROLA	€0.00	€2,476	€0.00	€0.00	€0.00	€2,476
MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A	€366.33	€0.00	€154.29	-€45.16	€0.00	€475.46
Other	€1,755	€0.00	€0.00	€0.00	€0.00	€1,755
System	€3,507	€5,008	€154.29	-€45.16	€0.00	€8,624

Annualized Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Bauer Energy 335W 24V	€65.36	€119.40	€0.00	€0.00	€0.00	€184.76
IBERDROLA	€0.00	€116.75	€0.00	€0.00	€0.00	€116.75
MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A	€17.27	€0.00	€7.28	-€2.13	€0.00	€22.42
Other	€82.75	€0.00	€0.00	€0.00	€0.00	€82.75
System	€165.39	€236.15	€7.28	-€2.13	€0.00	€406.69



Cash Flow





Electrical Summary

Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	26.6	kWh/yr
Unmet Electric Load	0	kWh/yr
Capacity Shortage	0	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
Bauer Energy 335W 24V	5,876	69.1
Grid Purchases	2,628	30.9
Total	8,504	100

Consumption Summary

Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	4,556	56.5
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Grid Sales	3,512	43.5
Total	8,068	100



PV: Bauer Energy 335W 24V

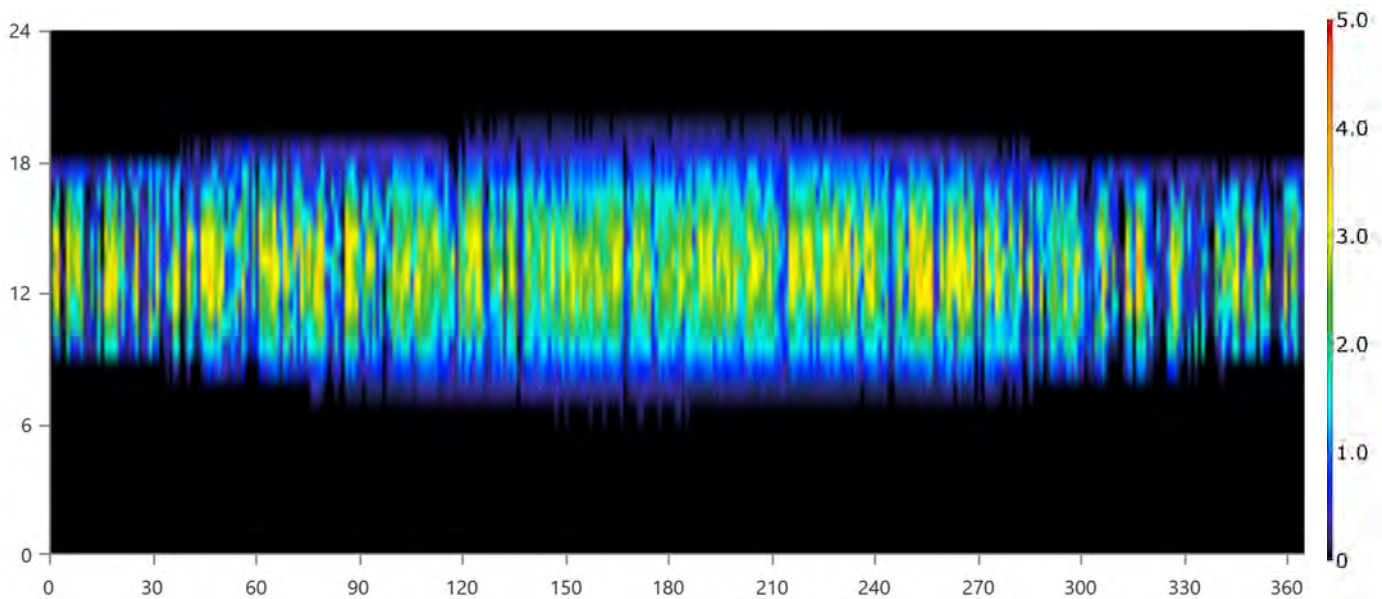
Bauer Energy 335W 24V Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	4.12	kW
PV Penetration	129	%
Hours of Operation	4,386	hrs/yr
Levelized Cost	0.0314	€/kWh

Bauer Energy 335W 24V Statistics

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	4.00	kW
Mean Output	0.671	kW
Mean Output	16.1	kWh/d
Capacity Factor	16.8	%
Total Production	5,876	kWh/yr

Bauer Energy 335W 24V Output (kW)





Converter: MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A

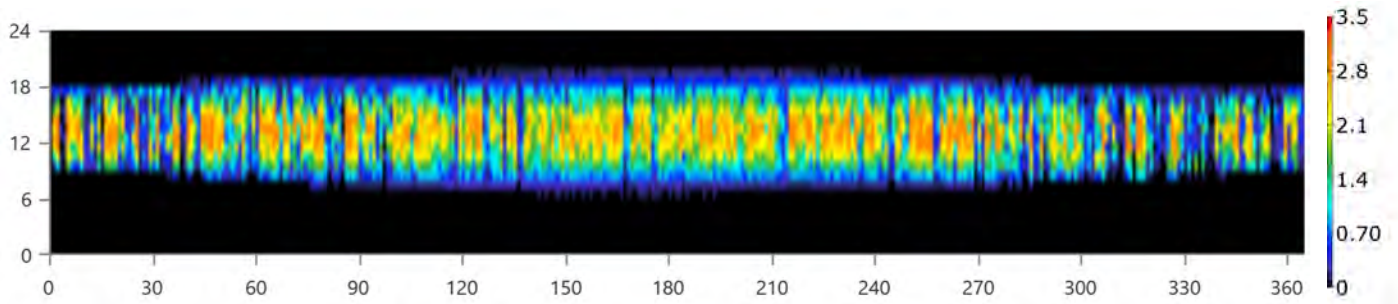
MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	4,386	hrs/yr
Energy Out	5,440	kWh/yr
Energy In	5,850	kWh/yr
Losses	409	kWh/yr

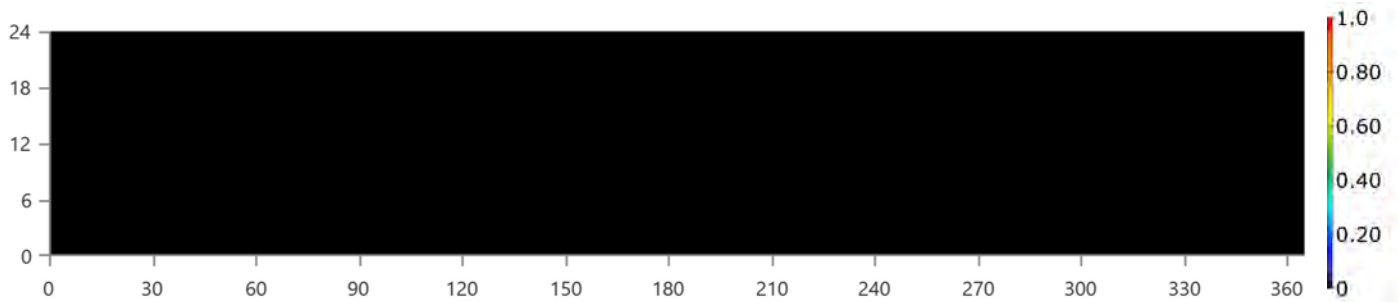
MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A Statistics

Quantity	Value	Units
Capacity	3.13	kW
Mean Output	0.621	kW
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	3.13	kW
Capacity Factor	19.9	%

MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A Inverter Output (kW)



MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A Rectifier Output (kW)





Grid: IBERDROLA

Grid rate: Demand 1

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	0	0	0	3.24	€0.00	€0.00
February	0	0	0	2.04	€0.00	€0.00
March	0	0	0	1.82	€0.00	€0.00
April	0	0	0	2.99	€0.00	€0.00
May	0	0	0	1.31	€0.00	€0.00
June	0	0	0	1.87	€0.00	€0.00
July	0	0	0	1.59	€0.00	€0.00
August	0	0	0	2.74	€0.00	€0.00
September	0	0	0	1.69	€0.00	€0.00
October	0	0	0	2.94	€0.00	€0.00
November	0	0	0	3.31	€0.00	€0.00
December	0	0	0	3.09	€0.00	€0.00
Annual	0	0	0	3.31	€0.00	€0.00

Grid rate: Rate 1

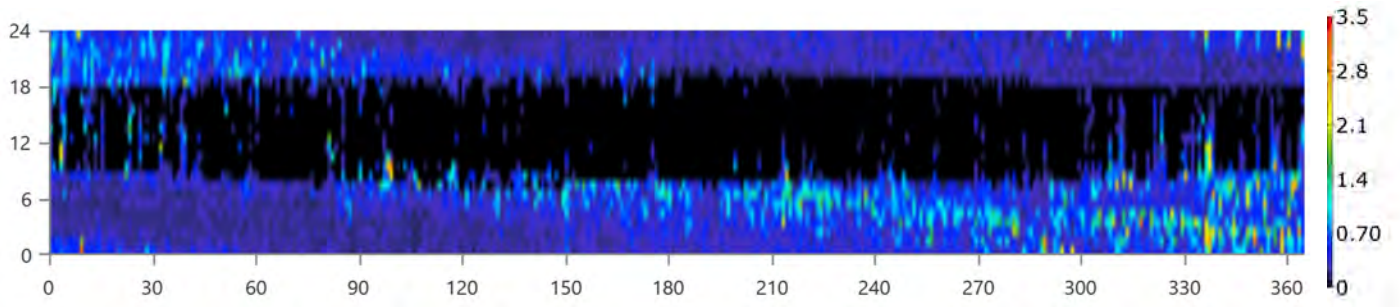
Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	271	201	69.6	0	€20.83	€0.00
February	194	238	-44.5	0	€10.62	€0.00
March	167	343	-175	0	€4.18	€0.00
April	174	293	-119	0	€5.72	€0.00
May	167	330	-163	0	€1.77	€0.00
June	176	358	-182	0	€0.268	€0.00
July	168	397	-229	0	-€4.11	€0.00
August	222	376	-154	0	€3.68	€0.00
September	210	348	-138	0	€3.01	€0.00
October	224	260	-36.1	0	€11.17	€0.00
November	272	188	84.5	0	€22.10	€0.00
December	382	180	202	0	€37.51	€0.00
Annual	2,628	3,512	-884	0	€116.75	€0.00

Grid rate: All

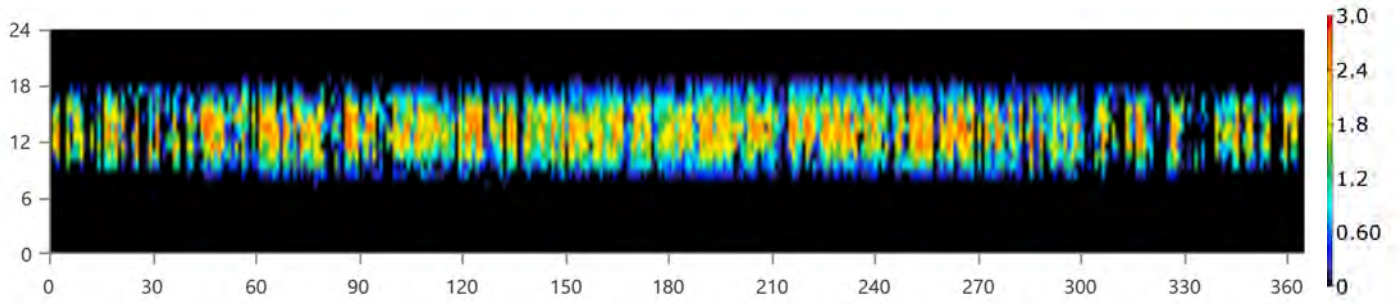
Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	271	201	69.6	3.24	€20.83	€0.00
February	194	238	-44.5	2.04	€10.62	€0.00
March	167	343	-175	1.82	€4.18	€0.00
April	174	293	-119	2.99	€5.72	€0.00
May	167	330	-163	1.31	€1.77	€0.00
June	176	358	-182	1.87	€0.268	€0.00
July	168	397	-229	1.59	-€4.11	€0.00
August	222	376	-154	2.74	€3.68	€0.00
September	210	348	-138	1.69	€3.01	€0.00
October	224	260	-36.1	2.94	€11.17	€0.00
November	272	188	84.5	3.31	€22.10	€0.00
December	382	180	202	3.09	€37.51	€0.00
Annual	2,628	3,512	-884	3.31	€116.75	€0.00



Energy Purchased From Grid (kW)



Energy Sold To Grid (kW)





Compare Economics

IRR (%): **18.3**

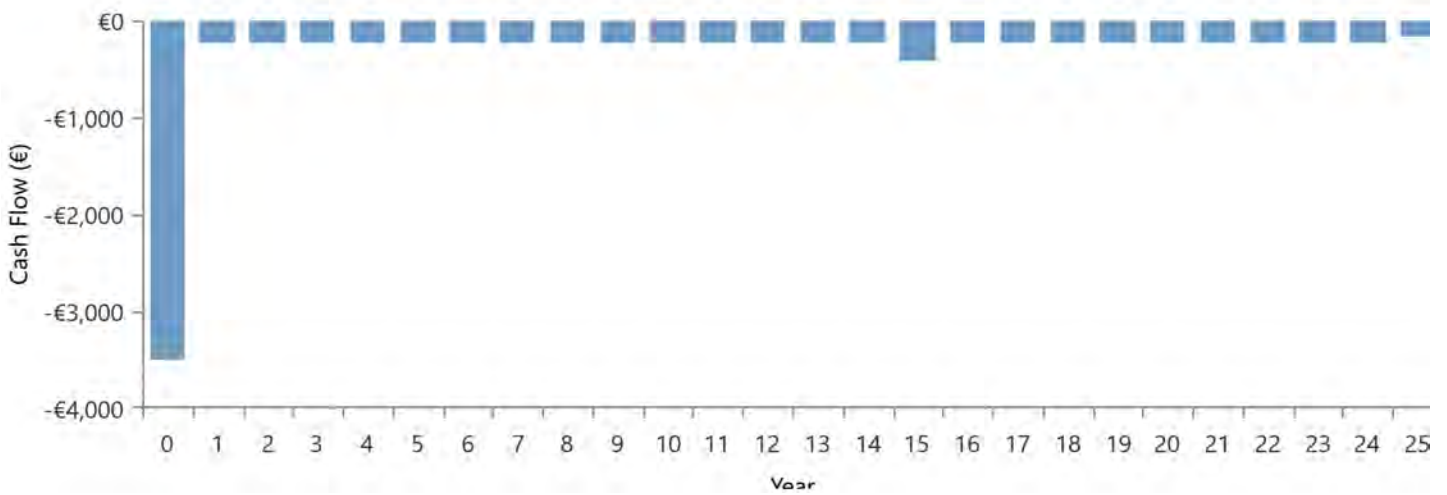
Discounted payback (yr): **5.58**

Simple payback (yr): **5.35**

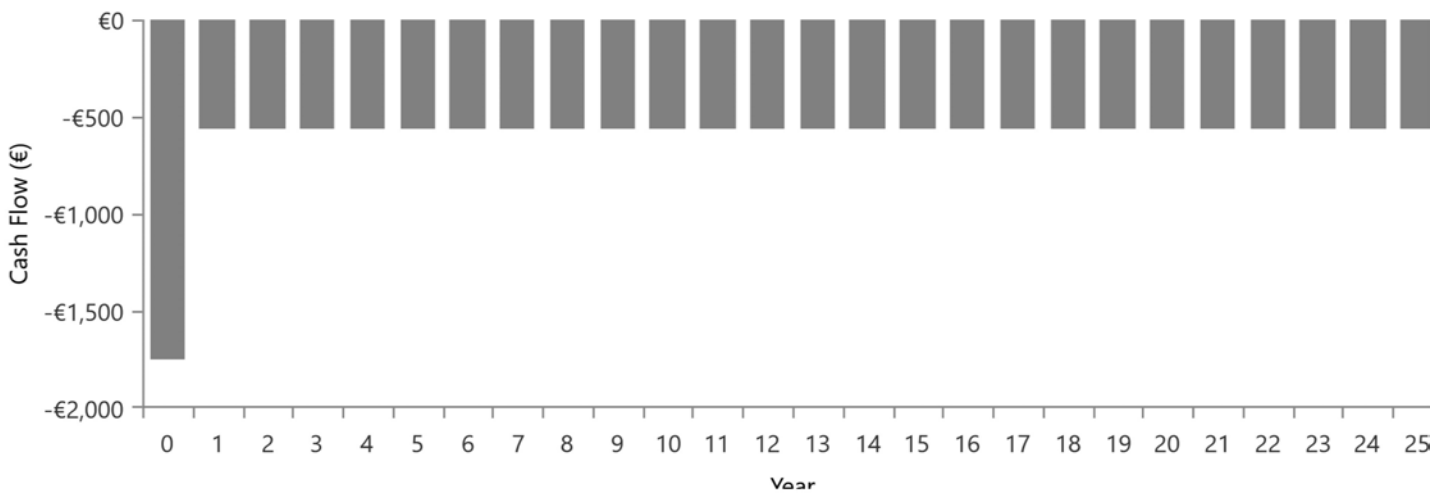
	Base Case	Current System
Net Present Cost	€13,715	€8,624
CAPEX	€1,755	€3,507
OPEX	€563.96	€241.30
LCOE (per kWh)	€0.142	€0.0504
CO2 Emitted (kg/yr)	2,879	1,661
Fuel Consumption (L/yr)	0	0



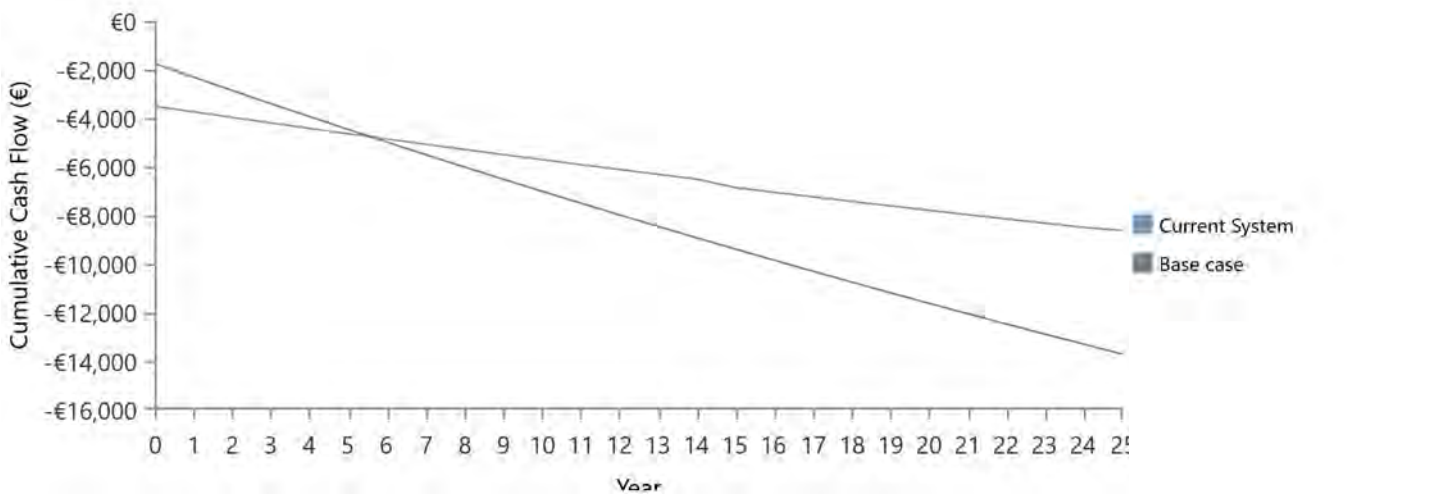
Current Annual Nominal Cash Flows



Base Case Annual Nominal Cash Flows



Cumulative Discounted Cash Flows



B.6 Informe Caso uso 1B HOMER PRO



System Simulation Report



File: C_U_Nº1_RED_DOMESTICA_1B.homer

Author: CARLOS MORENO

Location: (40°29.1'N, 3°23.8'W)

Total Net Present Cost: €6,887.70

Levelized Cost of Energy (€/kWh): €0.0403

Notes: Se realizará un estudio con el software Homer Pro en el que se realizará un análisis de distintos casos de uso en microrredes con diversas tipologías de generadores de energía.

CASO DE USO Nº1B_SIMULACION RED DOMESTICA TARIFA 2.0DHA

En este primer caso de uso se realizará un análisis multivariable de una instalación doméstica en la que se espera reducir los costes de energía, estimando los costes económicos de los elementos de la instalación fotovoltaica, analizando la producción de energía de los paneles solares, y ajustando dichos parámetros a la normativa energética. Primero se han obtenido los datos de consumo de Iberdrola Distribución para importarlos al diseño y poder simular con éstos, durante el año 2018.

Se ha seleccionado los siguientes dispositivos:

- Panel Solar 335W Policristalino Bauer (BSP335P)
- Inversor-Must-Solar-5000W-48V-MPPT80



HOMER
Pro

Según la nueva normativa en materia energética 5089 RD244/2019 5 de abril, la red eléctrica en caso de un excedente energético compensa una facturación neta o con una contraprestación económica por venta de la energía producida.



Table of Contents

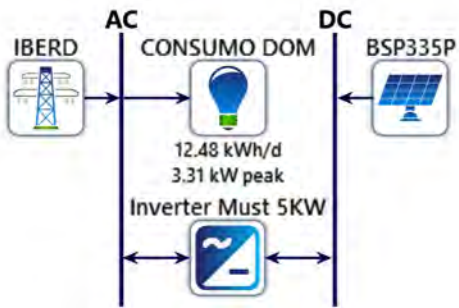
System Architecture	4
Cost Summary	5
Cash Flow	6
Electrical Summary	7
PV: Bauer Energy 335W 24V	8
Converter: MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A	9
Grid: IBERDROLA	10
Compare Economics	12



System Architecture

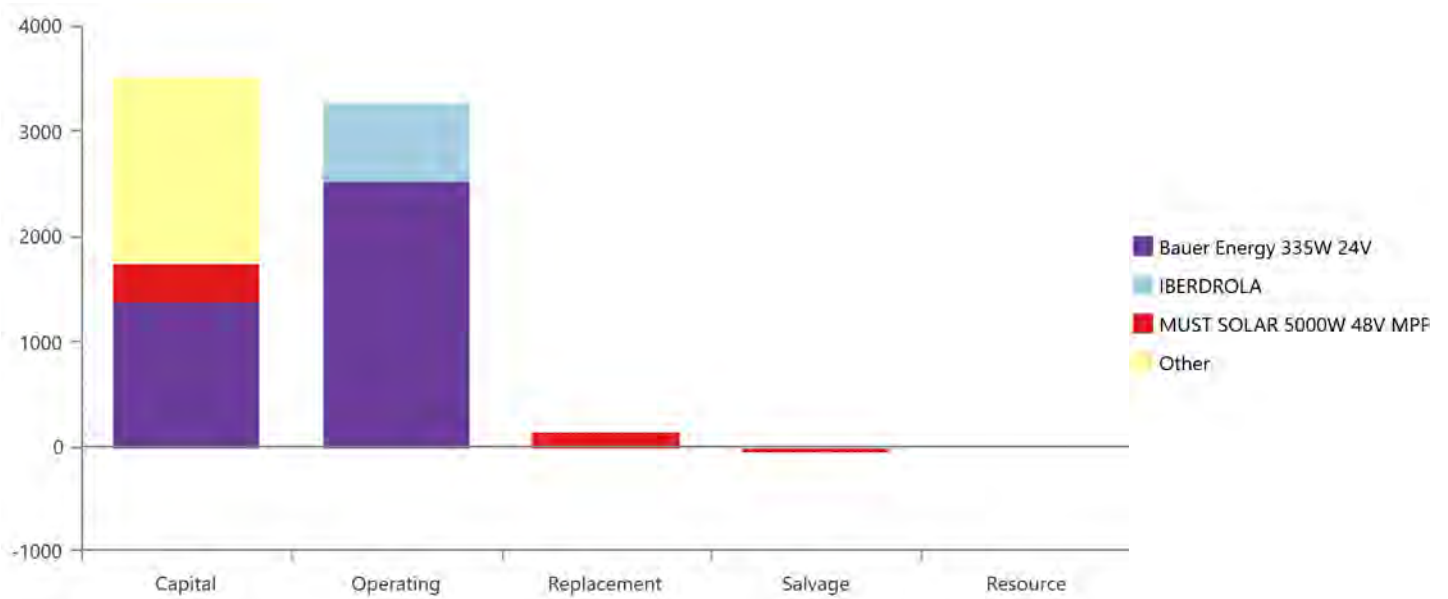
Component	Name	Size	Unit
PV	Bauer Energy 335W 24V	4.00	kW
System converter	MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A	3.13	kW
Grid	IBERDROLA	9,999,999	kW
Dispatch strategy	HOMER Cycle Charging		

Schematic





Cost Summary



Net Present Costs

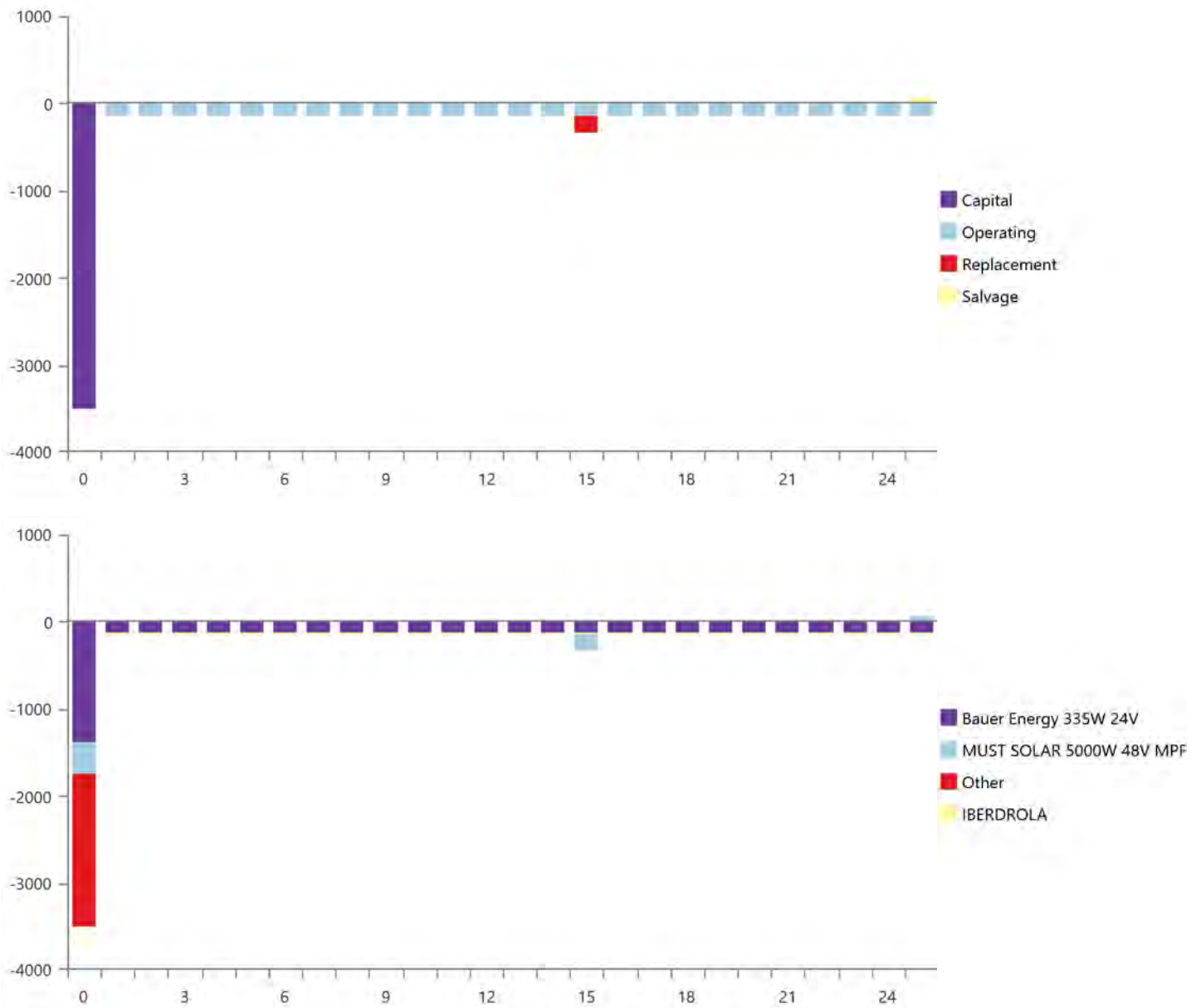
Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Bauer Energy 335W 24V	€1,386	€2,532	€0.00	€0.00	€0.00	€3,918
IBERDROLA	€0.00	€739.16	€0.00	€0.00	€0.00	€739.16
MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A	€366.33	€0.00	€154.29	-€45.16	€0.00	€475.46
Other	€1,755	€0.00	€0.00	€0.00	€0.00	€1,755
System	€3,507	€3,271	€154.29	-€45.16	€0.00	€6,888

Annualized Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Bauer Energy 335W 24V	€65.36	€119.40	€0.00	€0.00	€0.00	€184.76
IBERDROLA	€0.00	€34.86	€0.00	€0.00	€0.00	€34.86
MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A	€17.27	€0.00	€7.28	-€2.13	€0.00	€22.42
Other	€82.75	€0.00	€0.00	€0.00	€0.00	€82.75
System	€165.39	€154.26	€7.28	-€2.13	€0.00	€324.79



Cash Flow





Electrical Summary

Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	26.6	kWh/yr
Unmet Electric Load	0	kWh/yr
Capacity Shortage	0	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
Bauer Energy 335W 24V	5,876	69.1
Grid Purchases	2,628	30.9
Total	8,504	100

Consumption Summary

Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	4,556	56.5
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Grid Sales	3,512	43.5
Total	8,068	100



PV: Bauer Energy 335W 24V

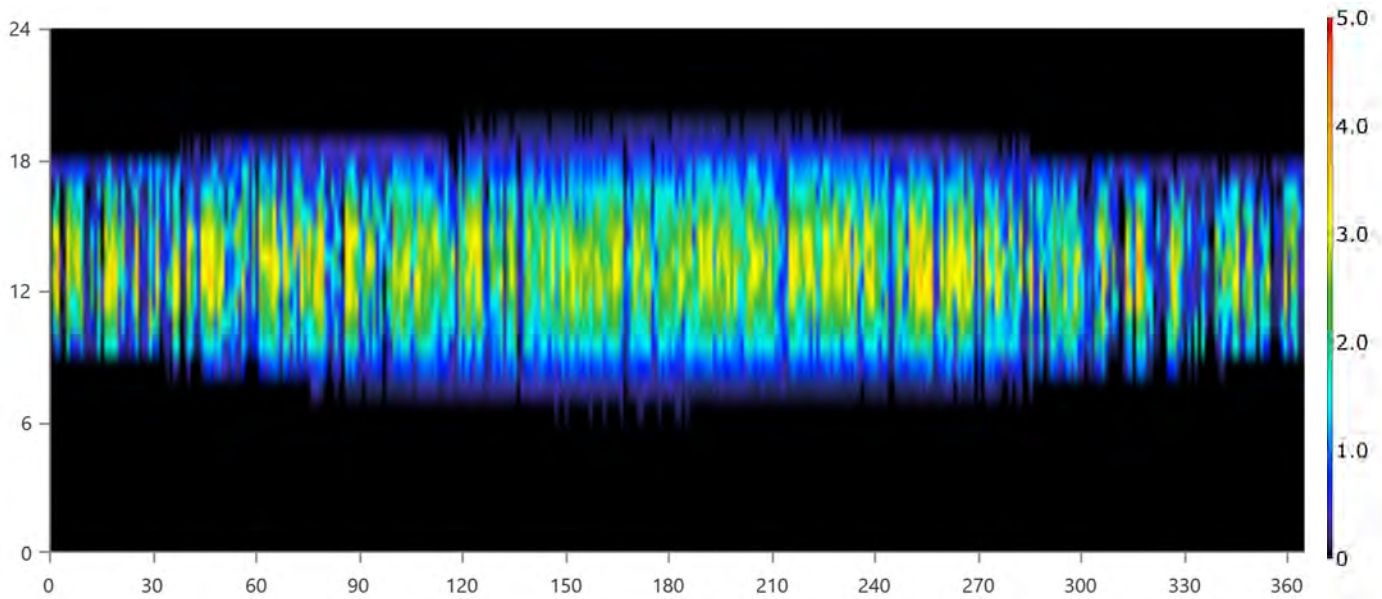
Bauer Energy 335W 24V Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	4.12	kW
PV Penetration	129	%
Hours of Operation	4,386	hrs/yr
Levelized Cost	0.0314	€/kWh

Bauer Energy 335W 24V Statistics

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	4.00	kW
Mean Output	0.671	kW
Mean Output	16.1	kWh/d
Capacity Factor	16.8	%
Total Production	5,876	kWh/yr

Bauer Energy 335W 24V Output (kW)



Converter: MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A

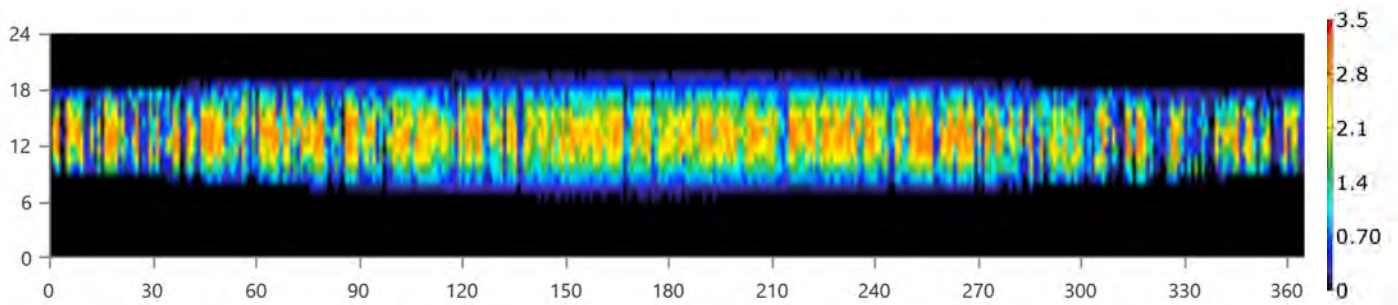
MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	4,386	hrs/yr
Energy Out	5,440	kWh/yr
Energy In	5,850	kWh/yr
Losses	409	kWh/yr

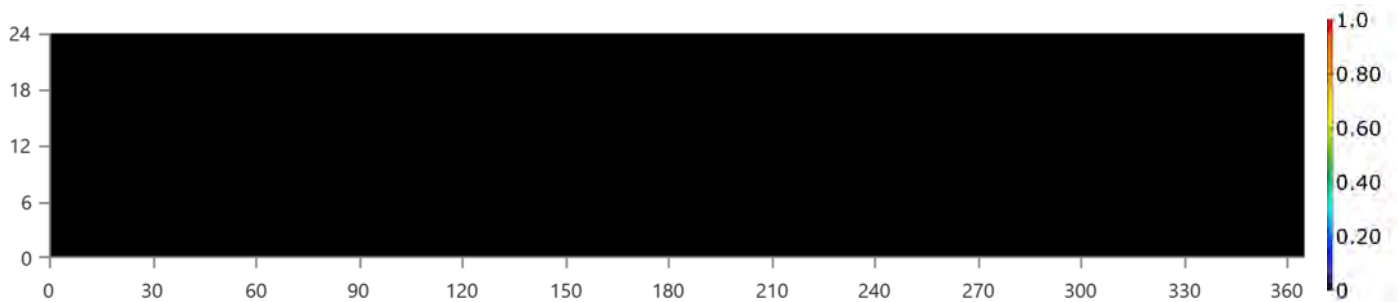
MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A Statistics

Quantity	Value	Units
Capacity	3.13	kW
Mean Output	0.621	kW
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	3.13	kW
Capacity Factor	19.9	%

MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A Inverter Output (kW)



MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A Rectifier Output (kW)





Grid: IBERDROLA

Grid rate: Demand 1

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	0	0	0	3.24	€0.00	€0.00
February	0	0	0	2.04	€0.00	€0.00
March	0	0	0	1.82	€0.00	€0.00
April	0	0	0	2.99	€0.00	€0.00
May	0	0	0	1.31	€0.00	€0.00
June	0	0	0	1.87	€0.00	€0.00
July	0	0	0	1.59	€0.00	€0.00
August	0	0	0	2.74	€0.00	€0.00
September	0	0	0	1.69	€0.00	€0.00
October	0	0	0	2.94	€0.00	€0.00
November	0	0	0	3.31	€0.00	€0.00
December	0	0	0	3.09	€0.00	€0.00
Annual	0	0	0	3.31	€0.00	€0.00

Grid rate: Rate 1

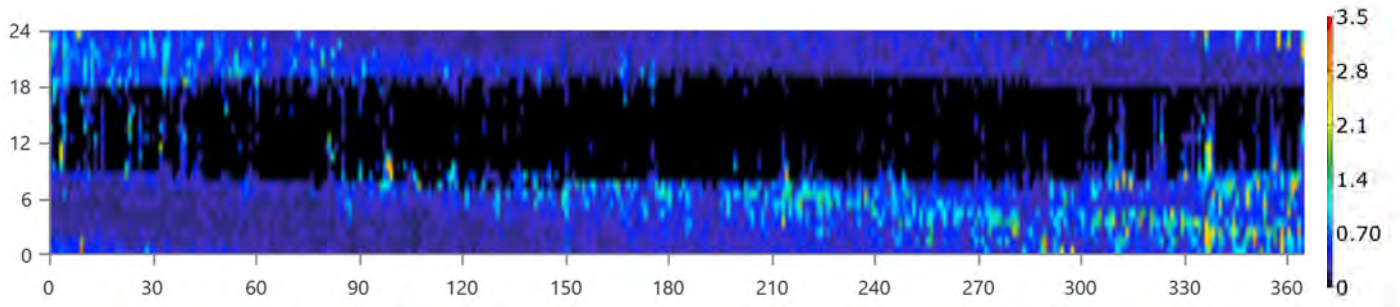
Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	271	201	69.6	0	€15.28	€0.00
February	194	238	-44.5	0	€6.69	€0.00
March	167	343	-175	0	€0.657	€0.00
April	174	293	-119	0	€1.37	€0.00
May	167	330	-163	0	-€2.76	€0.00
June	176	358	-182	0	-€5.26	€0.00
July	168	397	-229	0	-€9.93	€0.00
August	222	376	-154	0	-€4.54	€0.00
September	210	348	-138	0	-€4.29	€0.00
October	224	260	-36.1	0	€3.52	€0.00
November	272	188	84.5	0	€11.77	€0.00
December	382	180	202	0	€22.33	€0.00
Annual	2,628	3,512	-884	0	€34.86	€0.00

Grid rate: All

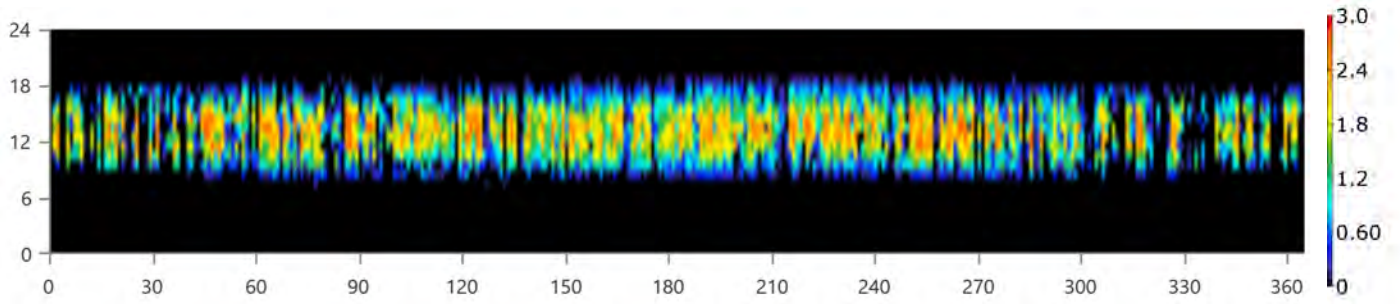
Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	271	201	69.6	3.24	€15.28	€0.00
February	194	238	-44.5	2.04	€6.69	€0.00
March	167	343	-175	1.82	€0.657	€0.00
April	174	293	-119	2.99	€1.37	€0.00
May	167	330	-163	1.31	-€2.76	€0.00
June	176	358	-182	1.87	-€5.26	€0.00
July	168	397	-229	1.59	-€9.93	€0.00
August	222	376	-154	2.74	-€4.54	€0.00
September	210	348	-138	1.69	-€4.29	€0.00
October	224	260	-36.1	2.94	€3.52	€0.00
November	272	188	84.5	3.31	€11.77	€0.00
December	382	180	202	3.09	€22.33	€0.00
Annual	2,628	3,512	-884	3.31	€34.86	€0.00



Energy Purchased From Grid (kW)



Energy Sold To Grid (kW)





Compare Economics

IRR (%): **16.8**

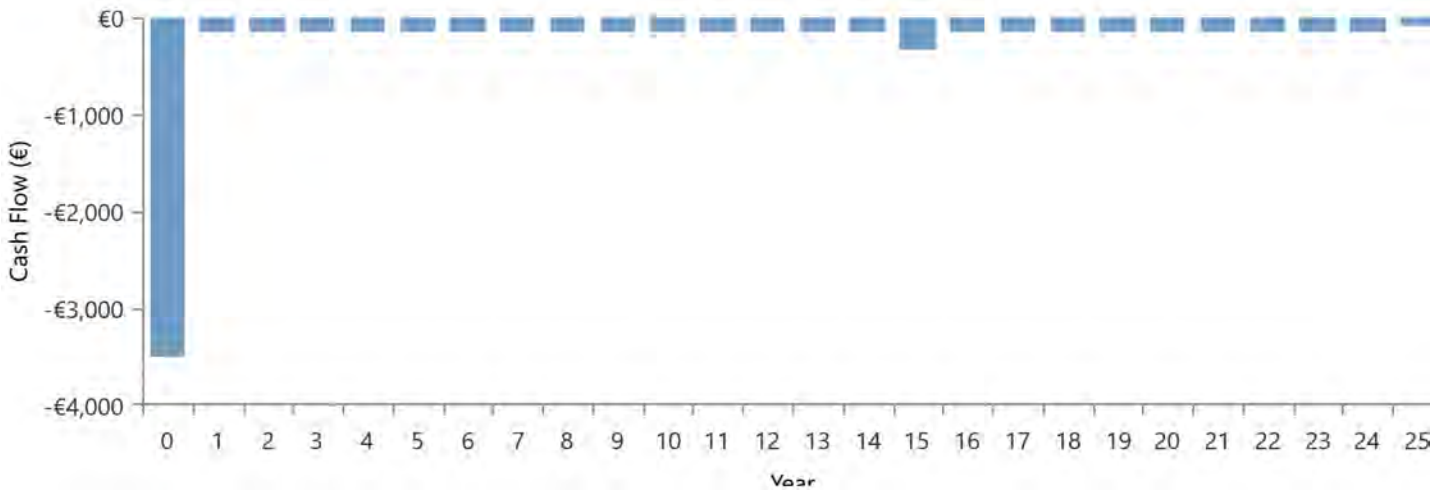
Discounted payback (yr): **6.03**

Simple payback (yr): **5.76**

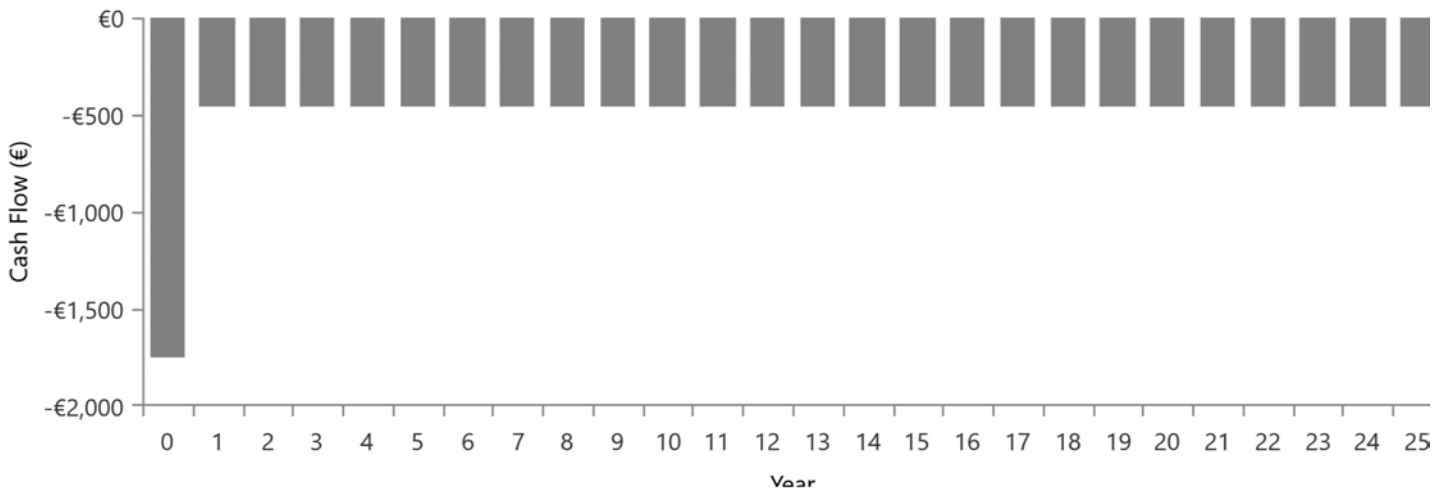
	Base Case	Current System
Net Present Cost	€11,476	€6,888
CAPEX	€1,755	€3,507
OPEX	€458.38	€159.40
LCOE (per kWh)	€0.119	€0.0403
CO2 Emitted (kg/yr)	2,879	1,661
Fuel Consumption (L/yr)	0	0



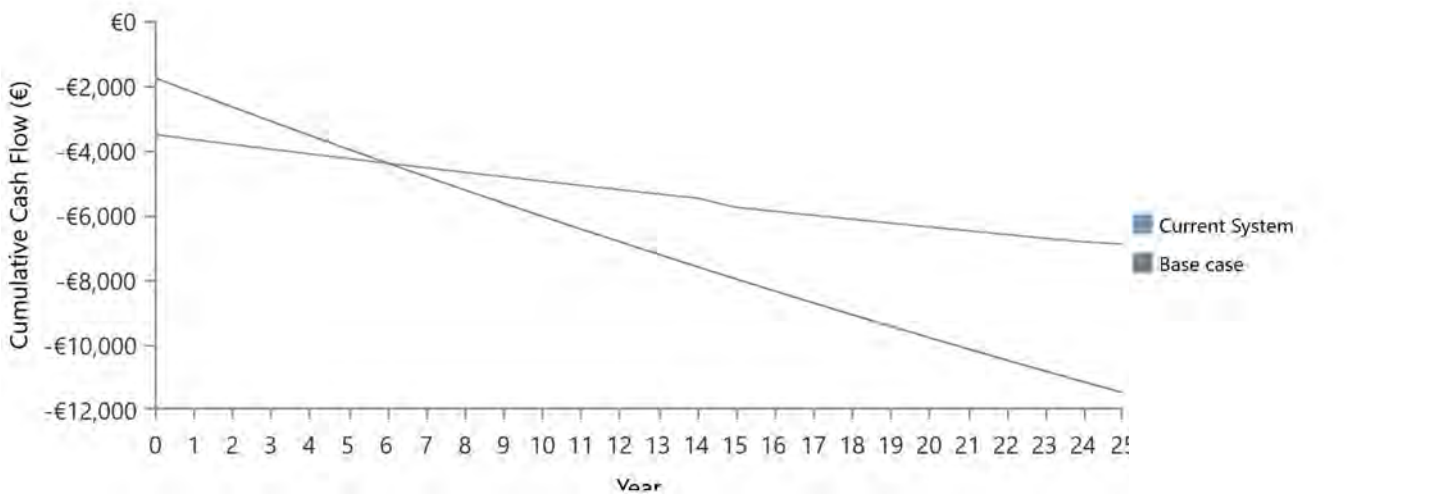
Current Annual Nominal Cash Flows



Base Case Annual Nominal Cash Flows



Cumulative Discounted Cash Flows



B.7 Informe Caso uso 2 HOMER PRO



System Simulation Report



File: C_U_Nº2_ RED INDUSTRIAL.homer

Author: CARLOS MORENO

Location: UAH - Escuela Politécnica, 28805 Alcalá de Henares, Madrid, Spain (40°30.8'N, 3°21.0'W)

Total Net Present Cost: €9,862,890.00

Levelized Cost of Energy (€/kWh): €0.0781

Notes: CASO DE USO RED INDUSTRIAL

En este caso de uso se realizará un análisis multivariable de una instalación industrial en la que se espera reducir los costes de energía, estimando los costes económicos, analizando la producción eléctrica para dicho caso en concreto, cuantificando la producción de energía de los paneles solares y ajustando dichos parámetros a la normativa energética.

Como primer paso, se ha accedido a un documento para saber el consumo de la instalación.

El consumo de electricidad de la Escuela politecnica es de 12979.95 kWh/día unos 4,153.586 kwh/año, días de ocupación 320 días.

Se ha dimensionado un Inversor Schneider Electric Xantrex GT100E

Paneles de Panel Solar 370W 24V Monocristalino ERA.

Se ha puesto un valor fijo de precio de energía 0.128/€kWh , y con un tipo de consumo de tipo industria.

Según la nueva normativa en materia energética 5089 RD244/2019 5 de abril, la red eléctrica en caso de un excedente energético compensa una facturación neta o con una



HOMER
Pro

contraprestación económica por venta de la energía producida.



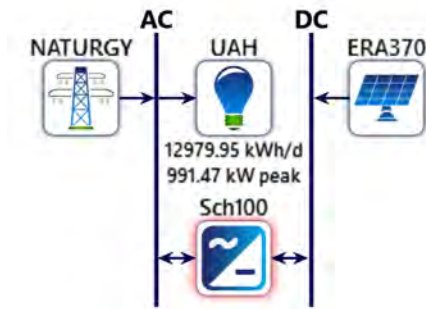
Table of Contents

System Architecture	4
Cost Summary	5
Cash Flow	6
Electrical Summary	7
PV: Panel Solar 370W 24V Monocrystalino ERA	8
Converter: Schneider Electric Solar Inverters USA GT100-208	9
Grid: NATURGY	10

System Architecture

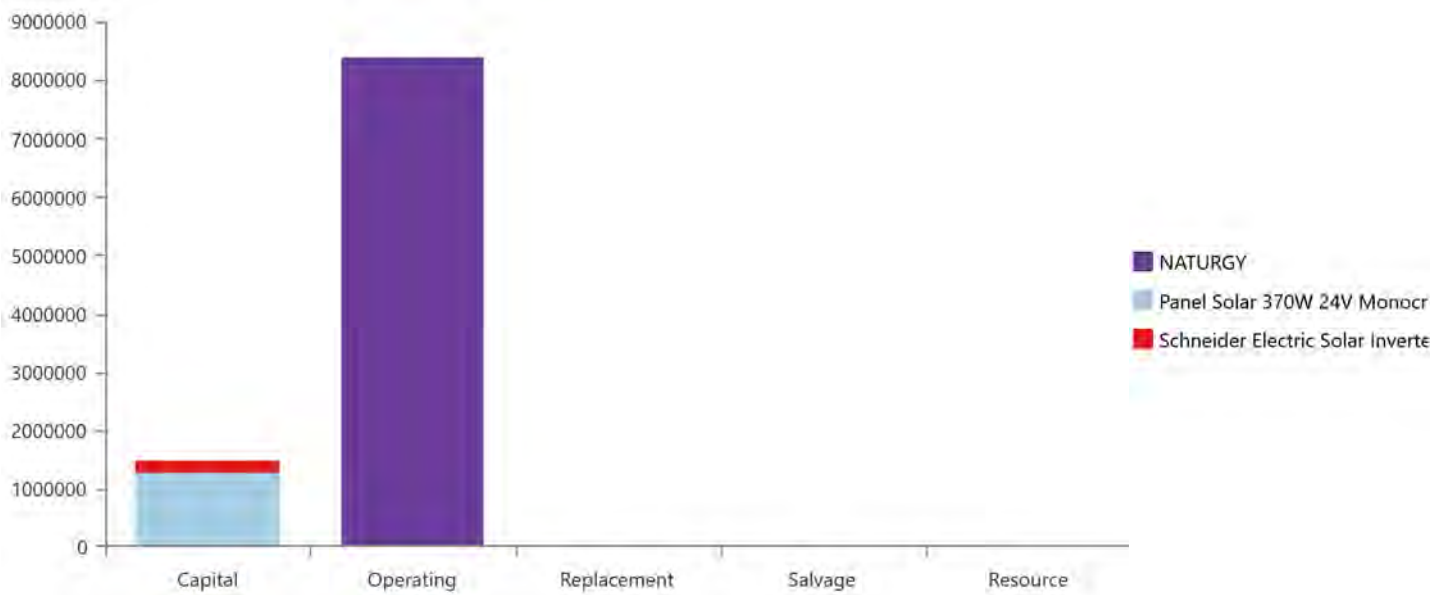
Component	Name	Size	Unit
PV	Panel Solar 370W 24V Monocristalino ERA	3,786	kW
System converter	Schneider Electric Solar Inverters USA GT100-208	1,000	kW
Grid	NATURGY	999,999	kW
Dispatch strategy	HOMER Load Following		

Schematic





Cost Summary



Net Present Costs

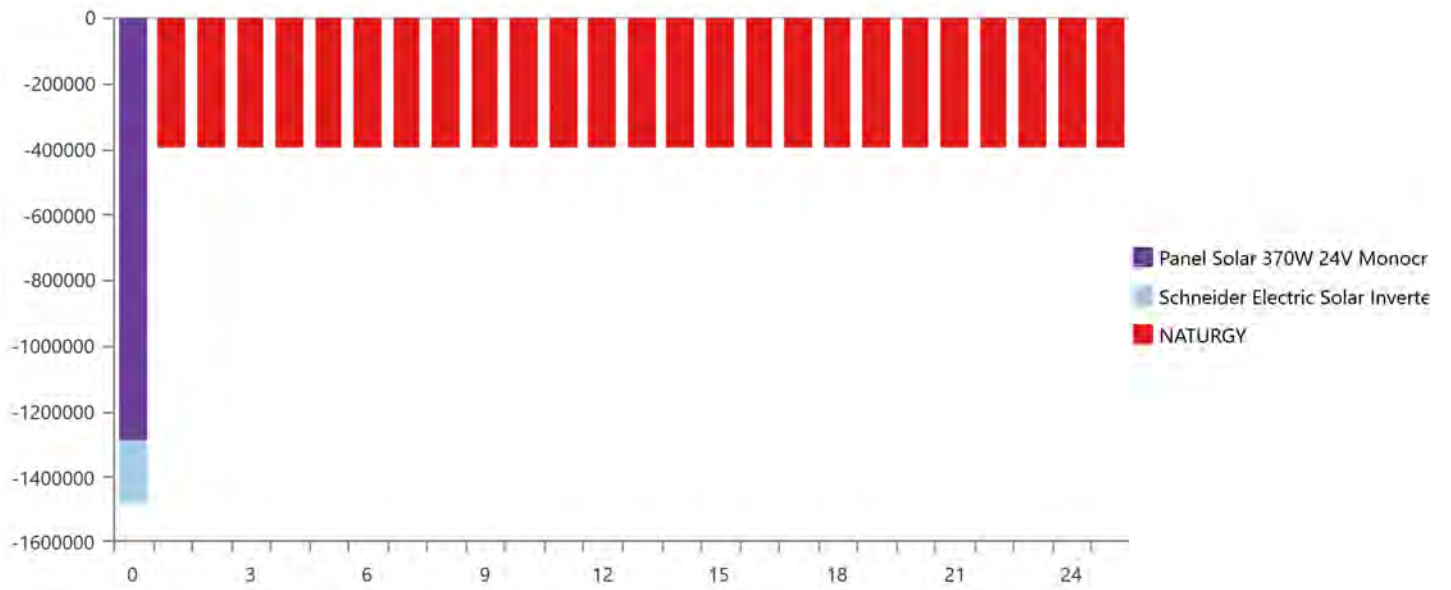
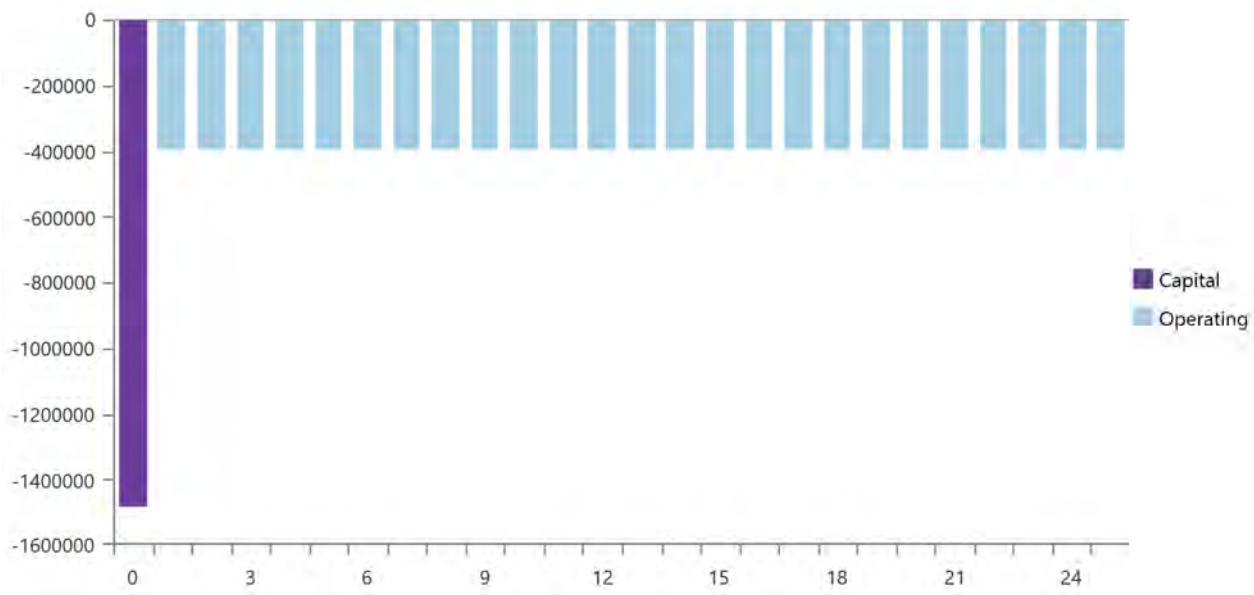
Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
NATURGY	€0.00	€8.38M	€0.00	€0.00	€0.00	€8.38M
Panel Solar 370W 24V Monocrystalino ERA	€1.29M	€0.00	€0.00	€0.00	€0.00	€1.29M
Schneider Electric Solar Inverters USA GT100-208	€196,210	€0.00	€0.00	€0.00	€0.00	€196,210
System	€1.48M	€8.38M	€0.00	€0.00	€0.00	€9.86M

Annualized Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
NATURGY	€0.00	€395,197	€0.00	€0.00	€0.00	€395,197
Panel Solar 370W 24V Monocrystalino ERA	€60,640	€0.00	€0.00	€0.00	€0.00	€60,640
Schneider Electric Solar Inverters USA GT100-208	€9,252	€0.00	€0.00	€0.00	€0.00	€9,252
System	€69,892	€395,197	€0.00	€0.00	€0.00	€465,089



Cash Flow





Electrical Summary

Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	2,640,150	kWh/yr
Unmet Electric Load	0	kWh/yr
Capacity Shortage	0	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
Panel Solar 370W 24V Monocrystalino ERA	5,619,145	64.3
Grid Purchases	3,122,856	35.7
Total	8,742,001	100

Consumption Summary

Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	4,737,682	79.6
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Grid Sales	1,215,219	20.4
Total	5,952,901	100



PV: Panel Solar 370W 24V Monocrystalino ERA

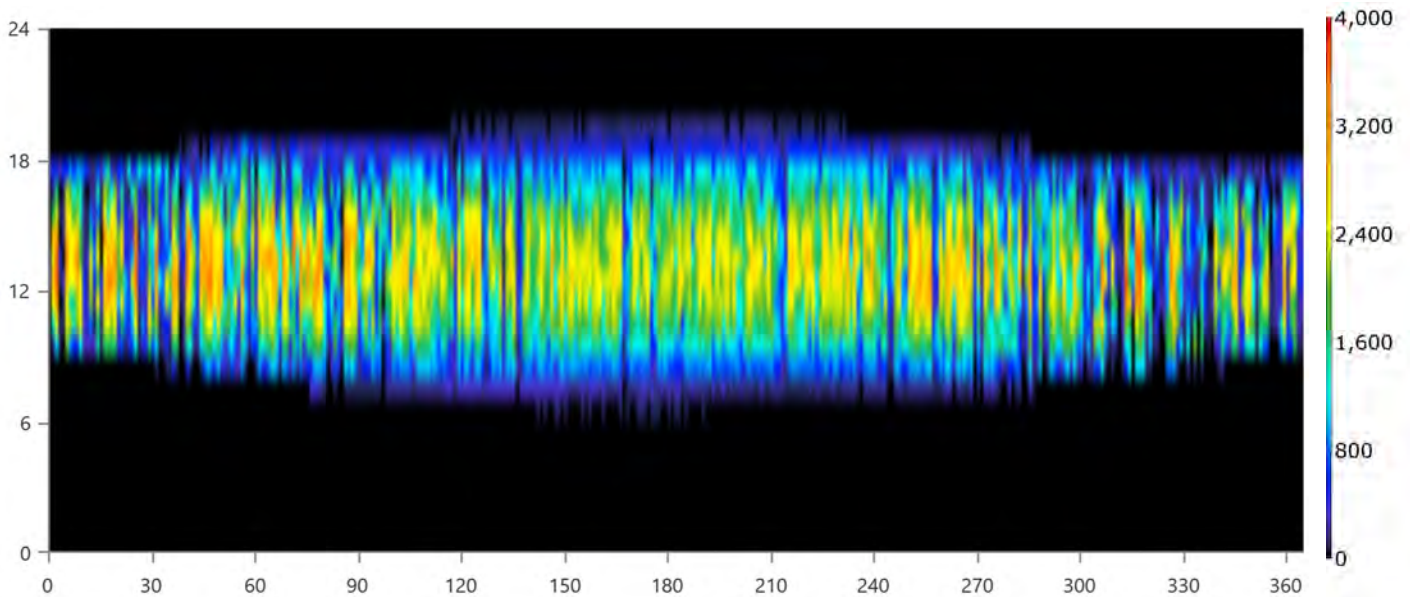
Panel Solar 370W 24V Monocrystalino ERA Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	3,801	kW
PV Penetration	119	%
Hours of Operation	4,390	hrs/yr
Levelized Cost	0.0108	€/kWh

Panel Solar 370W 24V Monocrystalino ERA Statistics

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	3,786	kW
Mean Output	641	kW
Mean Output	15,395	kWh/d
Capacity Factor	16.9	%
Total Production	5,619,145	kWh/yr

Panel Solar 370W 24V Monocrystalino ERA Output (kW)



Converter: Schneider Electric Solar Inverters USA GT100-208

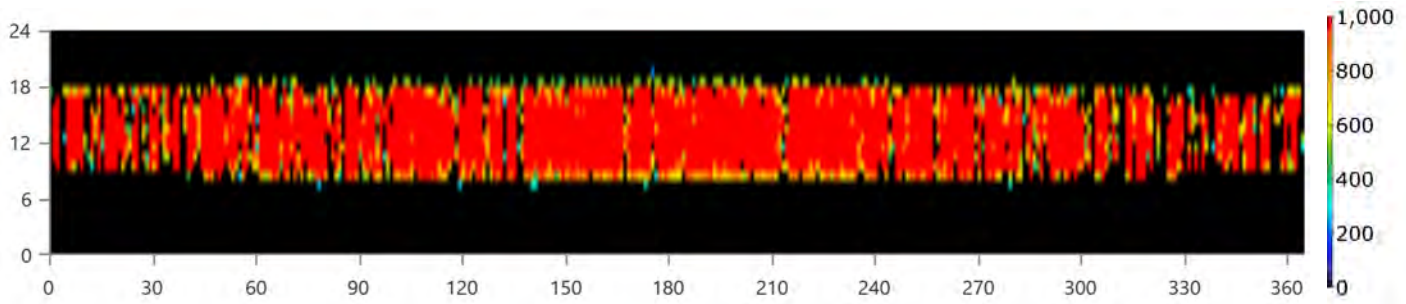
Schneider Electric Solar Inverters USA GT100-208 Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	3,030	hrs/yr
Energy Out	2,830,045	kWh/yr
Energy In	2,978,994	kWh/yr
Losses	148,950	kWh/yr

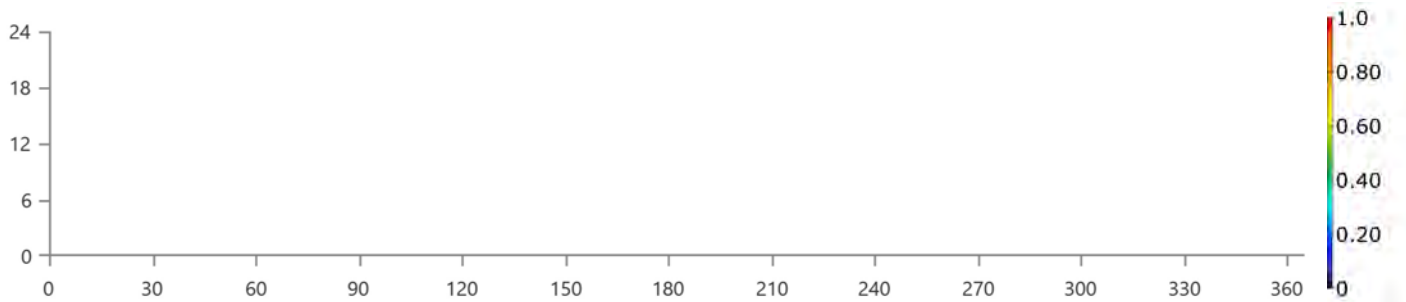
Schneider Electric Solar Inverters USA GT100-208 Statistics

Quantity	Value	Units
Capacity	1,000	kW
Mean Output	323	kW
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	1,000	kW
Capacity Factor	32.3	%

Schneider Electric Solar Inverters USA GT100-208 Inverter Output (kW)



Schneider Electric Solar Inverters USA GT100-208 Rectifier Output (kW)





Grid: NATURGY

Grid rate: Demand 1

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	0	0	0	943	€0.00	€0.00
February	0	0	0	928	€0.00	€0.00
March	0	0	0	991	€0.00	€0.00
April	0	0	0	923	€0.00	€0.00
May	0	0	0	868	€0.00	€0.00
June	0	0	0	905	€0.00	€0.00
July	0	0	0	923	€0.00	€0.00
August	0	0	0	864	€0.00	€0.00
September	0	0	0	835	€0.00	€0.00
October	0	0	0	844	€0.00	€0.00
November	0	0	0	917	€0.00	€0.00
December	0	0	0	893	€0.00	€0.00
Annual	0	0	0	991	€0.00	€0.00

Grid rate: Rate 1

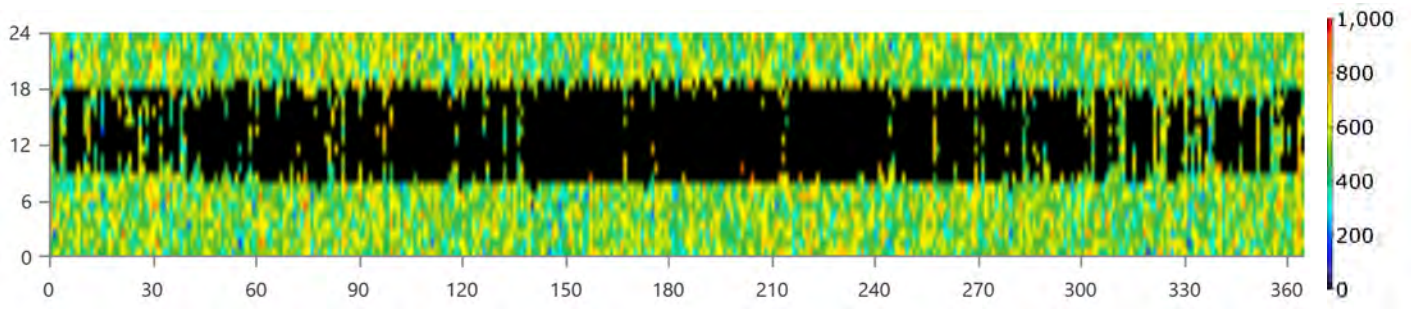
Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	300,659	73,695	226,964	0	€38,187	€0.00
February	241,297	88,764	152,533	0	€30,553	€0.00
March	262,465	103,056	159,409	0	€33,212	€0.00
April	244,623	111,105	133,518	0	€30,906	€0.00
May	240,642	117,942	122,700	0	€30,375	€0.00
June	232,257	123,265	108,993	0	€29,286	€0.00
July	232,586	134,583	98,003	0	€29,292	€0.00
August	248,750	120,469	128,281	0	€31,403	€0.00
September	251,333	107,339	143,994	0	€31,775	€0.00
October	267,177	95,923	171,254	0	€33,837	€0.00
November	286,128	74,054	212,073	0	€36,329	€0.00
December	314,939	65,025	249,914	0	€40,040	€0.00
Annual	3,122,856	1,215,219	1,907,637	0	€395,197	€0.00

Grid rate: All

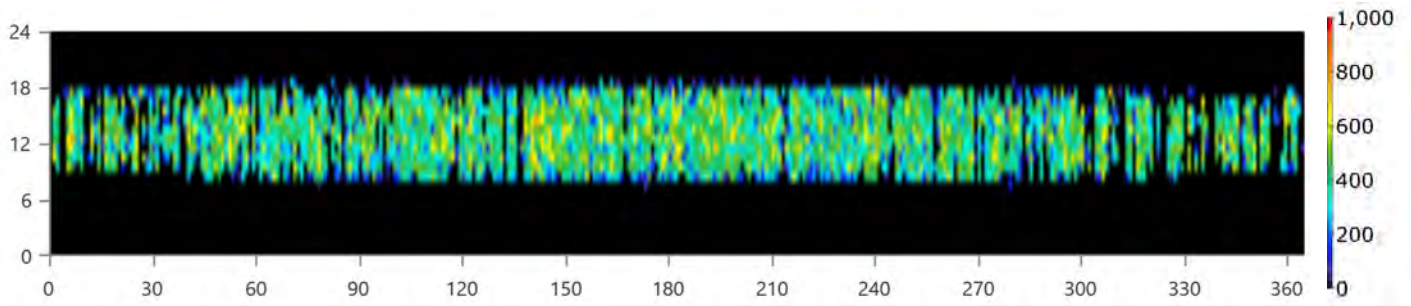
Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	300,659	73,695	226,964	943	€38,187	€0.00
February	241,297	88,764	152,533	928	€30,553	€0.00
March	262,465	103,056	159,409	991	€33,212	€0.00
April	244,623	111,105	133,518	923	€30,906	€0.00
May	240,642	117,942	122,700	868	€30,375	€0.00
June	232,257	123,265	108,993	905	€29,286	€0.00
July	232,586	134,583	98,003	923	€29,292	€0.00
August	248,750	120,469	128,281	864	€31,403	€0.00
September	251,333	107,339	143,994	835	€31,775	€0.00
October	267,177	95,923	171,254	844	€33,837	€0.00
November	286,128	74,054	212,073	917	€36,329	€0.00
December	314,939	65,025	249,914	893	€40,040	€0.00
Annual	3,122,856	1,215,219	1,907,637	991	€395,197	€0.00



Energy Purchased From Grid (kW)



Energy Sold To Grid (kW)



B.8 Informe Caso uso 3A HOMER PRO



System Simulation Report



File: C_U_Nº3_RED DOMESTICA BATERIAS_3A.homer

Author: CARLOS MORENO

Location: (40°29.1'N, 3°23.8'W)

Total Net Present Cost: €12,096.21

Levelized Cost of Energy (€/kWh): €0.0707

Notes: Se realizará un estudio con el software Homer Pro en el que se realizará un análisis de distintos casos de uso en microrredes con diversas tipologías de generadores de energía.

CASO DE USO Nº3A_SIMULACION RED DOMESTICA TARIFA 2.0 CON BATERIAS 2V

En este tercer caso de uso se realizará un análisis multivariable de una instalación doméstica en la que se espera reducir los costes de energía, estimando los costes económicos de los elementos de la instalación fotovoltaica, analizando la producción de energía de los paneles solares, y ajustando dichos parámetros a la normativa energética. Éste caso de uso 3A se han implementado unas baterías de almacenamiento con la tarifa de precio horario 2A.

Esta tarifa energética es la tarifa normal correspondiente a suministros eléctricos de entre 0 y 10kW de potencia contratada de la instalación.

Primero se han obtenido los datos de consumo de Iberdrola Distribución para importarlos al diseño y poder simular con éstos, durante el año 2018.

Para poder obtener una energía de 12.48kWh/día que podrá satisfacer el consumo energético con una potencia 3.31kWp.



Según la nueva normativa en materia energética 5089 RD244/2019 5 de abril, la red eléctrica en caso de un excedente energético compensa una facturación neta o con una contraprestación económica por venta de la energía producida.

Elementos seleccionados para esta la instalación fotovoltaica son:

Panel Solar 335W Policristalino Bauer (BSP335P)

Inversor-Must-Solar-5000W-48V-MPPT80

Batería Estacionaria OPzV Bauer Gel 1250Ah 2V

Sensitivity variable values for this simulation

Variable	Value	Unit
Batt Gel 1250Ah 2V Replacement Cost Multiplier	1.00	*



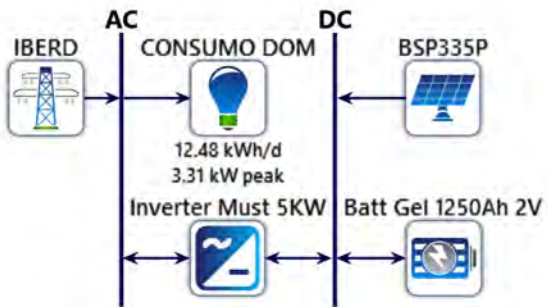
Table of Contents

System Architecture	4
Cost Summary	5
Cash Flow	6
Electrical Summary	7
PV: Bauer Energy 335W 24V	8
Storage: EnerSys PowerSafe OP0zV 490	9
Converter: MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A	10
Grid: IBERDROLA	11
Compare Economics	13

System Architecture

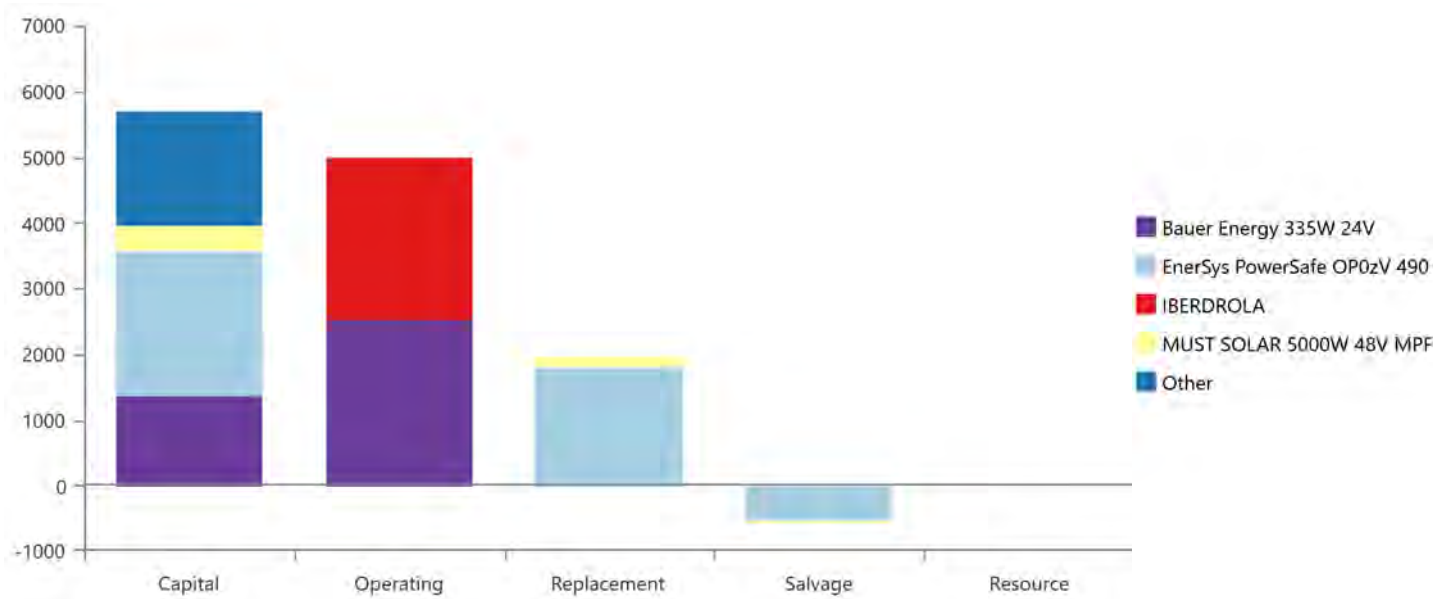
Component	Name	Size	Unit
PV	Bauer Energy 335W 24V	4.00	kW
Storage	EnerSys PowerSafe OP0zV 490	1	strings
System converter	MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A	3.13	kW
Grid	IBERDROLA	9,999,999	kW
Dispatch strategy	HOMER Cycle Charging		

Schematic





Cost Summary



Net Present Costs

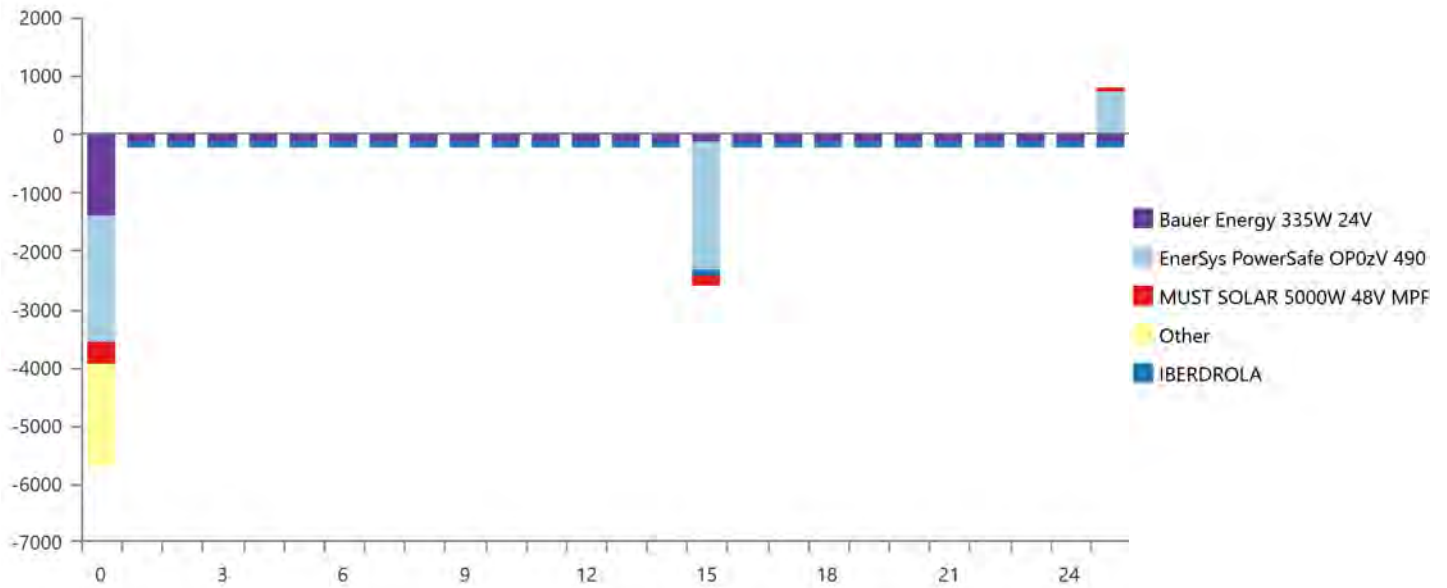
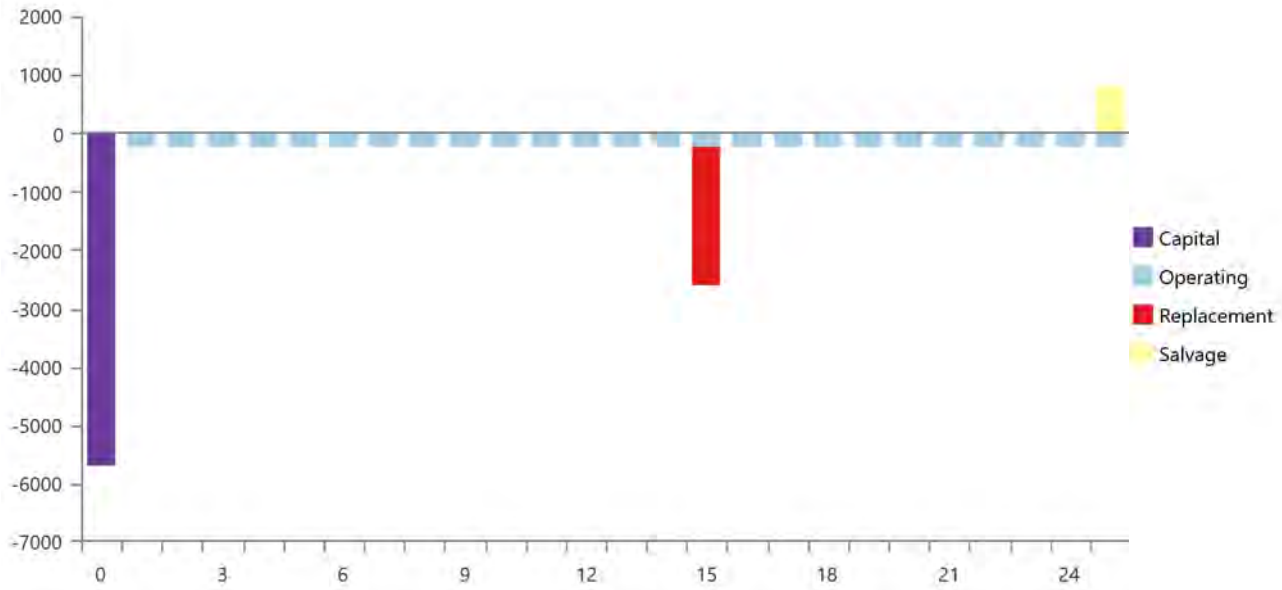
Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Bauer Energy 335W 24V	€1,386	€2,532	€0.00	€0.00	€0.00	€3,918
EnerSys PowerSafe OP0zV 490	€2,195	€0.00	€1,806	-€528.59	€0.00	€3,472
IBERDROLA	€0.00	€2,476	€0.00	€0.00	€0.00	€2,476
MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A	€366.33	€0.00	€154.29	-€45.16	€0.00	€475.46
Other	€1,755	€0.00	€0.00	€0.00	€0.00	€1,755
System	€5,702	€5,008	€1,960	-€573.75	€0.00	€12,096

Annualized Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Bauer Energy 335W 24V	€65.36	€119.40	€0.00	€0.00	€0.00	€184.76
EnerSys PowerSafe OP0zV 490	€103.49	€0.00	€85.16	-€24.93	€0.00	€163.72
IBERDROLA	€0.00	€116.75	€0.00	€0.00	€0.00	€116.75
MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A	€17.27	€0.00	€7.28	-€2.13	€0.00	€22.42
Other	€82.75	€0.00	€0.00	€0.00	€0.00	€82.75
System	€268.87	€236.15	€92.43	-€27.06	€0.00	€570.40



Cash Flow





Electrical Summary

Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	26.6	kWh/yr
Unmet Electric Load	0	kWh/yr
Capacity Shortage	0	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
Bauer Energy 335W 24V	5,876	69.1
Grid Purchases	2,628	30.9
Total	8,504	100

Consumption Summary

Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	4,556	56.5
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Grid Sales	3,512	43.5
Total	8,068	100



PV: Bauer Energy 335W 24V

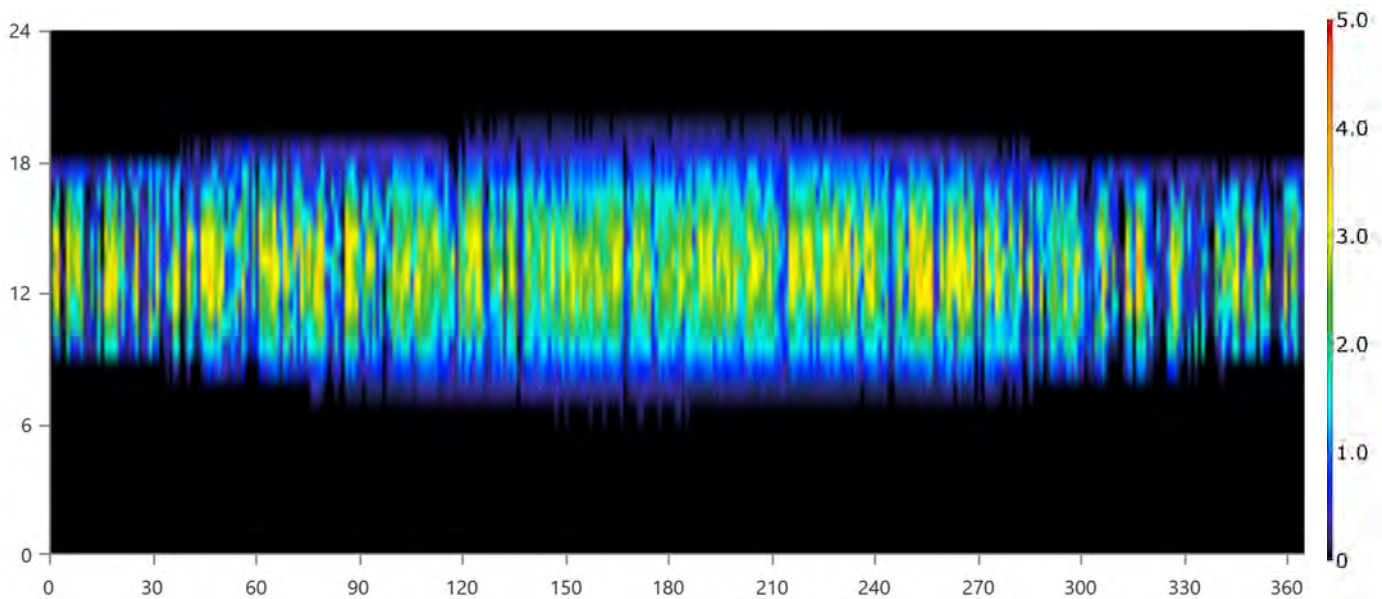
Bauer Energy 335W 24V Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	4.12	kW
PV Penetration	129	%
Hours of Operation	4,386	hrs/yr
Levelized Cost	0.0314	€/kWh

Bauer Energy 335W 24V Statistics

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	4.00	kW
Mean Output	0.671	kW
Mean Output	16.1	kWh/d
Capacity Factor	16.8	%
Total Production	5,876	kWh/yr

Bauer Energy 335W 24V Output (kW)





Storage: EnerSys PowerSafe OP0zV 490

EnerSys PowerSafe OP0zV 490 Properties

Quantity	Value	Units
Batteries	6.00	qty.
String Size	6.00	batteries
Strings in Parallel	1.00	strings
Bus Voltage	12.0	V

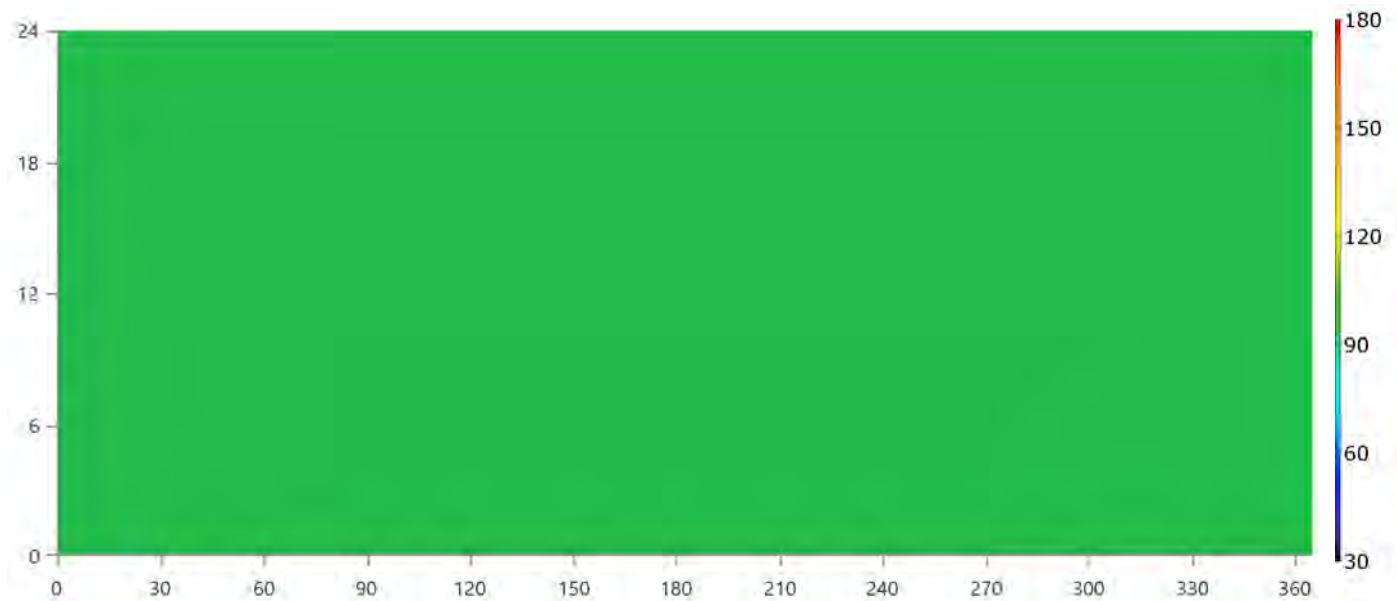
EnerSys PowerSafe OP0zV 490 Result Data

Quantity	Value	Units
Average Energy Cost	0	€/kWh
Energy In	0	kWh/yr
Energy Out	0	kWh/yr
Storage Depletion	0	kWh/yr
Losses	0	kWh/yr
Annual Throughput	0	kWh/yr

EnerSys PowerSafe OP0zV 490 Statistics

Quantity	Value	Units
Autonomy	12.1	hr
Storage Wear Cost	0.229	€/kWh
Nominal Capacity	7.88	kWh
Usable Nominal Capacity	6.31	kWh
Lifetime Throughput	0	kWh
Expected Life	15.0	yr

EnerSys PowerSafe OP0zV 490 State of Charge (%)





Converter: MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A

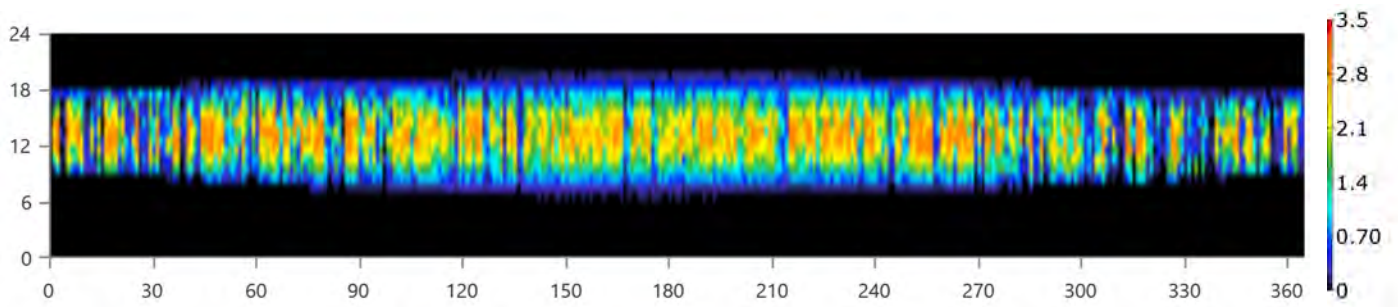
MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	4,386	hrs/yr
Energy Out	5,440	kWh/yr
Energy In	5,850	kWh/yr
Losses	409	kWh/yr

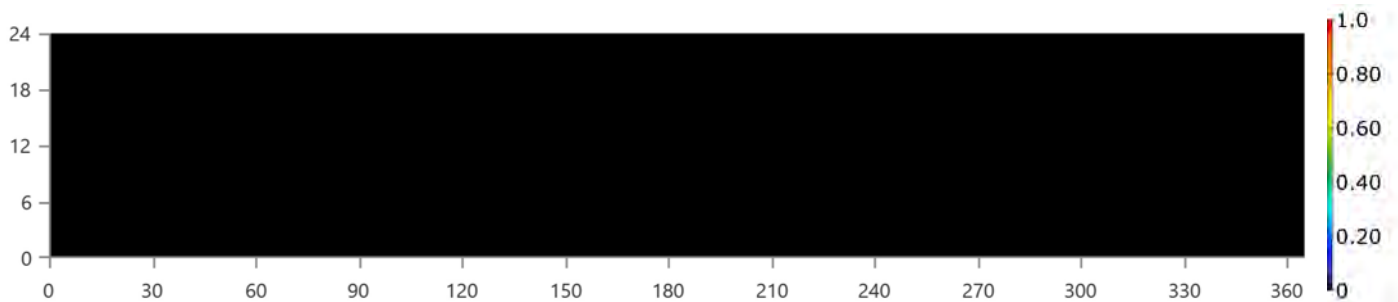
MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A Statistics

Quantity	Value	Units
Capacity	3.13	kW
Mean Output	0.621	kW
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	3.13	kW
Capacity Factor	19.9	%

MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A Inverter Output (kW)



MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A Rectifier Output (kW)





Grid: IBERDROLA

Grid rate: Demand 1

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	0	0	0	3.24	€0.00	€0.00
February	0	0	0	2.04	€0.00	€0.00
March	0	0	0	1.82	€0.00	€0.00
April	0	0	0	2.99	€0.00	€0.00
May	0	0	0	1.31	€0.00	€0.00
June	0	0	0	1.87	€0.00	€0.00
July	0	0	0	1.59	€0.00	€0.00
August	0	0	0	2.74	€0.00	€0.00
September	0	0	0	1.69	€0.00	€0.00
October	0	0	0	2.94	€0.00	€0.00
November	0	0	0	3.31	€0.00	€0.00
December	0	0	0	3.09	€0.00	€0.00
Annual	0	0	0	3.31	€0.00	€0.00

Grid rate: Rate 1

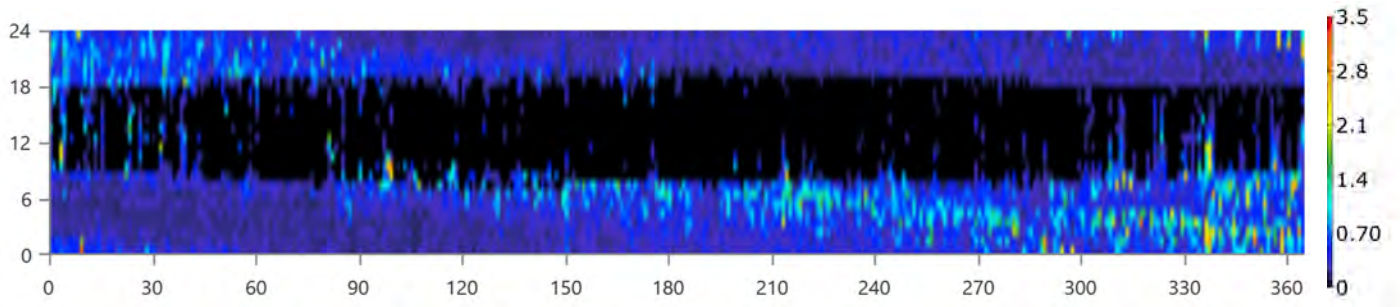
Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	271	201	69.6	0	€20.83	€0.00
February	194	238	-44.5	0	€10.62	€0.00
March	167	343	-175	0	€4.18	€0.00
April	174	293	-119	0	€5.72	€0.00
May	167	330	-163	0	€1.77	€0.00
June	176	358	-182	0	€0.268	€0.00
July	168	397	-229	0	-€4.11	€0.00
August	222	376	-154	0	€3.68	€0.00
September	210	348	-138	0	€3.01	€0.00
October	224	260	-36.1	0	€11.17	€0.00
November	272	188	84.5	0	€22.10	€0.00
December	382	180	202	0	€37.51	€0.00
Annual	2,628	3,512	-884	0	€116.75	€0.00

Grid rate: All

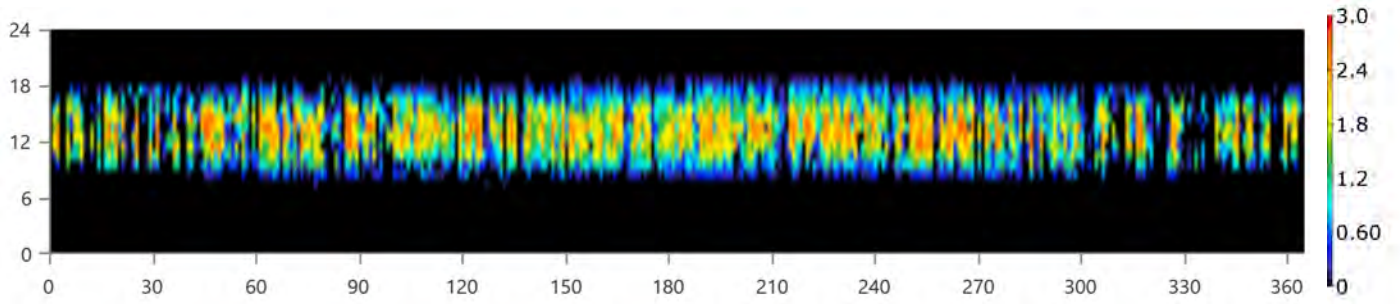
Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	271	201	69.6	3.24	€20.83	€0.00
February	194	238	-44.5	2.04	€10.62	€0.00
March	167	343	-175	1.82	€4.18	€0.00
April	174	293	-119	2.99	€5.72	€0.00
May	167	330	-163	1.31	€1.77	€0.00
June	176	358	-182	1.87	€0.268	€0.00
July	168	397	-229	1.59	-€4.11	€0.00
August	222	376	-154	2.74	€3.68	€0.00
September	210	348	-138	1.69	€3.01	€0.00
October	224	260	-36.1	2.94	€11.17	€0.00
November	272	188	84.5	3.31	€22.10	€0.00
December	382	180	202	3.09	€37.51	€0.00
Annual	2,628	3,512	-884	3.31	€116.75	€0.00



Energy Purchased From Grid (kW)



Energy Sold To Grid (kW)





Compare Economics

IRR (%):**23.3**

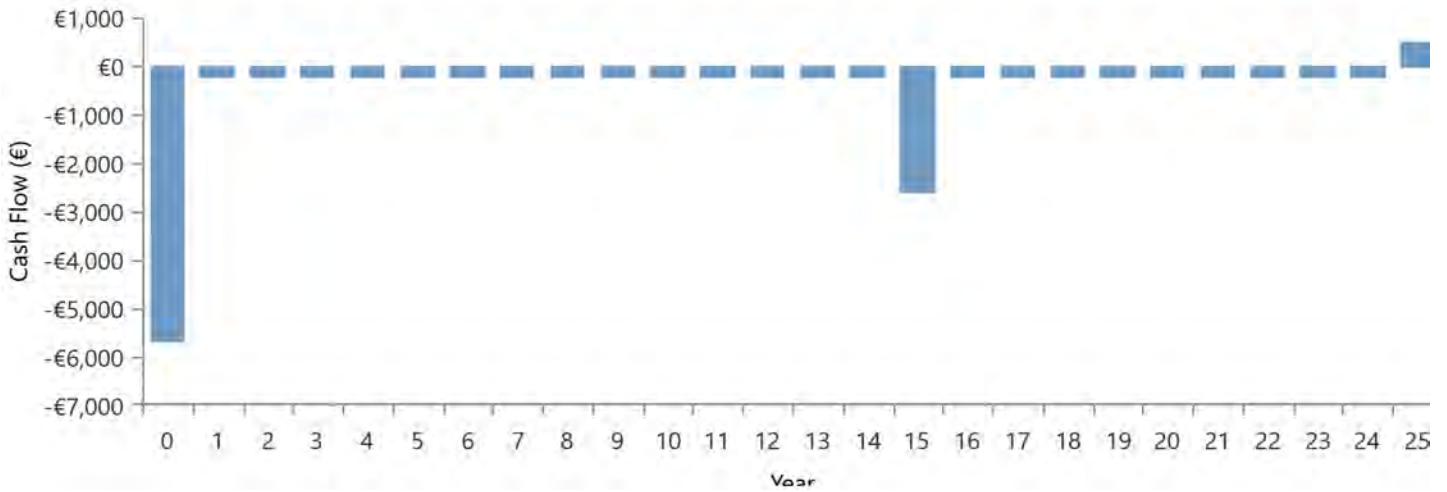
Discounted payback (yr):**4.43**

Simple payback (yr):**4.27**

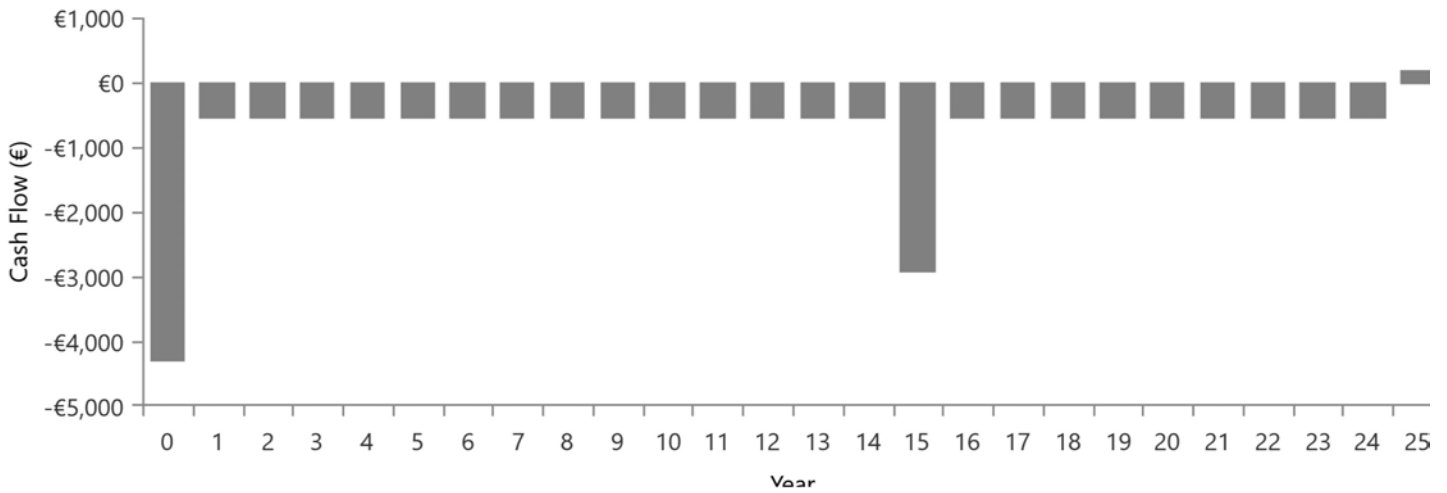
	Base Case	Current System
Net Present Cost	€17,643	€12,096
CAPEX	€4,301	€5,702
OPEX	€629.13	€301.53
LCOE (per kWh)	€0.183	€0.0707
CO2 Emitted (kg/yr)	2,879	1,661
Fuel Consumption (L/yr)	0	0



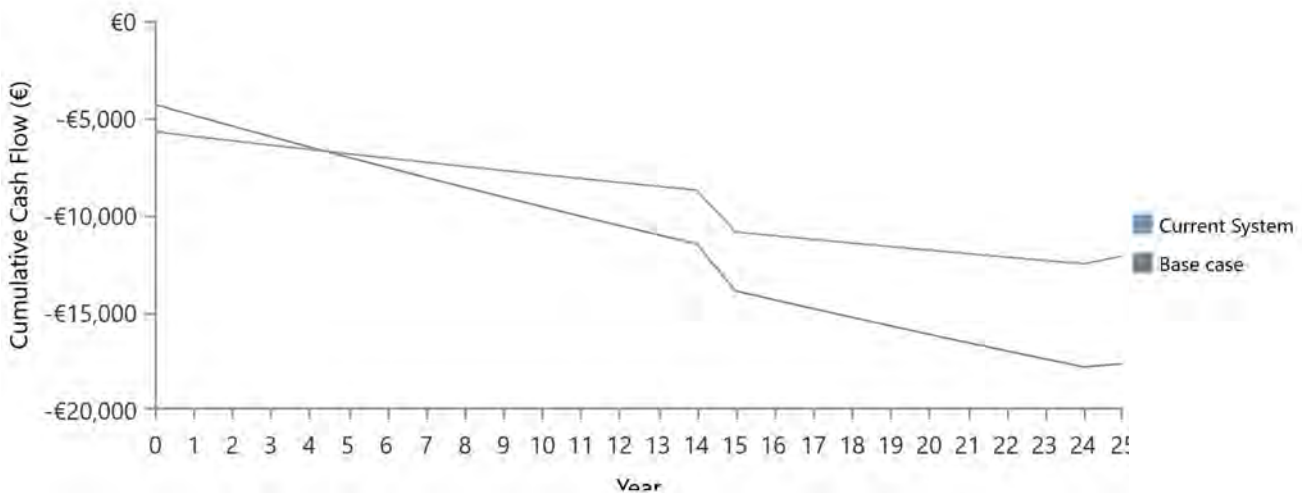
Current Annual Nominal Cash Flows



Base Case Annual Nominal Cash Flows



Cumulative Discounted Cash Flows



B.9 Informe Caso uso 3B HOMER PRO



System Simulation Report



File: C_U_Nº3_RED_DOMESTICA BATERIAS_3B.homer

Author: CARLOS MORENO

Location: (40°29.1'N, 3°23.8'W)

Total Net Present Cost: €6,706.42

Levelized Cost of Energy (€/kWh): €0.0402

Notes: Se realizará un estudio con el software Homer Pro en el que se realizará un análisis de distintos casos de uso en microrredes con diversas tipologías de generadores de energía.

CASO DE USO Nº3B_SIMULACION RED DOMESTICA TARIFA 2.0DHA CON BATERIAS 2V

En este tercer caso de uso se realizará un análisis multivariable de una instalación doméstica en la que se espera reducir los costes de energía, estimando los costes económicos de los elementos de la instalación fotovoltaica, analizando la producción de energía de los paneles solares, y ajustando dichos parámetros a la normativa energética. Este caso de uso 3B se han implementado unas baterías de almacenamiento con la tarifa de precio horario DHA2.0.

Esta tarifa energética es la tarifa normal correspondiente a suministros eléctricos de entre 0 y 10kW de potencia contratada de la instalación.

Primero se han obtenido los datos de consumo de Iberdrola Distribución para importarlos al diseño y poder simular con éstos, durante el año 2018.



Para poder obtener una energía de 12.48kWh/día que podrá satisfacer el consumo energético con una potencia 3.31kWp.

Según la nueva normativa en materia energética 5089 RD244/2019 5 de abril, la red eléctrica en caso de un excedente energético compensa una facturación neta o con una contraprestación económica por venta de la energía producida.

Elementos seleccionados para esta la instalación fotovoltaica son:

Panel Solar 335W Policristalino Bauer (BSP335P)

Inversor-Must-Solar-5000W-48V-MPPT80

Batería Estacionaria OPzV Bauer Gel 1250Ah 2V



Table of Contents

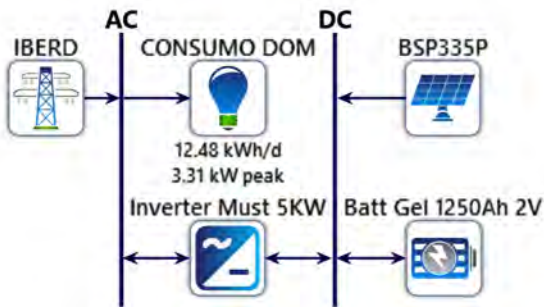
System Architecture	4
Cost Summary	5
Cash Flow	6
Electrical Summary	7
PV: Bauer Energy 335W 24V	8
Storage: EnerSys PowerSafe OPzV 490	9
Converter: MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A	10
Grid: IBERDROLA	11
Compare Economics	13



System Architecture

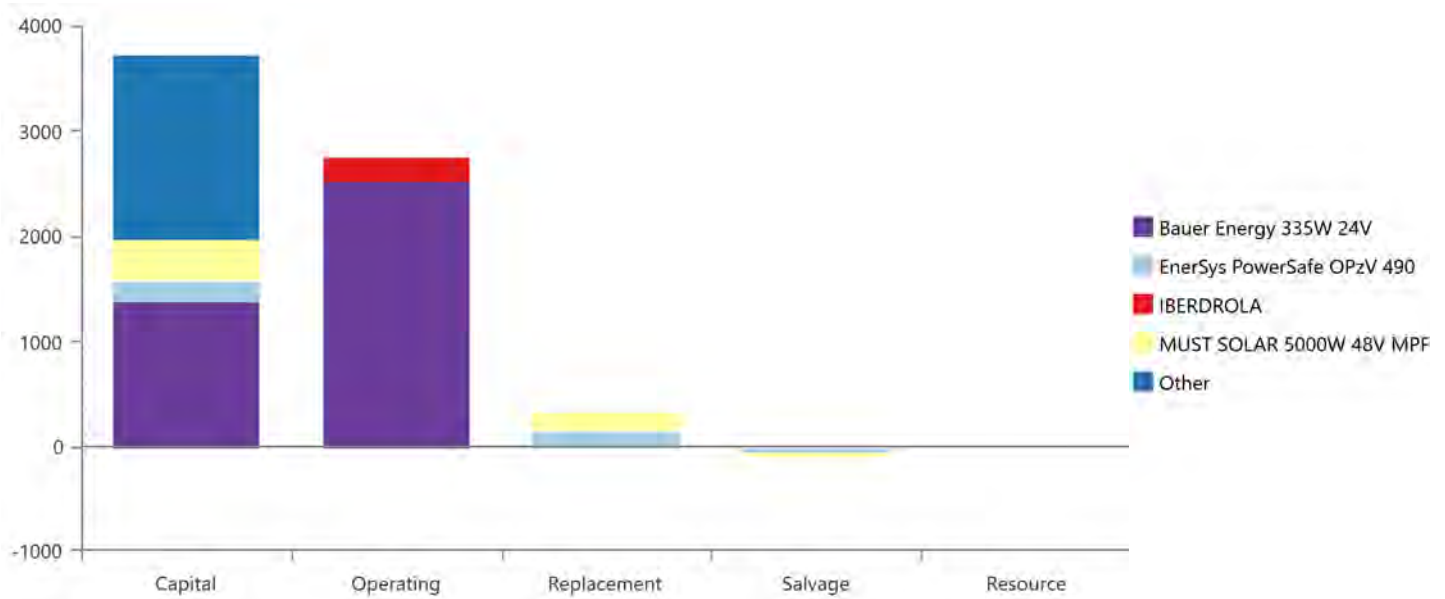
Component	Name	Size	Unit
PV	Bauer Energy 335W 24V	4.00	kW
Storage	EnerSys PowerSafe OPzV 490	2	strings
System converter	MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A	3.36	kW
Grid	IBERDROLA	9,999,999	kW
Dispatch strategy	HOMER Cycle Charging		

Schematic





Cost Summary



Net Present Costs

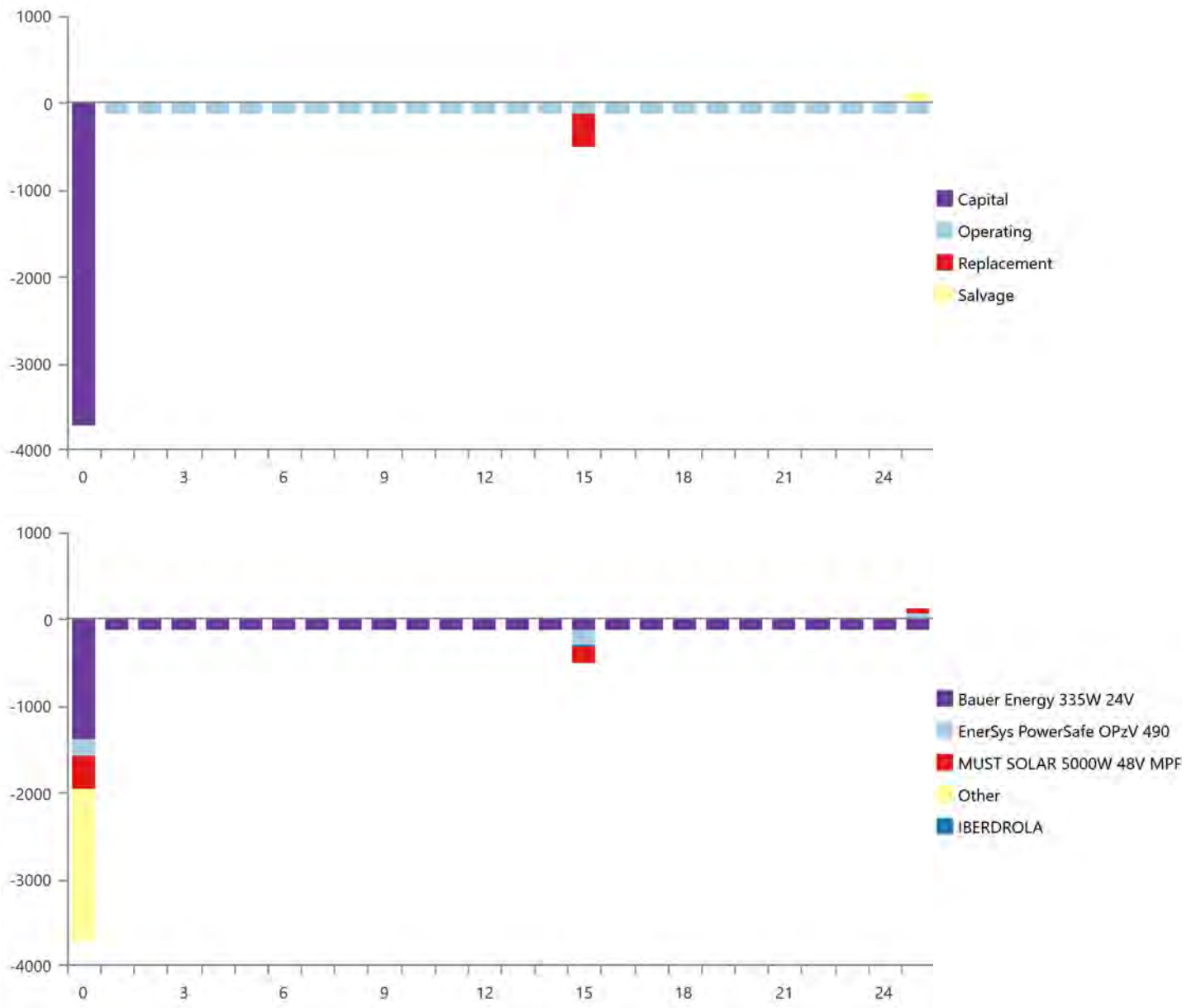
Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Bauer Energy 335W 24V	€1,386	€2,532	€0.00	€0.00	€0.00	€3,918
EnerSys PowerSafe OPzV 490	€182.88	€0.00	€150.49	-€44.05	€0.00	€289.32
IBERDROLA	€0.00	€232.12	€0.00	€0.00	€0.00	€232.12
MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A	€394.42	€0.00	€166.12	-€48.62	€0.00	€511.91
Other	€1,755	€0.00	€0.00	€0.00	€0.00	€1,755
System	€3,718	€2,764	€316.61	-€92.67	€0.00	€6,706

Annualized Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Bauer Energy 335W 24V	€65.36	€119.40	€0.00	€0.00	€0.00	€184.76
EnerSys PowerSafe OPzV 490	€8.62	€0.00	€7.10	-€2.08	€0.00	€13.64
IBERDROLA	€0.00	€10.95	€0.00	€0.00	€0.00	€10.95
MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A	€18.60	€0.00	€7.83	-€2.29	€0.00	€24.14
Other	€82.75	€0.00	€0.00	€0.00	€0.00	€82.75
System	€175.34	€130.35	€14.93	-€4.37	€0.00	€316.24



Cash Flow





Electrical Summary

Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	11.1	kWh/yr
Unmet Electric Load	0	kWh/yr
Capacity Shortage	0	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
Bauer Energy 335W 24V	5,876	70.1
Grid Purchases	2,501	29.9
Total	8,378	100

Consumption Summary

Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	4,556	57.9
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Grid Sales	3,315	42.1
Total	7,870	100



PV: Bauer Energy 335W 24V

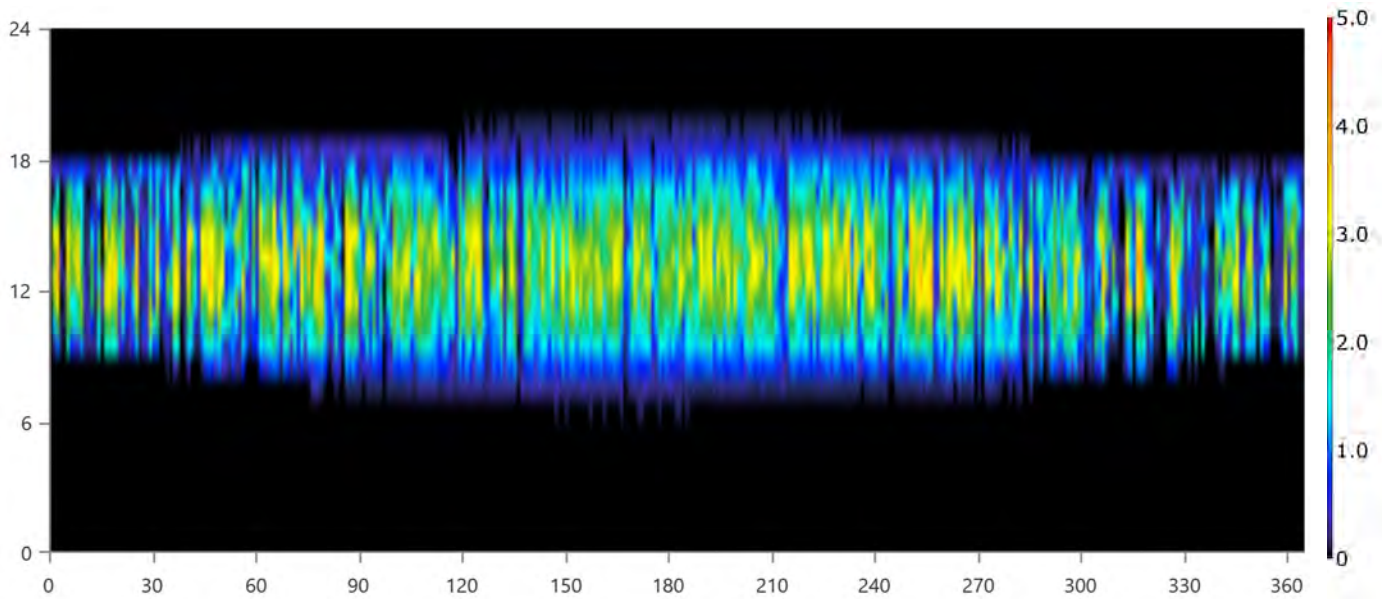
Bauer Energy 335W 24V Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	4.12	kW
PV Penetration	129	%
Hours of Operation	4,386	hrs/yr
Levelized Cost	0.0314	€/kWh

Bauer Energy 335W 24V Statistics

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	4.00	kW
Mean Output	0.671	kW
Mean Output	16.1	kWh/d
Capacity Factor	16.8	%
Total Production	5,876	kWh/yr

Bauer Energy 335W 24V Output (kW)





Storage: EnerSys PowerSafe OPzV 490

EnerSys PowerSafe OPzV 490 Properties

Quantity	Value	Units
Batteries	12.0	qty.
String Size	6.00	batteries
Strings in Parallel	2.00	strings
Bus Voltage	12.0	V

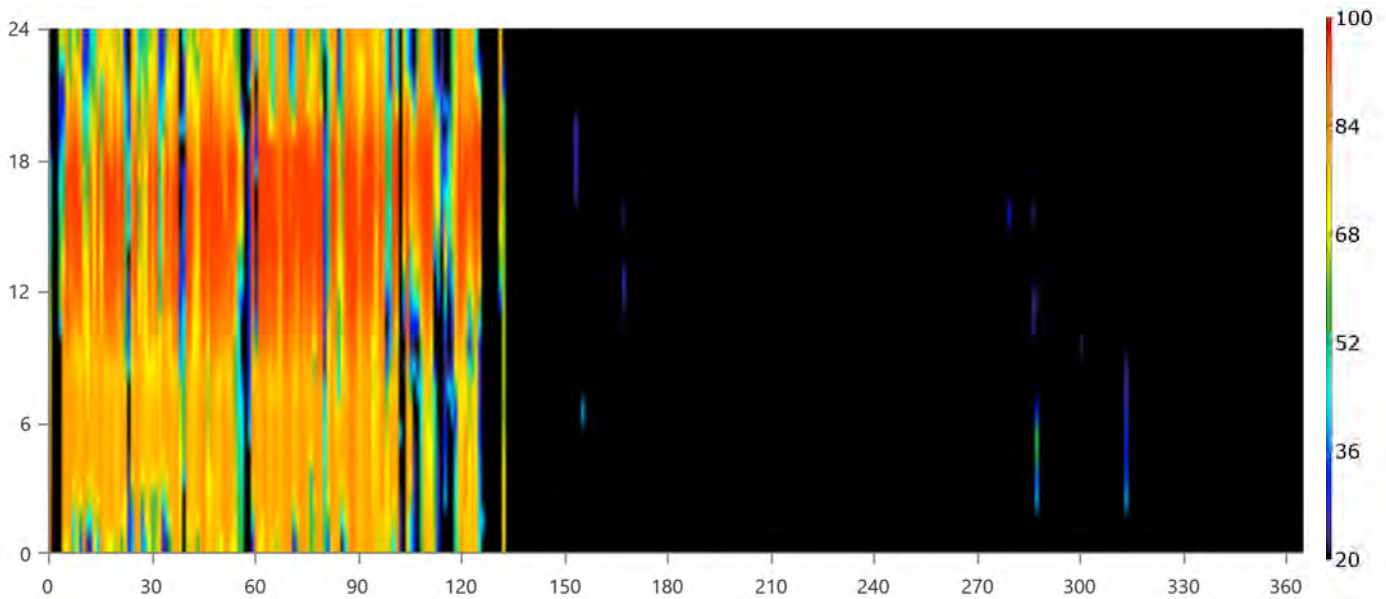
EnerSys PowerSafe OPzV 490 Result Data

Quantity	Value	Units
Average Energy Cost	0.0404	€/kWh
Energy In	839	kWh/yr
Energy Out	809	kWh/yr
Storage Depletion	12.6	kWh/yr
Losses	42.3	kWh/yr
Annual Throughput	830	kWh/yr

EnerSys PowerSafe OPzV 490 Statistics

Quantity	Value	Units
Autonomy	24.2	hr
Storage Wear Cost	0.00952	€/kWh
Nominal Capacity	15.8	kWh
Usable Nominal Capacity	12.6	kWh
Lifetime Throughput	12,453	kWh
Expected Life	15.0	yr

EnerSys PowerSafe OPzV 490 State of Charge (%)





Converter: MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A

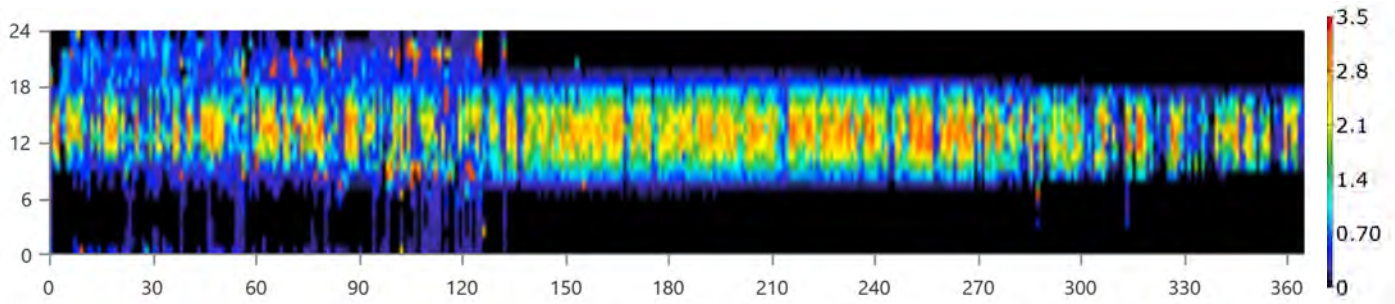
MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	8,100	hrs/yr
Energy Out	5,797	kWh/yr
Energy In	6,234	kWh/yr
Losses	436	kWh/yr

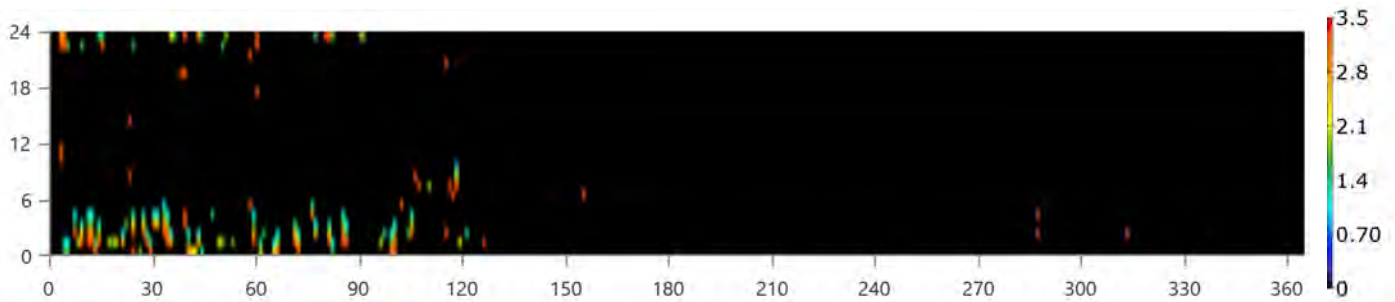
MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A Statistics

Quantity	Value	Units
Capacity	3.36	kW
Mean Output	0.662	kW
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	3.36	kW
Capacity Factor	19.7	%

MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A Inverter Output (kW)



MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A Rectifier Output (kW)





Grid: IBERDROLA

Grid rate: Demand 1

Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	0	0	0	6.10	€0.00	€0.00
February	0	0	0	4.44	€0.00	€0.00
March	0	0	0	4.35	€0.00	€0.00
April	0	0	0	5.88	€0.00	€0.00
May	0	0	0	4.00	€0.00	€0.00
June	0	0	0	4.56	€0.00	€0.00
July	0	0	0	1.59	€0.00	€0.00
August	0	0	0	2.74	€0.00	€0.00
September	0	0	0	1.69	€0.00	€0.00
October	0	0	0	4.53	€0.00	€0.00
November	0	0	0	6.13	€0.00	€0.00
December	0	0	0	3.09	€0.00	€0.00
Annual	0	0	0	6.13	€0.00	€0.00

Grid rate: Rate 1

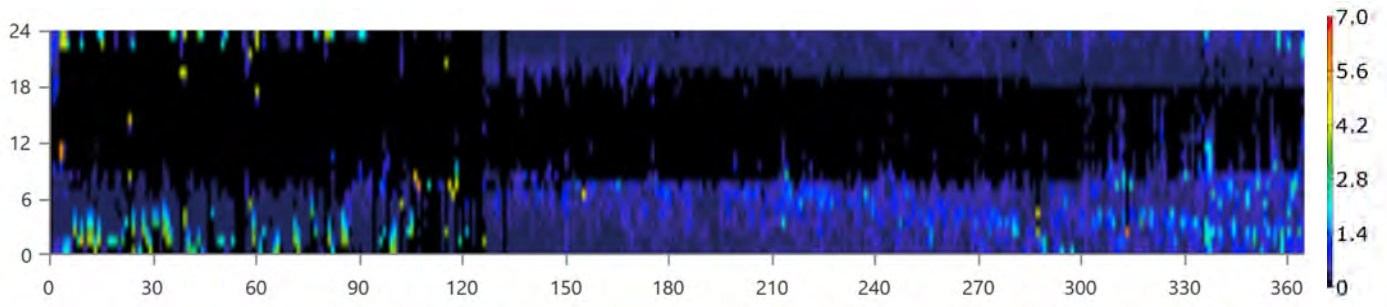
Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	248	157	90.7	0	€8.35	€0.00
February	146	178	-31.4	0	€1.02	€0.00
March	167	317	-150	0	-€4.08	€0.00
April	136	232	-95.6	0	-€2.87	€0.00
May	141	310	-169	0	-€4.44	€0.00
June	177	358	-181	0	-€5.30	€0.00
July	168	397	-229	0	-€9.93	€0.00
August	222	379	-157	0	-€4.74	€0.00
September	210	352	-142	0	-€4.55	€0.00
October	229	264	-34.8	0	€3.52	€0.00
November	274	191	82.4	0	€11.64	€0.00
December	382	180	202	0	€22.33	€0.00
Annual	2,501	3,315	-813	0	€10.95	€0.00

Grid rate: All

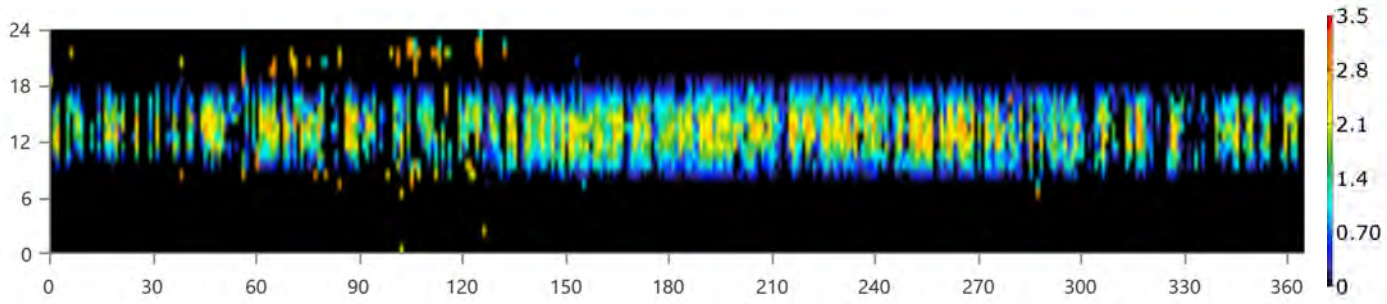
Month	Energy Purchased (kWh)	Energy Sold (kWh)	Net Energy Purchased (kWh)	Peak Demand (kW)	Energy Charge	Demand Charge
January	248	157	90.7	6.10	€8.35	€0.00
February	146	178	-31.4	4.44	€1.02	€0.00
March	167	317	-150	4.35	-€4.08	€0.00
April	136	232	-95.6	5.88	-€2.87	€0.00
May	141	310	-169	4.00	-€4.44	€0.00
June	177	358	-181	4.56	-€5.30	€0.00
July	168	397	-229	1.59	-€9.93	€0.00
August	222	379	-157	2.74	-€4.74	€0.00
September	210	352	-142	1.69	-€4.55	€0.00
October	229	264	-34.8	4.53	€3.52	€0.00
November	274	191	82.4	6.13	€11.64	€0.00
December	382	180	202	3.09	€22.33	€0.00
Annual	2,501	3,315	-813	6.13	€10.95	€0.00



Energy Purchased From Grid (kW)



Energy Sold To Grid (kW)





Compare Economics

IRR (%): **16.9**

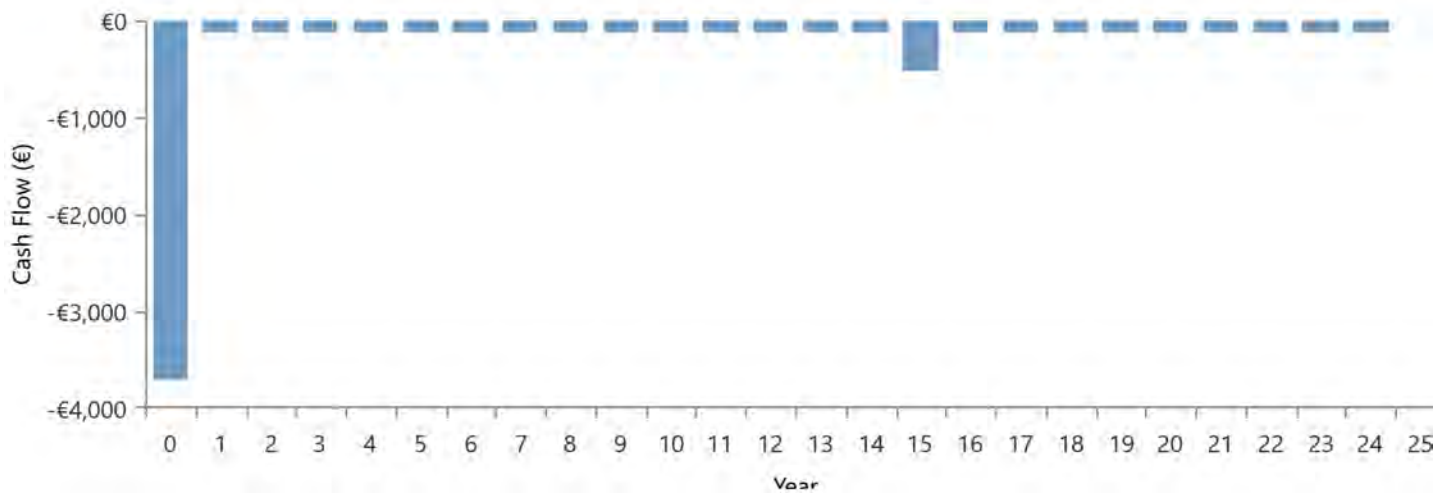
Discounted payback (yr): **6.15**

Simple payback (yr): **5.87**

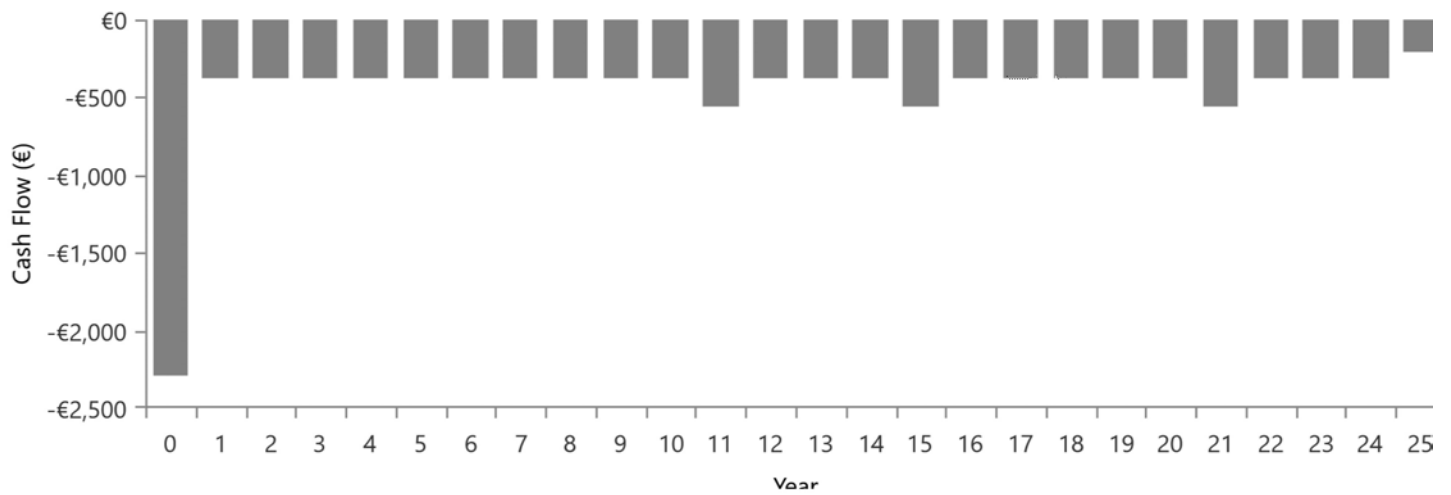
	Base Case	Current System
Net Present Cost	€10,532	€6,706
CAPEX	€2,293	€3,718
OPEX	€388.51	€140.91
LCOE (per kWh)	€0.109	€0.0402
CO2 Emitted (kg/yr)	3,111	1,581
Fuel Consumption (L/yr)	0	0



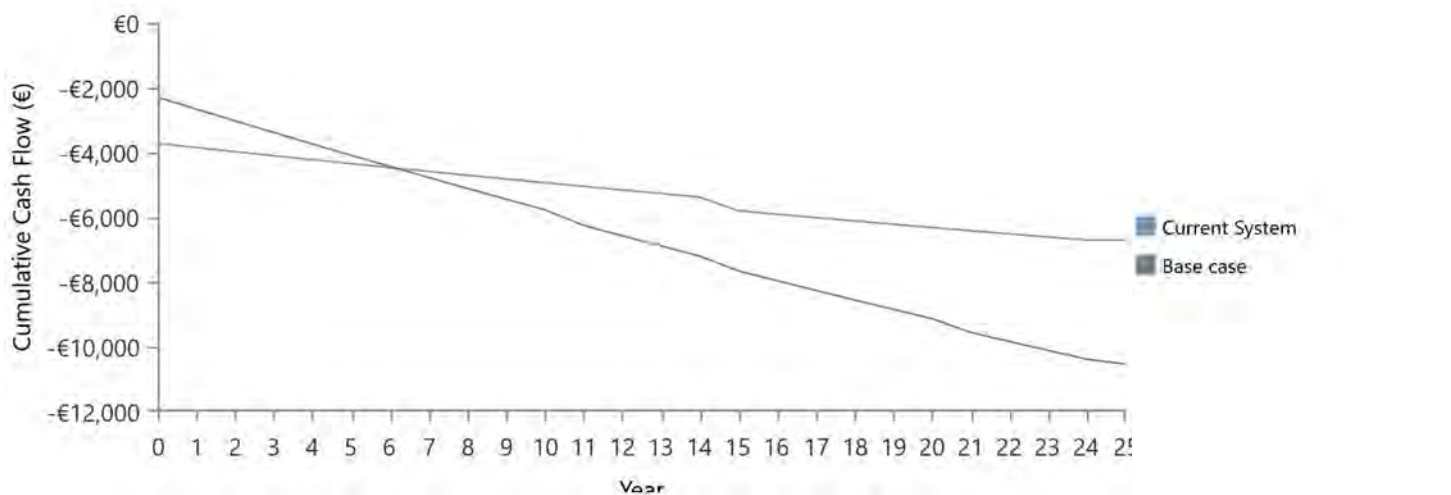
Current Annual Nominal Cash Flows



Base Case Annual Nominal Cash Flows



Cumulative Discounted Cash Flows



B.10 Informe Caso uso 4 HOMER PRO



System Simulation Report



File: C_U_Nº4_RED DOMESTICA AISLADA BATERIAS_4A.homer

Author: CARLOS MORENO

Location: Calle Celestino Mutis, 75, 28806 Alcalá de Henares, Madrid, Spain (40°29.1'N, 3°23.8'W)

Total Net Present Cost: €35,412.04

Levelized Cost of Energy (€/kWh): €0.367

Notes: CASO DE USO Nº4A_SIMULACION RED DOMESTICA CON BATERIAS 2V CASO AISLADO

Se realizará un estudio con el software Homer Pro de una red aislada, y se quiere estudiar un kit para autoconsumo de AutoSolar.

El Kit Solar Vivienda Aislada 5.000W 48V 12.150Whdia es un kit muy económico de 48V con la posibilidad de llevar los consumos de una vivienda completa, dada la buena capacidad del sistema en paneles y una equilibrada autonomía de baterías.

El sistema es ampliable sin tocar nada con 6 paneles adicionales por si sus necesidades cambian en el futuro o tiene mayores consumos. El banco de baterías tiene un precio muy interesante para sus características, pero si en el futuro desea cambiar a un sistema con litio, este inversor es totalmente compatible con ellas y le podrán ofrecer una mayor cantidad de ciclos de vida. Además de los materiales para hacer las conexiones, también se incluye una estructura para ubicar los paneles sobre un tejado ya con inclinación y orientación óptimas.

Energía captada en un día: 7560 Wh/día en invierno y 17640 Wh/día en verano.

Consumos habituales que el Kit Solar Vivienda Aislada 5000W 48V 12150Whdia puede cubrir. La estimación de producción se ha tomado con un mínimo de 3 horas de sol pico para invierno, mientras que en verano, se han tomado 7 horas de sol.

Según la nueva normativa en materia energética 5089 RD244/2019 5 de abril, la red



eléctrica en caso de un excedente energético compensa una facturación neta o con una contraprestación económica por venta de la energía producida.

El kit está valorado en 5.411,35€

Elementos seleccionados para esta la instalación fotovoltaica son:

- Panel Solar 280W de 60 células Bauer:
- Inversor Cargador + Regulador de Carga Must Solar 5000W 48V con MPPT
- Batería Estacionaria Ultracell UZS 600Ah 6V
- 1xEstructura para paneles solares sobre Teja
- 10 metros de Cable Rojo PV ZZ-F de 6mm² y 10 metros de Cable Negro PV ZZ-F de 6mm²
- 10 metros de Cable Rojo PV ZZ-F de 10mm² y 10 metros de Cable Negro PV ZZ-F de 10mm²
- 1 metro de Cable Verde ZZ-F 50mm² y 1 metro de Cable Negro RV-K 50mm²
- 7x Cable de 50mm² para Interconexion de las diferentes baterías.
- 1x Repartidor y caja estanca para conexionado de paneles
- 3x Conectores MC4 Paneles



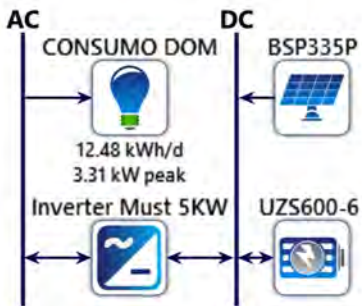
Table of Contents

System Architecture	4
Cost Summary	5
Cash Flow	6
Electrical Summary	7
PV: Bauer Energy 228W	8
Storage: Ultracell UZS600-6 600Ah 6V	9
Converter: MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A	10
Compare Economics	11

System Architecture

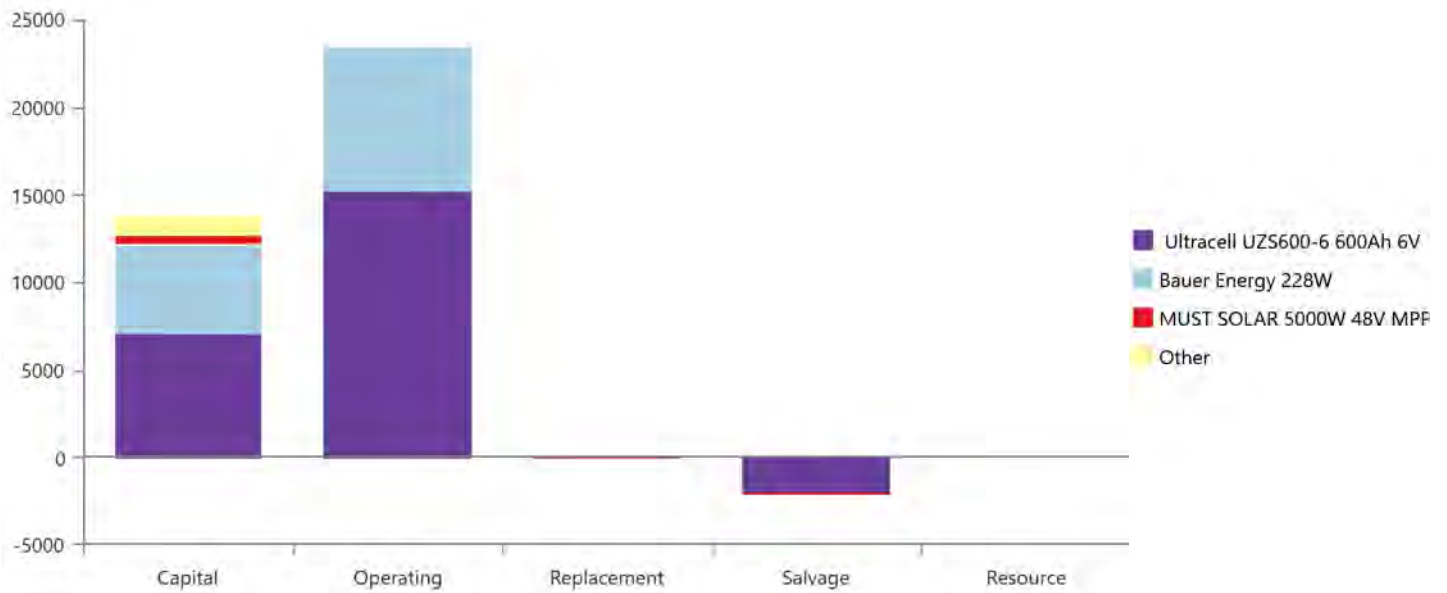
Component	Name	Size	Unit
PV	Bauer Energy 228W	10.9	kW
Storage	Ultracell UZS600-6 600Ah 6V	3	strings
System converter	MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A	3.74	kW
Dispatch strategy	HOMER Cycle Charging		

Schematic





Cost Summary



Net Present Costs

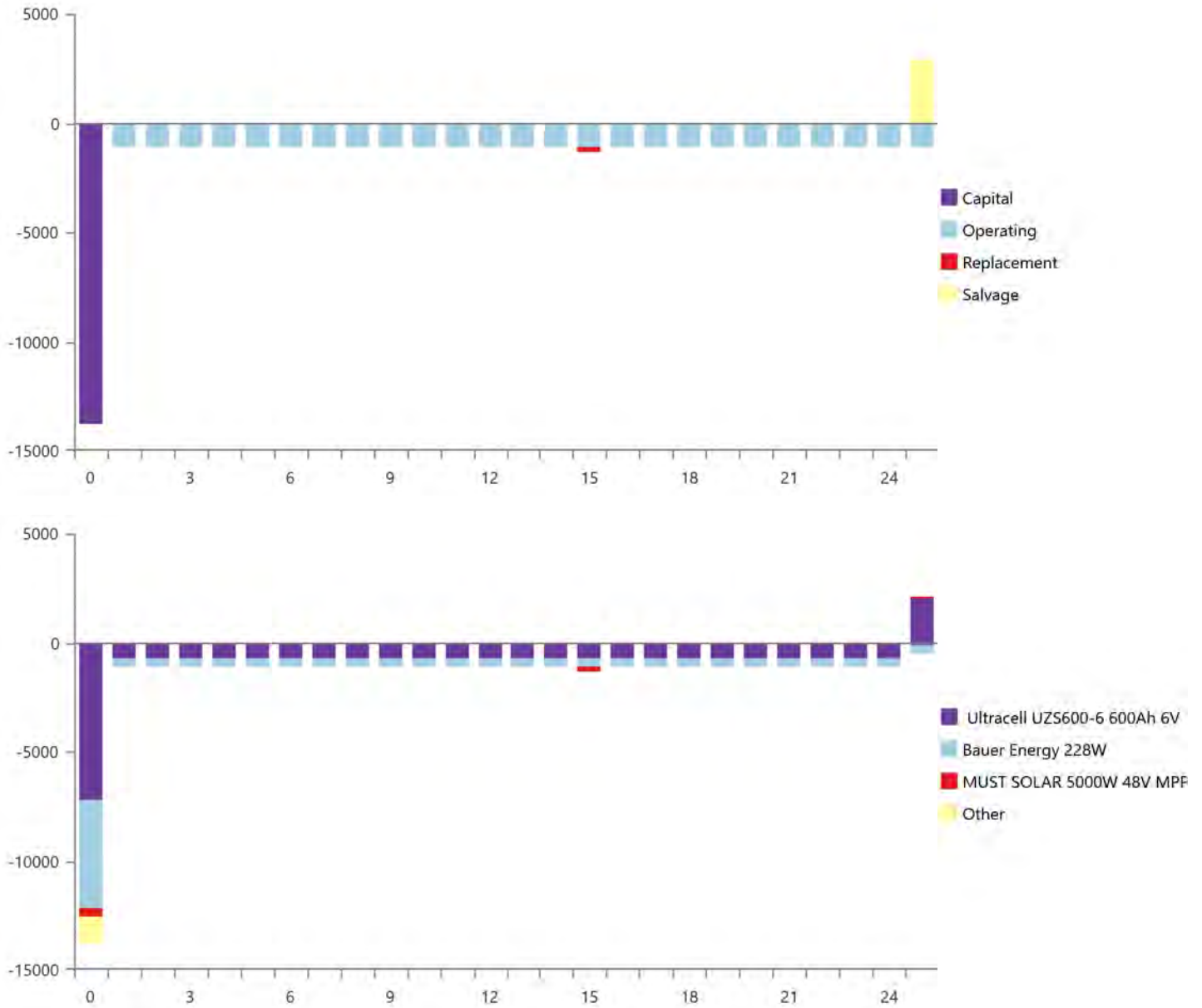
Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Ultracell UZS600-6 600Ah 6V	€7,184	€15,269	€0.00	-€2,034	€0.00	€20,419
Bauer Energy 228W	€4,972	€8,244	€0.00	€0.00	€0.00	€13,216
MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A	€438.03	€0.00	€184.49	-€54.00	€0.00	€568.52
Other	€1,196	€13.11	€0.00	€0.00	€0.00	€1,209
System	€13,790	€23,526	€184.49	-€2,088	€0.00	€35,412

Annualized Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
Ultracell UZS600-6 600Ah 6V	€338.76	€720.00	€0.00	-€95.91	€0.00	€962.86
Bauer Energy 228W	€234.46	€388.74	€0.00	€0.00	€0.00	€623.20
MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A	€20.66	€0.00	€8.70	-€2.55	€0.00	€26.81
Other	€56.39	€0.618	€0.00	€0.00	€0.00	€57.00
System	€650.26	€1,109	€8.70	-€98.45	€0.00	€1,670



Cash Flow





Electrical Summary

Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	10,470	kWh/yr
Unmet Electric Load	3.75	kWh/yr
Capacity Shortage	4.50	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
Bauer Energy 228W	15,961	100
Total	15,961	100

Consumption Summary

Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	4,552	100
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Total	4,552	100



PV: Bauer Energy 228W

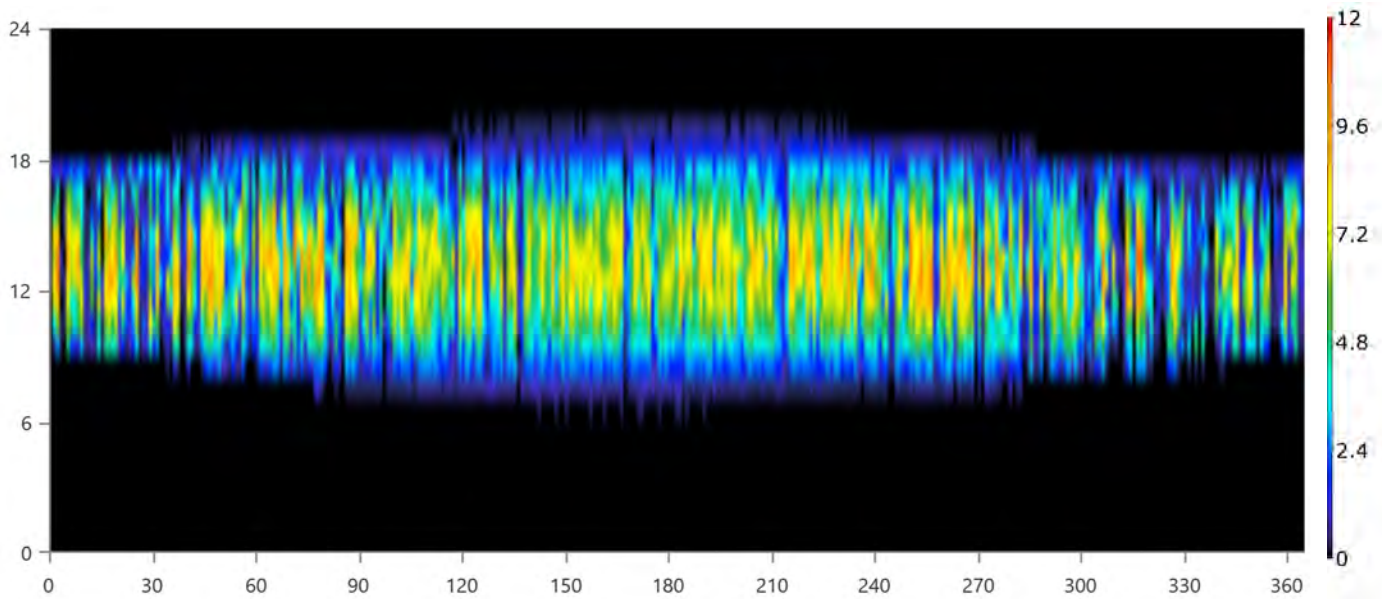
Bauer Energy 228W Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	11.2	kW
PV Penetration	350	%
Hours of Operation	4,386	hrs/yr
Levelized Cost	0.0390	€/kWh

Bauer Energy 228W Statistics

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	10.9	kW
Mean Output	1.82	kW
Mean Output	43.7	kWh/d
Capacity Factor	16.7	%
Total Production	15,961	kWh/yr

Bauer Energy 228W Output (kW)





Storage: Ultracell UZS600-6 600Ah 6V

Ultracell UZS600-6 600Ah 6V Properties

Quantity	Value	Units
Batteries	24.0	qty.
String Size	8.00	batteries
Strings in Parallel	3.00	strings
Bus Voltage	48.0	V

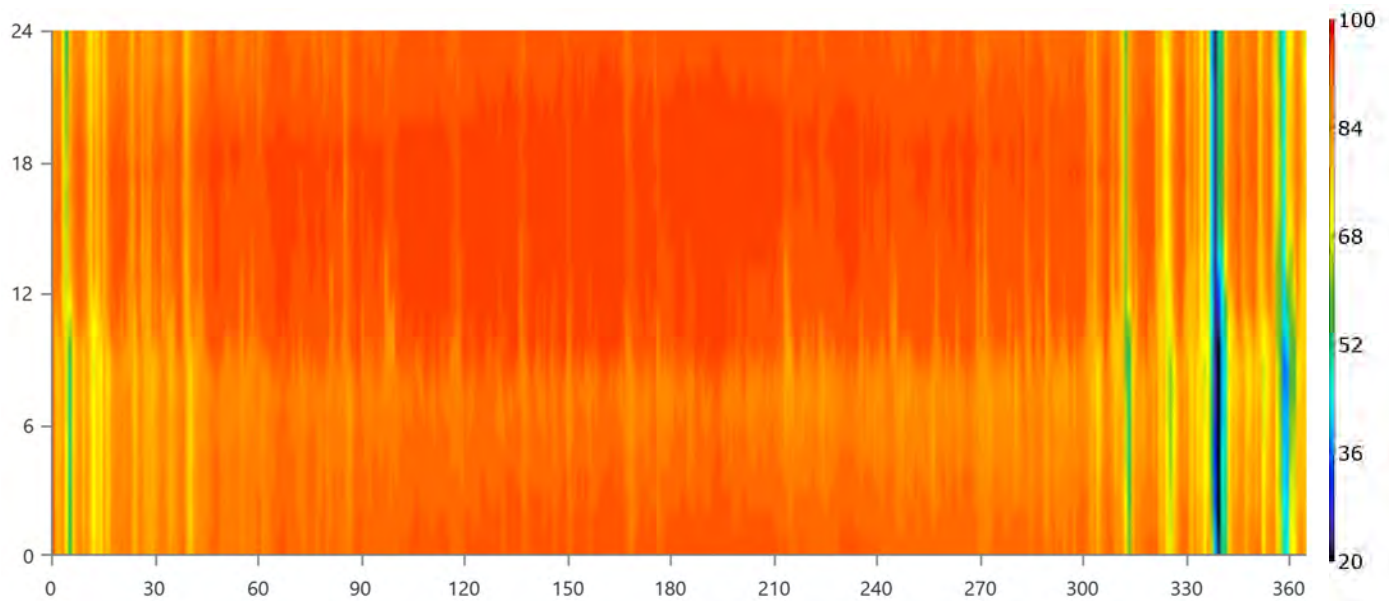
Ultracell UZS600-6 600Ah 6V Result Data

Quantity	Value	Units
Average Energy Cost	0	€/kWh
Energy In	3,100	kWh/yr
Energy Out	2,504	kWh/yr
Storage Depletion	26.9	kWh/yr
Losses	623	kWh/yr
Annual Throughput	2,800	kWh/yr

Ultracell UZS600-6 600Ah 6V Statistics

Quantity	Value	Units
Autonomy	141	hr
Storage Wear Cost	0.0698	€/kWh
Nominal Capacity	91.4	kWh
Usable Nominal Capacity	73.1	kWh
Lifetime Throughput	115,080	kWh
Expected Life	41.1	yr

Ultracell UZS600-6 600Ah 6V State of Charge (%)





Converter: MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A

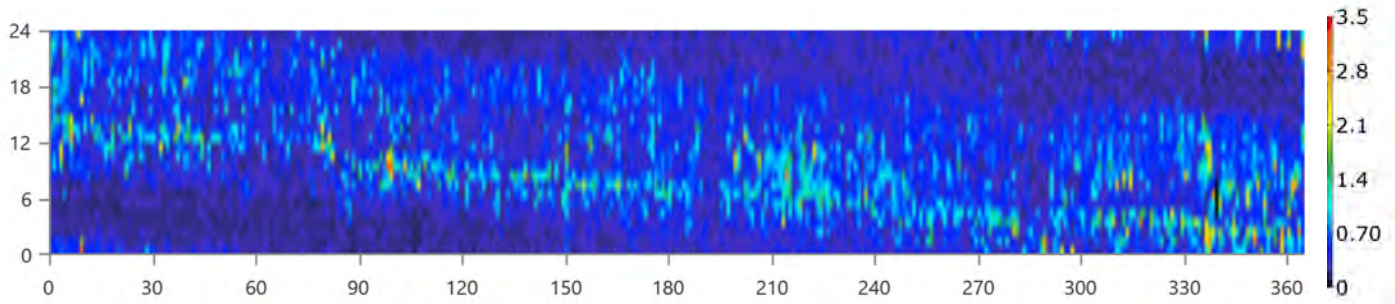
MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	8,756	hrs/yr
Energy Out	4,552	kWh/yr
Energy In	4,895	kWh/yr
Losses	343	kWh/yr

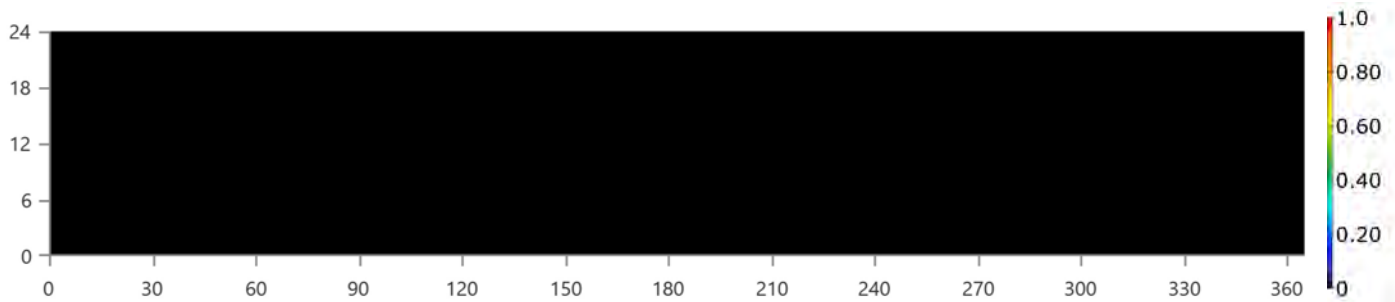
MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A Statistics

Quantity	Value	Units
Capacity	3.74	kW
Mean Output	0.520	kW
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	3.31	kW
Capacity Factor	13.9	%

MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A Inverter Output (kW)



MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A Rectifier Output (kW)





Compare Economics

IRR (%): **N/A**

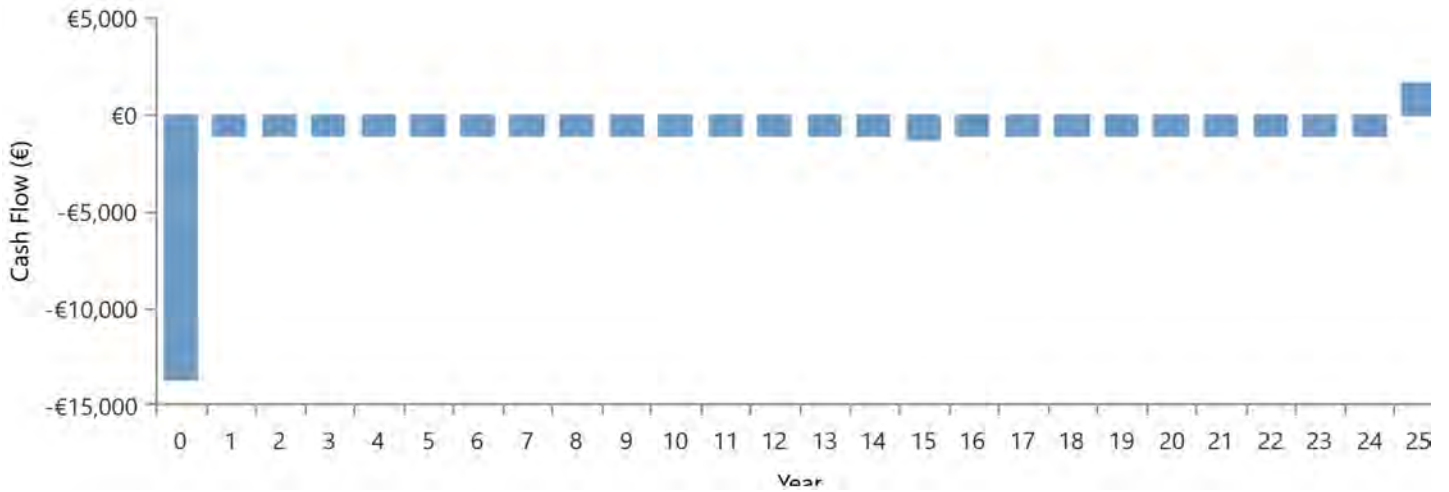
Discounted payback (yr): **N/A**

Simple payback (yr): **N/A**

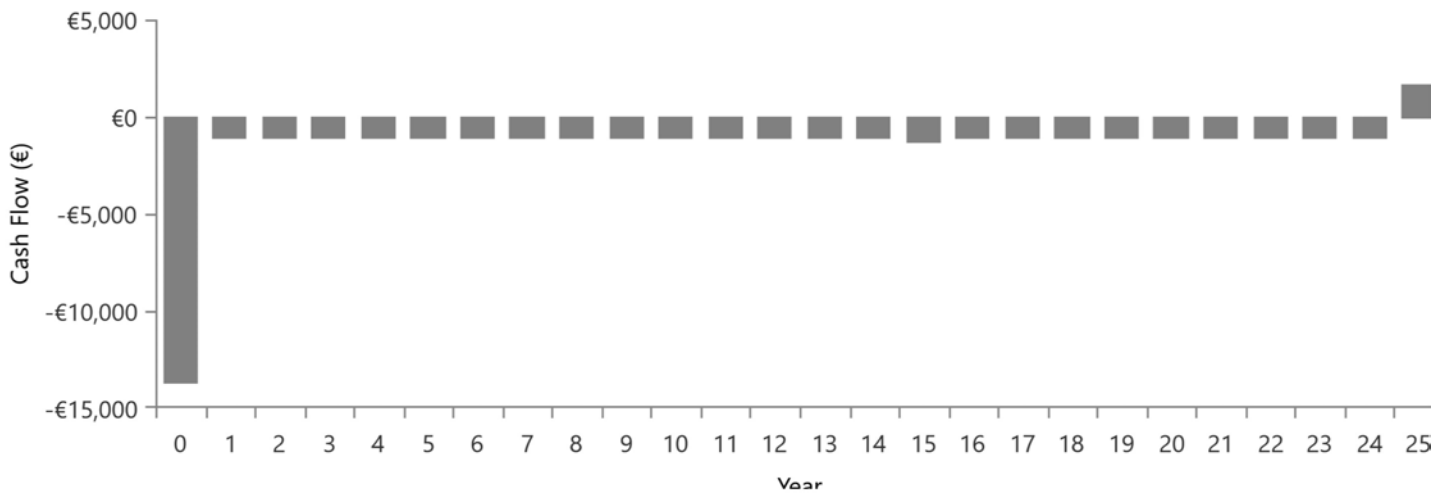
	Base Case	Current System
Net Present Cost	€35,412	€35,412
CAPEX	€13,790	€13,790
OPEX	€1,020	€1,020
LCOE (per kWh)	€0.367	€0.367
CO2 Emitted (kg/yr)	0	0
Fuel Consumption (L/yr)	0	0



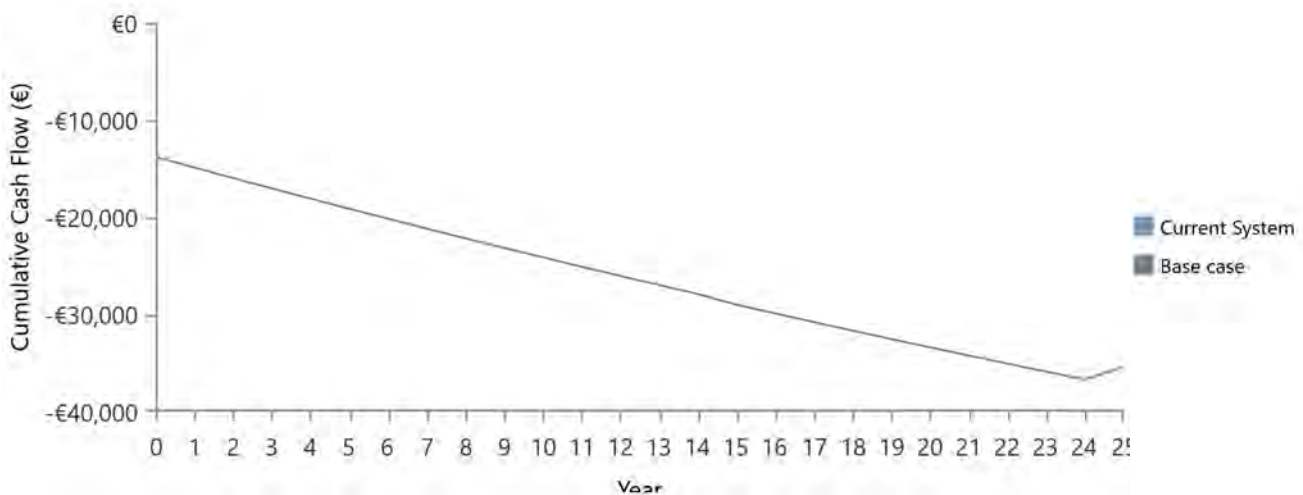
Current Annual Nominal Cash Flows



Base Case Annual Nominal Cash Flows



Cumulative Discounted Cash Flows



B.11 Informe Caso uso 4GEN HOMER PRO



System Simulation Report



File: C_U_Nº4_RED DOMESTICA AISLADA BATERIAS_4GEN.homer

Author: CARLOS MORENO

Location: (40°29.1'N, 3°23.8'W)

Total Net Present Cost: €35,545.19

Levelized Cost of Energy (€/kWh): €0.368

Notes: Se realizará un estudio con el software Homer Pro en el que se realizará un análisis de distintos casos de uso en microrredes con diversas tipologías de generadores de energía.

CASO DE USO Nº4_SIMULACION RED AISLADA CON GE

En este cuarto caso de uso se realizará un análisis multivariable de una instalación doméstica en la que se espera reducir los costes de energía, estimando los costes económicos de los elementos de la instalación fotovoltaica, analizando la producción de energía de los paneles solares, y ajustando dichos parámetros a la normativa energética.

Este caso de uso 4 se han implementado unas baterías de almacenamiento con la instalación aislada de la red eléctrica.

Se ha dimensionado un GE de 11kW debido a que para una instalación de autoconsumo aislada de la red, debe tener un sistema de respaldo que garantice el suministro.

Primero se han obtenido los datos de consumo de Iberdrola Distribución para importarlos al diseño y poder simular con éstos, durante el año 2018.

Para poder obtener una energía de 12.48kWh/día que podrá satisfacer el consumo



energético con una potencia 3.31kWp.

Según la nueva normativa en materia energética 5089 RD244/2019 5 de abril, la red eléctrica en caso de un excedente energético compensa una facturación neta o con una contraprestación económica por venta de la energía producida.

Elementos seleccionados para esta la instalación fotovoltaica son:

Panel Solar 335W Policristalino Bauer (BSP335P)

Inversor-Must-Solar-5000W-48V-MPPT80

Batería Estacionaria BAE SECURA SOLAR 6 PVS 660

DG11KSEM Grupo Electrónico Insonorizado.

La instalación está aislada de la red eléctrica. Se evaluará si la instalación tiene capacidad de poder seguir a la demanda energética con un conjunto de elementos almacenadores de energía.

Así como la viabilidad económica de la implementación de la instalación



Table of Contents

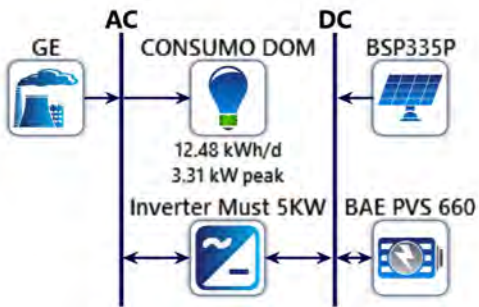
System Architecture	4
Cost Summary	5
Cash Flow	6
Electrical Summary	7
Generator: DG11KSEM Grupo Electrónico Insonorizado (Diesel)	8
PV: Bauer Energy 335W 24V	9
Storage: BAE SECURA SOLAR 6 PVS 660	10
Converter: MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A	11
Fuel Summary	12
Compare Economics	13



System Architecture

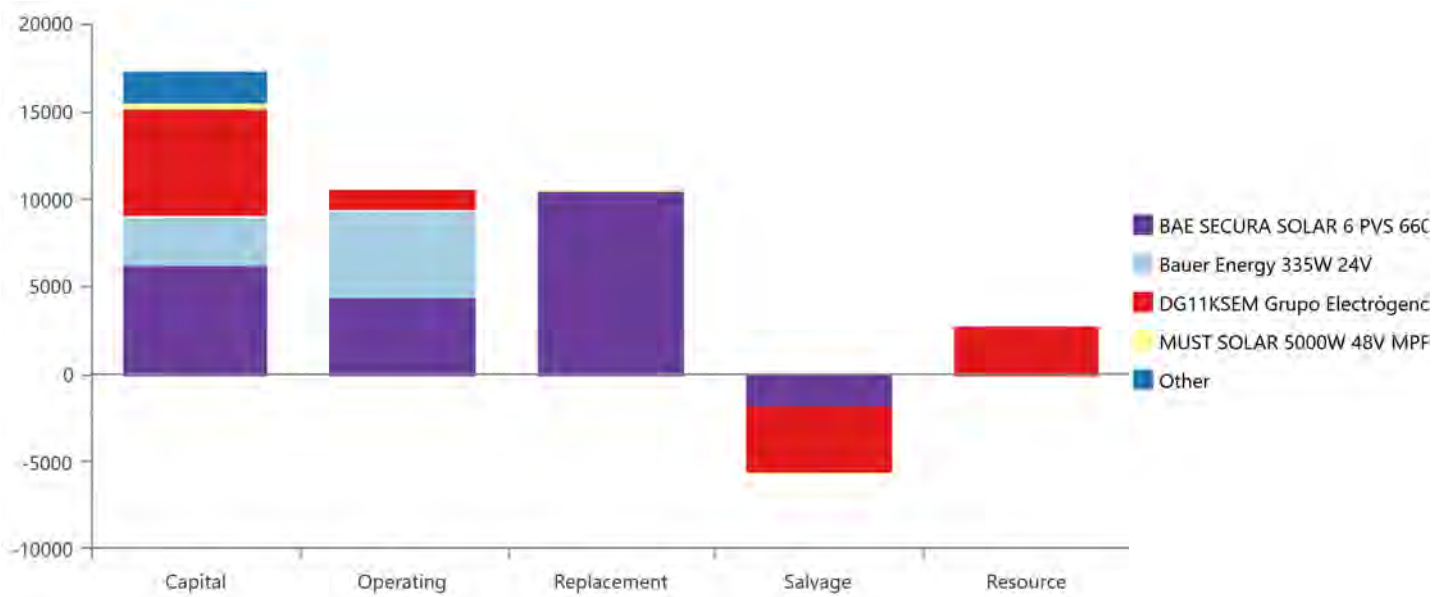
Component	Name	Size	Unit
Generator	DG11KSEM Grupo Electrógeno Insonorizado	15.0	kW
PV	Bauer Energy 335W 24V	7.75	kW
Storage	BAE SECURA SOLAR 6 PVS 660	21	strings
System converter	MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A	3.66	kW
Dispatch strategy	HOMER Load Following		

Schematic





Cost Summary



Net Present Costs

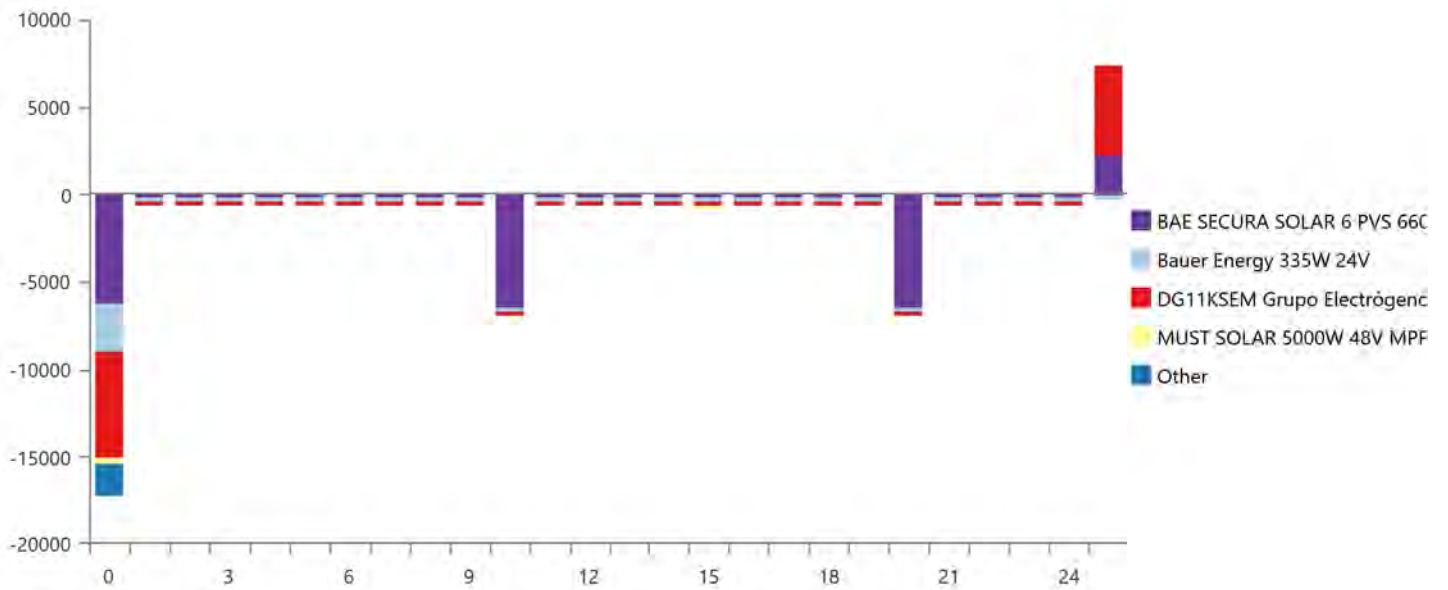
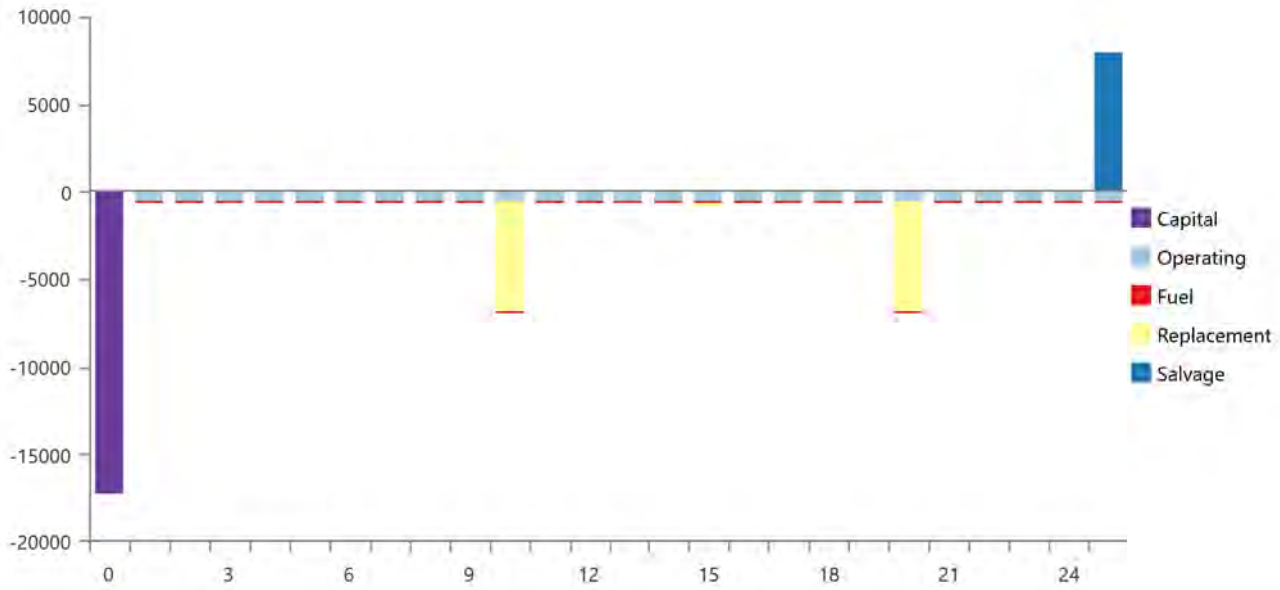
Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
BAE SECURA SOLAR 6 PVS 660	€6,300	€4,453	€10,466	-€1,825	€0.00	€19,394
Bauer Energy 335W 24V	€2,686	€4,907	€0.00	€0.00	€0.00	€7,594
DG11KSEM Grupo Electrógenc Insonorizado	€6,035	€1,161	€0.00	-€3,830	€2,880	€6,245
MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A	€429.31	€0.00	€180.81	-€52.93	€0.00	€557.20
Other	€1,755	€0.00	€0.00	€0.00	€0.00	€1,755
System	€17,205	€10,522	€10,647	-€5,708	€2,880	€35,545

Annualized Costs

Name	Capital	Operating	Replacement	Salvage	Resource	Total
BAE SECURA SOLAR 6 PVS 660	€297.08	€210.00	€493.53	-€86.07	€0.00	€914.54
Bauer Energy 335W 24V	€126.67	€231.41	€0.00	€0.00	€0.00	€358.08
DG11KSEM Grupo Electrógenc Insonorizado	€284.58	€54.75	€0.00	-€180.61	€135.79	€294.50
MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A	€20.24	€0.00	€8.53	-€2.50	€0.00	€26.27
Other	€82.75	€0.00	€0.00	€0.00	€0.00	€82.75
System	€811.32	€496.16	€502.05	-€269.18	€135.79	€1,676



Cash Flow





Electrical Summary

Excess and Unmet

Quantity	Value	Units
Excess Electricity	6,338	kWh/yr
Unmet Electric Load	0	kWh/yr
Capacity Shortage	0	kWh/yr

Production Summary

Component	Production (kWh/yr)	Percent
Bauer Energy 335W 24V	11,388	97.7
DG11KSEM Grupo Electrónico Insonorizado	274	2.35
Total	11,662	100

Consumption Summary

Component	Consumption (kWh/yr)	Percent
AC Primary Load	4,556	100
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Total	4,556	100

Generator: DG11KSEM Grupo Electrónico Insonorizado (Diesel)

DG11KSEM Grupo Electrónico Insonorizado Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Electrical Production	274	kWh/yr
Mean Electrical Output	3.75	kW
Minimum Electrical Output	3.75	kW
Maximum Electrical Output	3.75	kW

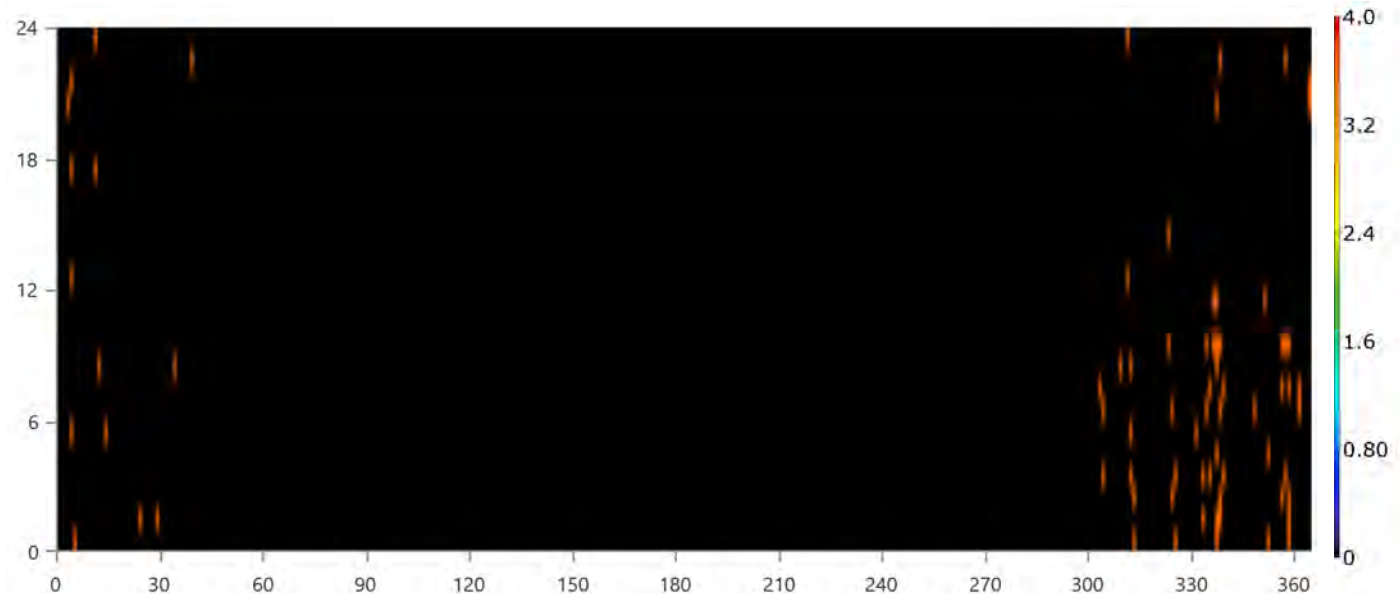
DG11KSEM Grupo Electrónico Insonorizado Fuel Summary

Quantity	Value	Units
Fuel Consumption	136	L
Specific Fuel Consumption	0.497	L/kWh
Fuel Energy Input	1,338	kWh/yr
Mean Electrical Efficiency	20.5	%

DG11KSEM Grupo Electrónico Insonorizado Statistics

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	73.0	hrs/yr
Number of Starts	66.0	starts/yr
Operational Life	205	yr
Capacity Factor	0.208	%
Fixed Generation Cost	1.79	€/hr
Marginal Generation Cost	0.327	€/kWh

DG11KSEM Grupo Electrónico Insonorizado Output (kW)





PV: Bauer Energy 335W 24V

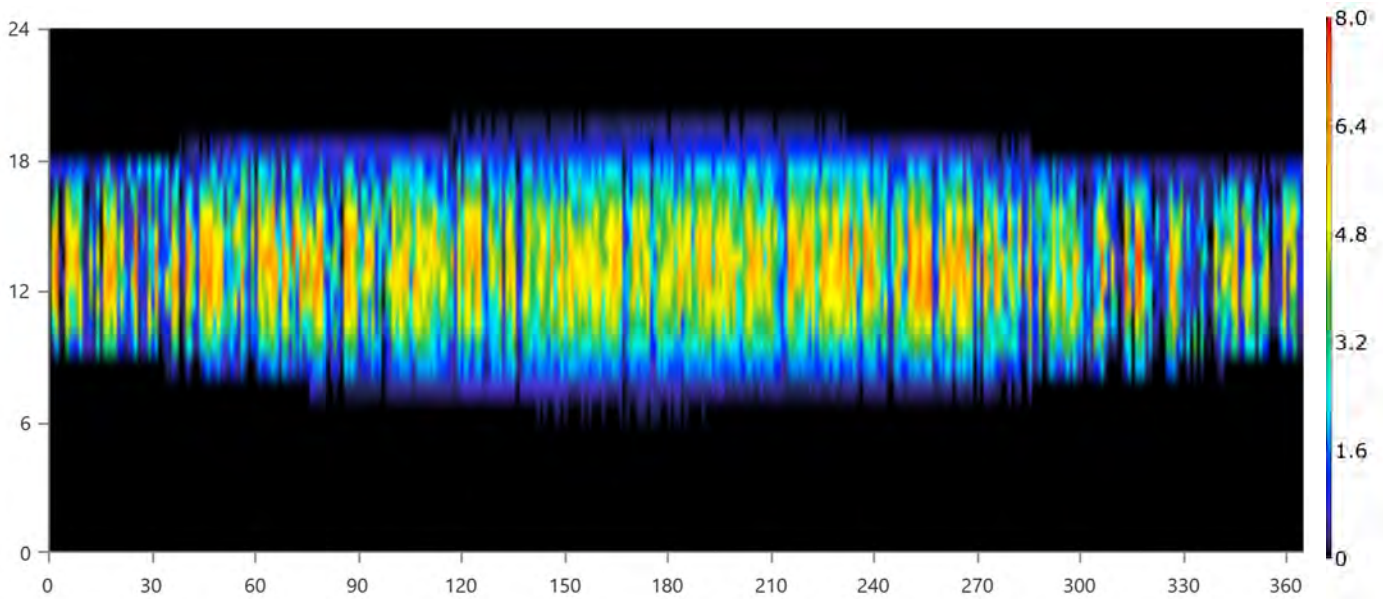
Bauer Energy 335W 24V Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	7.99	kW
PV Penetration	250	%
Hours of Operation	4,386	hrs/yr
Levelized Cost	0.0314	€/kWh

Bauer Energy 335W 24V Statistics

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	7.75	kW
Mean Output	1.30	kW
Mean Output	31.2	kWh/d
Capacity Factor	16.8	%
Total Production	11,388	kWh/yr

Bauer Energy 335W 24V Output (kW)





Storage: BAE SECURA SOLAR 6 PVS 660

BAE SECURA SOLAR 6 PVS 660 Properties

Quantity	Value	Units
Batteries	21.0	qty.
String Size	1.00	batteries
Strings in Parallel	21.0	strings
Bus Voltage	2.00	V

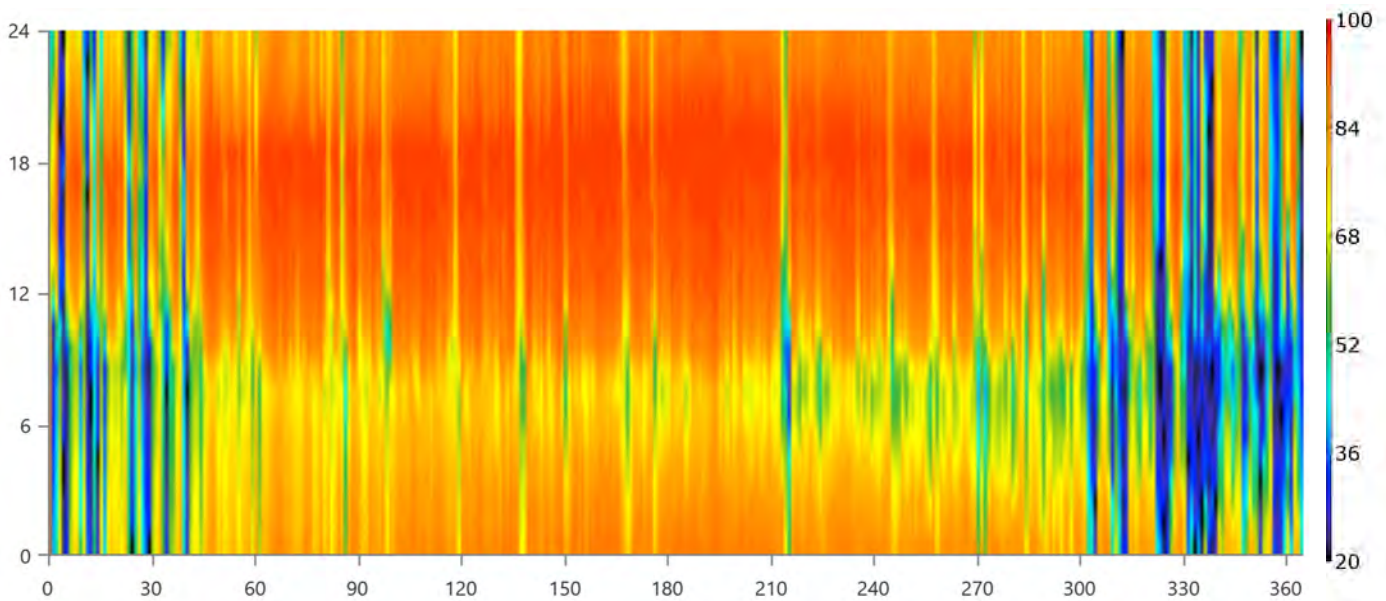
BAE SECURA SOLAR 6 PVS 660 Result Data

Quantity	Value	Units
Average Energy Cost	0	€/kWh
Energy In	2,922	kWh/yr
Energy Out	2,502	kWh/yr
Storage Depletion	19.8	kWh/yr
Losses	440	kWh/yr
Annual Throughput	2,714	kWh/yr

BAE SECURA SOLAR 6 PVS 660 Statistics

Quantity	Value	Units
Autonomy	38.4	hr
Storage Wear Cost	0.262	€/kWh
Nominal Capacity	25.0	kWh
Usable Nominal Capacity	20.0	kWh
Lifetime Throughput	26,107	kWh
Expected Life	9.62	yr

BAE SECURA SOLAR 6 PVS 660 State of Charge (%)



Converter: MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A

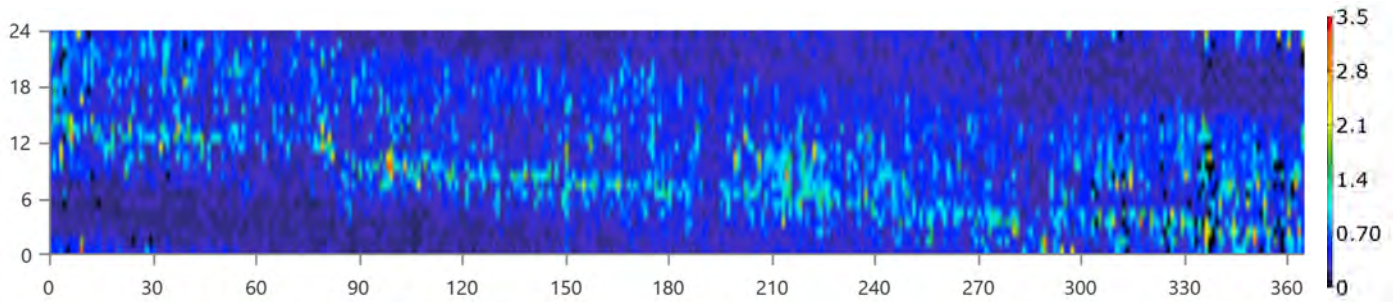
MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A Electrical Summary

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	8,687	hrs/yr
Energy Out	4,462	kWh/yr
Energy In	4,798	kWh/yr
Losses	336	kWh/yr

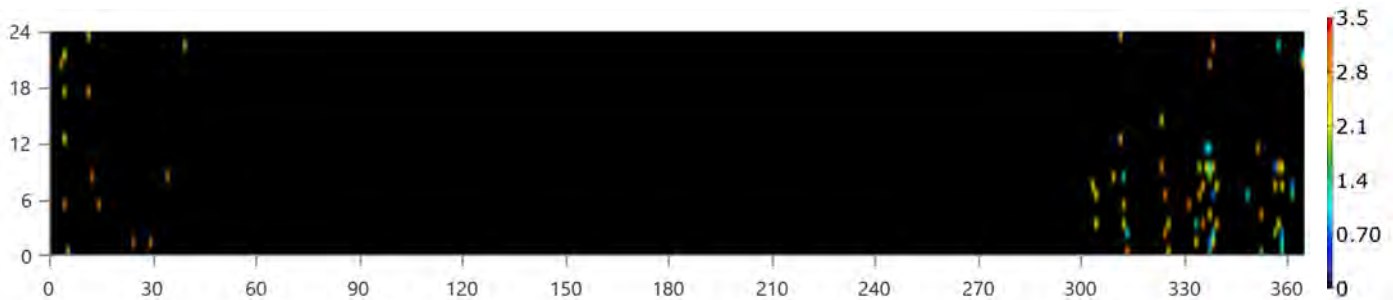
MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A Statistics

Quantity	Value	Units
Capacity	3.66	kW
Mean Output	0.509	kW
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	3.31	kW
Capacity Factor	13.9	%

MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A Inverter Output (kW)



MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A Rectifier Output (kW)

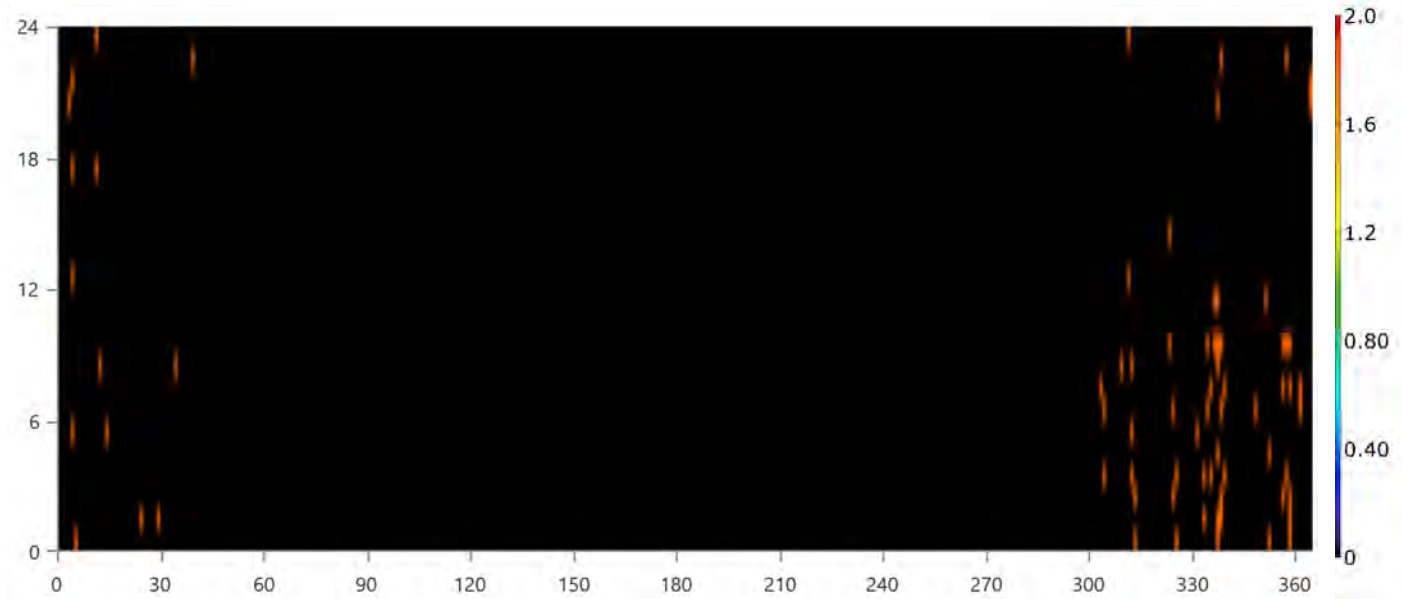


Fuel Summary

Diesel Consumption Statistics

Quantity	Value	Units
Total fuel consumed	136	L
Avg fuel per day	0.372	L/day
Avg fuel per hour	0.0155	L/hour

Diesel Consumption (L/hr)



Emissions

Pollutant	Quantity	Unit
Carbon Dioxide	356	kg/yr
Carbon Monoxide	2.41	kg/yr
Unburned Hydrocarbons	0.0979	kg/yr
Particulate Matter	0.146	kg/yr
Sulfur Dioxide	0.871	kg/yr
Nitrogen Oxides	2.74	kg/yr



Compare Economics

IRR (%): **250**

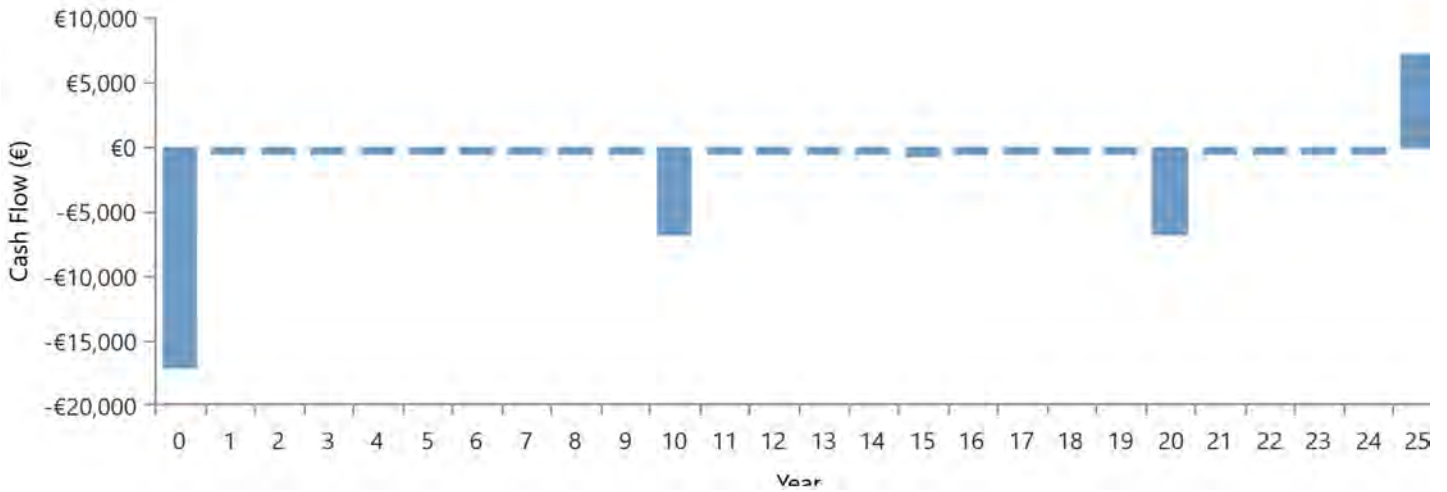
Discounted payback (yr): **0.429**

Simple payback (yr): **0.423**

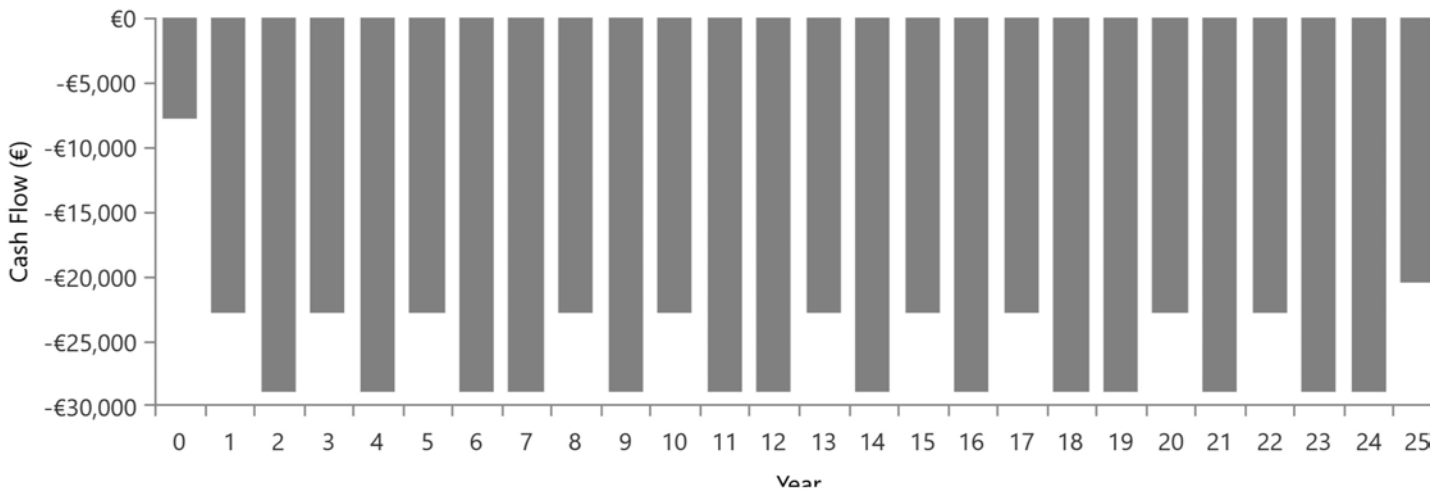
	Base Case	Current System
Net Present Cost	€562,716	€35,545
CAPEX	€7,790	€17,205
OPEX	€26,168	€864.82
LCOE (per kWh)	€5.82	€0.368
CO2 Emitted (kg/yr)	42,664	356
Fuel Consumption (L/yr)	16,311	136



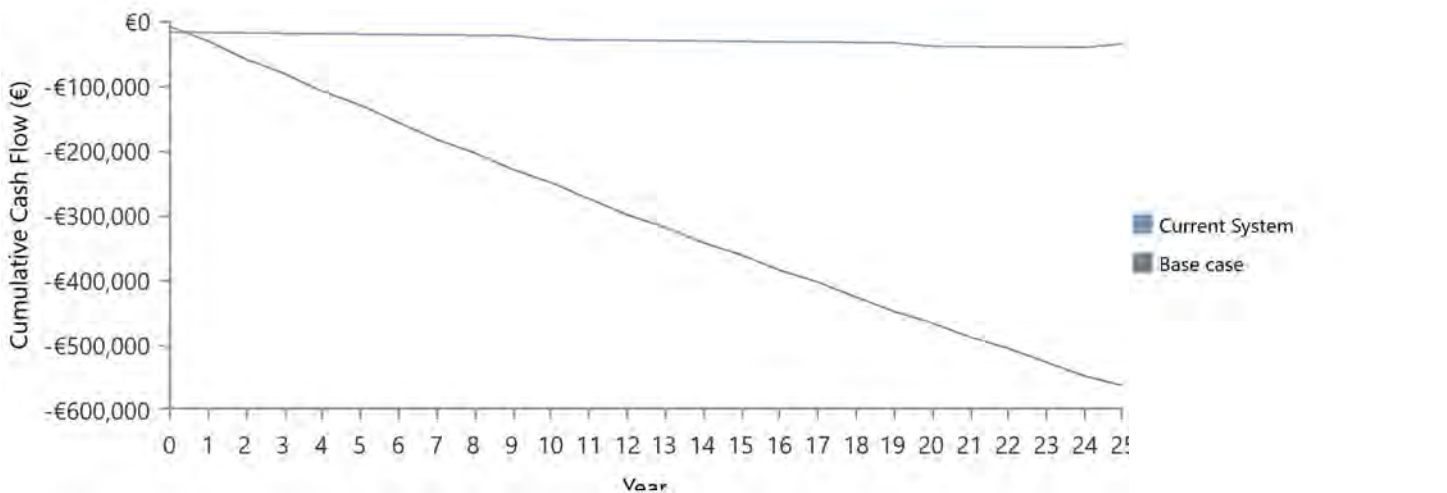
Current Annual Nominal Cash Flows



Base Case Annual Nominal Cash Flows



Cumulative Discounted Cash Flows



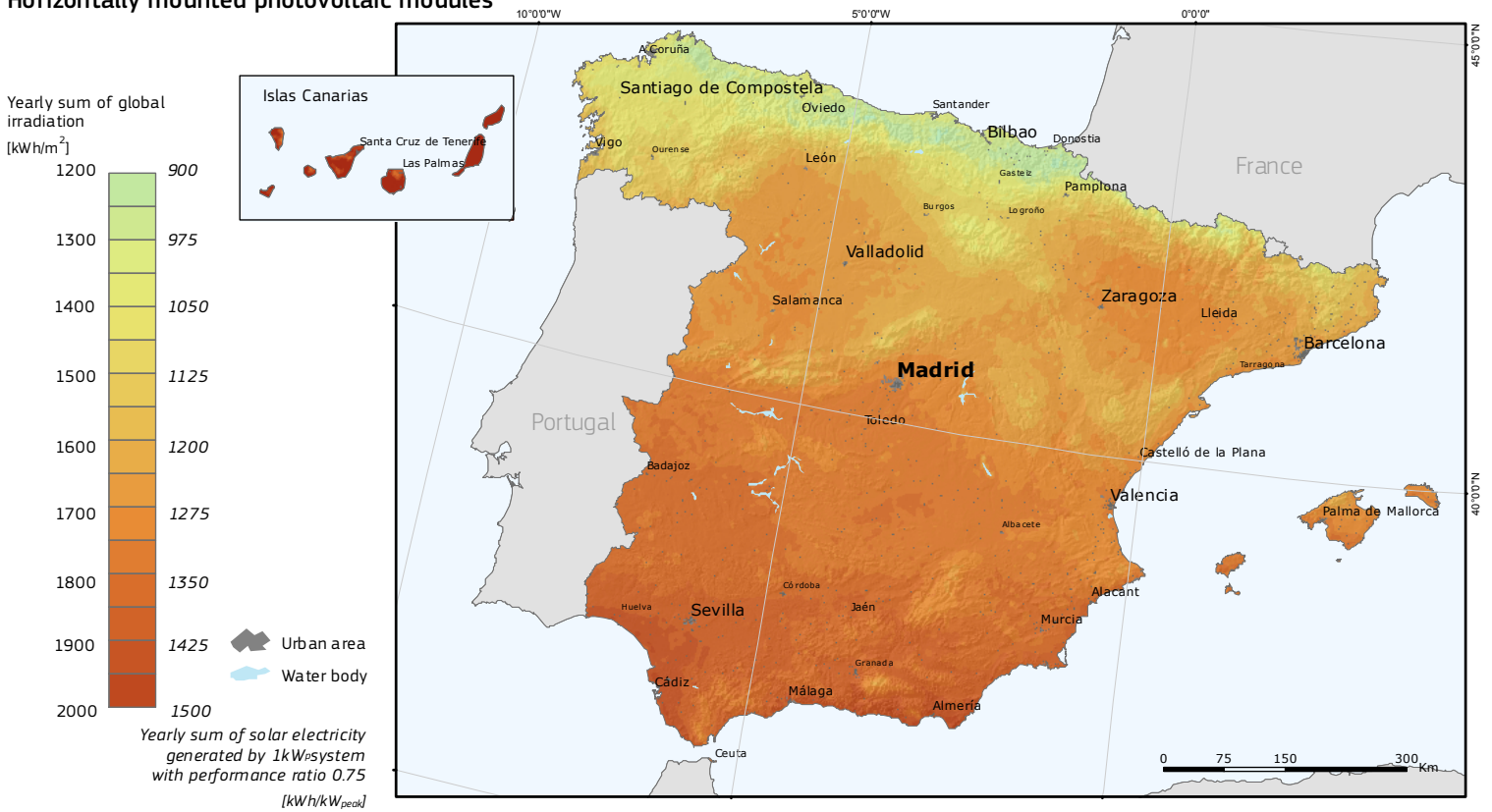
B.12 Irradiación Solar en España



Global irradiation and solar electricity potential

SPAIN / ESPAÑA

Horizontally mounted photovoltaic modules



Projection: Lambert Azimuthal Equal Area, WGS84, lat 52° lon 10°
Source of ancillary data: CORINE Land Cover
DEM SRTM-30
GISCO database
Geonames
Natural Earth



Authors: Thomas Huld, Irene Pinedo-Pascua
European Commission - Joint Research Centre
Institute for Energy and Transport, Renewable Energy Unit
PVGIS <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

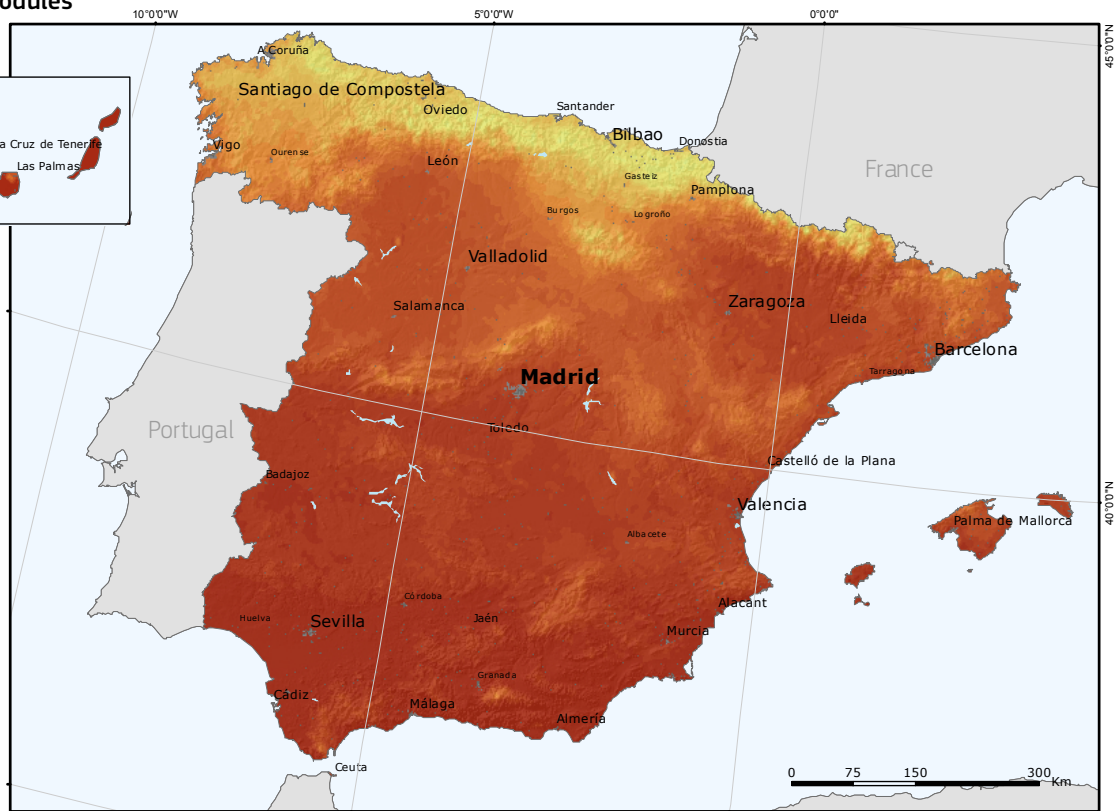
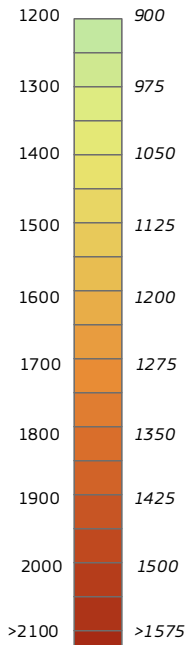


Global irradiation and solar electricity potential

SPAIN / ESPAÑA

Optimally-inclined photovoltaic modules

Yearly sum of global irradiation
[kWh/m²]



- Urban area
- Water body

Yearly sum of solar electricity generated by 1kW_p system with performance ratio 0.75 [kWh/kW_{peak}]



Projection: Lambert Azimuthal Equal Area, WGS84, lat 52° lon 10°
Source of ancillary data: CORINE Land Cover
DEM SRTM-30
GISCO database
Geonames
Natural Earth



Authors: Thomas Huld, Irene Pinedo-Pascua
European Commission - Joint Research Centre
Institute for Energy and Transport, Renewable Energy Unit
PVGIS <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

- B.13 Informe de PVGIS sobre la vivienda doméstica en Alcalá de Henares**
- B.14 Informe de PVGIS de rendimiento de un sistema FV conectado a red de vivienda doméstica en Alcalá de Henares**
- B.15 Informe de PVGIS del rendimiento de un sistema FV autónomo sobre la vivienda doméstica en Alcalá de Henares**

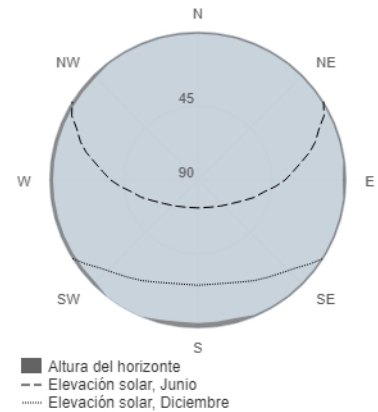
Rendimiento de un sistema FV autónomo

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar

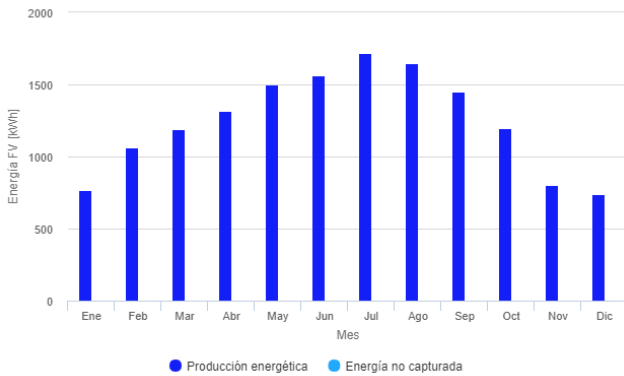
Datos proporcionados

Latitud/Longitud:	40.485, -3.396	Ángulo de inclinación:	35 °
Horizonte:	Calculado	Ángulo de azimut	0 °
Base de datos:	PVGIS-CMSAF	Resultados de la simulación	
FV instalado:	335 Wp	Porcentaje días batería cargada:	0 %
Capacidad de la batería:	1250 Wh	Porcentaje días batería descargada:	100 %
Limitador de descarga:	40 %	Energía media no capturada:	0 Wh
Consumo diario:	12720 Wh	Energía media que falta:	11472.69 Wh

Perfil del horizonte:



Producción energética estimada para un sistema FV autónomo:

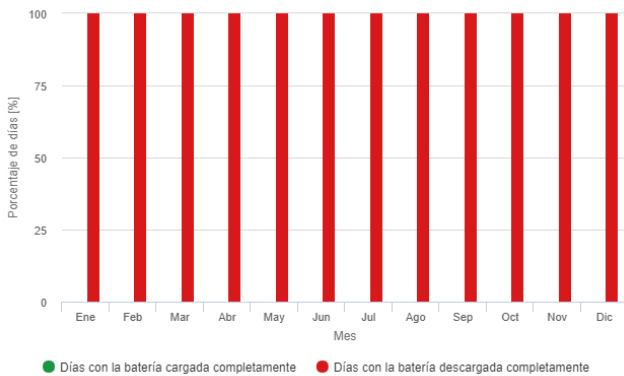


Rendimiento medio mensual

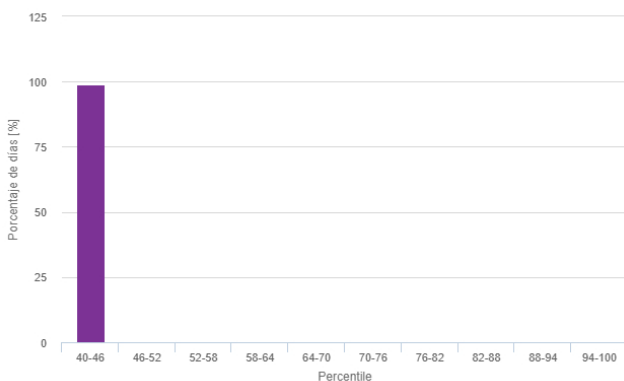
Mes	Ed	EI	Ff	Fe
Enero	767.21	0	0	100
Febrero	1066.42	0	0	100
Marzo	1187.3	0	0	100
Abril	1315.15	0	0	100
Mayo	1499.28	0	0	100
Junio	1562.42	0	0	100
Julio	1718.56	0	0	100
Agosto	1649.69	0	0	100
Septiembre	1450.86	0	0	100
Octubre	1198.08	0	0	100
Noviembre	801.2	0	0	100
Diciembre	736.83	0	0	100

Ed: Producción energética media diaria [Wh/día].
 EI: Energía media diaria no capturada [Wh/día].
 Ff: Porcentaje de días con la batería cargada completamente [%].
 Fe: Porcentaje de días en los que la batería se descarga completamente [%].

Rendimiento de la batería para un sistema FV autónomo:



Probabilidad del estado de carga de la batería al final del día:



Cs	Cb
40-46	99
46-52	0
52-58	0
58-64	0
64-70	0
70-76	0
76-82	0
82-88	0
88-94	0
94-100	0

Cs: Estado de carga al final de cada día [%].
 Cb: Porcentaje de días con este estado de carga [%].

B.16 Informe de PVGIS de rendimiento de un sistema FV conectado a red de Universidad de Alcalá

Rendimiento de un sistema FV conectado a red

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

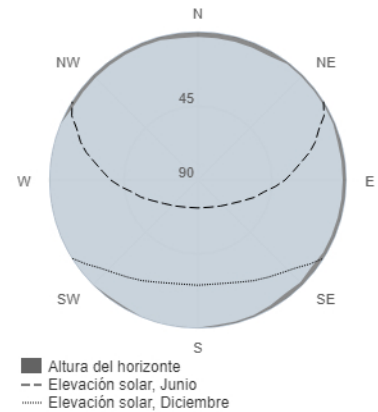
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 40.512, -3.350
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-CMSAF
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV instalado: 15 kWp
 Pérdidas sistema: 14 %

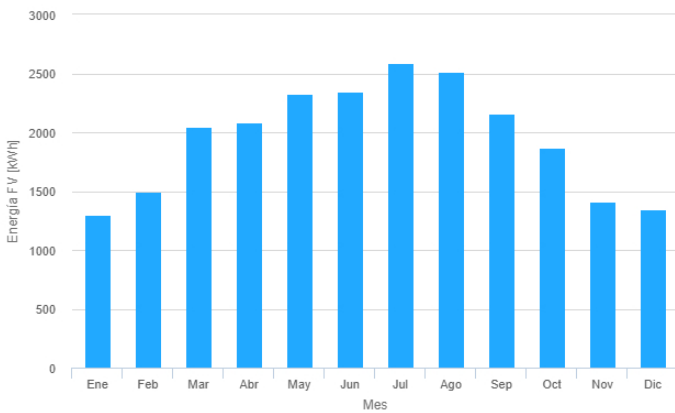
Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 35 °
 Ángulo de azimut: 0 °
 Producción anual FV: 23500 kWh
 Irradiación anual: 1990 kWh/m²
 Variación interanual: 478.00 %
 Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia: -2.7 %
 Efectos espectrales: 0.5 %
 Temperatura y baja irradiancia: -6.3 %
 Pérdidas totales: -21.2 %

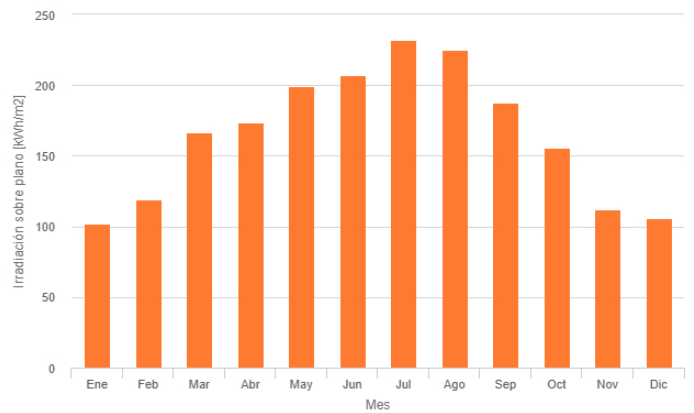
Perfil del horizonte:



Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

Mes	Em	Hm	SDm
Enero	1300	102	241
Febrero	1500	119	283
Marzo	2050	167	271
Abril	2080	174	155
Mayo	2330	199	175
Junio	2350	207	84.9
Julio	2590	232	77.4
Agosto	2510	225	48.7
Septiembre	2160	188	78.1
Octubre	1870	156	190
Noviembre	1410	112	230
Diciembre	1350	106	185

Em: Producción eléctrica media mensual del sistema dado [kWh].

Hm: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

SDm: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

B.17 Informe de consumo energético UAH

**RESUMEN DE LOS ESTUDIOS
REALIZADOS EN EL
CAMPUS DE LA UNIVERSIDAD
DE ALCALÁ DE HENARES**

Fecha: Agosto de 2011

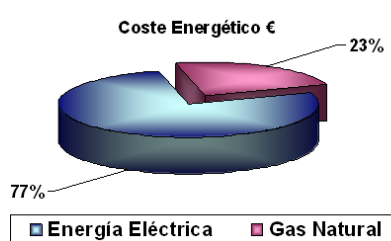
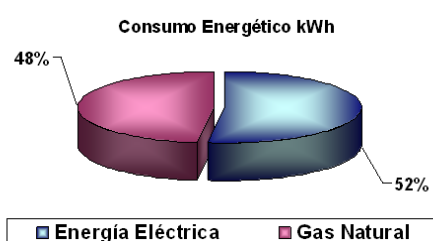
2.1 DISTRIBUCIONES DE CONSUMOS CENTRO A CENTRO

Centro a centro, los datos de consumo de los diferentes edificios, tal y como se han podido comprobar son los siguientes:

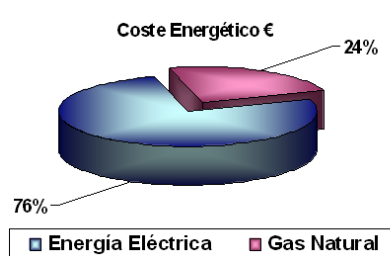
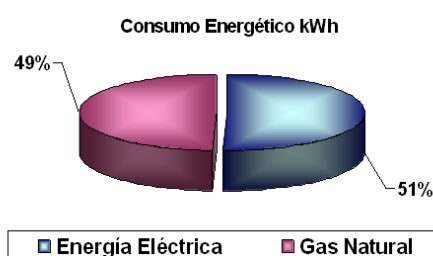
	Electricidad		Gas natural		Energías renovables
	kWh/año	€/año	kWh/año	€/año	
Edificio de Politécnico	4.153.585	489.708 €	3.835.744	149.554 €	No
Edificio de la Facultad de Medicina	1.790.398	211.080 €	1.737.692	65.528 €	No
Edificio de la Facultad de Ciencias Ambientales	429.681	50.659 €	1.200.000	42.750 €	No
Edificio de la Facultad de Farmacia	2.659.369	313.539 €	2.297.765	87.315 €	No
Edificio de la Facultad de Ciencias y Aulario	1.253.237	147.757 €	1.480.563	52.856 €	No
Edificio de la Facultad de Enfermería	506.236	59.685 €	210.720	9.272 €	No
Edificio de la Facultad de Química Fina	718.320	84.690 €	519.850	18.715 €	No
TOTALES:	11.510826 kWh/a	1.357.118 €/a	11.061.073 kWh/a	425.990 €/a	No

Indicar que el suministro eléctrico al proceder de un anillo de distribución propio del Campus de la Universidad son consumos estimados en función de datos obtenidos por los analizadores de redes.

2.1.1 Edificio Politécnico



2.1.2 Edificio de la Facultad de Medicina



2.2 RATIOS DE CONSUMO

2.2.1 Ratios de consumo en función de superficie y usuarios

	Ocupación (días)	Superficie (m ²)	Nº de usuarios	kWh _e /m ²	kWh _e /usuario	kWh _t /m ²	kWh _t /usuario
Edificio de Politécnico	320	58.000	560	71,6	741,7	66,13	6.849,5
Edificio de la Facultad de Medicina	320	25.000	250	71,7	716,3	69,79	6.979,37
Edificio de la Facultad de Ciencias Ambientales	320	6.000	750	71,1	572,9	200,00	1.600,00
Edificio de la Facultad de Farmacia	320	25.000	2.800	106,4	949,8	91,91	820,63
Edificio de la Facultad de Ciencias y Aulario	320	18.500	1.500	67,7	835,5	80,03	987,04
Edificio de la Facultad de Enfermería	320	7.096	850	71,6	595,6	29,69	247,90
Edificio de la Facultad de Química Fina	320	3.500	150	205,0	4788	148,52	3.465,66

Según la guía de Auditorías Energéticas en Centros Docentes publicado la Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, el ratio aconsejado promedio en edificios docentes de la Comunidad de Madrid es de **174,37 kWh/m²** por lo que la mayor parte de los edificios incluidos en el presente Proyecto, están mejor que la media de la región.

2.3 DISTRIBUCIÓN DE CONSUMOS POR TECNOLOGÍAS

2.3.1 Distribución de consumos por fuente y sistema

	Electricidad				Gas natural		
	Climatización	Iluminación	Otros	Ofimática	Calefacción	ACS	Otros
Edificio de Politécnico	53%	24%	22%	8%	100%	-	-
Edificio de la Facultad de Medicina	51%	24%	18%	7%	100%	-	-
Edificio de la Facultad de Ciencias Ambientales	42%	30%	26%	12%	100%	-	-
Edificio de la Facultad de Farmacia	56%	26%	12%	10%	99%	1%	-
Edificio de la Facultad de Ciencias y Aulario	44%	29%	15%	12%	100%	-	-
Edificio de la Facultad de Enfermería	48%	23%	16%	13%	99%	1%	-
Edificio de la Facultad de Química Fina	17%	25%	16%	12%	100%	-	-

3.1 EDIFICIO DE LA ESCUELA POLITÉCNICA

Tabla 1. Resumen de medidas de ahorro propuestas

Descripción de la mejora	Tipo de Acción				Ahorro anual				Inversión inicial (€)	Periodo de retorno (años)	Ahorro anual de emisiones de CO ₂ (t)
	EE	SFE	ER/COG	ACE	kWh	% kWh	€	% €			
Sustitución de quemadores actuales por modulantes	X				67.714	0,85	2.979	0,5	6.090	2	14,2
Sustitución del tanque de flexores	X				6.765	0,1	668	0,1	1.500	2,2	4,3
Sustitución de balastos	X				230.903	5,5	31.598	4,9	156.160	4,9	149,9
Instalación de interruptores Temporizados en aseos	X				12.768	0,16	1.505	0,24	4.800	3,2	8,3
Instalación de Control de Iluminación	X				37.778	0,4	5.431	0,8	73.185	13,5	24,5
Total					355.928	7	42.181	6	241.735	5,7	201,2

Nota:

Las siglas corresponden, respectivamente, a Eficiencia Energética, Sustitución de Fuente Energética, Energías Renovables y Cogeneración y Asesoramiento en la Contratación de Energías

B.18 Datasheet de paneles solares Bauer 335W

PANEL SOLAR 335W 72 CÉLULAS POLICRISTALINO

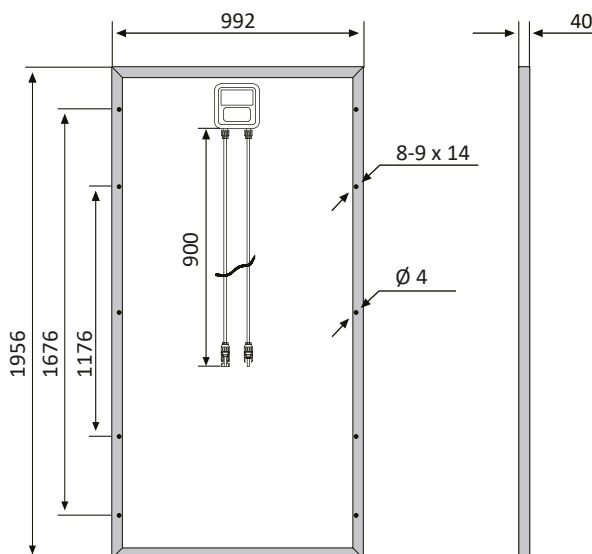
BSP335P

Características

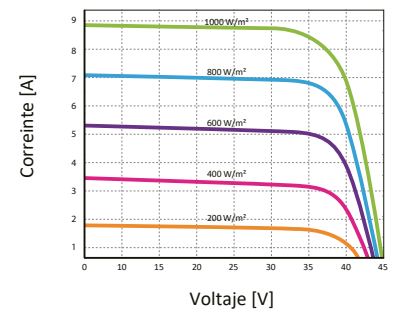
Tamaño del módulo	1956 x 992 x 40mm
Células	72 piezas policristalinas (156.75 x 156.75)
Cristal	Bajo contenido en hierro y templado (3,2 mm)
Potencia máxima (Wp)	335W
Cable	90cm, 4mm ²
Voltaje en circuito abierto (Voc)	46.1V
Intensidad en cortocircuito (Isc)	9.38A
Voltaje a máxima potencia (Vm)	38.2V
Intensidad a máxima potencia (Im)	8.77A
Condiciones del test	1000W/m ² , 25°C, AM 1.5
Voltaje máximo sistema	1000Vdc
Coefficiente temperatura – Isc	+0.08558%
Coefficiente temperatura – Uoc	-0.29506%
Coefficiente temperatura – Pmpp	-0.38001%
Temperatura normal trabajo célula	45°C
Eficiencia del módulo	17.2%
Certificados de producto	TUV(IEC 61215, IEC 61730), CE, ROHS
Certificados de la empresa	ISO9001, ISO14001, ISO18001
Peso	20.9 kg
Garantía del producto	10 años



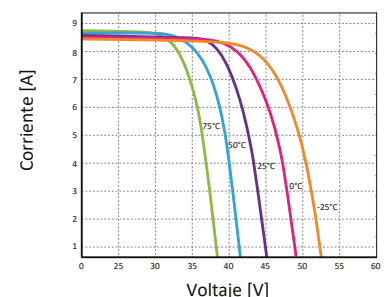
Esquemas



Curvas



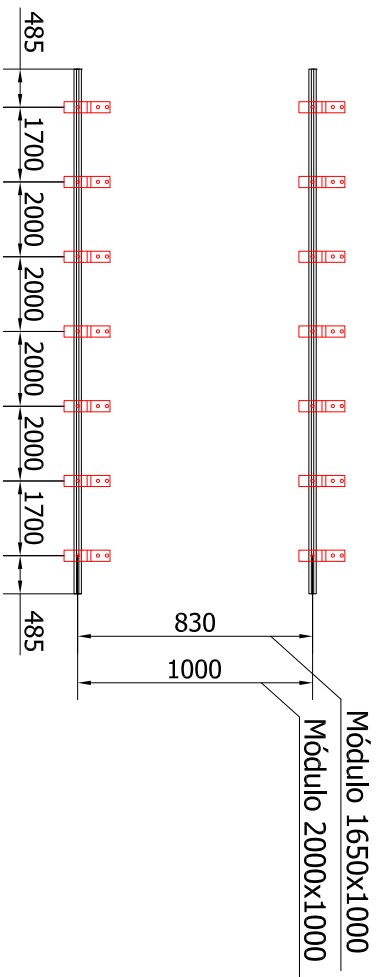
Características de los módulos a temperaturas constantes de 25°C y niveles variables de irradiación



Características de los módulos a temperaturas variables e irradiación constante de 1.000W/m²

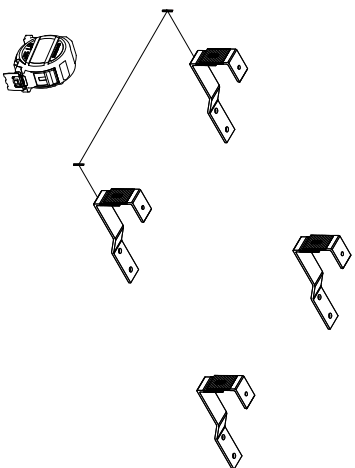
B.19 Datasheet de estructuras para techos de AutoSolar para paneles solares

KHT915 Premontado

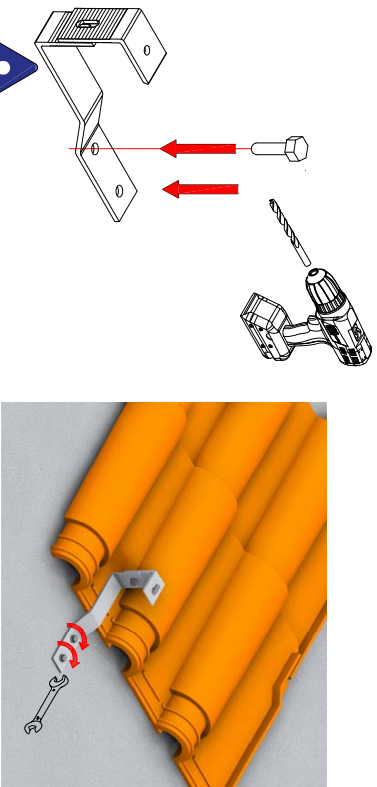


Nota: Distribuir los módulos para que su colocación sea simétrica a lo largo del soporte y dejando los sobrantes en los extremos.

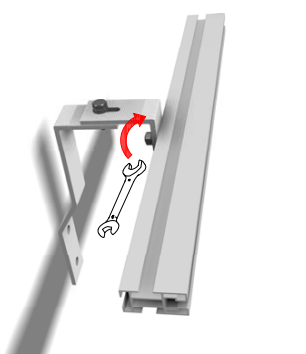
Paso 1 - Fijación Kit Salvatejas (según cotas)



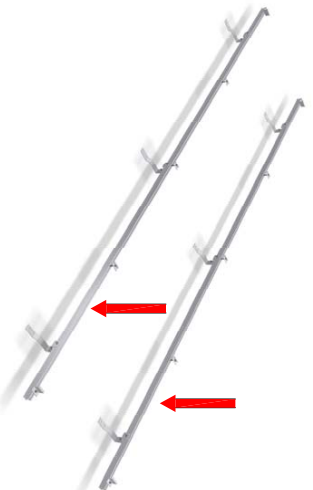
Paso 2 - Anclar la fijación al suelo



Paso 4 - Montaje perfil RCVE 4.0



Paso 3 - Colocación del perfil RCVE 4.0 sobre la fijación del kit salvatejas



Tornillo martillo
Colocar el tornillo de martillo en posición horizontal en la guía superior del perfil RCVE 4.0. Después girar el tornillo en posición horizontal luego girar hasta que la línea quede en posición vertical.

Montaje kit unión Perfil RCVE 4.0

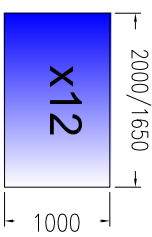
Posición 1 tornillo martillo
Línea rotulada en posición horizontal

Posición 2 tornillo martillo
Línea rotulada en posición vertical

Paso 5 - Colocación de los módulos



Par de apriete:
Tornillo Presor 7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal 20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal 40 Nm
Tornillo M6,3 Hexagonal 10 Nm



- Fijación Kit Salvatejas
- X14
- Kit Presor lateral regulable
- X4
- Kit Presor central
- X22
- Kit unión perfil RCVE 4.0
- X10
- Perfil RCVE 4.0
- X10 - 2100 mm.
X2 - 1870 mm.

PLANO DE MONTAJE



Nos reservamos el derecho a realizar modificaciones en el producto en cualquier momento sin aviso previo, si desde nuestro punto de vista son necesarias para la mejora de la calidad. Las ilustraciones pueden ser sólo ejemplos y, por tanto, la imagen que aparece puede diferir del producto suministrado.

B.20 Datasheet de Inversor-Must-Solar-5000W-48V-MPPT80

MUST[®]

Inversor Cargador y Regulador de Carga

MUST SOLAR 5000W 48V MPPT 80A



EL EQUIPO **TODO EN UNO** PARA INSTALACIONES SOLARES.

El Inversor Cargador Must Solar tiene 3 funciones principales:

- Un regulador de carga de 80A MPPT, que nos permite instalar cualquier tipo de paneles solares respetando los límites de voltaje.
- Un cargador de baterías de 60A de carga a 48V, con el que podrá cargar las baterías desde un generador o red eléctrica.
- La parte de potencia del Must Solar es un inversor de onda pura de 5000W, con una punta de arranque de hasta 10000VA para cortos espacios de tiempo. (durante 1 seg).



MUST SOLAR 5000W 48V



CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Regulador de Carga

Regulador de Carga	Valor
Potencia Máxima de Panel	4000 W
Rango Voltaje MPPT	64-130 VDC
Voltaje Máx Voc	145 VDC
Amperios Máximos	80 A
Consumo Stand By	30 W

Cargador de Batería

Voltaje de Batería	48 V
Voltaje en Flotación	54 V
Protección Sobrevoltaje	60 V
Corriente Máx. de Carga	60 A

Inversor

Voltaje de Salida (+- 5%)	230 V
Potencia Pico (3 segs)	10000 VA
Eficiencia	93%
Tipo de Onda	Senoidal Pura

Características Físicas

Dimensiones mm (Largo x Alto x Ancho)	488 x 295 x 141
Peso (Kg)	10.0
Temperatura de Trabajo	0 - 55°C
Temperatura de Almacenamiento	-15 a 60°C

REQUISITOS INSTALACIÓN

1 - Será necesaria que la conexión de las baterías al inversor se efectúe antes que cualquier otra conexión, de lo contrario podría causar fallo en el mismo. Primero conectar el cable en el terminal del inversor y por último sobre el borne de batería.

2 - No deberemos superar los 145VoC de voltaje desde paneles solares (para ello ver los valores del panel solar), dado que podríamos causar un fallo en el regulador de carga por sobrevoltaje.

INTERIOR MUST SOLAR



Entrada y Salida 230V Alterna

Hay que respetar la serigrafía de los 3 conectores tanto de la entrada (AC IN) como de la salida de potencia (AC OUT) y siempre con el inversor apagado.

Visión General de conexiones.

Aquí se muestran los bornes de baterías y la entrada PV de paneles, situadas entre los ventiladores.



Display para Control

El Inversor dispone de una pantalla donde poder visualizar a tiempo real lo que está ocurriendo en la instalación.

B.21 Datasheet de baterías 2V Bauer Gel 8 OPzV 800 - 1250Ah C100

Modelos

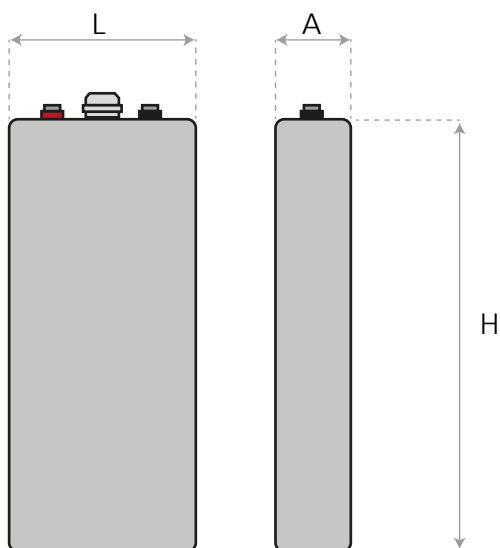
Modelo	Descripción	Capacidad (Ah) C ₁₀	Capacidad (Ah) C ₁₀₀	Largo (mm)	Ancho (mm)	Alto total (mm)	Peso (Kg)
5 Solar GEL 530	OPzV Solar GEL 530	405	530	124	206	471	30,0
6 Solar GEL 635	OPzV Solar GEL 635	486	635	145	206	471	35,3
7 Solar GEL 740	OPzV Solar GEL 740	567	740	166	206	471	40,8
6 Solar GEL 920	OPzV Solar GEL 920	690	920	145	206	643	48,2
8 Solar GEL 1250	OPzV Solar GEL 1250	920	1250	191	210	644	65,5
10 Solar GEL 1495	OPzV Solar GEL 1495	1150	1495	233	210	646	80,4

Calidad certificada

- Fabricación europea certificada con ISO 9001, ISO 14001, BS OHSAS 18001.
- Acorde con IEC 61427.
- Acorde con IEC 60896-21.
- Acorde con los requisitos de seguridad de EN 50272-2.



Esquemas

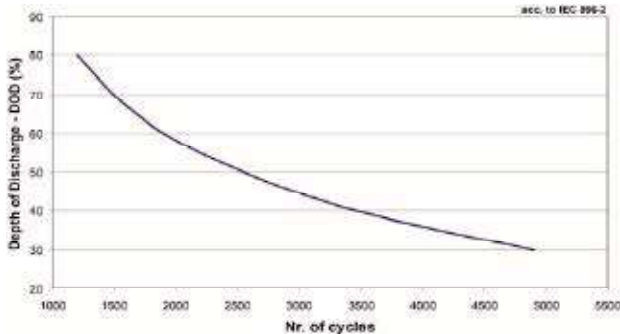


Características técnicas

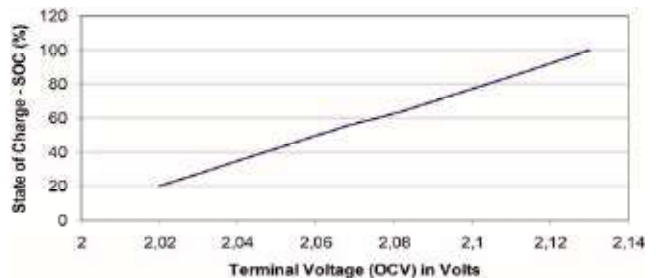
Voltaje flotación	2.23V/celda.
Voltaje carga	Voltaje máximo 2.35-2.40/celda a 0.25 C10 (A).
Placas positivas	Tubulares de construcción de rejilla especial, fundición a presión de aleación libre de antimonio, con guanteletes altamente porosos que retienen el material activo.
Separadores	Porosidad alta y resistencia interna baja.
Electrolito	Estructura de gel.
Contenedor, tapa	Fabricado en material plástico ABS.
Terminales	Terminal hembra M10.
Conectores	Conectores de cable flexibles y completamente aislados atornillados (con 20 ± 1 Nm) al terminal con un tornillo aislado que tiene un orificio de sonda en la parte superior para la medición eléctrica.
Auto-descarga	2% mensual aproximadamente a 20°C.
Instalación	En posición vertical con bornes en la parte superior.

Curvas

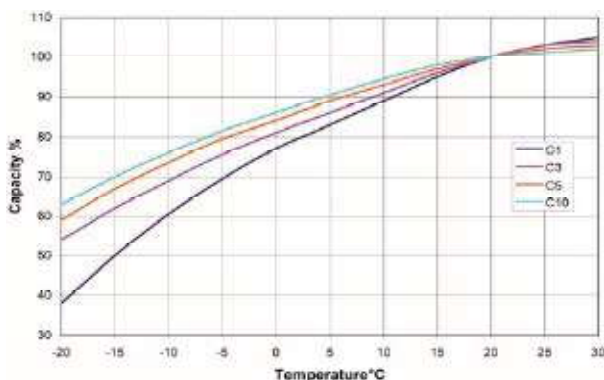
Número de ciclos vs. DoD



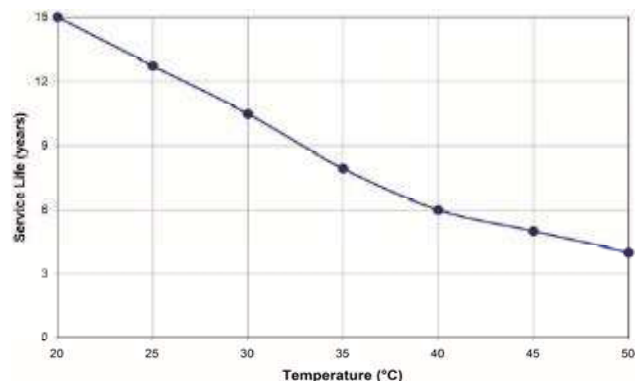
Voltaje de terminal vs. SOC



Capacidad = f(T)



Vida estimada vs. Temperatura



Uzs600-6

6V 600AH

Ultracell®

'Quality in Every Language'

Uzs600-6



Physical Specification

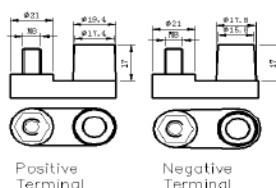
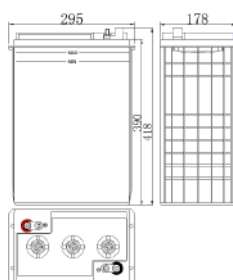
Part Number	Uzs600-6
Length	295 ± 2 mm
Width	178 ± 2 mm
Container Height	405 ± 2 mm
Total Height (with terminal)	408 ± 2 mm
Without Electrolyte	34.5 kg
With Electrolyte	52.0 kg

Specifications

	Nominal Voltage	6V	
	Nominal Capacity (120HR)	600AH	
Terminal Type	Standard Terminal	F22	
Container Material	Standard Option	ABS	
Rated Capacity	120hr, 1.80V/cell, 25°C	600.0 AH/ 5.00A	
	100hr, 1.80V/cell, 25°C	550.0 AH/ 5.50A	
	10hr, 1.80V/cell, 25°C	360.0 AH/ 36.0A	
	5hr, 1.75V/cell, 25°C	324.0 AH/ 64.8A	
	1hr, 1.60V/cell, 25°C	202.0 AH/ 202A	
Max Discharge Current	1300A (5s)		
Internal Resistance	Approx 2.5mΩ		
Discharge Characteristics	Operating Temp. Range	Discharge: -15°C~50°C(5°F~122°F) Charge: -10°C~50°C(14°F~122°F) Storage: -20°C~50°C(-4°F~122°F)	
	Nominal Operating Temp. Range	25±3°C	
	Float Charging Voltage (25°C)	6.60 ~ 6.72V at 25°C Temp. Coefficient -18mV/°C	
	Cycle Charging Voltage (25°C)	7.05 ~ 7.20V at 25°C Temp. Coefficient -30mV/°C	
	Capacity affect by Temperature (10HR)	40°C	102%
		25°C	100%
		0°C	85%
-15°C		65%	
Design Floating Life at 20°C	20 Years		
Self Discharge	Ultracell batteries may be stored for up to 6 months at 25°C(77°F) and then a refresh charge is required. For higher temperatures the time interval will be shorter.		

Dimensions

F22 Terminal



Positive Terminal

Negative Terminal

ALL DATA IS SUBJECT TO CHANGE WITHOUT NOTICE



ISO9001

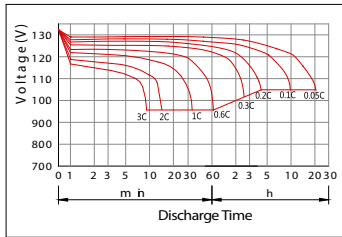
Constant Current Discharge (Amperes) at 25°C

F.V/TIME	30min	60min	2h	3h	4h	5h	6h	8h	10h	20h	24h	48h	100h	120h
1.60V	328	202	128	94.7	79.1	66.6	56.6	43.3	36.6	19.8	17.2	9.12	5.64	5.11
1.65V	321	199	127	94.1	78.7	66.2	56.2	43.0	36.6	19.8	17.2	9.10	5.61	5.10
1.70V	311	194	126	92.8	77.6	65.3	55.5	42.4	36.5	19.7	17.1	9.06	5.60	5.07
1.75V	304	190	124	92.2	77.0	64.8	55.1	42.1	36.3	19.6	17.0	9.03	5.56	5.04
1.80V	293	184	121	89.4	74.7	62.9	53.4	40.9	36.0	19.4	16.9	8.86	5.50	5.00

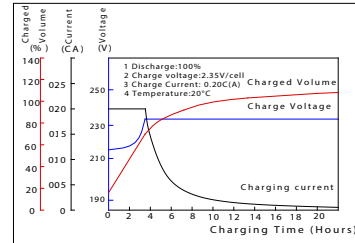
Constant Power Discharge (Watts) at 25°C

F.V/TIME	30min	60min	2h	3h	4h	5h	6h	8h	10h	20h	2h	48h	100h	120h
1.60V	647	404	247	186	155	131	111	85.7	72.9	39.6	247	18.4	11.6	10.5
1.65V	634	398	245	184	154	130	111	85.2	72.8	39.5	245	18.4	11.5	10.5
1.70V	614	388	243	182	152	129	109	84.0	72.6	39.4	243	18.3	11.5	10.4
1.75V	599	380	240	181	151	128	109	83.4	72.1	39.2	240	18.2	11.4	10.3
1.80V	577	369	233	175	146	124	105	80.9	71.6	38.9	233	17.8	11.1	10.0

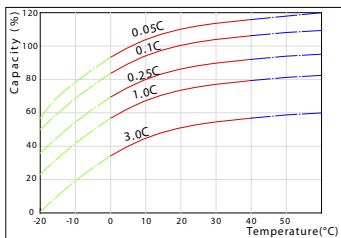
Discharge Characteristics



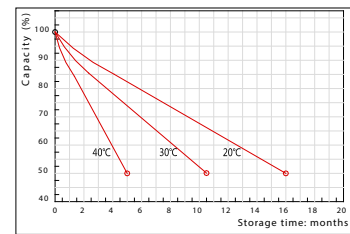
Float Charging Characteristics



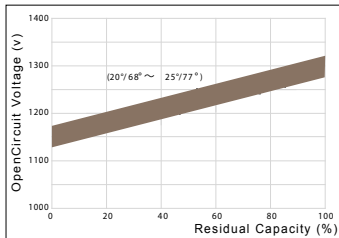
Effect of Temperature on Capacity



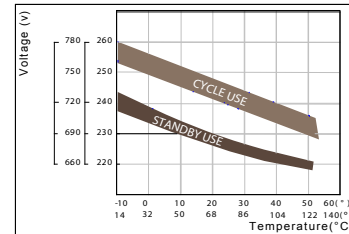
Self Discharge Characteristics



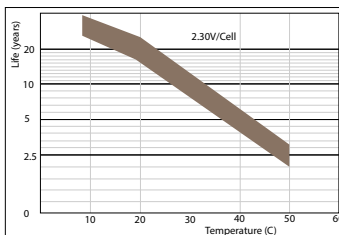
Relationship for Open Circuit Voltage & Residual Capacity



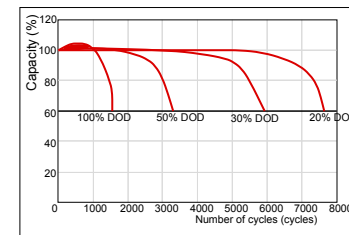
Relationship for Charging Voltage & Temperature



Floating Life on Temperature



Cycle Life on D.O.D



B.22 Datasheet de panel solar Era-370W-24V



ESPSC

Monocrystalline Solar Module

Q High-quality
With 72 cells and 3 bypass diodes in power classes from 300 to 370 Wp for grid connected systems.

\$ Reliable
The high quality level of ERA SOLAR guarantees long life-time and high earnings.

kg Solid
An Aluminium hollow-chamber frame on each side combined with low-iron and tempered solar glass ensures high load capacity resistance.

Wp Performance guarantee
ERA SOLAR grants a power guarantee of 90% of nominal power output up to 10 years and 80% up to 25 years.

+ WATTS POSITIVE TOLERANCE	10 YEARS PRODUCT WARRANTY	10 YEARS PERFORMANCE GUARANTEE 90%	25 YEARS PERFORMANCE GUARANTEE 80%
-----------------------------------	----------------------------------	---	---

15/ Zhejiang ERA Solar Technology Co., Ltd.
www.erasolar.com.cn



ESPSC

Monocrystalline Solar Module

SPECIFICATIONS

Dimensions	1956 x 992 x 35 mm 1956 x 992 x 40 mm 1956 x 992 x 45 mm
Weight	21.5 kg
Frame	Aluminium hollow-chamber frame on each side
Glass	Low-iron and tempered glass 3.2 mm
Cells	72 pcs Mono-crystalline Si-cells (156 x 156 mm)
Cell	EVA
Embedding	TUV certified
Back-Foil	FEVE / PET/ FEVE
Junction Box	
Cable	4 mm ² solar cable 2 x 900 mm
Temperature Range	-40°C ... +85°C
Load Capacity	5400 Pa
Application class	Class A
Electrical protection class	Class II
Fire safety class	Class C
Product Warranty	10 years
Power Guarantee	10 years 90% 25 years 80%

CHARACTERISTICS

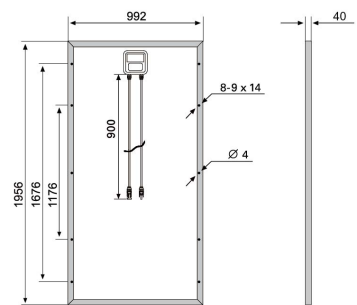
Max. System Voltage	1000VDC
Temperature-Coefficient I_{sc}	+0.02973%/°K
Temperature-Coefficient V_{oc}	-0.38038%/°K
Temperature-Coefficient P_{mp}	-0.57402%/°K
NOCT***	45°C

CERTIFICATES

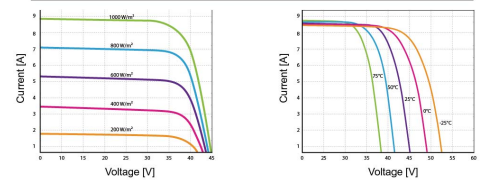
IEC 61215 edition 2 (TUV Nord)
IEC 61730 MCS INMETRO
CE CEC SALT-MAIST
PID Resistant

INSURANCE

Chubb



CURRENT-VOLTAGE CURVES



Module characteristics at constant module temperatures (25°C) and different levels of irradiance.

Module characteristics at different module temperatures and constant module irradiance (1000 W/m²).

ESPSC TYPE	300	330	340	350	360	370
Power Class	300W	330W	340W	350W	360W	370W
Max. Power Voltage (V_{mp}) at STC**	37V	37.95V	38.5V	39.1V	39.6V	40.1V
Max. Power Current (I_{mp}) at STC	8.1A	8.7A	8.84A	8.96A	9.1A	9.23A
Open Circuit Voltage (V_{oc}) at STC	44.8V	45.75V	46.4V	47.1V	47.7V	48.3V
Short Circuit Current (I_{sc}) at STC	8.7A	9.3A	9.45A	9.6A	9.8A	9.95A
Module Efficiency	15.4 %	17 %	17.5%	18%	18.5%	19%

* MPP: Maximum Power Point
** STC (Standard Test Conditions): 1000W/m², 25°C, AM 1.5
*** Normal Operating Cell Temperature



ERA SOLAR and the ERA SOLAR logo are trademarks or registered trademarks of ERA SOLAR Corporation.
© October 2016 ERA SOLAR Corporation. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

B.23 Datasheet de inverter Schneider Electric GT100



Schneider Electric Xantrex™ GT100 E Grid Tie Solar Inverter

The Xantrex GT100 E Grid Tie Inverter is based on a reliable platform that is used in grid-connect photovoltaic and wind turbine applications in North America and Europe. Easy to install and operate, the GT100E automates start up, and shut down. It incorporates advanced Maximum Power Point Tracking Technology to maximize the energy harvested from a PV array. To minimize power losses during the conversion process, the inverter's switching technology uses insulated gate bi-polar transistors.

Features

- Digital Signal Processor (DSP) based controls with self-diagnostics and LCD for display of operating status.
- Inverter shut off and disconnects.
- Over- and under-voltage and frequency protection, shutting down the inverter.
- Anti-islanding protection - prevents back-feeding inverter-generated power to the grid in the event of a utility outage.
- User definable power tracking allows the user to match the inverter to the array, as well as to adjust delay periods to customize system shutdown sequences.
- Graphical user interface software for real time communications, monitoring, and control
- Isolated design with integrated transformer
- Multiple inverters can be paralleled for large power installations
- Five-year standard warranty

Options

- Insulation monitoring system
- Remote monitoring and fault notification via various communication options
- Warranty extensions and service contracts with uptime guarantees

Xantrex™ GT100 and GT250 Inverters

Electrical specifications

Models	GT100 208	GT100 480	GT100 600 (preliminary)	GT250 480	GT250 600 (preliminary)
Input (DC)					
MPPT, voltage range	300 to 480 V	300 to 480 V	300 to 480 V	300 to 480 V	300 to 480 V
Max. open circuit voltage	600 V	600 V	600 V	600 V	600 V
Max. DC current	347 A	347 A	347 A	867 A	867 A
Max. DC short circuit current	460 A	460 A	460 A	1214 A	1214 A
Max. utility backfeed current	0 A	0 A	0 A	0 A	0 A
Night time tare loss	< 100 W	< 100 W	< 100 W	< 100 W	< 100 W
Output (AC)					
Max. continuous output power	100 kW	100 kW	100 kW	250 kW	250 kW
Nominal AC voltage	208 V (line to line, +10%-12%)	480 V (line to line, +10%-12%)	600 V (line to line, +10%-12%)	480 V (line to line, +10%-12%)	600 V (line to line, +10%-12%)
Nominal frequency	60 Hz (+0.5 Hz / -3.0 Hz)	60 Hz (+0.5 Hz / -3.0 Hz)	60 Hz (+0.5 Hz / -3.0 Hz)	60 Hz (+0.5 Hz / -3.0 Hz)	60 Hz (+0.5 Hz / -3.0 Hz)
Nominal AC current	278 A	121 A	97 A	301 A	241 A
Max. AC current	1100 A	1100 A	TBD	1400 A	TBD
Power factor	> 0.99	> 0.99	> 0.99	> 0.99	> 0.99
Total harmonic distortion (THD)	< 3% at rated power	< 3% at rated power	< 3% at rated power	< 3% at rated power	< 3% at rated power
Efficiency					
Peak	96.2%	96.7%	96.7%	96.8%	96.8%
CEC weighted	95.0%	96.0%	96.0%	96.0%	96.0%

General specifications

Enclosure rating	NEMA 3R (outdoor rating)	NEMA 3R (outdoor rating)	NEMA 3R (outdoor rating)	NEMA 3R (outdoor rating)	NEMA 3R (outdoor rating)
Enclosure	Zinc coated and powder coated steel enclosure				
Weight	1361 kg (3000 lb)	1361 kg (3000 lb)	1361 kg (3000 lb)	2018 kg (4450 lb)	2018 kg (4450 lb)
Dimensions (H x W x D)	186.2 x 170.2 x 117.1 cm (73.3 x 67.0 x 46.1 in) (Removable air intake reduces depth by 12 in for fitting through doors)	186.2 x 170.2 x 117.1 cm (73.3 x 67.0 x 46.1 in) (Removable air intake reduces depth by 12 in for fitting through doors)	186.2 x 170.2 x 117.1 cm (73.3 x 67.0 x 46.1 in) (Removable air intake reduces depth by 12 in for fitting through doors)	219.2 x 228.6 x 117.1 cm (86.3 x 90.0 x 46.1 in) (Removable air intake reduces depth by 12 in for fitting through doors)	219.2 x 228.6 x 117.1 cm (86.3 x 90.0 x 46.1 in) (Removable air intake reduces depth by 12 in for fitting through doors)
Operating temperature range	-15°C to 50°C (5°F to 122°F) available low temperature option with space heaters				
Altitude limit	up to 2012 m (6600 ft) without de-rating				
Relative humidity	0 to 95% non-condensing				
Noise emission	< 75 dBA	< 75 dBA	< 75 dBA	< 75 dBA	< 75 dBA
Part number	1-153392-01*	1-153391-01*	TBD	1-153390-01*	TBD

Features and options

Cooling method	Forced convection cooling/sealed design
Display	Standard bright fluorescent green Vuum display
Communications	Optional RS485/Modbus and RS232 communications interface kit
AC/DC disconnect	Standard and integrated within the inverter enclosure
Isolation transformer	Standard and integrated within the inverter enclosure
Ground-fault detection/interruption	Standard and integrated within the inverter enclosure
Sub-array combiner	Optional and integrated within the inverter enclosure, 100 A, 150 A or 200 A circuits

Regulatory approvals

Safety	UL1741 rev. 2005, CSA 107.1
Interconnect	IEEE 1547 and CSA 107.1

Specifications are subject to change without notice.
* Other options available upon request.

B.24 Datasheet de DG11KSEM Grupo Electrónico Insonorizado

SOUNDPROOF TYPE DIESEL GENSET

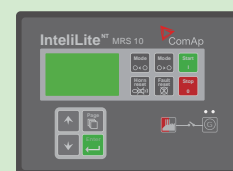
DG11KSEm 11kVA 50Hz.



Diesel generator SOUNDPROOF type, powered by 4 cylinders 4 stroke water cooled direct injection engine with electric start, for Industrial applications, large fuel tank providing over 8 hours running, AVR for smooth voltage output, large muffler to reduce noise harmful effects, Bottom fuel tank, air preheating system for easy start up (we recommend water heater for cold weather). Two bottom holes for the forklift and two hooks on the cover top. Digital control panel, Emergency stop button, fuel intake hole outside the canopy, weather proof canopy.

GENERATOR SET	RATED POWER (kW/kVA)	10/10
	MAX. POWER (kW/kVA)	11/11
	FREQUENCY (Hz)	50
	VOLTAGE (V)	230
	CURRENT (A)	43
	CONTROLLER	IL-NT MRS 10
	ATS PORT	INCLUDED
	BATTERY (Ah)	1×12V-60Ah
	FUEL TANK CAPACITY (L)	77.5
	COOLING FLUID VOLUME (L)	10
	FUEL CONSUMPTION (l/h 50/100% loading)	2.24 / 4.48
	RUNNING TIME UNDER (h 50/100% loading)	34.6 / 17.3
	NOISE LEVEL BEHIND 7 METERS (dBA)	67
ENGINE	ENGINE MODEL	DG480
	POWER OUTPUT (kW/1500rpm)	14
	ROTATE SPEED	1500 RPM
	SPEED REGULATION	MECHANICAL
	STARTING METHOD	ELECTRIC
	DISPLACEMENT (cc)	1809
	OIL CAPACITY (L)	3.5
ALTERNATOR	ALTERNATOR	164C
	RATED POWER (kW/kVA)	11 / 11
	POWER FACTOR (Cosφ)	1
ALARMS	VOLTAGE REGULATION	AVR / BRUSHLESS
	LOW OIL PRESSURE	YES
	BLOCK ON START UP	YES
	LOW BATTERY	YES
	HIGH TEMPERATURE ON WATER	YES
	LOW OIL LEVEL	YES
	LOW RUNNING ON ENGINE	YES
LOGISTICAL DATA	EMERGENCY STOP	YES
	N.G. (kg.)	675
	G.W. (kg.)	700
	PRODUCT DIMENSIONS (mm)	1950×900×1120
	CAPACITY (units/container)	6/20GP;12/40GP;24/HQ

	MEASUREMENTS GENERATOR VOLTAGE GENERATOR CURRENT GENERATOR FREQUENCY POWER FACTOR OIL PRESSURE COOLANT TEMPERATURE BATTERY VOLTAGE ENGINE ROTATING SPEED ENGINE HOURS RUN
	BREAKER MCB (0~125A) MCCB (125~1000A)
	POWER OUTPUT AREA TERMINALS U.V.W.N.PE 3 X SINGLE PHASE SOCKETS



MRS 10

MANUAL AND REMOTE
START CONTROLLER



MRS 16

MANUAL AND REMOTE
START CONTROLLER WITH
SUPPORT FOR EFI ENGINES

	MRS10	MRS16
PIN PASSWORD	YES	YES
RS232/485 INTERFACE	OPTIONAL	OPTIONAL
FAULTS REPORT	NO	YES
MULTI-LANGUAGE FUNCTION	YES	YES

RECOMMENDED SPARE PARTS



AIR FILTER CORE
EVERY 100 HOURS



OIL & TURBO FILTER ELEMENT
EVERY 50 HOURS



FUEL FILTER ELEMENT
EVERY 50 HOURS

SPARE PARTS NAME	MODEL TYPE	QTY
AIR FILTER CORE	K1317	1
OIL FILTER ELEMENT	J0810	1
TURBO OIL FILTER ELEMENT	-	-
FUEL FILTER ELEMENT	C0506C	1

OPTIONAL ACCESSORIES



ATS BOX



WATER HEATER



OIL HEATER



FUEL TANK

ACCESSORIES NAME	MODEL TYPE	QTY
ATS BOX & 30m cables	ATS1-100A	1
WATER HEATER	1000W	1
OIL HEATER	200W	1
24 HOURS FUEL TANK	-	1

B.25 Presupuesto de AutoSolar para vivienda Doméstica

Autosolar Energy Solutions S.L

C/ Traginers, 20 Pol. Industrial L'Alter
 CP: 46290 Alcàsser (VALENCIA)
 Teléfono: 96 143 01 13
 autosolar@autosolar.es
 CIF: B98662224

CARLOS ALEJANDRO MORENO ROMERO

DOCUMENTO	NÚMERO	PÁGINA	FECHA
Presupuesto	1 022053	1	27/08/2019

CLIENTE	CIF / DNI	AGENTE	FORMA DE PAGO	VALIDEZ DE LA OFERTA
42077		29 Francisco Marchori		1 Mes, salvo cambio de tarifa

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UD.	SUBTOTAL	DTO.	TOTAL
1002116	Panel Solar 335W 24V Policristalino Bauer Energy	12	116,08	1.392,96		1.392,96
3004092	Inversor Cargador 5000W 48V MPPT 80A Must	1	586,13	586,13		586,13
1706008	Elemento 2V Bauer Gel 8 OPzV 800 - 1250Ah C100	24	365,76	8.778,24		8.778,24
5201014	Cable Unifilar 6 mm2 TOPSOLAR PV ZZ-F 1,5kV Rojo	15	1,18	17,70		17,70
5201016	Cable Unifilar 6 mm2 TOPSOLAR PV ZZ-F 1,5kV Negro	15	1,18	17,70		17,70
5201022	Cable Unifilar 16 mm2 TOPSOLAR PV ZZ-F 1,5kV Rojo	10	2,47	24,70		24,70
5201024	Cable Unifilar 16 mm2 TOPSOLAR PV ZZ-F 1,5kV Negro	10	2,47	24,70		24,70
5201030	Cable unifilar 50 mm2 POWERFLEX RV-K Verde	1	4,68	4,68		4,68
5201032	Cable unifilar 50 mm2 POWERFLEX RV-K Negro	1	4,76	4,76		4,76
5304010	Caja Estanca SOLERA 160x135x70mm	1	4,99	4,99		4,99
5502011	Repartidor Bipolar 125A	1	20,00	20,00		20,00
5504017	Juego Conectores WEIDMULLER paneles-regulador	6	5,87	35,22		35,22
5504018	Terminal de Ojo - Cable 50mm, ojo 8mm	2	2,25	4,50		4,50
5505121	Terminal de Ojo - Cable 50mm, ojo 10mm	2	0,63	1,26		1,26
-----	KIT PROTECCIONES					
5202011	Cable Manguera 3 x 4mm RZ1-K	2	1,59	3,18		3,18
5504018	Terminal de Ojo - Cable 50mm, ojo 8mm	1	2,25	2,25		2,25
5504023	Desconector de Baterías 600A	1	64,62	64,62		64,62
5504025	Portafusible 22x58 (63, 80 y 100A)	1	15,76	15,76		15,76
5504033	Fusible 63A Paneles 22x58	1	3,40	3,40		3,40
5505122	Terminal de Ojo - Cable 50mm, ojo 12mm	1	0,68	0,68		0,68

TIPO	IMPORTE	DESCUENTO	PRONTO PAGO	PORTES	FINANCIACIÓN	BASE	I.V.A.	R.E.

Firmado Autosolar

TOTAL: €


Posibilidad de financiación a través de:



Si realiza el pago por transferencia bancaria, indique en el concepto el nº de presupuesto

Banco Sabadell	IBAN: ES36 0081 1300 8200 0109 6317	BIC: BSABESBB
Banco Santander	IBAN: ES94 0049 4900 0427 1607 3590	BIC: BSCHEM33
Banco BBVA	IBAN: ES85 0182 6526 1002 0183 2182	BIC: BBVAES33
Caixa Popular	IBAN: ES45 3159 0052 3125 7943 0329	BIC: BCOEES33
Bankinter	IBAN: ES46 0128 0618 7901 0001 4896	BIC: BKBKES33

Autosolar Energy Solutions S.L

C/ Traginers, 20 Pol. Industrial L'Alter
 CP: 46290 Alcàsser (VALENCIA)
 Teléfono: 96 143 01 13
 autosolar@autosolar.es
 CIF: B98662224

CARLOS ALEJANDRO MORENO ROMERO

DOCUMENTO	NÚMERO	PÁGINA	FECHA
Presupuesto	1 022053	2	27/08/2019

CLIENTE	CIF / DNI	AGENTE	FORMA DE PAGO	VALIDEZ DE LA OFERTA
42077		29 Francisco Marchori		1 Mes, salvo cambio de tarifa

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UD.	SUBTOTAL	DTO.	TOTAL
7102114	Magnetotermico Schneider 25A iK60N 2P 25A C	1	12,70	12,70		12,70
9505502	Cable 50mm2 Interconexión	3	3,33	8,33		8,33
9506077	Caja de Protecciones ICP	1	4,39	4,39		4,39
9506079	Canaleta Cableado Gris 40X40 Legrand	1	7,71	7,71		7,71
9506083	Base Instalación Inversor	1	33,33	33,33		33,33
9502011	Mano de Obra Instalación y Puesta en Marcha Z2.2 (MADRID)	1	1.035,87	1.035,87		1.035,87
-----	ESTRUCTURA					
1501005	Unión perfil RCVE4.0	2	3,62	7,24		7,24
1501415	Estructura Cubierta Tejas 6 Panel KHT915	2	169,17	338,34		338,34
1503102	Presor central 50mm	2	1,26	2,52		2,52
-----	MONTAJE ESTRUCTURA					
1506014	Taco Químico Anchorfix Gris Sika	8	7,47	59,76		59,76
5304020	Caja Estanca 85x85x45 mm	2	2,38	4,76		4,76
7300006	Tornillería de anclaje	2	23,09	46,18		46,18
7300010	Tamiz para quimico M16X130 (caja 12 ud)	4	0,43	1,72		1,72
7308010	Cánula Mezcladora p/Taco Químico PECOL	2	1,05	2,10		2,10
7329014	Tubo Silicona 290ml MSP 50 Gris Premium PECOL	1	6,34	6,34		6,34
9701010	Medios de Elevación (**NO INCLUIDOS**)	1				

TIPO	IMPORTE	DESCUENTO	PRONTO PAGO	PORTES	FINANCIACIÓN	BASE	I.V.A.	R.E.
21,00	12.578,72					12.578,72	2.641,53	
10,00								
4,00								

Firmado Autosolar

TOTAL: 15.220,25 €


Posibilidad de financiación a través de:



Si realiza el pago por transferencia bancaria, indique en el concepto el nº de presupuesto

Banco Sabadell	IBAN: ES36 0081 1300 8200 0109 6317	BIC: BSABESBB
Banco Santander	IBAN: ES94 0049 4900 0427 1607 3590	BIC: BSCHEMM
Banco BBVA	IBAN: ES85 0182 6526 1002 0183 2182	BIC: BBVAESMM
Caixa Popular	IBAN: ES45 3159 0052 3125 7943 0329	BIC: BCOEESMM
Bankinter	IBAN: ES46 0128 0618 7901 0001 4896	BIC: BKBKESMM

B.26 Presupuesto de AutoSolar para vivienda Doméstica Aislada

Autosolar Energy Solutions S.L

C/ Traginers, 20 Pol. Industrial L'Alter
 CP: 46290 Alcàsser (VALENCIA)
 Teléfono: 96 143 01 13
 autosolar@autosolar.es
 CIF: B98662224

CARLOS ALEJANDRO MORENO ROMERO

DOCUMENTO	NÚMERO	PÁGINA	FECHA
Presupuesto	1 024085	1	17/09/2019

CLIENTE	CIF / DNI	AGENTE	FORMA DE PAGO	VALIDEZ DE LA OFERTA
42077		29 Francisco Marchori		1 Mes, salvo cambio de tarifa

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UD.	SUBTOTAL	DTO.	TOTAL
1002074	Panel Solar 280W C/Red Policristalino Era Solar	9	99,52	895,68		895,68
3004092	Inversor Cargador 5000W 48V MPPT 80A Must	1	582,13	582,13		582,13
1703810	Batería 6V 600Ah Estacionaria Ultracell UZS-600-6V	8	299,33	2.394,64		2.394,64
5201014	Cable Unifilar 6 mm2 TOPSOLAR PV ZZ-F 1,5kV Rojo	10	1,18	11,80		11,80
5201016	Cable Unifilar 6 mm2 TOPSOLAR PV ZZ-F 1,5kV Negro	10	1,18	11,80		11,80
5201018	Cable Unifilar 10 mm2 TOPSOLAR PV ZZ-F 1,5kV Rojo	10	1,60	16,00		16,00
5201020	Cable Unifilar 10 mm2 TOPSOLAR PV ZZ-F 1,5kV Negro	10	1,60	16,00		16,00
5201030	Cable unifilar 50 mm2 POWERFLEX RV-K Verde	1	4,68	4,68		4,68
5201032	Cable unifilar 50 mm2 POWERFLEX RV-K Negro	1	4,76	4,76		4,76
5304010	Caja Estanca SOLERA 160x135x70mm	1	4,99	4,99		4,99
5502011	Repartidor Bipolar 125A	1	20,00	20,00		20,00
5504017	Juego Conectores WEIDMULLER paneles-regulador	3	5,87	17,61		17,61
5504018	Terminal de Ojo - Cable 50mm, ojo 8mm	4	2,25	9,00		9,00
5504021	Cable de Interconexión de Baterías + terminal ojo	7	6,88	48,16		48,16
-----	KIT PROTECCIONES					
5202011	Cable Manguera 3 x 4mm RZ1-K	2	1,59	3,18		3,18
5504018	Terminal de Ojo - Cable 50mm, ojo 8mm	1	2,25	2,25		2,25
5504023	Desconector de Baterías 600A	1	64,62	64,62		64,62
5504025	Portafusible 22x58 (63, 80 y 100A)	1	15,76	15,76		15,76
5504033	Fusible 63A Paneles 22x58	1	3,40	3,40		3,40
5505122	Terminal de Ojo - Cable 50mm, ojo 12mm	1	0,68	0,68		0,68

TIPO	IMPORTE	DESCUENTO	PRONTO PAGO	PORTES	FINANCIACIÓN	BASE	I.V.A.	R.E.

Firmado Autosolar

TOTAL:

€



Posibilidad de financiación a través de:



Si realiza el pago por transferencia bancaria, indique en el concepto el nº de presupuesto

Banco Sabadell	IBAN: ES36 0081 1300 8200 0109 6317	BIC: BSABESBB
Banco Santander	IBAN: ES94 0049 4900 0427 1607 3590	BIC: BSCHEM33
Banco BBVA	IBAN: ES85 0182 6526 1002 0183 2182	BIC: BBVAES33
Caixa Popular	IBAN: ES45 3159 0052 3125 7943 0329	BIC: BCOEES33
Bankinter	IBAN: ES46 0128 0618 7901 0001 4896	BIC: BKBKES33

Autosolar Energy Solutions S.L

C/ Traginers, 20 Pol. Industrial L'Alter
 CP: 46290 Alcàsser (VALENCIA)
 Teléfono: 96 143 01 13
 autosolar@autosolar.es
 CIF: B98662224

CARLOS ALEJANDRO MORENO ROMERO

DOCUMENTO	NÚMERO	PÁGINA	FECHA
Presupuesto	1 024085	2	17/09/2019

CLIENTE	CIF / DNI	AGENTE	FORMA DE PAGO	VALIDEZ DE LA OFERTA
42077		29 Francisco Marchori		1 Mes, salvo cambio de tarifa

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UD.	SUBTOTAL	DTO.	TOTAL
7102114	Magnetotermico Schneider 25A iK60N 2P 25A C	1	12,70	12,70		12,70
9505502	Cable 50mm2 Interconexión	1	3,33	3,33		3,33
9506077	Caja de Protecciones ICP	1	4,39	4,39		4,39
9506079	Canaleta Cableado Gris 40X40 Legrand	1	7,71	7,71		7,71
9506083	Base Instalación Inversor	1	33,33	33,33		33,33
	ESTRUCTURA (**no incluida**)					
	INSTALACIÓN (**no incluida**)					
	MONTAJE ESTRUCTURA (**no incluida**)					

TIPO	IMPORTE	DESCUENTO	PRONTO PAGO	PORTES	FINANCIACIÓN	BASE	I.V.A.	R.E.
21,00	4.188,60					4.188,60	879,61	
10,00								
4,00								

Firmado Autosolar

TOTAL: 5.068,21 €


Posibilidad de financiación a través de:



Si realiza el pago por transferencia bancaria, indique en el concepto el nº de presupuesto

Banco Sabadell	IBAN: ES36 0081 1300 8200 0109 6317	BIC: BSABESBB
Banco Santander	IBAN: ES94 0049 4900 0427 1607 3590	BIC: BSCHE333
Banco BBVA	IBAN: ES85 0182 6526 1002 0183 2182	BIC: BBVAES33
Caixa Popular	IBAN: ES45 3159 0052 3125 7943 0329	BIC: BCOEES33
Bankinter	IBAN: ES46 0128 0618 7901 0001 4896	BIC: BKBKES33

Universidad de Alcalá
Escuela Politécnica Superior



ESCUELA POLITECNICA
SUPERIOR



Universidad
de Alcalá