



TÍTULO

**ESTUDIO DE DIFERENTES TIPOS DE ELECTRIFICACIÓN
RURAL FOTOVOLTAICA**

AUTOR

Antonio Lacueva Martínez

Director
Tutor
Curso

ISBN

©
©

Esta edición electrónica ha sido realizada en 2010

Mariano Sidrach de Cardona Ortín

Santiago Silvestre Berges

**POP Tecnología de los Sistemas de Energía Solar
Fotovoltaica (2008/2009)**

978-84-693-3770-7

Antonio Lacueva Martínez

Para esta edición, la Universidad Internacional de Andalucía



Reconocimiento-No comercial-Sin obras derivadas 2.5 España.

Usted es libre de:

- Copiar, distribuir y comunicar públicamente la obra.

Bajo las condiciones siguientes:

- **Reconocimiento.** Debe reconocer los créditos de la obra de la manera especificada por el autor o el licenciador (pero no de una manera que sugiera que tiene su apoyo o apoyan el uso que hace de su obra).
- **No comercial.** No puede utilizar esta obra para fines comerciales.
- **Sin obras derivadas.** No se puede alterar, transformar o generar una obra derivada a partir de esta obra.

- *Al reutilizar o distribuir la obra, tiene que dejar bien claro los términos de la licencia de esta obra.*
- *Alguna de estas condiciones puede no aplicarse si se obtiene el permiso del titular de los derechos de autor.*
- *Nada en esta licencia menoscaba o restringe los derechos morales del autor.*

Estudio de diferentes tipos de electrificación rural fotovoltaica

Autor: Antonio Lacueva Martínez
Tutor: Santiago Silvestre Berges

INDICE

OBJETIVOS DEL PROYECTO	4
CAPITULO 1: ESTUDIO SOBRE EL SISTEMA ÓPTIMO DE DIMENSIONAMIENTO	5
1. INSTALACION AUTÓNOMA	6
1.1. OBJETIVO	6
1.2. NECESIDADES ENERGÉTICAS	7
1.3. DIMENSIONADO GENERADOR FV - BATERIAS	8
1.3.1 RADIACION SOLAR	8
1.3.2 RELACION FV-BATERIA PARA CICLO DIARIO	10
1.3.3 RELACION FV-BATERIA PARA CICLO ANUAL	12
1.3.4 RELACION FV-BATERIA PARA CICLO ÓPTIMO	16
1.3.5 RELACION FV-BATERIA BASADO EN ISOFIABILIDAD	22
1.3.6 CURVAS CA'y CS CON SERIE SIMULADA	25
1.3.7 RELACION FV-BATERIA BASADO EN PV SYST	32
1.3.8 CONCLUSIONES	35
2. INSTALACION HÍBRIDA	36
2.1. OBJETIVO	41
2.2. CONFIGURACIONES DE LOS SISTEMAS HÍBRIDOS	42
2.3. ESTRATEGIAS DE CONTROL	45
2.4. ESTRATEGIAS DE CONTROL HOMER	48
2.5. DIMENSIÓN MEDIANTE EL SISTEMA HOMER	58
2.6. PUNTOS DÉBILES DEL HOMER	65
2.7. ESTRATEGIAS DE CONTROL HOGA	66
2.8. DIMENSIÓN MEDIANTE EL SISTEMA HOGA	68
2.9. CONCLUSIONES HOMER vs HOGA	76
2.10. CONCLUSIONES SISTEMA ÓPTIMO	80
2.11. SISTEMAS HÍBRIDOS DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL CONSUMO	88
2.12. ANALISIS DE VARIOS GENERADORES DIESEL	100
CAPITULO 2: URBANIZACIÓN LA ALTURA 2	103
3. MEMORIA	105
3.1 OBJETO	105
3.2 ALCANCE	106
3.3 ANTECEDENTES	107
3.4 REQUISITOS DEL DISEÑO	108
3.4.1 DATOS GENERALES	108
3.4.1.1 SITUACION DE LA INSTALACION	108
3.4.1.2 DATOS DE RADIACION Y TEMPERATURA	109
3.4.2 DATOS DE LA INSTALACION	110
3.4.2.1 CONSUMOS DE LA INSTALACION	110
3.4.2.2 MODULO FOTOVOLTAICO PROPUESTO	116
3.4.2.3 INVERSOR SUNNY BOY	119
3.4.2.4 GENERADOR FOTOVOLTAICO	122
3.4.2.5 BATERIAS	122
3.4.2.6 SUNNY ISLAND 5048	123
3.4.2.7 GENERADOR DIESEL	128
3.4.2.8 CONDUCTORES ELÉCTRICOS	129
3.4.2.9 FUSIBLES	130
3.4.2.10 INTERRUPTOR DE CORTE DC	131
3.4.2.11 INTERRUPTOR RED TRIFASICA ACOMETIDA	131
3.4.2.12 DIFERENCIAL	132
3.4.2.13 INTERRUPTOR GENERADOR DIESEL	133
3.4.2.14 PROTECCION SOBRETENSIONES DC	133

3.4.2.15	PROTECCION SOBRETENSIONES AC - TRIFASICA	134
3.4.2.16	PROTECCION SOBRETENSIONES AC - MONOFASICA	134
3.5	JUSTIFICACION DE CÁLCULOS	135
3.5.1	DIMENSION DEL GENERADOR FV	135
3.5.2	DISPOSICIÓN DEL GENERADOR FV	141
3.5.3	JUSTIFICACION DE LOS INVERSORES	143
3.5.4	JUSTIFICACIÓN SECCION DE CABLEADO	145
3.5.5	JUSTIFICACIÓN FUSIBLES DC	151
3.5.6	JUSTIFICACIÓN INTERRUPTOR DE CORTE DC	151
3.5.7	SIMULACION SISTEMA HOMER	152
4.	PLANOS	155
4.1.	EMPLAZAMIENTO 1/2	156
4.2.	EMPLAZAMIENTO 2/2	157
4.3.	ESQUEMA UNIFILAR DE LA VIVIENDA	158
4.4.	ESQUEMA UNIFILAR DE LA CENTRAL	159
4.5.	ZANJAS PROPUESTAS BT	160
4.6.	DISTRIBUCIÓN DE ARQUETAS Y MONOLITOS PROPUESTOS	161
5.	PRESUPUESTO ESTIMADO	162
	REFERENCIAS	163

OBJETIVOS DEL PROYECTO

El proyecto se compone de dos partes

En la primera se pretende analizar los diferentes sistemas de dimensionado para una instalación aislada desde un punto de vista económico. Encontrar la mejor relación entre generador fotovoltaico y sistema de almacenamiento, dependiendo de la radiación, el tipo de consumo.

Para ello se analizan el ciclado diario, anual, curvas de isofiabilidad e incluso buscar el compromiso entre el ciclado diario y el anual para encontrar la mejor opción desde un punto de vista económico.

Después se analizar un sistema híbrido formado por un generador FV, generador diesel y un sistema de almacenamiento, con el mismo objetivo que el anterior de encontrar aquella combinación que garantiza la opción más económica, haciendo uso de software de simulación como el HOMER, HOGA y otras herramientas. Además se analizará la dependencia de todos los elementos que forman parte en el sistema para encontrar aquellos que tienen un carácter crítico.

La segunda parte es un proyecto sobre un sistema híbrido en una urbanización de Zaragoza (La Altura 2), se pretende dimensionar un sistema completo atendiendo a las conclusiones obtenidas en el capítulo anterior y tener una estimación sobre los costes de una instalación de esas características.

CAPITULO 1

ESTUDIO SOBRE EL SISTEMA ÓPTIMO DE DIMENSIONAMIENTO

1. INSTALACION AUTÓNOMA

1.1. OBJETIVO

El objetivo en el análisis de las instalaciones autónomas es determinar la mejor relación Generador FV-Baterías para que con la misma fiabilidad el sistema resulte lo más económico analizando 5 métodos de dimensionamiento distinto.

Se estudiará el sistema de dimensionamiento para un ciclo de trabajo diario en el peor mes de relación radiación y demanda. En esta situación en el resto de meses el sistema estará sobredimensionado donde el generador FV no entrega toda la energía que es capaz ya que las baterías estarán cargadas y el consumo será inferior al que podría suministrarse.

Se estudiará el sistema de dimensionamiento para un ciclado anual. De manera que la energía producida a lo largo de todo el año sea la misma que la energía demandada y se recurra a las baterías para almacenar la energía durante la época excedente y suministrarla durante la época de déficit.

Se estudiará el sistema de dimensionamiento basado en el método LLP (Loos of Load Probability) donde se considerarán diferentes ciclados encontrando así una dimensión óptima entre el tamaño del generador y de la batería.

Se estudiará el sistema dimensionamiento conociendo la radiación estimada mediante métodos de simulación para cada día del año comprobando las diferentes posibilidades de relación entre generador FV y batería.

Se estudiará el sistema dimensionamiento mediante la herramienta PV SYST.

Para todos los casos añadiremos un factor económico, un precio por unidad de **Wp** para el generador FV y otro precio por unidad de capacidad **Ah** en la batería e intentaremos encontrar un sistema de dimensionado óptimo desde un punto de vista económico trabajando de un ciclo diario (generador FV de gran tamaño y una batería pequeña) hasta un ciclo de trabajo anual (pequeño generador FV y gran tamaño de batería).

El objetivo final en este apartado será encontrar un sistema de dimensionamiento óptimo desde un punto de vista económico y encontrar la relación en el resto de variables o parámetros del sistema.

1.2. NECESIDADES ENERGÉTICAS

En este tipo de entornos es importante concienciar a los usuarios del coste de producción energética y que no podemos tener los mismos servicios que disponemos en una vivienda conectada a la red.

Por ello se debe de analizar otras fuentes de energía que pueden resolver algunos de los problemas que tradicionalmente lo hacemos con energía eléctrica. Por ejemplo:

- Sistemas de Calefacción
- Calentador de agua
- Cocinas (placas vitrocerámicas, de inducción, etc...)
- Nevera

Estos pueden ser resueltos mediante gas. Si se dispone la posibilidad de comprar de una manera fácil bombonas de gas, podría reducir considerablemente la necesidad energética de una vivienda a lo largo del año.

Podemos considerar el siguiente reparto de cargas energéticas en una vivienda para una familia de 4 personas:

		HORAS DE USO DIARIO SEGÚN EL MES											
	POTENCIA W	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
ILUMINACION													
Salón	40	3	3	3	2	2	1	1	1	2	3	3	3
Cocina	40	3	3	3	2	2	1	1	1	2	3	3	3
Dormitorio 1	40	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Dormitorio 2	40	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Servicio	40	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Porche	100	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Trastero	40	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
COCINA													
Microondas	1000	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Lavadora	800	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Pequeños Electrodomésticos	1000	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
OTROS													
Ordenador	300	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Televisión 1	100	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Televisión 2	100	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
		2060	2060	2060	1980	1980	1900	1900	1900	1980	2060	2060	2060

Tabla 1. Wh/día estimado para cada mes

1.3. DIMENSIONADO GENERADOR FV - BATERIAS

1.3.1 RADIACION SOLAR

Utilizando le herramienta de estimación PVGIS [1] con las siguientes consideraciones podemos establecer la estimación de radiación solar para la ubicación del proyecto:

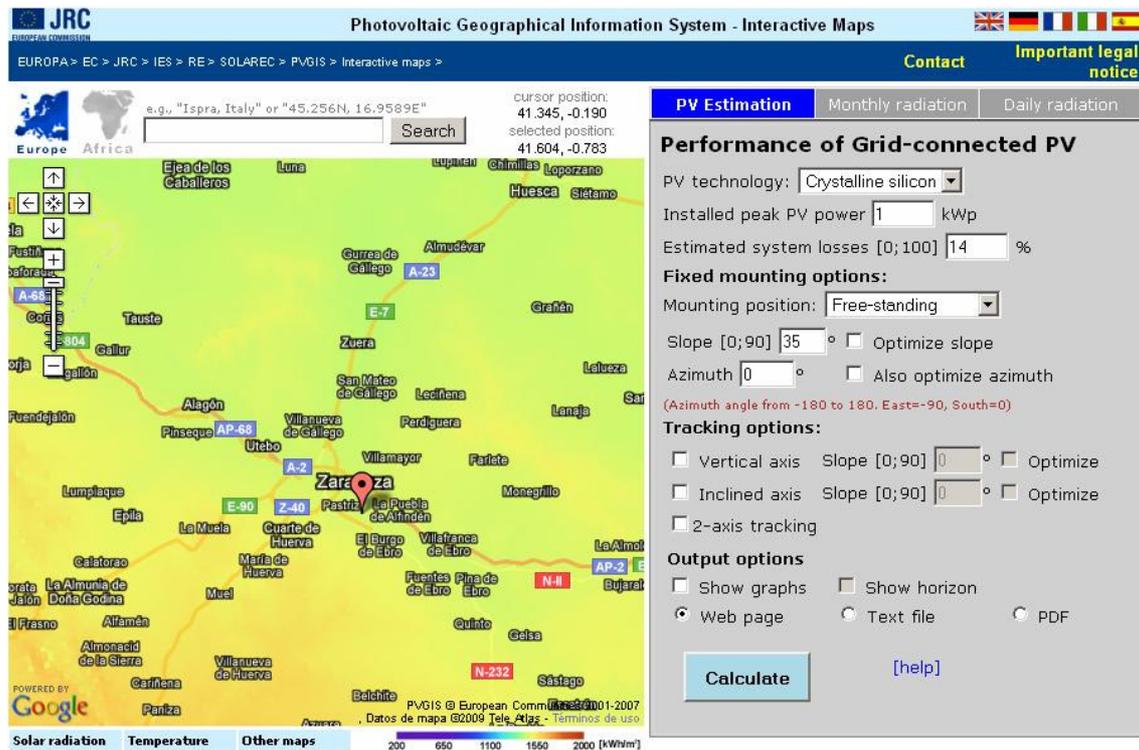


Figura 1 Herramienta PVGIS

Obtendremos la radiación solar para cada uno de los ángulos de inclinación (en múltiplos de 10°) para posteriormente realizar el análisis en función de los consumos y la época del año.

Consideramos una instalación fija (sin ningún tipo de seguimiento) y de momento no consideramos las pérdidas de la instalación.

Según la tabla adjunta se puede observar como para una inclinación de $30^\circ - 40^\circ$ se consigue la mayor aportación de energía durante todo el año. Nuestro consumo se mantiene más o menos constante durante todo el año (un poco mayor en la época del invierno).

Radiación diaria Solar en Kw/m² [PVGIS]

	0º	10º	20º	30º	40º	50º	60º	70º	80º	90º
Month	Hd									
Jan	1.78	2.18	2.53	2.83	3.06	3.21	3.28	3.26	3.16	2.97
Feb	2.49	2.89	3.23	3.50	3.68	3.77	3.77	3.68	3.49	3.21
Mar	3.86	4.27	4.58	4.80	4.90	4.88	4.74	4.48	4.11	3.63
Apr	4.75	4.98	5.11	5.13	5.04	4.84	4.52	4.10	3.59	3.00
May	5.76	5.85	5.84	5.71	5.46	5.09	4.61	4.04	3.39	2.67
Jun	6.35	6.38	6.28	6.07	5.72	5.26	4.69	4.01	3.28	2.48
Jul	6.39	6.46	6.41	6.23	5.91	5.46	4.89	4.22	3.46	2.65
Aug	5.58	5.79	5.90	5.87	5.71	5.41	4.99	4.46	3.82	3.10
Sep	4.51	4.92	5.22	5.39	5.44	5.35	5.13	4.77	4.30	3.72
Oct	3.07	3.51	3.88	4.16	4.34	4.42	4.38	4.23	3.96	3.60
Nov	1.98	2.38	2.74	3.04	3.26	3.40	3.45	3.41	3.29	3.08
Dec	1.52	1.90	2.23	2.51	2.73	2.89	2.97	2.97	2.89	2.74
Yearly average	4.01	4.30	4.50	4.61	4.61	4.50	4.29	3.97	3.56	3.07

Tabla 2. Radiación diaria solar - Kw/m²

Relacionando ambas tablas, para cada uno de los meses y de las inclinaciones el cociente entre radiación solar y consumo energético.

Month	0º	10º	20º	30º	40º	50º	60º	70º	80º	90º
Jan	0,86	1,06	1,23	1,37	1,49	1,56	1,59	1,58	1,53	1,44
Feb	1,21	1,4	1,57	1,7	1,79	1,83	1,83	1,79	1,69	1,56
Mar	1,87	2,07	2,22	2,33	2,38	2,37	2,3	2,17	2	1,76
Apr	2,31	2,42	2,48	2,49	2,45	2,35	2,19	1,99	1,74	1,46
May	2,8	2,84	2,83	2,77	2,65	2,47	2,24	1,96	1,65	1,3
Jun	3,08	3,1	3,05	2,95	2,78	2,55	2,28	1,95	1,59	1,2
Jul	3,1	3,14	3,11	3,02	2,87	2,65	2,37	2,05	1,68	1,29
Aug	2,71	2,81	2,86	2,85	2,77	2,63	2,42	2,17	1,85	1,5
Sep	2,19	2,39	2,53	2,62	2,64	2,6	2,49	2,32	2,09	1,81
Oct	1,49	1,7	1,88	2,02	2,11	2,15	2,13	2,05	1,92	1,75
Nov	0,96	1,16	1,33	1,48	1,58	1,65	1,67	1,66	1,6	1,5
Dec	0,74	0,92	1,08	1,22	1,33	1,4	1,44	1,44	1,4	1,33

Tabla 3. Radiación solar diaria PVGIS - Kw/m²

Se marca para cada uno de los meses la mayor relación radiación / consumo, siendo esta inclinación la óptima para ese mes en concreto.

Para garantizar el correcto funcionamiento del sistema escogeremos el mes cuya relación radiación / consumo sea la menor de todas las seleccionadas anteriormente. De esta forma podemos concretar que el mes de diciembre resultará el más crítico con un valor de 1,44.

1.3.2 RELACION FV-BATERIA PARA CICLO DIARIO

Con este método de dimensionado se considera que todos los días del año la energía producida por el generador FV es igual o superior a la demanda energética de ese día. La batería será un apoyo de hasta (n) días, en caso de aparecer varios días nublados con escasa radiación el sistema sea autónomo.

$$[1] \quad E_{DC} = H_D P_{PV} \eta$$

Donde:

E_{DC}	Energía Producida en el día (DC)
H_D	Potencia de radiación diaria
P_{PV}	Potencia de pico del generador FV
η	Rendimiento de la instalación

El mes de diciembre resulta el más crítico con un consumo estimado de 2060Wh, con una radiación solar para una inclinación de 60° de 2670Wh/m². Considerando un rendimiento en la instalación de un 80% calculamos la potencia de pico necesaria.

$$[2] \quad P_{PV} = \frac{E_{DC}}{H_D \eta} = \frac{2.060Wh}{2.670Wh / m^2 \times 0,80} = 964Wp$$



Figura 2 Módulo Solar Isofotón

Una posible solución es utilizar 5 módulos de la marca Isofoton modelo ISF-200 con una potencia de pico de 200Wp lo que nos permitiría trabajar los 1000Wp necesarios para nuestro proyecto (sin entrar en detalle de la solución del sistema de carga adoptado, se considera que trabajaremos con el sistema de seguimiento de punto máximo de potencia). El precio estimado de cada módulo será de 700€ según proveedor “HMSISTEMAS” [2] Lo que hace un precio de unos 3.500€ para el generador fotovoltaico.

Respecto a la dimensión de la batería podemos estimar que para una profundidad de descarga del 70% sea capaz de suministrar 4 días consumo sin ningún tipo de aporte energético por parte del generador FV.

Se estima que el mayor consumo energético se produce de octubre a marzo con unos 2.060Wh diarios.

$$[3] \quad E_{BAT} = \frac{nE_{DIA}}{\eta PDD}$$

Donde:

E_{BAT}	Energía Batería
n	Número de días de autonomía
E_{DIA}	Energía consumida diaria
η	Rendimiento de descarga de batería
PDD	Profundidad de descarga

Con los datos del sistema tenemos:

$$[4] \quad E_{BAT} = \frac{nE_{DIA}}{\eta PDD} = \frac{4 \times 2.060Wh}{0,90 \times 0,7} = 13.080Wh$$

Suponiendo que trabajamos con una batería de 12V, la capacidad estimada será de:

$$[5] \quad C_{BAT} = \frac{E_{BAT}}{V_{BAT}} = \frac{13.080Wh}{12V} = 1.090Ah$$



Figura 3 Batería Tudor

Una posible solución es la batería TUDOR modelo EnerSol T1130 con una capacidad de 1166Ah según catálogo de fabricante [3]. En el mercado se encuentra el módulo de 2V a un precio de 570€ [4]. De manera que el conjunto de 12V supone un coste de 3.420€.

Como resumen para esto tipo de dimensionamiento tenemos:

Generador Fotovoltaico 200Wp	1000Wp	5	3,5€/Wp	3.500 €
Batería 2V T1.130	13.992Wh	6	570€/2V	3.420€

Tabla 4. Precios estimados

1.3.3 RELACION FV-BATERIA PARA CICLO ANUAL

Con este método de dimensionado se considera que la energía producida a lo largo del año será igual o superior a la consumida en el año. Para ello se aprovechará el ciclo estacional de forma que los meses que suponga un excedente de energía cargarán las baterías para poderse aprovechar en los meses con defecto.

$$[6] \quad E_{DC} = H_D P_{PV} \eta$$

Donde:

E_{DC}	Energía Producida en el año (DC)
H_D	Potencia de radiación anual
P_{PV}	Potencia de pico del generador FV
η	Rendimiento de la instalación

Según la estimación de consumos energéticos en el periodo de un año es de 729,900Kwh. Para este caso tendremos que encontrar la inclinación que permita el mayor aporte de energía a lo largo del año, lo que supone una inclinación de 35° y una radiación anual de 1.710Kwh/m² según PVGIS.

MES	D	CONSUMO MEDIO DIARIO	CONSUMO MENSUAL
Jan	31	2060 Wh	63.860 Wh
Feb	28	2060 Wh	57.680 Wh
Mar	31	2060 Wh	63.860 Wh
Apr	30	1980 Wh	59.400 Wh
May	31	1980 Wh	61.380 Wh
Jun	30	1900 Wh	57.000 Wh
Jul	31	1900 Wh	58.900 Wh
Aug	31	1900 Wh	58.900 Wh
Sep	30	1980 Wh	59.400 Wh
Oct	31	2060 Wh	63.860 Wh
Nov	30	2060 Wh	61.800 Wh
Dec	31	2060 Wh	63.860 Wh
TOTAL			729.900 Wh

Tabla 5. Consumo energético del año

Fixed system: inclination=35°, orientation=0° (Optimum at given orientation)				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	2.42	75.1	3.01	93.3
Feb	2.89	81.0	3.66	102
Mar	3.79	118	4.96	154
Apr	3.87	116	5.15	154
May	4.17	129	5.67	176
Jun	4.31	129	5.99	180
Jul	4.41	137	6.16	191
Aug	4.22	131	5.88	182
Sep	4.04	121	5.49	165
Oct	3.27	101	4.31	134
Nov	2.53	75.8	3.19	95.6
Dec	2.15	66.7	2.66	82.3
Yearly average	3.51	107	4.68	142
Total for year		1280		1710

Tabla 6. Estimación de radiación solar

$$[7] \quad P_{PV} = \frac{E_{DC}}{H_D \eta} = \frac{729,900 KWh}{1.710 Kwh / m^2 \times 0,80} = 534 Wp$$

Una posible solución es utilizar 3 módulos de la marca Isofoton modelo ISF-180 con una potencia de pico de 180Wp lo que nos permitiría trabajar con 540Wp necesarios para nuestro proyecto (sin entrar en detalle de la solución del sistema de carga adoptado, se considera que trabajaremos con el sistema de seguimiento de punto máximo de potencia). El precio estimado de cada módulo será de 630€ según proveedor “HMSISTEMAS” [2] Lo que hace un precio de unos 1.890€ para el generador fotovoltaico.

Para determinar la dimensión de la batería necesaria hacemos la siguiente estimación en función de la energía producida y la energía consumida para cada uno de los meses

	D	Radiación Diaria Wh/m²	E.DC Diaria Wh	Consumo Diario Wh	ΔC Bat. Wh
Enero	31	3010	1285,87	2060	-23.997,97
Febrero	28	3660	1563,55	2060	-13.900,54
Marzo	31	4960	2118,91	2060	1.826,27
Abril	30	5150	2200,08	1980	6.602,40
Mayo	31	5670	2422,22	1980	13.708,94
Junio	30	5990	2558,93	1900	19.767,84
Julio	31	6160	2631,55	1900	22.678,11
Agosto	31	5880	2511,94	1900	18.970,02
Septiembre	30	5490	2345,33	1980	10.959,84
Octubre	31	4310	1841,23	2060	-6.781,81
Noviembre	30	3190	1362,77	2060	-20.916,96
Diciembre	31	2660	1136,35	2060	-28.633,09

Tabla 7. Estado de carga de la baterías

Donde:

D	Días del mes
Kwh / m^2	Irradiación solar
E_{DC}	Energía aportada por el generador [Wh] FV $E_{DC} = \eta GP_{FV} = 0,8x534WpxG$
$Consumo$	Consumo estimado en esa época del año [Wh]
ΔC_{BAT}	Incremento de carga en la batería

En la tabla se puede observar como los meses de Marzo a Septiembre existe un aporte extra de energía, superior al necesario, que permite cargar las baterías. En los meses de octubre a febrero, la energía almacena en las baterías junto con la producida en con el generador será la aportada a la carga.

La energía aportada a la batería de marzo a septiembre será:

$$[8] \quad \begin{aligned} E_{BAT} &= \Delta_{MARZO} + \dots + \Delta_{SEPTIEMBRE} \\ E_{BAT} &= 1.826Wh + 6.602Wh + \dots + 10.959,84Wh = 94.513Wh \end{aligned}$$

La energía aportada a la batería de octubre a febrero será:

$$[9] \quad \begin{aligned} E_{BAT} &= \Delta_{OCTUBRE} + \dots + \Delta_{MARZO} \\ E_{BAT} &= 6.781Wh + 20.916Wh + \dots + 13.900,54Wh = 94.230Wh \end{aligned}$$

Su puede comprobar cómo ambas magnitudes coinciden con un error inferior al 0,3%. Toda la energía aportada en los meses excedentes será utilizada en los meses de déficit.

Al considerar igual que en el apartado anterior una PDD (profundidad de descarga del 70%) tendremos la siguiente dimensión de batería.

$$[10] \quad E_{BAT} = \frac{E_{BAT.MAR.SEP}}{\eta PDD}$$

Donde:

E_{BAT}	Energía Batería
n	Número de días de autonomía
E_{DIA}	Energía consumida diaria
η	Rendimiento de descarga de batería
PDD	Profundidad de descarga

Con los datos del sistema tenemos:

$$[11] \quad E_{BAT} = \frac{E_{BAT.MAR_SEP}}{\eta PDD} = \frac{94.513Wh}{0,90 \times 0,7} = 150.020Wh$$

Suponiendo que trabajamos con una batería de 12V, la capacidad estimada será de:

$$[12] \quad C_{BAT} = \frac{E_{BAT}}{V_{BAT}} = \frac{150.020Wh}{12V} = 12.501Ah$$



Figura 4 Batería Tudor Modelo EnerSol

Una posible solución es la batería TUDOR modelo EnerSol OpzS 4100 para uso estacionario con una capacidad de 4.100Ah según catálogo de fabricante [3]. En el mercado se encuentra el módulo de 2V a un precio de 1.260€ [5]. De manera que el conjunto de 12V y 12.300Ah supone un total de 18 baterías con un coste de 22.680€.

Como resumen para este tipo de dimensionamiento tenemos:

Generador Fotovoltaico 180Wp	540Wp	3	3,5€/Wp	1.890 €
Batería 2V 12.300Ah	94.513Wh	18	1.260€/mod	22.680 €

Tabla 8. Precios estimados

1.3.4 RELACION FV-BATERIA PARA CICLO ÓPTIMO

INTRODUCCIÓN

Se han analizado dos posibles soluciones una con ciclado diario y otra con ciclado anual.

El objetivo del ciclado diario es evaluar el peor escenario posible (el día de menor radiación respecto al día de mayor consumo) y dimensionar el generador fotovoltaico para que esta sea suficiente. El inconveniente de este sistema es que en determinadas ocasiones podemos incrementar considerablemente el tamaño del generador donde para el resto de días se producirá un exceso de energía, mientras que su principal ventaja es que reduce drásticamente el tamaño de la batería, ya que todos los días seremos capaces de producir la energía necesaria (salvo problemas puntuales, días nublados por ejemplo, que deberemos de prever)

El objetivo del ciclado anual es al contrario que en el diario, aprovechar de una manera más eficiente toda la radiación solar durante el año ajustando el tamaño del generador fotovoltaico al estrictamente necesario y recurrir a las baterías para almacenar el excedente del verano y recuperarlo posteriormente durante el invierno. La principal ventaja es la dimensión óptima del tamaño del generador mientras que el inconveniente que presenta es un tamaño considerable para las baterías.

Se observa como el ciclado anual encarece considerablemente la instalación respecto a un ciclado diario.

Cabría preguntarse qué ciclado puede resultar óptimo desde un punto de vista económico. Al incrementar el periodo del ciclado reduciremos el tamaño del generador y por lo tanto su coste mientras que se incrementará el precio de las baterías.

El objetivo en este apartado es encontrar si existe dicho ciclado óptimo y bajo qué circunstancias puede darse.

PRECIO DE REFERENCIA

Según los apartados anteriores y los precios de mercado [4][5] se puede tener la siguiente referencia.

Precio W_p del generador FV - Isofoton	3.5 €
Precio W_h de una batería - Tudor	0.20 €

Tabla 9. Precios estimados

CONSIDERACIÓN PREVIA

Siguiendo el mismo criterio que para el ciclado diario de situarnos en el peor escenario posible (aquel cuya relación radiación / consumo sea menor) deberemos de evaluar una ventana de trabajo cuyo valor medio de radiación / consumo sea inferior a cualquier otro que podamos establecer. El objetivo debe ser que evaluado para esta situación todas las demás tendrán que ser favorables.

Para simplificar el estudio se considera que el consumo será constante durante todo el año de manera que solo deberemos centrarnos en la radiación.

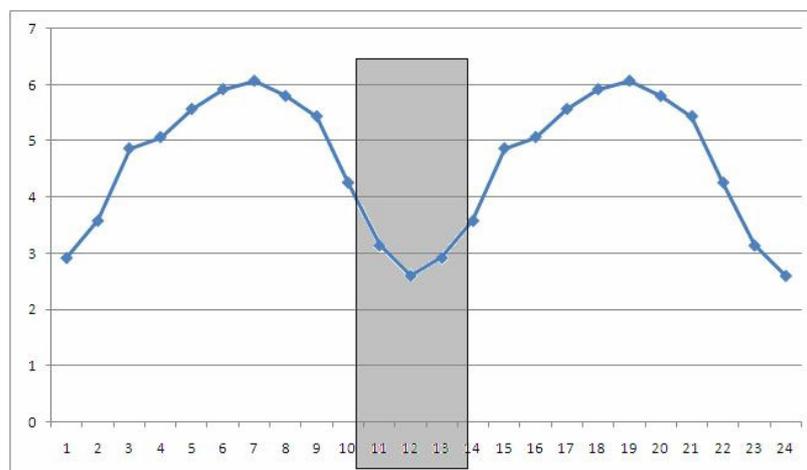


Figura 5 Kwh/m²/día - mes (Radiación Bianaual)

En la gráfica se puede observar que el punto intermedio del ciclado corresponde con la época del año de menor radiación.

SIMPLIFICACIÓN DEL SISTEMA

Para simplificar el problema se considera que el ciclado es simétrico y podríamos aproximarlos de la siguiente manera.

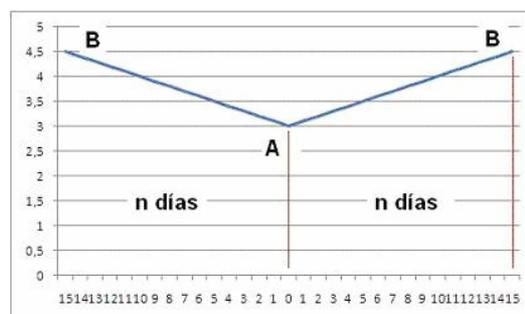


Figura 6 Kwh/m² - día (Aproximación de Cálculo)

El punto A corresponde al punto central del ciclo con la menor radiación y el punto B es la radiación que se alcanza después de “n” días (simétrica “n” días previos al punto A).

En este caso el valor medio de radiación corresponde con:

$$[13] \quad M = \frac{A+B}{2}$$

Si el sistema tiene un consumo constante Cd (Consumo diario) el generador fotovoltaico deberá cumplir:

$$[14] \quad G_{FV} \times M \times 2n = Cd \times 2n$$

Donde:

G_{FV}	Potencia de pico del Generador Fotovoltaico [Wp]
n	Número de días de medio ciclo
M	Radiación media del periodo [Kwh/m ²]
Cd	Consumo diario [Kwh]

Simplificando la expresión:

$$[15] \quad G_{FV} = \frac{2Cd}{A+B}$$

Por otro lado la energía que necesitamos almacenar queda como:

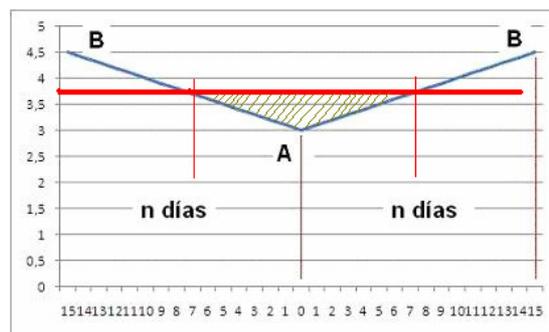


Figura 7 Kwh/m² - día (Aproximación de Cálculo)

$$[16] \quad E_{BAT} = G_{FV} (M - A) \frac{n}{2} = G_{FV} \left(\frac{A+B}{2} - \frac{2A}{2} \right) \frac{n}{2} = G_{FV} \frac{(B-A)}{4} n$$

Simplificando la expresión queda como:

$$[17] \quad E_{BAT} = \frac{2Cd}{A+B} \frac{(B-A)}{4} n = \frac{Cd}{A+B} \frac{(B-A)}{2} n$$

Por tomar un valor de referencia comparable tomamos el valor de G_{FV} y E_{BAT} normalizados respecto a Cd y la expresión resulta:

$$[18] \quad \frac{G_{FV}}{Cd} = \frac{2}{A+B}$$

$$[19] \quad \frac{E_{BAT}}{Cd} = \frac{(B-A)n}{A+B} \frac{1}{2}$$

DESARROLLO

Fecha	Irradiación Kwh/m ²	día	Irradiación media Kwh/m ²	Precio Generador	Precio Batería	Precio Total
15-nov	3,19	30	2,93	1,1965812	0,27179487	1,46837607
16-nov	3,17	29	2,92	1,20020575	0,25474653	1,45495228
17-nov	3,15	28	2,91	1,20385233	0,23820225	1,44205457
18-nov	3,14	27	2,90	1,20752113	0,22216664	1,42968777
19-nov	3,12	26	2,89	1,21121237	0,20664436	1,41785673
20-nov	3,10	25	2,88	1,21492624	0,19164015	1,40656639
21-nov	3,08	24	2,87	1,21866295	0,17715877	1,39582173
22-nov	3,07	23	2,86	1,22242273	0,16320508	1,3856278
23-nov	3,05	22	2,85	1,22620577	0,14978395	1,37598972
24-nov	3,03	21	2,85	1,2300123	0,13690037	1,36691267
25-nov	3,01	20	2,84	1,23384254	0,12455934	1,35840188
26-nov	3,00	19	2,83	1,23769671	0,11276596	1,35046266
27-nov	2,98	18	2,82	1,24157503	0,10152536	1,34310039
28-nov	2,96	17	2,81	1,24547773	0,09084277	1,3363205
29-nov	2,94	16	2,80	1,24940505	0,08072347	1,33012851
30-nov	2,93	15	2,79	1,25335721	0,07117278	1,32452999
01-dic	2,91	14	2,78	1,25733445	0,06219614	1,3195306
02-dic	2,89	13	2,77	1,26133702	0,05379903	1,31513604
03-dic	2,87	12	2,77	1,26536515	0,04598698	1,31135213
04-dic	2,85	11	2,76	1,26941909	0,03876564	1,30818473
05-dic	2,84	10	2,75	1,27349909	0,03214069	1,30563978
06-dic	2,82	9	2,74	1,2776054	0,0261179	1,30372331
07-dic	2,80	8	2,73	1,28173828	0,02070313	1,30244141
08-dic	2,78	7	2,72	1,28589799	0,01590227	1,30180026
09-dic	2,77	6	2,71	1,29008478	0,01172134	1,30180612
10-dic	2,75	5	2,70	1,29429892	0,00816641	1,30246533
11-dic	2,73	4	2,70	1,29854069	0,00524363	1,30378432
12-dic	2,71	3	2,69	1,30281035	0,00295924	1,30576959
13-dic	2,70	2	2,68	1,30710818	0,00131956	1,30842774
14-dic	2,68	1	2,67	1,31143446	0,00033098	1,31176544
15-dic	2,66	0	2,66	1,31578947	0	1,31578947

Tabla 10. Dimensión óptima del ciclado

Considerando los precios de referencia tomados en el apartado anterior de 3,5€ por Wp y 0,20€ por Wh y aplicando la ecuación anterior podemos determinar en el caso de la ubicación de estudio el precio de la instalación para diferentes ciclos. Para este análisis se ha considerado la situación simplificada donde el punto A de menor radiación corresponde 2,66Kwh/m² para el 15 de diciembre y asciende linealmente hasta el punto B con 3,19 Kwh/m² el 15 de noviembre [1]

Se observa como el ciclado óptimo (más económico) se produce para un periodo de ± 7 días aunque la diferencia es muy pequeña inferior al 2%.

Para que pudiera ser determinante el ciclado óptimo la diferencia de precio entre el Wh de una batería y el Wp de un generador tendría que ser mayor. Si el precio de la batería se redujera hasta 0,028€ mantenimiento el mismo precio de 3,5€ para el Wp encontramos un ciclado óptimo para ± 50 días con una diferencia de precio respecto al ciclado diario de un 10% situación que empezaría a ser interesante pero está muy lejos de ser alcanzable ya que la tendencia actual es a reducir todavía más el precio de Wp del generador fotovoltaico.

FECHA	Kwh/m ²	día	Kwh/m ² MEDIO	PRECIO G.FV	PRECIO BAT.	PRECIO TOTAL	% VARIACION
16-oct	4,31	60	3,49	1,00430416	0,19885222	1,20315638	91,44%
17-oct	4,27	59	3,47	1,00971247	0,1921429	1,20185537	91,34%
18-oct	4,24	58	3,45	1,01517935	0,18551252	1,20069187	91,25%
19-oct	4,20	57	3,43	1,02070575	0,17896238	1,19966812	91,17%
20-oct	4,16	56	3,41	1,02629264	0,17249379	1,19878643	91,11%
21-oct	4,12	55	3,39	1,03194103	0,16610811	1,19804914	91,05%
22-oct	4,09	54	3,37	1,03765194	0,1598067	1,19745864	91,01%
23-oct	4,05	53	3,35	1,04342641	0,15359098	1,19701739	90,97%
24-oct	4,01	52	3,34	1,04926551	0,14746238	1,19672789	90,95%
25-oct	3,97	51	3,32	1,05517033	0,14142237	1,1965927	90,94%
26-oct	3,94	50	3,30	1,06114199	0,13547246	1,19661445	90,94%
27-oct	3,90	49	3,28	1,06718162	0,12961419	1,19679581	90,96%
28-oct	3,86	48	3,26	1,0732904	0,12384913	1,19713953	90,98%
29-oct	3,82	47	3,24	1,07946952	0,11817888	1,1976484	91,02%
30-oct	3,79	46	3,22	1,08572019	0,11260511	1,1983253	91,07%
31-oct	3,75	45	3,21	1,09204368	0,10712949	1,19917317	91,14%
01-nov	3,71	44	3,19	1,09844126	0,10175374	1,200195	91,21%
02-nov	3,68	43	3,17	1,10491424	0,09647964	1,20139388	91,31%
03-nov	3,64	42	3,15	1,11146396	0,09130899	1,20277294	91,41%
04-nov	3,60	41	3,13	1,11809179	0,08624364	1,20433543	91,53%
05-nov	3,56	40	3,11	1,12479914	0,08128548	1,20608463	91,66%
06-nov	3,53	39	3,09	1,13158746	0,07643647	1,20802392	91,81%
07-nov	3,49	38	3,07	1,1384582	0,07169858	1,21015678	91,97%
08-nov	3,45	37	3,06	1,14541289	0,06707385	1,21248675	92,15%
09-nov	3,41	36	3,04	1,15245308	0,06256437	1,21501745	92,34%
10-nov	3,38	35	3,02	1,15958034	0,05817228	1,21775262	92,55%
11-nov	3,34	34	3,00	1,16679631	0,05389977	1,22069608	92,77%
12-nov	3,30	33	2,98	1,17410265	0,04974908	1,22385173	93,01%
13-nov	3,26	32	2,96	1,18150107	0,04572252	1,22722359	93,27%
14-nov	3,23	31	2,94	1,18899332	0,04182244	1,23081576	93,54%
15-nov	3,19	30	2,93	1,1965812	0,03805128	1,23463248	93,83%
16-nov	3,17	29	2,92	1,20020575	0,03566451	1,23587026	93,93%
17-nov	3,15	28	2,91	1,20385233	0,03334831	1,23720064	94,03%
18-nov	3,14	27	2,90	1,20752113	0,03110333	1,23862446	94,14%
19-nov	3,12	26	2,89	1,21121237	0,02893021	1,24014258	94,25%
20-nov	3,10	25	2,88	1,21492624	0,02682962	1,24175586	94,37%
21-nov	3,08	24	2,87	1,21866295	0,02480223	1,24346518	94,50%
22-nov	3,07	23	2,86	1,22242273	0,02284871	1,24527144	94,64%
23-nov	3,05	22	2,85	1,22620577	0,02096975	1,24717552	94,79%
24-nov	3,03	21	2,85	1,2300123	0,01916605	1,24917835	94,94%
25-nov	3,01	20	2,84	1,23384254	0,01743831	1,25128085	95,10%
26-nov	3,00	19	2,83	1,23769671	0,01578723	1,25348394	95,26%
27-nov	2,98	18	2,82	1,24157503	0,01421355	1,25578858	95,44%
28-nov	2,96	17	2,81	1,24547773	0,01271799	1,25819572	95,62%
29-nov	2,94	16	2,80	1,24940505	0,01130129	1,26070633	95,81%
30-nov	2,93	15	2,79	1,25335721	0,00996419	1,2633214	96,01%
01-dic	2,91	14	2,78	1,25733445	0,00870746	1,26604191	96,22%
02-dic	2,89	13	2,77	1,26133702	0,00753186	1,26886888	96,43%
03-dic	2,87	12	2,77	1,26536515	0,00643818	1,27180333	96,66%
04-dic	2,85	11	2,76	1,26941909	0,00542719	1,27484628	96,89%
05-dic	2,84	10	2,75	1,27349909	0,0044997	1,27799879	97,13%
06-dic	2,82	9	2,74	1,2776054	0,00365651	1,28126191	97,38%
07-dic	2,80	8	2,73	1,28173828	0,00289844	1,28463672	97,63%
08-dic	2,78	7	2,72	1,28589799	0,00222632	1,2881243	97,90%
09-dic	2,77	6	2,71	1,29008478	0,00164099	1,29172576	98,17%
10-dic	2,75	5	2,70	1,29429892	0,0011433	1,29544222	98,45%
11-dic	2,73	4	2,70	1,29854069	0,00073411	1,2992748	98,74%
12-dic	2,71	3	2,69	1,30281035	0,00041429	1,30322464	99,05%
13-dic	2,70	2	2,68	1,30710818	0,00018474	1,30729292	99,35%
14-dic	2,68	1	2,67	1,31143446	4,6337E-05	1,3114808	99,67%
15-dic	2,66	0	2,66	1,31578947	0	1,31578947	

Tabla 11. Dimensión óptima del ciclo

1.3.5 RELACION FV-BATERIA BASADO EN ISOFIABILIDAD

INTRODUCCIÓN

El dimensionado de un sistema autónomo también puede realizarse basándose en las curvas de isofiabilidad. Con este sistema se considera el ciclado estacional y se determina la probabilidad de pérdida de carga. LLP (Loos of Load Probability)

$$[20] \quad LLP = \frac{\int_0^t \text{Déficit.de.Energía}}{\int_0^t \text{Démanda.de.Energía}}$$

A lo largo del año pueden existir situaciones en las que el sistema no es capaz de suministrar la energía demandada. La relación entre la energía que no se ha podido suministrar y el total de energía demandada es el concepto de pérdida de carga y se representa en tanto por ciento.

La curva de isofiabilidad para diferentes pérdidas de carga y diferentes ubicaciones puede representarse como:

$$[21] \quad C_{A'} = fC_S^{-u}$$

Donde:

$C_{A'}$	Tamaño del generador normalizado respecto al consumo sobre radiación horizontal [Wp/Wh]
f	Constante en función de la ubicación y LLP
u	Constante en función de la ubicación y LLP
C_S	Tamaño de la batería normalizado respecto al consumo [Wh/Wh]

$$[22] \quad C_s = \frac{C_n DOD_{MAX}}{L}$$

Donde:

C_s	Tamaño de la batería normalizado respecto al consumo [Wh/Wh]
C_n	Capacidad nominal del acumulador Kwh
DOD_{MAX}	Máxima profundidad de descarga posible en la batería
L	Energía diaria media requerida por el sistema

$$[23] \quad C_A = \frac{A_g \overline{\eta G_D}}{L}$$

Donde:

C_A	Relación entre salida media diaria de energía del generador y consumo medio diario. [Wh/Wh]
A_g	Area del generador fotovoltaico [m ²]
η	Eficiencia del generador
$\overline{G_D}$	Valor medio de irradiación diaria sobre el plano del generador.
L	Energía diaria media requerida por el sistema

$$[24] \quad C_{A'} = C_A \frac{\overline{G_D(0)}}{\overline{G_D}}$$

Donde:

C_A	Relación entre salida media diaria de energía del generador y consumo medio diario. [Wh/Wh]
$C_{A'}$	Relación entre salida media diaria de energía del generador y consumo medio diario si el generador estuviera sobre plano horizontal. [Wh/Wh]
$\overline{G_D}$	Valor medio de irradiación diaria sobre el plano del generador.
$\overline{G_D(0)}$	Valor medio de irradiación diaria sobre el plano horizontal

En la siguiente tabla [5] se representan diferentes valores de f y u según LLP y la ubicación.

Localización	f	u	LLP
Madrid	0.569	0.064	0.1
	1.4	0.24	0.01
Barcelona	0.44	0.04	0.1
	1.2	0.32	0.01
Sevilla	0.48	0.04	0.1
	1	0.2	0.01
Bilbao	0.48	0.1	0.1
	1.2	0.26	0.01
Granada	0.44	0.02	0.1
	1	0.24	0.01
Lugo	0.45	0.1	0.1
	1.3	0.36	0.01

Tabla 12. Parámetros f y u

Al seleccionar los parámetros f y u con una pérdida de carga $LLP = 0,01$ para la ubicación de Barcelona (de latitud similar a la localización de estudio Zaragoza) se obtiene la siguiente gráfica.

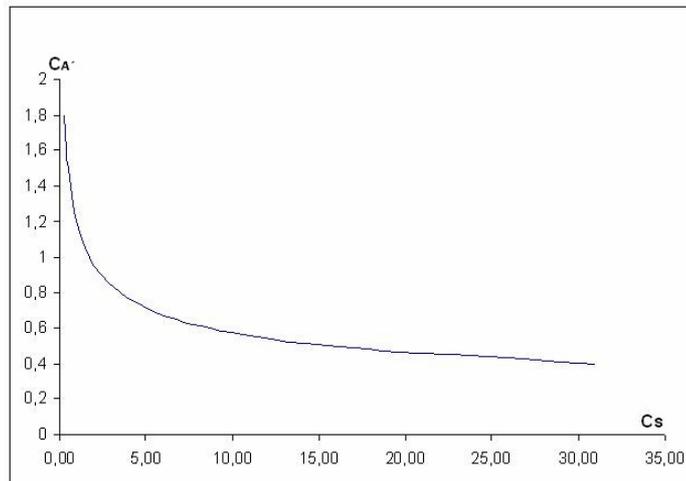


Figura 8 Aproximación de Cálculo

Para todas las parejas de puntos que forman la curva representada el sistema mantendrá una pérdida de carga estimada del 1% (el 1% de la energía demandada no podrá ser suministrada).

ESTUDIO ECONÓMICO

Considerando una radiación $\overline{G_D(0)} = 4,04 \text{ kWh/m}^2$ como radiación media diaria para Zaragoza un $DOD_{MAX} = 100\%$ y realizando una estimación económica para diferentes combinaciones y tomando como referencia los precios de 3,5€ por Wp del generador fotovoltaico y 0,20€ por Wh se obtiene. El precio total representa el coste por Wh de consumo medio diario.

Ca'	Cs	G.FV	P.GEN	P.BAT	P.TOTAL
1,8	0,28	0,45	1,559 €	0,056 €	1,616 €
1,7	0,34	0,42	1,473 €	0,067 €	1,540 €
1,6	0,41	0,40	1,386 €	0,081 €	1,468 €
1,5	0,50	0,37	1,300 €	0,100 €	1,399 €
1,4	0,62	0,35	1,213 €	0,124 €	1,336 €
1,3	0,78	0,32	1,126 €	0,156 €	1,282 €
1,2	1,00	0,30	1,040 €	0,200 €	1,240 €
1,1	1,31	0,27	0,953 €	0,262 €	1,215 €
1	1,77	0,25	0,866 €	0,354 €	1,220 €
0,9	2,46	0,22	0,780 €	0,491 €	1,271 €
0,8	3,55	0,20	0,693 €	0,710 €	1,403 €
0,7	5,39	0,17	0,606 €	1,078 €	1,684 €
0,6	8,72	0,15	0,520 €	1,745 €	2,265 €
0,5	15,42	0,12	0,433 €	3,085 €	3,518 €
0,4	30,97	0,10	0,347 €	6,195 €	6,541 €

Tabla 13. Precios estimados (x Wh de consumo diario) según curva de isofiabilidad

1.3.6 CURVAS C_A y C_S CON SERIE SIMULADA

INTRODUCCION

En lugar de trabajar con los parámetros f y u para la localidad de Zaragoza (o una de latitud similar) se va a realizar con una serie simulada mediante el método Brinkworth donde se obtienen diferentes radiaciones para cada uno de los días del año.

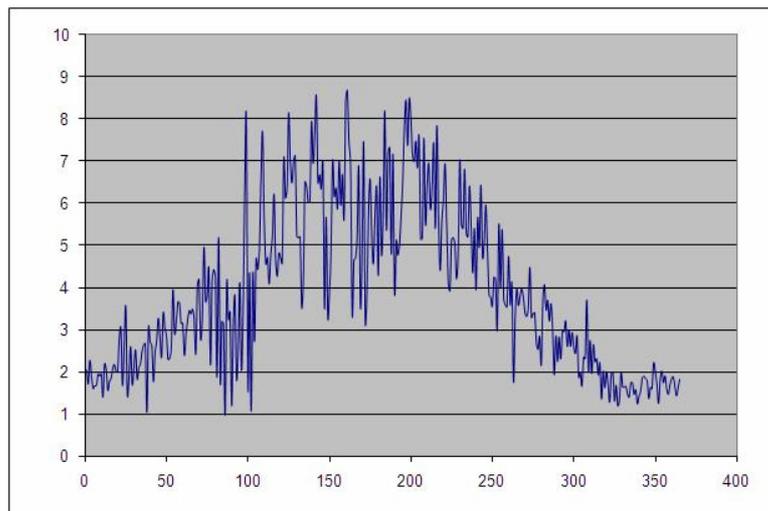


Figura 9 Radiación simulada para Zaragoza Kwh/m² - día

Se puede comprobar la radiación diaria en el siguiente archivo adjunto:



En la serie obtenida la radiación media diaria sobre plano horizontal es $\overline{G_D(0)} = 3,90$ Kwh/m² frente a los 4Kwh/m² que se obtienen en PVGIS. Estimamos diferentes valores de C_A , donde para cada uno de ellos se determina el tamaño del generador para un consumo de carga diario de 1Wh, lo que llamamos tamaño del generador normalizado.

$$[25] \quad C_A = \frac{A_g \eta \overline{G_D(0)}}{L} \Rightarrow A_g \eta = \frac{C_A L}{\overline{G_D(0)}}$$

Ejemplo de cálculo por cada Wh de consumo medio diario de carga y un valor de $C_A = 1$

$$[26] \quad C_{A'} = 1 \Rightarrow A_g \eta = \frac{C_{A'} L}{G_D(0)} = \frac{1Wh}{3.90Kwh / m^2} = 0.256Wp$$

Una vez establecido el tamaño del generador fotovoltaico se puede determinar para cada uno de los días según la radiación simulada la energía producida.

$$[27] \quad E_{Dia(n)} = Gd(0)_{Dia.(n)} G_{FV}$$

FECHA	G(n) Kwh/m2	E.PRODUCIDA Kwh	BALANCE DE CARGA Kwh	CARGA ACUMULADA Kwh
01-ene	2,046	0,524	-0,476	-0,476
02-ene	1,706	0,437	-0,563	-1,039
03-ene	2,273	0,582	-0,418	-1,457
04-ene	1,871	0,479	-0,521	-1,978
05-ene	1,600	0,410	-0,590	-2,568
06-ene	1,668	0,427	-0,573	-3,141
07-ene	1,679	0,430	-0,570	-3,711
08-ene	1,944	0,498	-0,502	-4,213
09-ene	1,892	0,485	-0,515	-4,728

Tabla 14. Para CA'=1 y GFV=0,256Wp

Podemos determinar el balance de carga en cada uno de los días conociendo la energía producida y la energía consumida.

$$[28] \quad B_{TOTAL.Dia(n)} = E_{TOTAL.Dia.(n)} - L_{TOTAL.Dia.(n)}$$

Al normalizar la expresión respecto al consumo medio diario

$$[29] \quad \frac{B_{TOTAL.Dia(n)}}{L_{TOTAL.Dia.(n)}} = \frac{E_{TOTAL.Dia.(n)}}{L_{TOTAL.Dia.(n)}} - \frac{L_{TOTAL.Dia.(n)}}{L_{TOTAL.Dia.(n)}}$$

$$[30] \quad B_{Dia(n)} = E_{Dia.(n)} - 1$$

Donde:

$B_{Dia(n)}$	Balance de carga normalizado respecto al consumo energético diario
$E_{Dia(n)}$	Energía producida por el generador FV normalizado respecto al consumo energético diario
$B_{TOTAL.Dia(n)}$	Balance de carga total del sistema
$E_{TOTAL.Dia(n)}$	Energía total producida por el generador FV
$L_{TOTAL.Dia(n)}$	Consumo energético diario

La carga acumulada representa el sumatorio de todos los balances de carga anteriores que definiría por lo tanto el estado de carga de la batería. Obviando que el estado de carga de la batería no puede ser negativo únicamente se interpreta como la variación de carga necesaria.

ESTADO DE CARGA para $Ca'=1$

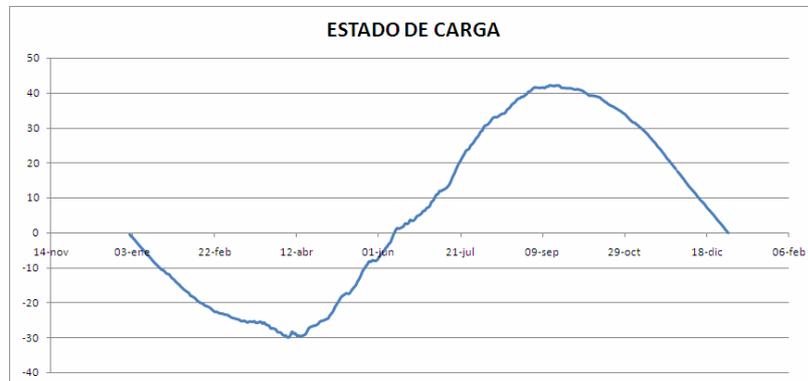


Figura 10 Wh - día (Estado de Carga de la Batería $Ca'=1$)

Al realizar el cálculo de carga acumulada a lo largo de todo el año según la serie de Brinkworth se obtiene una gráfica como la siguiente. En la práctica esto no sería posible puesto que de enero a junio la batería tendrá una carga negativa, lo que implica es que en vez de empezar con una carga inicial a 1 enero de 0Wh se deberá de empezar como mínimo con una carga de 30Wh.

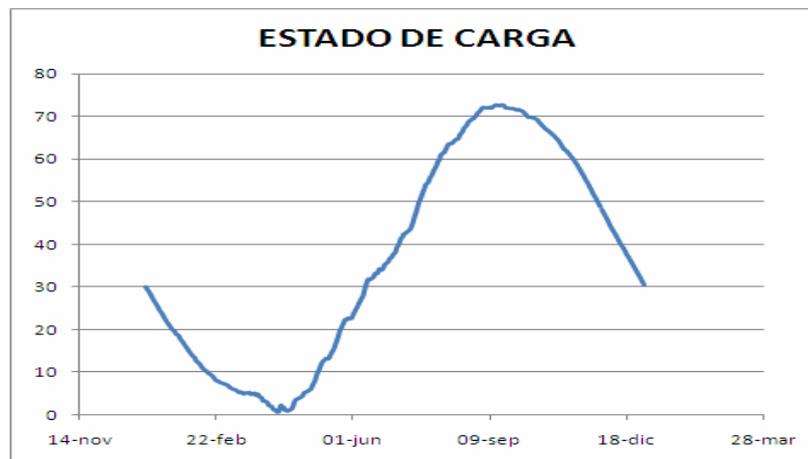


Figura 11 Wh - día (Estado de Carga de la Batería con una carga inicial de 30Wh)

En la nueva curva que representa el estado de carga se comprueba que el aspecto es similar y únicamente cambia el punto de inicio. Además en ningún momento hay una carga negativa. Como observación adicional se puede ver como al finalizar el ciclo anual el estado de carga se restablece al valor inicial de 30Wh, esto es debido a escoger un valor de $Ca'=1$ donde la energía consumida a lo largo del año es la misma que la energía aportada.

En este caso la energía necesaria almacenar en la batería sería:

$$[31] \quad E_{BAT} = E_{MAX} - E_{MIN} = 70Wh$$

Hay que observar que la energía necesaria almacenar en la batería igualmente estará normalizada respecto al consumo medio diario. Además la expresión anterior será igualmente válida al considerar $E_{MAX} = 40Wh$ y $E_{MIN} = -30Wh$.

ESTADO DE CARGA para $Ca' < 1$

No es posible dimensionar el sistema para valores de $Ca' < 1$ que sean estables en el tiempo. Si $Ca' < 1$ significa que a lo largo de un año la energía aportada por el generador FV es inferior a la consumida.

$$[32] \quad C_{A'} = \frac{A_g \eta \overline{G_D(0)}}{L} < 1 \Rightarrow A_g \eta \overline{G_D(0)} < L$$

Al representar el estado de carga de la batería en esta situación (por ejemplo $Ca'=0,8$) el estado final de carga de la batería es inferior al inicial lo que hace que se trate de un sistema no válido. Por lo tanto no se considerará este tipo de situaciones.

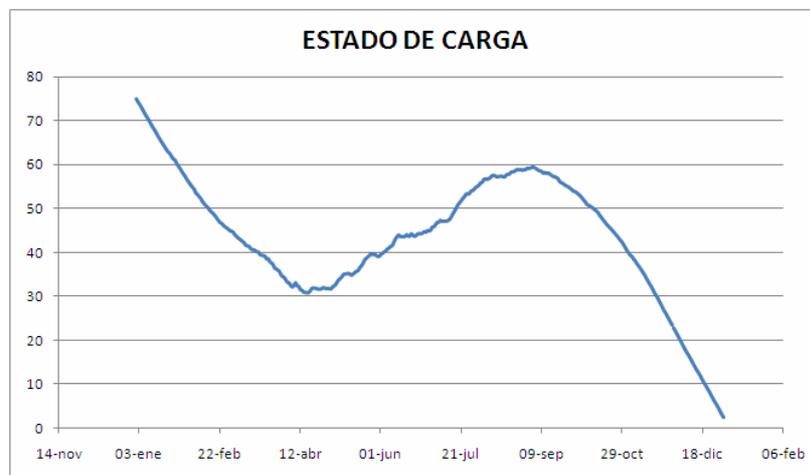


Figura 12 Wh - día (Estado de Carga de la Batería $Ca'=0,8$)

ESTADO DE CARGA para $Ca' > 1$

Al dimensionar el sistema para valores de $Ca' > 1$ se tendrá una sobreproducción de energía, al contrario que el caso anterior el estado final de carga de la batería será superior al inicial.

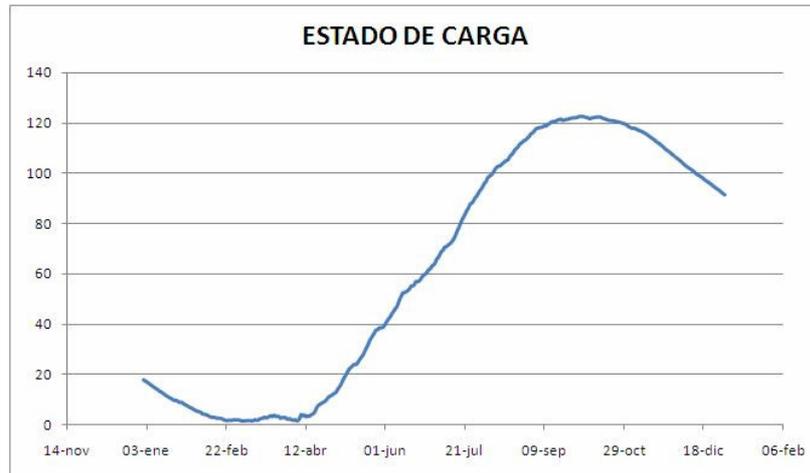


Figura 13 Wh - día Estado de Carga de la Batería $Ca' = 1,2$

En esta situación se limitará la carga a un máximo para que al terminar el periodo anual el estado de carga sea el mismo que en la situación inicial. De esta forma el sistema será estable y resultará más económico al necesitar una batería inferior.

Para determinar la carga máxima necesaria se deberá de cumplir:

$$[33] \quad E_{BAT} = E_{1/1} + E_{MAX} - E_{31/12}$$

Donde:

E_{MAX}	Energía máxima almacenada
$E_{31/12}$	Energía almacenada a 31 de diciembre
E_{BAT}	Energía mínima necesaria para la batería
$E_{1/1}$	Energía inicial a 1 de enero

Según el caso anterior se determina que

$$[34] \quad E_{BAT} = E_{1/1} + E_{MAX} - E_{31/12} = 18Wh + 122Wh - 91Wh = 49Wh$$

Limitando de esta forma el tamaño de la batería a 49Wh el estado de carga de la batería queda de la siguiente forma:

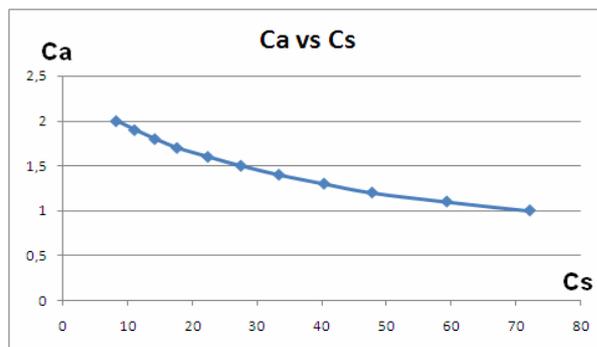


Figura 14 Wh - día (Estado de Carga de la Batería $Ca' = 1,2$ con limitación)

RELACION ENTRE Ca' Y Cs

Realizando los cálculos de Ca' y Cs de la forma explicada se pueden ver los siguientes resultados.

Ca'	Cs
1	72,14
1,1	59,31
1,2	47,77
1,3	40,36
1,4	33,39
1,5	27,52
1,6	22,42
1,7	17,65
1,8	14,22
1,9	11,09
2	8,25



Existe una relación entre los datos obtenidos con los métodos anteriores. Por ejemplo para el ciclado anual o estacional calculado en el apartado 2.3.3 corresponde con el $Ca' = 1$. Hay que tener en cuenta la consideración que en el apartado 2.3.3 se ha trabajado con la irradiación sobre el plano del generador mientras que estos resultados corresponden con la irradiación sobre plano horizontal.

ESTIMACION DE COSTES

Considerando una radiación $\overline{G_D(0)}=3,90\text{Kwh/m}^2$ como radiación media diaria para Zaragoza un $DOD_{MAX}=100\%$ y realizando una estimación económica para diferentes combinaciones y tomando como referencia los precios de 3,5€ por Wp del generador fotovoltaico y 0,20€ por Wh se obtiene. El precio total representa el coste por Wh de consumo medio diario.

Ca'	Cs	G.FV	P.GEN	P.BAT	P.TOTAL
1	72,14	0,256	0,90 €	14,43 €	15,33 €
1,1	59,31	0,282	0,99 €	11,86 €	12,85 €
1,2	47,77	0,308	1,08 €	9,55 €	10,63 €
1,3	40,36	0,333	1,17 €	8,07 €	9,24 €
1,4	33,39	0,359	1,26 €	6,68 €	7,93 €
1,5	27,52	0,385	1,35 €	5,50 €	6,85 €
1,6	22,42	0,410	1,44 €	4,48 €	5,92 €
1,7	17,65	0,436	1,53 €	3,53 €	5,06 €
1,8	14,22	0,462	1,62 €	2,84 €	4,46 €
1,9	11,09	0,487	1,71 €	2,22 €	3,92 €
2	8,25	0,513	1,79 €	1,65 €	3,44 €

Tabla 15. Análisis de precios (x Wh de consumo diario) con diferentes CA' y Cs

Se obtiene como conclusiones que a medida que incrementamos el tamaño del generador se consigue reducir considerablemente el tamaño de la batería resultando esta la mejor opción de un punto de vista económico.

1.3.7 RELACION FV-BATERIA BASADO EN PV SYST

INTRODUCCION

PV SYST es una de las posibles herramientas informáticas para el dimensionado de sistemas fotovoltaicos tanto aislados como conectados a red. El objetivo en este apartado es comprobar los resultados que obtenemos para compararlo y relacionarlo con los obtenidos anteriormente.

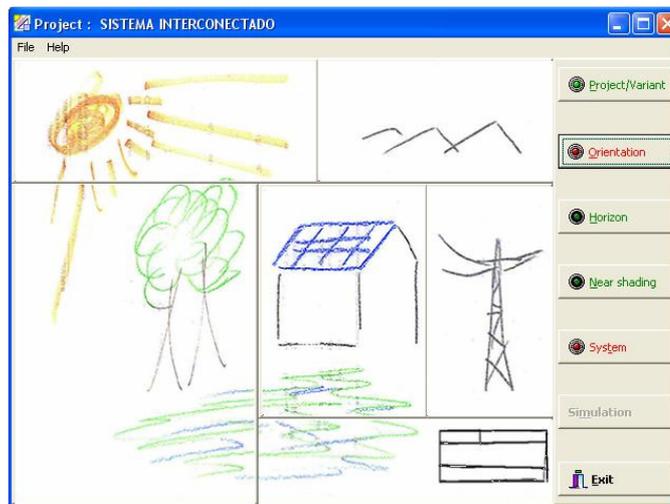


Figura 15 Pantalla inicio del software PV SYST 4.0

CONFIGURACION DE CONSUMOS

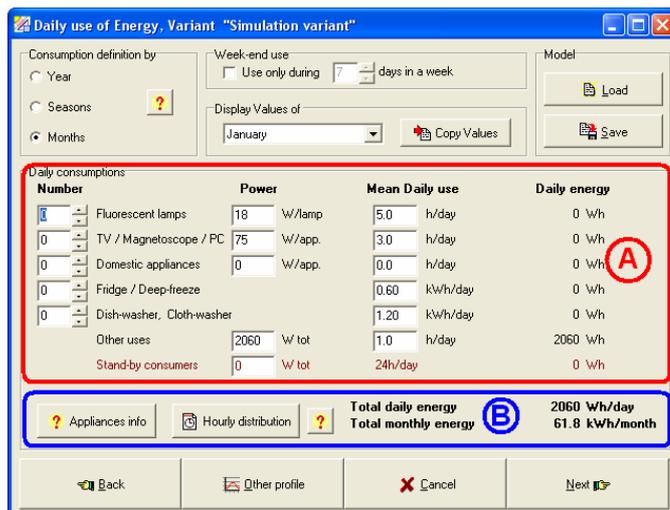


Figura 16 Configuración de consumos del software PV SYST 4.0

En la zona A se debe seleccionar el consumo diario para cada uno de los meses. Se puede realizar por cada una de las cargas (televisor, frigorífico, etc...) y las horas de funcionamiento que se estiman. También puede indicarse el consumo total estimado como se ha realizado en este caso.

En la zona B se determina la distribución horaria del consumo a lo largo del día. En este caso se ha determinado el peor escenario posible, esto es, todos los consumos se realizan cuando no se dispone de radiación solar y por lo tanto toda la energía debe obtenerse de la batería.

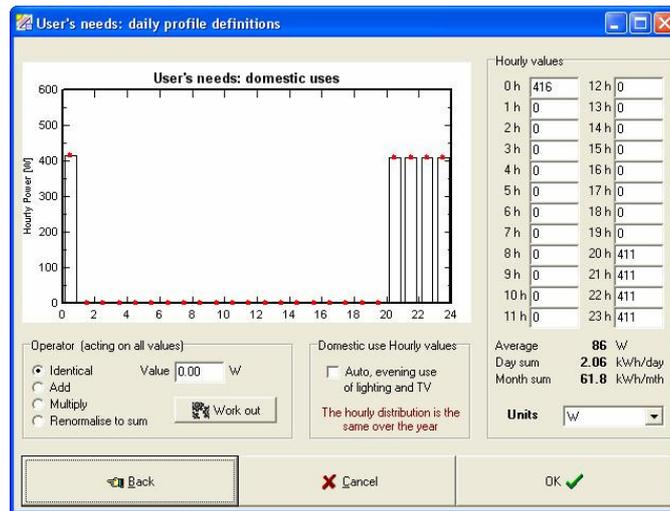


Figura 17 Distribución horaria de la Carga

RESULTADOS

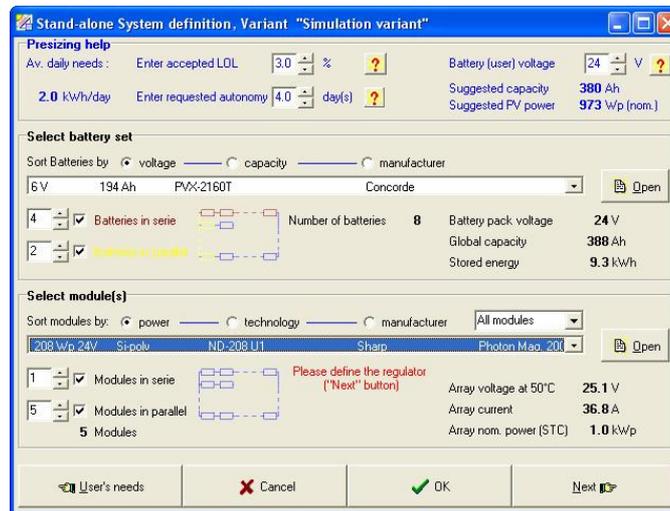


Figura 18 Resultados

El software calcula como consumo medio 2Kwh/día y para una autonomía de 4 días y una pérdida de carga LOL del 3% en necesaria una batería de 24V – 380Ah y un generador de 973Wp.

Se puede comprobar cómo los datos obtenidos están próximos a los calculados para un ciclado diario donde este caso se obtenía un generador de 964Wp frente a los 973Wp que se obtiene con PV SYST. Respecto a la batería se obtenía para un ciclado diario un potencia almacenada de 13.080Wh respecto a los $24V \times 380Ah = 9.120Wh$ obtenido en PV SYST.

Se puede concluir que PV SYST dimensiona el sistema usando un cálculo para el ciclado diario.

1.3.8 CONCLUSIONES

Una vez realizado el estudio para dimensionar el sistema por los diferentes métodos planteados se llega a la conclusión que el sistema más óptimo desde un punto de vista económico es recurrir a ciclos diarios.

El sobrecoste que supone sobredimensionar el sistema mediante un generador FV que produzca un exceso de energía que no pueda ser aprovechado durante la mayor parte del año, compensa económicamente el ahorro que supone el prescindir de baterías de gran capacidad o baterías estacionales.

El factor que podrían hacer cambiar el resultado es el precio de las baterías. Actualmente, y así se ha considerado en el desarrollo de los cálculos, el precio del Wp de un generador está en torno a 3,5€ mientras que el Wh de una batería está en torno a 0,20€. El precio del Wp es unas 17,5 veces superior al Wh. La proporción entre el Wp y el Wh deberían alcanzar valores de 160 – 170 para que los ciclos estacionarios tuvieran un atractivo económico. Situación que no parece previsible ya que aunque el precio de las baterías pueda decrecer el precio de los generadores FV también lo hará.

Según IES, se recomienda que el tamaño del acumulador debe estar entre 20 – 30H por cada Wp tenga la instalación. [17]

En el siguiente cuadro resumen se representa los costes que supondría dimensionar el sistema de ejemplo (radiación en Zaragoza y consumo medio diario de 2060Wh) para cada uno de los casos

		PRECIO FV	PRECIO BATERIA	PRECIO TOTAL
1	Ciclado Diario	3.500,00 €	3.420,00 €	6.920,00 €
2	Ciclado Anual	1.890,00 €	22.680,00 €	24.570,00 €
3	Ciclado Óptimo			
4	LLP	3.690,00 €	3.400,00 €	7.090,00 €
5	PVSYST	3.640,00 €	1.860,00 €	5.500,00 €

Tabla 16. Cuadro Resumen

Se deben tener en cuenta las diferencia entre cada uno de los métodos. Para PVSYST se tiene en cuenta una pérdida de carga posible del 3% y una autonomía de 4 días, mientras que los métodos de ciclado diario y anual no se tiene en cuenta esos factores. Por otro lado al determinar el ciclado óptimo no se tiene en cuenta las posibles desviaciones que se pueden dar entre el momento en que se produce energía (radiación solar) y el momento cuando se produce, de manera que este método nos permite poder hacer comparaciones trabajando con el mismo método.

2. INSTALACION HÍBRIDA

La energía ha sido uno de los elementos que ha contribuido en gran medida al desarrollo social, económico e industrial que donde mayor impacto ha tenido ha sido en los países desarrollados y entornos urbanos.

Varios han sido los factores que determinan el por qué del auge eléctrico en los países desarrollados y entornos urbanos a comienzos del siglo XX y por el contrario al día de hoy siga siendo una tarea pendiente en gran parte de países en vía de desarrollo y especialmente en entornos rurales.

De entre todos los factores uno es de especial interés y ha sido determinante no solo para el desarrollo de la electricidad sino para gran parte de los servicios y prestaciones que todavía no han llegado o lo hacen de una manera muy lenta. La escasa densidad de población y la distancia entre las aldeas hace que muchas de las soluciones adoptadas en los entornos urbanos no sean válidas en esas circunstancias. La distribución eléctrica y la electrificación son los elementos críticos.

Los problemas de la distribución han estado presentes desde el comienzo de las primeras compañías eléctricas donde ya en los inicios se discutía entre la distribución en corriente continua y corriente alterna.

En 1882 se instaló la central eléctrica Pearl Street en el centro de New York en el corazón de Wall Street donde pretendía dar servicio a las empresas próximas, fundamentalmente editoriales de periódicos y bancos que además de ser clientes serían los inversores del sistema. El fundador de esta compañía eléctrica sería Thomas Alva Edison conocido por ser el inventor de la lámpara de incandescencia aunque su principal desempeño fue en el desarrollo de sistemas.

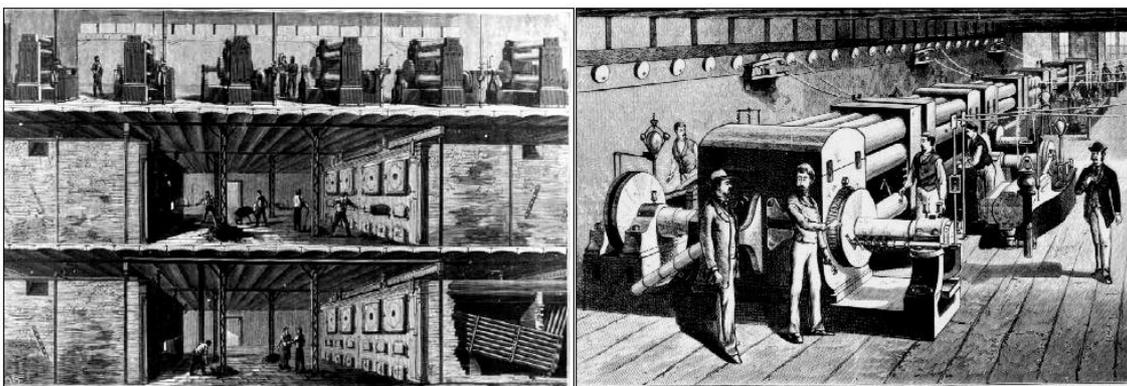


Figura 19 Ilustración central eléctrica Pearl Street

Edison consideraba que el sistema eléctrico debía ser descentralizado formado por pequeñas centrales eléctricas para abastecer al entorno próximo. De esa manera instaló un total de 58 centrales distribuidas en diferentes ciudades, Londres, Berlín, París... La distribución de Edison se hacía en corriente continua y a escasos 100V lo que suponía un serio problema en la distribución eléctrica ya que el suministro se limitaba al entorno próximo de la central.

Por otro lado apareció George Westinghouse que consideró que la solución pasaría por centrales mayores mejorando el sistema de distribución, trabajando con corriente alterna que permitiera elevar las tensiones de una manera fácil y reducir las pérdidas de distribución al reducir la corriente para la misma potencia.

En aquel momento apareció lo que la historia ha denominado “La guerra de los sistemas” donde se discutía entre la distribución en corriente continua y en corriente alterna. Westinghouse demostró rápidamente las bondades de la distribución en corriente alterna e iba ganando terreno frente a la corriente continua de Edison.

De manera anecdótica decir que Edison lanzó una campaña de desprestigio sobre la corriente alterna en la que pretendía que se prohibiera por ser peligrosa. Financió a un sujeto que se dedicaba a “ejecutar” animales con descargas eléctricas en corriente alterna en plazas públicas para que todo el mundo pudiera comprobar este peligro. También financió la primera silla eléctrica que se utilizó en New York comprando uno de los generadores de Westinghouse.

Al margen del peligro que pueda suponer la corriente alterna, Sylvanus Thomson, el presidente de IEE (Institution of Electrical Engineers) en 1901, lo dejó muy claro:

“el secreto del funcionamiento económico es generar electricidad a gran escala y distribuirla sobre una gran área con la tensión adecuada”.[6]

La electricidad creció rápidamente en los núcleos urbanos e industriales con una gran potencial de clientes en un área reducida, pero este crecimiento se reducía o incluso desaparecía al llegar a los entornos rurales al encontrarse más dispersos y con un potencial de clientes más reducido. Económicamente dejaba de ser rentable.

A comienzos del siglo XXI donde la electricidad ha llegado a su totalidad en países desarrollados hay 2000 millones de personas sin conexión a red eléctrica y de estos unos 300 millones cuentan con un sistema propio como pueden ser los grupos electrógenos.

El problema es únicamente económico puesto que existen diferentes tecnologías capaces de dar solución a este problema.

La energía solar FV ha demostrado en los últimos años ser una alternativa en el problema de la electrificación rural. En el año 2000 se estimaba que podían ser más de 1,3 millones de viviendas con una potencia de 40MWp las que utilizaban este tipo de tecnología como solución energética. A pesar de la escasa potencia por vivienda, la mayoría de ellas están en torno a 50Wp, cumplen las expectativas de los usuarios.

Para abordar el problema de la electrificación deben tenerse presente no solo problemas de ingeniería sino otros aspectos sociales que todos ellos son fundamentales para poder crear un sistema que sea estable y operativo en el tiempo.

A) Coste del KWh

Uno de los factores determinantes que de un primer vistazo nos permitirá valorar lo óptimo de una solución es el coste del KWh del sistema. Hay que tener en cuenta que este dato se obtiene como cálculo de una serie de estimaciones como por ejemplo el tiempo de vida de la instalación (típicamente 20 años para una instalación solar) el precio de combustible cuando se utilizan grupos electrógenos, el coste los mantenimiento previstos y de las averías imprevistas. Todas estas consideraciones son importantes para determinar el precio del Kwh. Es difícil prever todos estos escenarios pero es importante a lo hora comparar tecnologías que todas ellas estén calculadas sobre las mismas o similares estimaciones.

TECNOLOGÍA	PRECIO	CONDICIONES
GENERADOR DIESEL	0,147€ / Kwh	0,5€ / litro
GENERADOR DIESEL	0,300€ / Kwh	1,0€ / litro
INSTALACION SOLAR FV	0,220€ / Kwh	7€ / Wp - 20 años

Tabla 17. Precios estimados

B) Coste de la inversión inicial

Otro aspecto importante es el coste inicial de la inversión. Hay que tener en cuenta que los usuarios de estos sistemas suelen tener pocos recursos. En la instalación de grupos electrógenos algunas comunidades llegan a destinar el 20% de recursos económicos solo a la compra de combustible [7]. En determinadas ocasiones debe de contar con financiación externa o gubernamental para que la instalación pueda realizarse.

La instalación solar FV requiere de una fuerte inversión inicial y salvo mantenimientos locales no supone ningún coste adicional para la producción eléctrica. A efectos es como si el usuario tuviera que pagar toda la electricidad que consumiera en los próximos 20 / 25 años de una sola vez. Aunque el precio Kwh que resulta de la amortización de la inversión respecto a toda la producción energética a lo largo de la vida de la misma pueda resultar interesante, la necesidad de esta inversión puede ser un freno importante.

La instalación de grupos electrógenos requiere una inversión inicial menor que puede ser asumida por un mayor número de usuarios aunque esto suponga un coste adicional en función del consumo energético.

La combinación de los dos tipos de tecnologías FV-Diesel puede dar una relación interesante en cuanto a costes e inversión.

TECNOLOGÍA	PRECIO
GRUPO ELECTROGENO	0,1€ / Wp - 0,15€ / Wp
GENERADOR FOTOVOLTAICO	6€ / Wp - 8€ / Wp

Tabla 18. Precios estimados

C) Coste del consumo

El coste al consumo se refiere a los gastos necesarios para la generación de electricidad. La generación FV no tiene ningún tipo de consumo asociado mientras que los grupos electrógenos requieren del combustible.

CONSUMOS ESTIMADOS DE GENERADORES				
POTENCIA GENERADOR DIESEL	6000 W	9000 W	11000 W	12000 W
CONSUMO AL 75% DE SU CARGA MAXIMA	1,41 L/H	2,1 L/H	3 L/H	2,3 L/H

Tabla 19. Consumos estimados

Un factor importante que debe tenerse en cuenta sobre el consumo de los grupos electrógenos es que estos son estimados en litros / hora [L/H] y no existe una relación en cuanto a litros / Kwh puesto que depende de la carga del grupo electrógeno. El máximo rendimiento del mismo se dará a plena carga o muy próxima a ella. Esto supone que es muy importante dimensionar correctamente el tamaño del mismo y hacerlo trabajar con esa carga de aprovechamiento.

D) Coste del mantenimiento

En el coste de mantenimiento de los equipos hay que tener presente que los grupos electrógenos requieren de mantenimientos continuos en el tiempo, son propensos a averías costosas y que puedan suponer paradas importantes en su prestación de servicio. Algunas comunidades desarrollan una pequeña electrificación rural que deja prestar servicio tras una avería del grupo electrógeno [6].

En el mantenimiento de los equipos FV suele ser inferior, las baterías son uno de los elementos críticos y la dificultad está en formar adecuadamente a las personas locales para que puedan realizar correctamente las intervenciones.

Es importante tener en cuenta que las estimaciones hechas para el cálculo del precio de Kwh no suelen contemplarse los mantenimientos correctivos por conocerse los mismos, en el mejor de los casos se tiene en cuenta los preventivos.

E) Conciencia social del ahorro energético [6]

El mejor sistema energético sería aquel que produjera la energía óptima para la que está dimensionado y que los usuarios la consumieran en ese momento. Naturalmente se trata de una situación difícil sino imposible hacer coincidir la demanda con la producción óptima.

En las comunidades donde existe una electrificación rural aparece el problema social de no distinguir correctamente entre el beneficio del colectivo o del grupo y el beneficio individual.

En primer lugar está el **sistema de cobro**, resulta necesario que todo el mundo participe en los pagos que resulten del costo de producción relacionados con el mantenimiento y de producción. Todas las alternativas tienen sus ventajas e inconvenientes y merece la pena conocer la experiencia de las diferentes alternativas. La idea de cobrar una cuota común a todo el mundo hace que no exista una conciencia acerca del consumo lo que resulta claramente desfavorable. Es necesario la instalación de un contador para poder medir el consumo real de cada usuario y la diferencia está en el sistema cobro si es proporcional al consumo o si resulta escalonado penalizando los consumos más excesivos. Esta última opción que puede parecer interesante para moderar el consumo a lo estrictamente necesario resulta perjudicial para los usuarios con menos recursos pues consideran que esos precios le impiden poder tener otros tipos de servicios como por ejemplo neveras eléctricas.

En segundo lugar está en **la supervisión del sistema**, es necesario disponer de los medios necesarios para comprobar que no existe ningún tipo de “picaresca” por parte de ningún usuario evitando los robos de equipos y los timos en instalaciones. En algunos sitios los vecinos hacen turnos para vigilar por la noche los generadores diesel y FV.

F) Calidad de servicio

Por último la calidad de servicio debe tenerse presente en la instalación, asegurando el suministro en las condiciones previstas inicialmente. El ruido puede condicionar la planificación y el dimensionamiento de las instalaciones, aunque muchos de los equipos actuales disponen de aislamientos acústicos es determinadas ocasiones se dimensionan sistemas aprovechando grupos que están siendo utilizados hasta el momento.

2.1. OBJETIVO

El objetivo en este apartado consiste en realizar un estudio sobre cómo afectan para el dimensionado óptimo de un sistema híbrido donde intervienen generador diesel y generador FV, los diferentes parámetros de dicho sistema.

Para ello se realizará un estudio con diferentes software para determinar aquellas variables críticas del sistema y cuáles tienen una dependencia menor o nula para terminar utilizando una sencilla herramienta que nos permita ante cualquier situación determinar qué sistema híbrido puede resultar más interesante.

Además se realizará una exposición sobre los diferentes tipos de estrategias que existen en los sistemas híbridos y cuando será interesante recurrir a unos u otros.

2.2. CONFIGURACIONES DE LOS SISTEMAS HÍBRIDOS

Existen básicamente tres configuraciones diferentes [8] que pueden usarse en los sistemas híbridos en función de la conexión entre el generador FV, generador diesel, baterías y conversores DC/AC.

CONFIGURACION SERIE

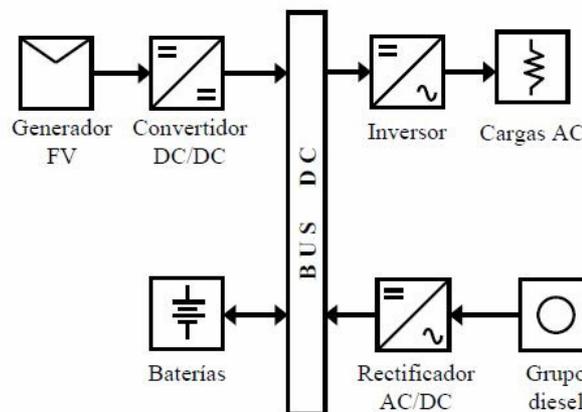


Figura 20 Sistema Híbrido en configuración serie

La energía se transporta fundamentalmente mediante el bus de continua. El generador FV y el generador diesel aportan energía mediante los convertidores DC/DC y DC/AC respectivamente. La carga en dependiendo de que se trate de una carga en alterna o continua necesitará o no un inversor. Por último la batería permitirá la carga / descarga en función de las necesidades.

La principal ventaja de este sistema es que la alimentación de la carga no queda interrumpida en ningún momento, si el generador FV no es capaz de generar la energía suficiente a la carga se recurre a la batería si esta tampoco es capaz de suministrar se recurre al generador manteniendo de forma ininterrumpida la energía en bus de continua.

El inconveniente de este sistema estará que en determinadas condiciones, cuando la energía sea suministrada por el generador son dos convertidores los que intervienen hasta que llega la energía a la carga, el rectificador AC/DC y el inversor DC/AC. Esto supone trabajar con rendimientos entorno al 80% mientras que podría existir la posibilidad de disponer de una alimentación directa.

CONFIGURACION CONMUTADA

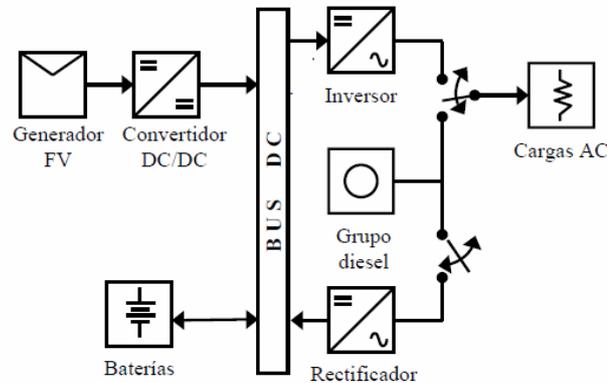


Figura 21 Sistema Híbrido en configuración conmutada

En la configuración conmutada el sistema sigue basándose en el bus DC para la conexión del generador FV y la batería. La principal diferencia está en la conexión del generador. En este caso un sistema de conmutación permite la alimentación directa a la carga y otro sistema de conmutación permite la carga de la batería.

La principal ventaja que posee este sistema es que es capaz de mantener un rendimiento mayor al no necesitar del rectificador y del inversor para llevar la energía del generador a la carga. Además con esta configuración el sistema podrá ser capaz de suministrar potencias de pico superior a las que seríamos capaces de entregar únicamente con inversor.

El principal inconveniente es que el sistema de conmutación provoca la desconexión de la carga durante el intervalo de conmutación y para determinadas cargas puede tratarse de una situación crítica.

Otro inconveniente adicional que puede surgir estará en función de la distribución de los elementos. Estas configuraciones permiten la distribución de los elementos a lo largo del entorno rural, por ejemplo realizar una distribución del bus DC a lo largo del entorno rural y en cada una de las viviendas disponer de un generador FV que aporte energía al BUS y un inversor DC/AC para poder alimentar a la carga.

Si disponemos de este tipo de configuración con elementos distribuidos a lo largo de la instalación, para la configuración conmutada se necesitará además del bus DC una línea del generador con una electrónica apropiada para la conmutación adecuada.

No obstante esta es la configuración más utilizada a día de hoy [8].

CONFIGURACION PARALELO

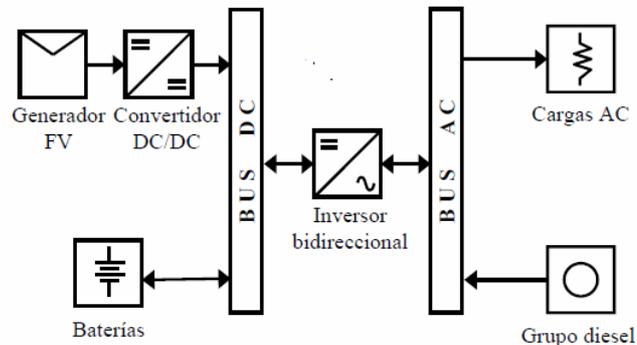


Figura 22 Sistema Híbrido en configuración paralelo

Esta es la configuración con más posibilidades de las tres expuestas ya que posee la ventaja de las dos expuestas anteriormente. Al disponer un bus DC y otro bus AC se permite en primer lugar que cuando el generador está suministrando energía a la carga lo realice como en la configuración conmutada, sin requerir del rectificador y el inversor y por lo tanto con una mayor eficiencia. Además no existe ningún tipo de conmutación entre la alimentación por parte del inversor y por parte del generador.

Los principales inconvenientes que tiene este sistema son por un lado la dificultad en utilizar un sistema distribuido de elementos como se ha planteado en el apartado anterior que permita disponer varios generadores FV o incluso varias baterías.

Otro inconveniente adicional es la complejidad del sistema de control. El inversor debe ser un elemento bidireccional que permita el paso de energía en cada uno de los buses, tanto del bus DC al bus AC como inversor y del bus AC al bus DC como rectificador.

El inversor además de trabajar de manera bidireccional, debe ser capaz de generar una onda senoidal, no sirven inversores de onda cuadrada, ya que debe existir la posibilidad de conexión en paralelo entre la salida del inversor y del grupo diesel.

Con esta configuración se permite configuraciones especiales en función del tipo de consumo de la carga. Se podrá dimensionar de manera que el generador esté por debajo de la potencia de pico máxima de manera que el resto puede suministrado mediante el generador FV si lo que deseamos es potenciar el uso FV o con una potencia de pico superior por parte del generador diesel si lo que deseamos es que las potencias de consumo mayores se realicen mediante el generador.

2.3. ESTRATEGIAS DE CONTROL

El éxito de un sistema híbrido está en su correcta estrategia de control, encontrar la dimensión óptima de todos los elementos del sistema y decidir el momento de la puesta en marcha y de paro.

La dificultad en ese tipo de decisiones están en desconocer la aportación del recurso solar aunque podamos trabajar con una estimación de ella y el desconocer el tipo de carga, los consumos que se van a producir en cantidad e instante de tiempo. De ahí la importancia de conocer al mayor detalle posible tanto la radiación solar como los consumos energéticos.

	Fuente de Energía	Destino Energía	Configuración Serie	Configuración Conmutada	Configuración Paralela
1	Generador FV	Carga + Batería	X	X	X
2	Generador FV	Carga	X	X	X
3	Generador FV + Batería	Carga	X	X	X
4	Generador FV + Generador Diesel	Carga + Batería	X		X
5	Generador Diesel	Carga + Batería	X	X	X

Tabla 20. Estrategias

Existen un total de 6 configuraciones diferentes según se muestra en la tabla.

A modo de resumen podemos establecer una estrategia sencilla que podría ser la siguiente:

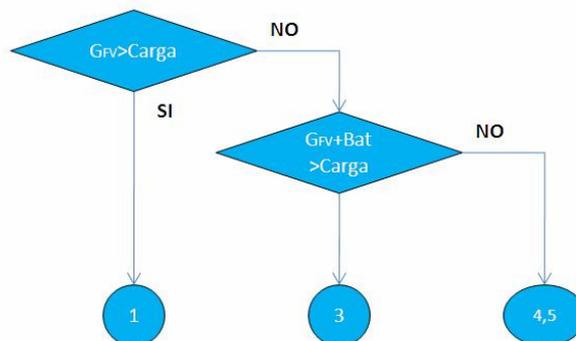


Figura 23 Estrategia de control

El orden de funcionamiento será de menor a mayor. En primer lugar será el generador FV quien aportará el suministro eléctrico a la carga y además aportará su excedente a la carga de la batería si esta lo requiere (1). Si no existe energía suficiente para aportar a la batería únicamente se aportará a la carga (2).

Si la aportación del generador FV no es suficiente se recurre además de la batería (3) si esta no es suficiente se recurre a la combinación (4) salvo en la configuración conmutada que no es posible y por último se recurre al generador diesel (5).

Destacar que en la combinación (3) formada por el generador FV y la batería podría darse la situación que el generador FV no aporte ningún tipo de energía y toda sea entregada por la batería.

A continuación se enumeran otros tipos de estrategia [9]:

ZERO CHARGE

Las baterías nunca son cargadas por el generador diesel. Supone que el 0% de la carga de las baterías es suministrado por el generador.

FULL CICLE-CHARGE

Las baterías son cargadas al 100% de su capacidad cada vez que el generador diesel es puesto marcha.

PREDICTIVE CONTROL

Esta estrategia pretende encontrar un estado de carga para las baterías cuando el generador diesel está en marcha que dependa de la estimación de generación por parte del generador FV y de la estimación del consumo. Lo que se pretende es aprovechar al máximo la energía excedente del generador FV para cargar las baterías.

La estrategia adecuada es Predictive-Control ya que se encuentra entre Zero Charge SOC 0% y Full Cicle-Charge SOC 100%. Los autores consideran que existe un punto medio dado por Predictive Control que asegura un coste mínimo al aprovechar al máximo el recurso renovable.

Otros investigadores analizan añadir variables nuevas en la estrategia de control [9].

La *potencia crítica de descarga* L_D es el valor a partir del cual la energía neta (la demandada de la carga menos la suministrada por la fuentes renovables) es más rentable que sea suministrada por el generador diesel que mediante las baterías.

La *potencia crítica de carga* L_c es el valor a partir del cual la demanda neta por debajo de la cual es más rentable suministrar la energía mediante las baterías.

Bajo estas dos nuevas definiciones existen tres tipos de estrategias diferentes:

- **Estrategia Frugal Dispatch**

Si la demanda neta es mayor a L_D se usará el generador diesel, en caso contrario se usará las baterías.

- **Estrategia de seguimiento de la demanda**

El generador diesel nunca cargará las baterías.

- **Estrategia de SOC SetPoint**

El generador diesel trabajará a máxima potencia intentado cargar las baterías hasta alcanzar el valor de SOC establecido.

2.4. ESTRATEGIAS DE CONTROL HOMER

INTRODUCCIÓN AL SISTEMA H.O.M.E.R.

HOMER [10] es un modelo informático que simplifica la tarea de evaluación de las diferentes opciones de diseño para sistemas conectados en red y aislados mediante la generación distribuida (DG). HOMER dispone de diferentes algoritmos que permiten evaluar la viabilidad económica y técnica de un gran número de opciones de diferentes tecnologías y tiene en cuenta la variación en los costos de la tecnología y la disponibilidad de recursos energéticos



Entre los diferentes modelos que permite evaluar el software están los siguientes:

Power sources:	Storage:
• solar photovoltaic (PV)	• battery bank
• wind turbine	• hydrogen
• run-of-river hydro power	
• generator: diesel, gasoline, biogas, alternative and custom fuels, cofired	Loads:
• electric utility grid	• daily profiles with seasonal variation
• microturbine	• deferrable (water pumping, refrigeration)
• fuel cell	• thermal (space heating, crop drying)
	• efficiency measures

Tabla 21. Modelos HOMER

HOMER (*Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*) está siendo desarrollado desde 1994 por NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) El software utiliza un método enumerativo que consiste en definir varias posibilidades con sus diferentes costes en cada uno de los elementos que intervienen en el sistema y de esta forma analiza todas las combinaciones posibles y recomienda aquella cuyo coste sea el más bajo.

Por lo tanto no se trata de un software que encuentre qué sistema es el óptimo sino que partiendo de una idea previa nos permite el poder ajustar de una forma más precisa la dimensión del mismo.

Algunos investigadores [9] ponen en cuestión la fiabilidad del software aún viniendo de un importante centro de I+D, ya que presenta importantes deficiencias y simplificaciones que no son tenidas en cuenta.

SISTEMAS DE CONTROL DEL SISTEMA H.O.M.E.R.

El sistema HOMER permite establecer las siguientes estrategias de control sobre el generador diesel.

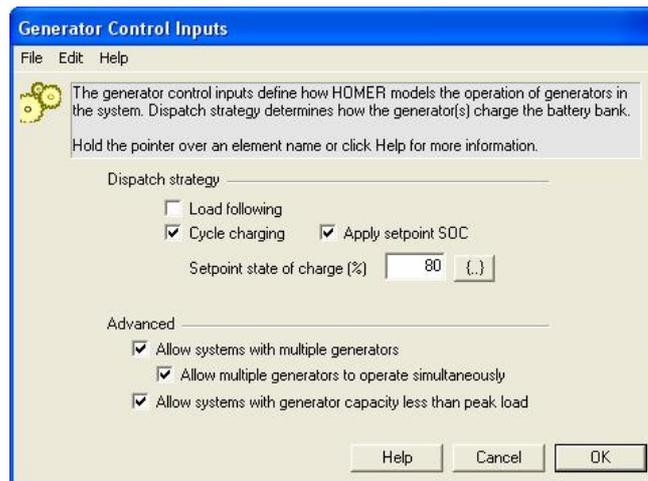


Figura 24 Estrategia de control del software HOMER

- Load Following Strategy
- Cycle Charging Strategy
- Combined Strategy

Las tres opciones posee la opción *Frugal* y en las dos últimas podemos establecer la consiga de carga de la baterías SOC.

Para las tres estrategias el principio de funcionamiento es el mismo, si la demanda neta (potencia demandada menos la potencia suministrada por las fuentes renovables) es negativa quiere decir que existe una energía sobrante que será utilizada para cargar las baterías. Si las baterías terminan por cargarse completamente se dice que existe un Exceso de Energía.

Por otro lado si la demanada neta es positiva, esto es, existe una demanda superior que la capaz de entregar por las fuentes de energías renovables, entonces hasta una determinada potencia se recurre de las baterías, por encima de ese determinado valor se recurre al generador.

- Load Following Strategy (Seguimiento de la demanda)

La estrategia basada en el seguimiento de la demanda consiste en poner en marcha el generador cuando la potencia demandada es superior a que es capaz de suministrar el generador FV junto con las baterías. En ese caso el generador diesel se pondrá en marcha entregando exclusivamente la potencia demandada por la carga y sin cargar las baterías.

El existo de esta estrategia consiste en suponer que no nos sirve aprovechar la puesta en marcha del generador para la carga de las baterías, puesto que el generador FV producirá en las próximas horas un exceso de energía que permitirá la carga ahorrando así el coste diesel.

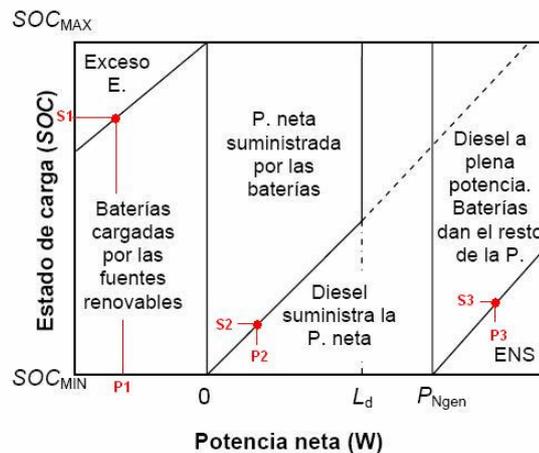


Figura 25 Estrategia de control Seguimiento de la demanda

En la siguiente gráfica se representan los diferentes estados en los que puede encontrarse el sistema en función de la potencia demandada neta (potencia consumida menos potencia entregada por los generadores renovables) y el SOC (*Stage of Charge*) de las baterías. Representando la posibilidad de habilitar la opción Frugal.

Si la potencia neta es inferior a cero (por ejemplo P1) situación que se da cuando se consume menos potencia que la que es consumida por la carga mediante energías renovables, si el SOC es inferior a S1 la batería se cargará, mientras que si el SOC es mayor a S1 existe un exceso de energía que será desaprovechado.

Si la potencia neta es superior a cero, situación en la que el generador FV no es capaz de suministrar toda la energía demandada, existirá un aporte adicional desde la batería o desde el generador diesel. Por ejemplo, si la potencia neta es P2, si el SOC es mayor S2 supone que las baterías tienen carga suficiente para aportar la potencia neta, si el SOC es inferior a S2 será el generador diesel quien aporte la energía.

Si está activada la opción *Frugal*, a partir del valor L_d aún disponiendo energía por parte de las baterías, la aportación se realizará desde el generador diesel, pues se entiende que el coste de suministro es más económico así.

Existe otro punto crítico a tener presente en el análisis, P_{Ngen} potencia nominal del generador, potencia a partir de la cual el generador no es capaz de suministrar se debe de recurrir a las baterías para poder sumar ambas. Si por ejemplo nos encontramos con una potencia neta P3 mayor que P_{Ngen} si SOC es mayor a S3 las baterías aportarán el resto de potencia, por el contrario de SOC es menor que S3 existe una Energía No Suministrada ENS.

Se puede observa que en ninguna de las situaciones existe una carga de las baterías por parte del generador diesel.

Para tener en cuenta la opción *Frugal* se debe de analizar que valor L_d es el que determina que el coste de suministro mediante baterías es mayor que mediante el generador, para ello, se usa la siguiente expresión:

$$[35] \quad B \cdot P_{Ngen} \cdot Pr_{fuel} + A \cdot Pr_{fuel} \cdot L_d + C_{O\&M} + C_{rep_gen_h} = C_{1Kw_AC_bat} \cdot L_d$$

Donde:

A	0,246[l/kwh]-Coeficiente de la curva de consumo generador diesel
B	0,08415[l/kwh]-Coeficiente de la curva de consumo generador diesel
P_{Ngen}	Potencia Nominal del generador
Pr_{fuel}	Coste del gasoil [€/l]
L_d	Potencia crítica de descarga
$C_{O\&M}$	Coste de operación y mantenimiento del generador [€/h]
$C_{rep_gen_h}$	Coste horario de sustitución del generador diesel [€/h]
$C_{1Kw_AC_bat}$	Coste suministrar 1Kwh en AC mediante baterías

Nota 1:

Los coeficientes A y B dan una estimación del consumo de un generador diesel en función de su potencia nominal y la potencia de suministro [11].

$$[36] \quad C_{fuel} = Pr_{fuel} (B \cdot P_{Ngen} + A P_{gen})$$

Donde:

A	$0,246[l/kwh]$ -Coeficiente de la curva de consumo generador diesel
B	$0,08415[l/kwh]$ -Coeficiente de la curva de consumo generador diesel
P_{Ngen}	Potencia Nominal del generador
Pr_{fuel}	Coste del gasoil $[\text{€/l}]$
P_{gen}	Potencia instantanea del generador
C_{fuel}	Coste del combustible.

Nota 2:

El coste de horario de sustitución del generador disel $C_{rep_gen_h}$ puede calcularse como:

$$[37] \quad C_{rep_gen_h} = \frac{C_{gen}}{Life_{gen}}$$

Donde:

$C_{rep_gen_h}$	Coste horario de sustitución del generador diesel $[\text{€/h}]$
C_{gen}	Coste de adquisición del generador disel $[\text{€}]$
$Life_{gen}$	Vida estimada del generador diesel $[\text{h}]$

Nota 3:

El coste de suministrar 1Kwh en AC mediante baterías, puede calcularse como:

$$[38] \quad C_{1Kw_AC_bat} = \frac{1000.C_{bat}}{C_N \cdot N_{bat_p} \cdot U_{DC} \cdot N_{cycles_eq} \cdot \eta_{bat} \eta_{inv}}$$

Donde:

C_{bat}	Coste de adquisición del banco de baterías $[\text{€}]$
C_N	Capacidad Nominal de la batería $[\text{A/h}]$
N_{bat_p}	Número de baterías en paralelo
N_{cycles_eq}	Número de ciclos completos equivalentes
U_{DC}	Tensión de trabajo de la batería
η_{bat}	Rendimiento de la batería
η_{inv}	Rendimiento del inversor

El número de ciclos completos equivalentes representa la cantidad de energía que puede ser ciclada respecto a su capacidad. Aunque el ciclo de vida de la batería depende de la profundidad de descarga se ha estimado que al trabajar con un ciclado comprendido entre el 30% y el 80% este se mantiene constante [9]

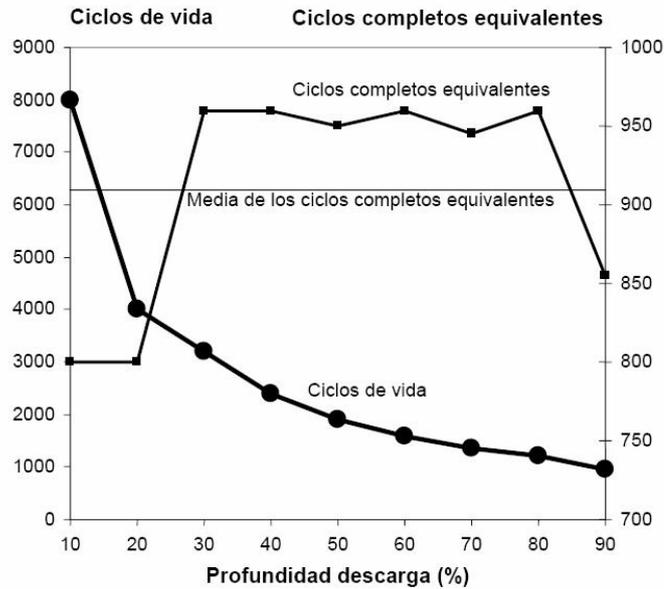


Figura 26 Relación entre ciclos de vida y ciclos completos equivalentes

En definitiva se puede observa que determinar el valor L_d se hace mediante la estimación de una gran cantidad de variables de las que no siempre dispondremos una información fiable.

En el caso de disponer de toda la información necesaria se puede establecer L_d como:

$$[39] \quad L_d = \frac{B \cdot P_{Ngen} \cdot Pr_{fuel} + C_{O\&M} + C_{rep_gen_h}}{C_{1kW_AC_bat} - A \cdot Pr_{fuel}}$$

- Cycle Charging Strategy (Ciclo de Carga)

El control consiste en suministrar la potencia neta mediante el generador FV o generador FV más baterías. Si la potencia neta es superior a la que puede suministrarse mediante el generador FV más baterías, el generador diesel se pone en marcha para trabajar a su potencia nominal suministrando así la potencia demandada por la carga más la carga de las baterías.

Si las baterías no admiten más carga, el generador solo trabajará a la potencia necesaria para suministrar a la carga más la potencia aceptada por las baterías.

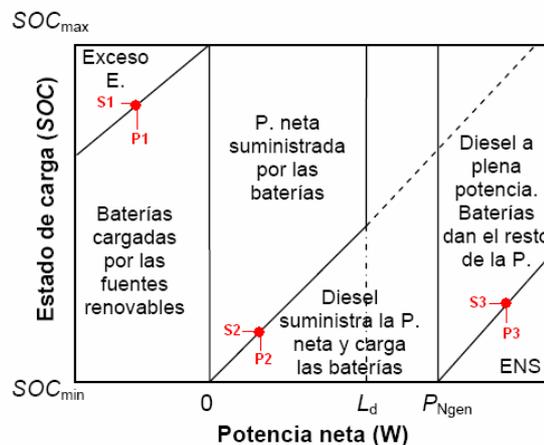


Figura 27 Estrategia de control Ciclo de Carga

En la siguiente gráfica se pueden observar tres escenarios distintos en función de la potencia neta y SOC (*Stage Of Charge*) de la batería.

Si la potencia neta es negativa, la potencia suministrada por el generador FV es superior a la demandada por la carga, se producirá una carga de las baterías mientras estas admitan la carga. Por ejemplo para la P1, si SOC es menor que S1 se producirá una carga de la batería, si SOC es mayor que S1 se producirá un exceso de energía que no podrá ser aprovechada.

Si la potencia es positiva será suministrada por las baterías siempre que esta sea capaz de poder ser suministrada por ellas. Por ejemplo, para P2, si SOC es mayor que S2 la potencia será suministrada por las baterías, mientras que si SOC es menor que S2 la potencia será suministrada por el generador diesel que a su vez realizará una carga de las baterías.

En el caso que la potencia neta supere la potencia neta del generador, deberá ser el generador junto con las baterías quien suministre la potencia neta. Por ejemplo, para la potencia P3, si SOC es mayor que S3, la potencia entregada será la suma de la potencia del generador más la de la batería, por el contrario si SOC es menor que S3 existirá una energía no suministrada, ENS.

Existe la posibilidad de fijar un SOC_{stp} de manera que el funcionamiento con baterías solo sea posible al superar dicho valor SOC.

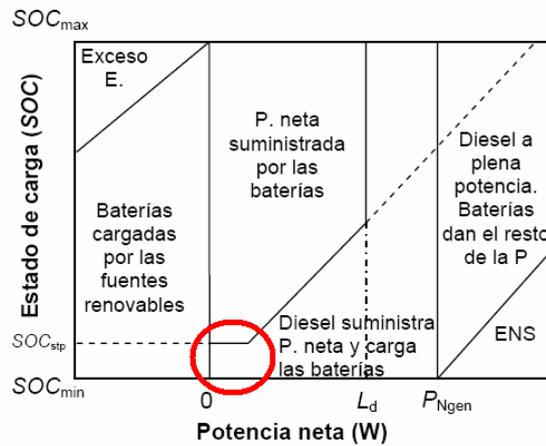


Figura 28 Estrategia de control Ciclo de Carga

Al igual que en la estrategia anterior se puede definir el método *Frugal* donde se debe calcular el valor L_d a partir del cual es más costoso el suministro mediante baterías frente al suministro del generador diesel.

- Combined Strategy (Estrategia Combinada)

La estrategia consiste en utilizar los dos métodos definidos anteriormente. En determinadas ocasiones el generador trabajará mediante el sistema de seguimiento de carga suministrando la potencia mínima para el correcto funcionamiento y por en otros momentos se hará funcionar a plena carga para además de suministrar la potencia neta demandada entregar la potencia a las baterías.

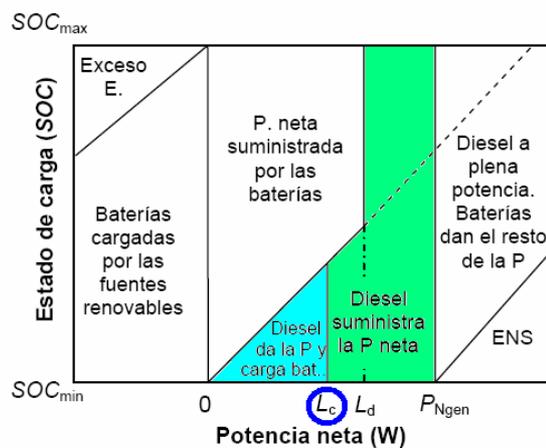


Figura 29 Estrategia de control combinada

En la siguiente gráfica se observa como L_c es el valor que determina cuando el generador diesel funciona bajo una estrategia u otra. En definitiva La *potencia crítica de carga* L_c es el valor a partir del cual la demanda neta por debajo de la cual es más rentable suministrar la energía mediante las baterías.

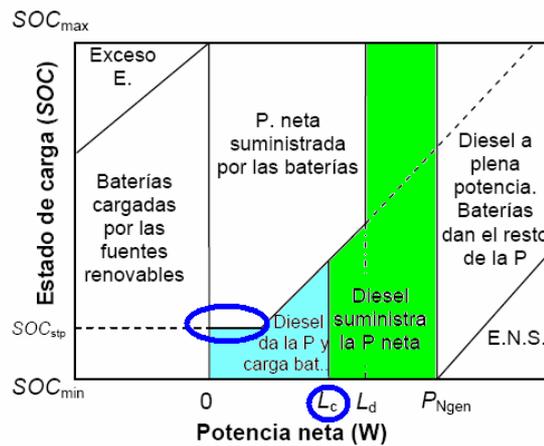


Figura 30 Estrategia de control combinada

Al igual que en el caso anterior existe la posibilidad de fijar un SOC_{stp} de manera que el funcionamiento con baterías solo sea posible al superar dicho valor SOC.

También se puede definir el método *Frugal* donde se debe calcular el valor L_d a partir del cual es más costoso el suministro mediante baterías frente al suministro del generador diesel.

Se puede determinar el valor de L_c al calcular el punto donde supone el mismo coste la producción mediante el generador diesel (término de la izquierda) y la producción mediante baterías (término de la derecha).

$$[40] \quad B.P_{Ngen} \cdot Pr_{fuel} + C_{O\&M} + C_{rep_gen_h} + A.Pr_{fuel} \cdot L_c = \frac{A.Pr_{fuel} \cdot L_c}{\eta_{ch} \cdot \eta_{bat} \cdot \eta_{inv}} + \frac{C_{cycling_bat} \cdot L_c}{\eta_{inv}}$$

Al despejar el valor de L_c se obtiene:

$$[41] \quad L_c = \frac{\eta_{ch} \cdot \eta_{bat} \cdot \eta_{inv} \cdot (B.P_{Ngen} \cdot Pr_{fuel} + C_{O\&M} + C_{rep_gen_h})}{\eta_{ch} \cdot \eta_{bat} \cdot C_{cycling_bat} + (1 - \eta_{ch} \cdot \eta_{bat} \cdot \eta_{inv}) \cdot A.Pr_{fuel}}$$

Donde:

A	$0,246[l/kwh]$ -Coeficiente de la curva de consumo generador diesel
B	$0,08415[l/kwh]$ -Coeficiente de la curva de consumo generador diesel
P_{Ngen}	Potencia Nominal del generador
Pr_{fuel}	Coste del gasoil [€/l]
L_C	Potencia crítica de carga
$C_{O\&M}$	Coste de operación y mantenimiento del generador [€/h]
$C_{rep_gen_h}$	Coste horario de sustitución del generador diesel [€/h]
N_{cycles_eq}	Número de ciclos completos equivalentes
η_{bat}	Rendimiento de la batería
η_{inv}	Rendimiento del inversor
η_{ch}	Rendimiento del cargador de baterías

2.5. DIMENSIÓN MEDIANTE EL SISTEMA HOMER

El diseño mediante el software HOMER se resumen en 4 pasos que se exponen brevemente.

PASO 1:

Se añaden los elementos que forman parte del sistema híbrido.

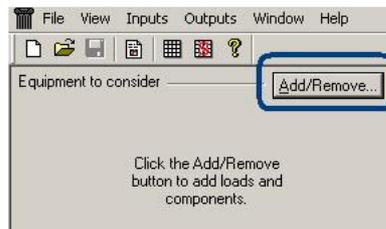


Figura 31 Configuración con HOMER

Se seleccionan los dispositivos que formarán parte del sistema híbrido, en nuestro caso el generador FV, generador diesel, baterías, convertidor AC/DC y la carga.

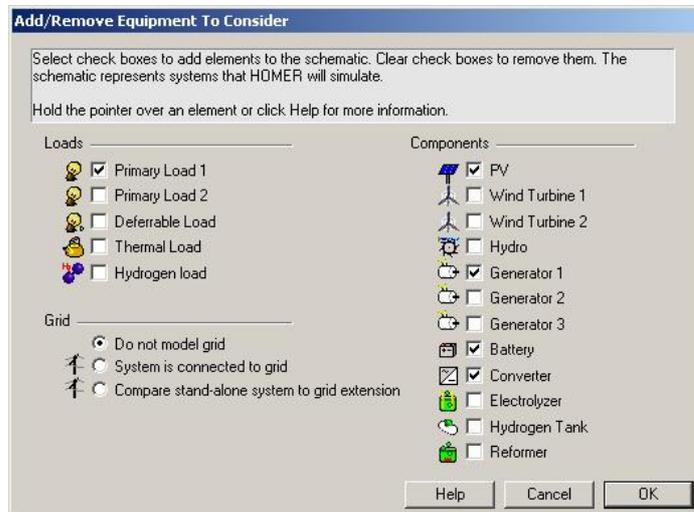


Figura 32 Configuración con HOMER Equipos

PASO 2:

Una vez seleccionados los elementos que intervienen en el sistema híbrido, el software genera un pequeño esquema con dos buses AC y DC donde se irán conectando cada uno de los elementos.

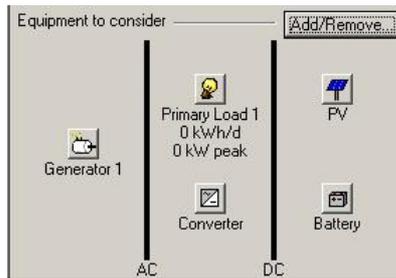


Figura 33 Configuración con HOMER Equipos

- Configuración del generador

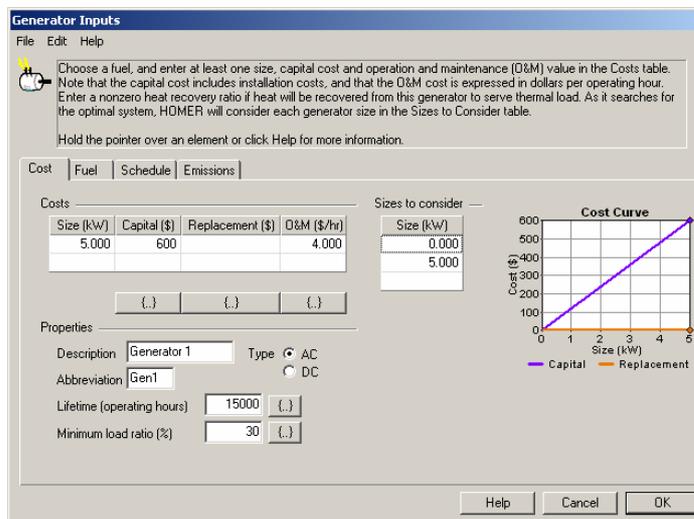


Figura 34 Configuración con HOMER Generador

Sobre la pestaña de costes debemos determinar el valor del generador puesto que estos costes son los que se estimarán para determinar la solución más óptima económicamente. *Size* determina el tamaño del generador en Kw, *Capital* el coste de adquisición, *Replacement* el valor residual del generador una vez terminado el periodo de vida estimado – *Lifetime* – representado en horas. *O&M* son los gastos de Operación y Mantenimiento por cada hora de funcionamiento.

El sistema permite poder realizar los cálculos para varios tamaños – *Sizes to consider* – y permite tener en cuenta la variación del precio según la variación de la potencia. En la siguiente figura se puede ver la variación de precio del generador en función de la variación de la potencia.

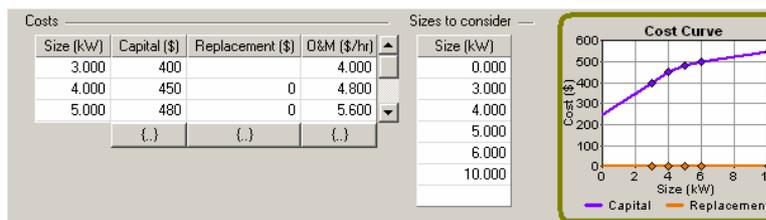


Figura 35 Configuración con HOMER Generador Costes

Sobre la pestaña de *Fuel* se determina el comportamiento del generador respecto al consumo de combustible. Para ello se hace la estimación propuesta de Skarstein [11] sobre la eficiencia en función de la potencia de entregada.

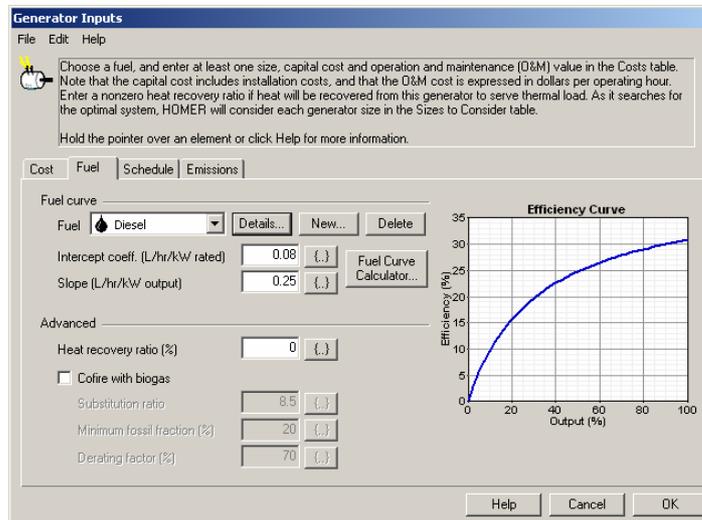


Figura 36 Configuración con HOMER Generador Diesel

Por último se puede determinar las franjas horarias sobre la pestaña *Schedule* en las que deseamos establecer de una manera prefijada el funcionamiento del generador, *Forced On*, *Forced Off*.

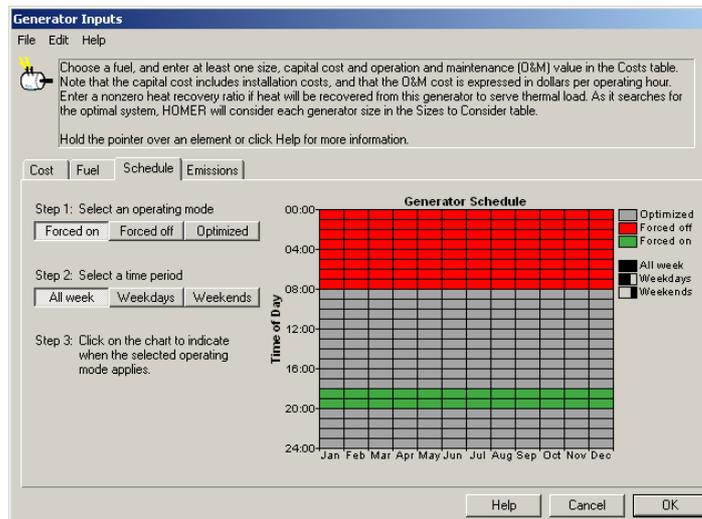


Figura 37 Configuración con HOMER Generador Máscara de horas

Por ejemplo en la siguiente figura se puede observar cómo se establece que el generador no podrá ponerse en marcha entre las franjas horarias de 00:00 – 8:00 y forzaremos la puesta en marcha entre 18:00-20:00.

- Configuración de la carga

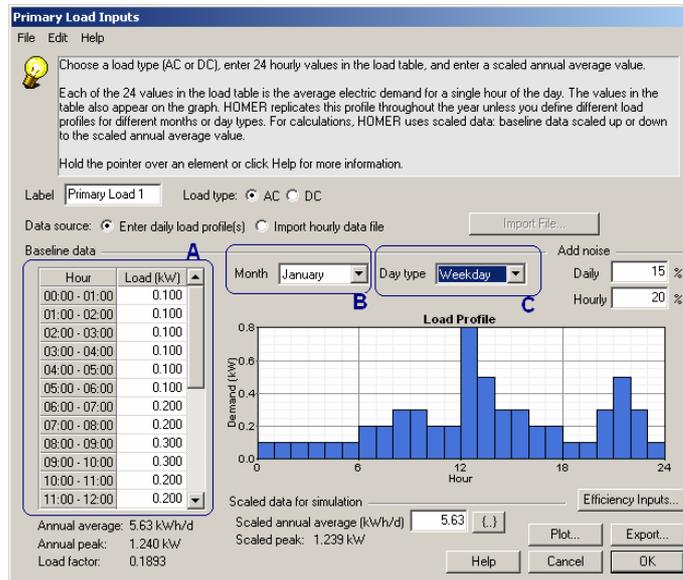


Figura 38 Configuración con HOMER Consumos

Una de las cuestiones más importantes para poder estimar la mejor opción económica del sistema es parametrizar de la forma más precisa la carga del sistema. El software permite poderlo hacer por cada una de las horas del día (A), distinguiendo cada uno de los meses del año (B) y entre semana y fin de semana (C).

- Configuración del inversor

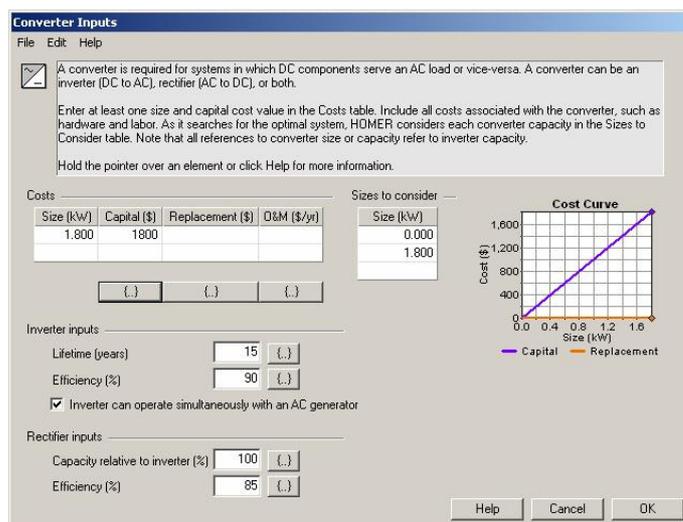


Figura 39 Configuración con HOMER Inversor

Con los mismos criterios de costes que los establecidos en el generador diesel se establece el tamaño, el coste de inversión y gastos de operación y mantenimiento. También se puede establecer una curva de coste en función de la potencia.

- Configuración del generador PV

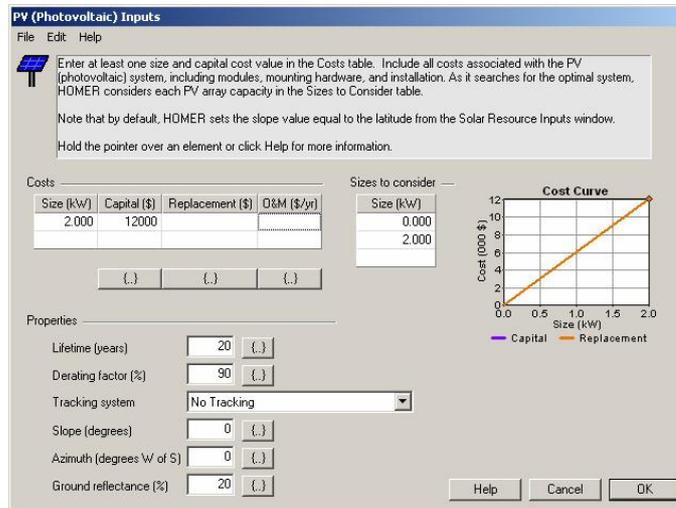


Figura 40 Configuración con HOMER Inversor

Se determina el tamaño del generador y sus costes de la misma manera que en las configuraciones anteriores.

Variable	Description
Lifetime	Estimación de los años de vida
Derating factor	Pérdidas estimadas de temperatura, cableados, etc...
Tracking system	Sistema de seguimiento solar
Slope	Inclinación sobre el plano horizontal
Azimuth	Orientación respecto al sur
Ground reflectance	Fracción de radiación solar que es reflejada sobre la superficie

Tabla 22. Definiciones

- Configuración de la batería

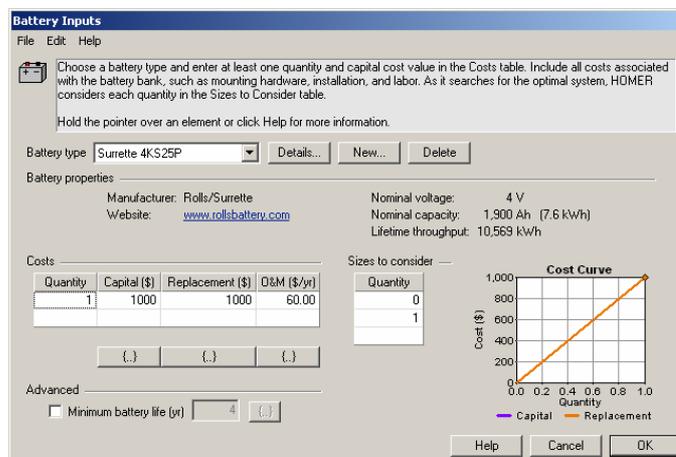


Figura 41 Configuración con HOMER Batería

Se puede seleccionar la batería que deseemos donde se tiene información sobre las características de la misma, se determina los costes en función de la cantidad de baterías seleccionadas.

PASO 3:

Una vez configurados todos los dispositivos del sistema se debe determinar la radiación solar estimada para esa localización y el coste del combustible.

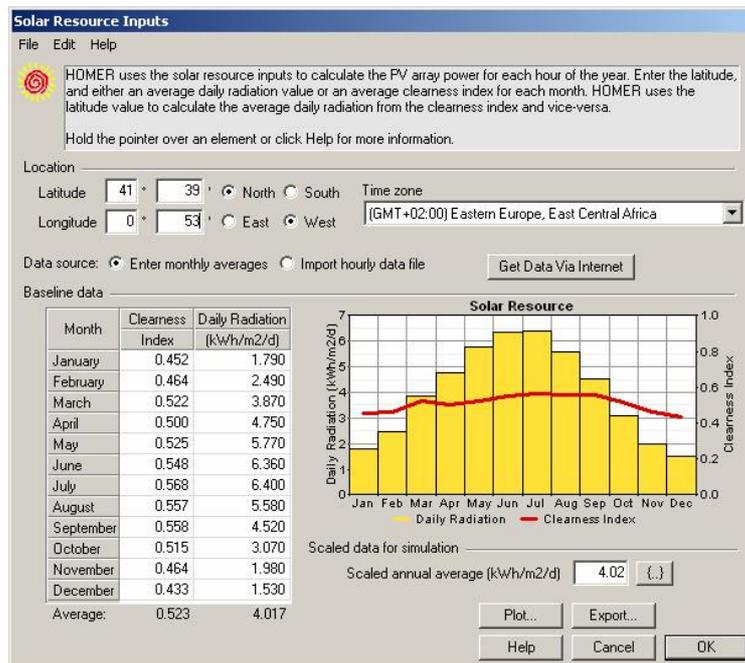


Figura 42 Configuración con HOMER Recurso Solar

Por último se establece el precio del combustible. Existe la posibilidad de determinar diferentes precios para poder realizar posteriormente diferentes análisis.

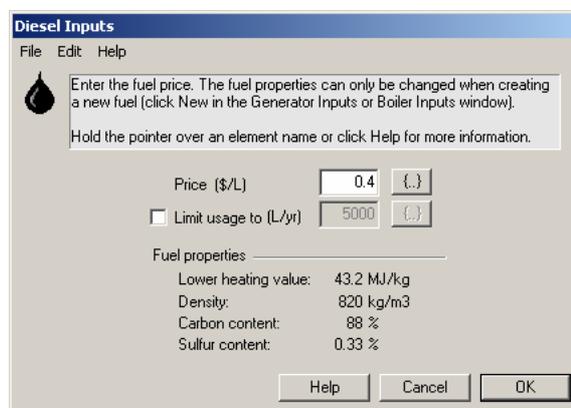


Figura 43 Configuración con HOMER Costes Combustible

PASO 4:

Por último se realiza la simulación atendiendo a las diferentes estrategias de control y el sistema nos ofrecerá aquella que resulte más económica.

Trabajando con las estimaciones de precios que hemos insertado en los pasos anteriores y con una distribución de carga como se ha representado para la localidad de Zaragoza tenemos los siguientes resultados.

- Estrategia de Seguimiento de Carga

Calculate Simulations: 0 of 1260 Progress: Status: Completed in 58 seconds.
Sensitivities: 1 of 1

Sensitivity Results Optimization Results

Double click on a system below for optimization results.

PV (kW)	Gen1 (kW)	Batt.	Conv. (kW)	Initial Capital	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Gen1 (hrs)
2	1	1	1	\$ 15,167	\$ 25,370	0.966	0.88	220	1,345

- Estrategia de Ciclo de Carga SOC 30%

Calculate Simulations: 1260 of 1260 Progress: Status: Completed in 30 seconds.
Sensitivities: 1 of 1

Sensitivity Results Optimization Results

Double click on a system below for optimization results.

PV (kW)	Gen1 (kW)	Batt.	Conv. (kW)	Initial Capital	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Gen1 (hrs)
1	1	1	1	\$ 9,167	\$ 22,190	0.845	0.62	384	1,700

- Estrategia combinada - SOC 30%

Calculate Simulations: 2520 of 2520 Progress: Status: Completed in 58 seconds.
Sensitivities: 1 of 1

Sensitivity Results Optimization Results

Double click on a system below for optimization results.

PV (kW)	Gen1 (kW)	Batt.	Conv. (kW)	Disp. Strgy	Initial Capital	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Gen1 (hrs)
1	1	1	1	CC	\$ 9,167	\$ 22,190	0.845	0.62	384	1,700

Se puede observar como la estrategia más interesante es la de ciclo de carga o combinada.

	PV	G. Diesel	Baterías	Convertor AC/DC	Inversión Inicial	NPC	COE	Combustible	Horas Gen.
1	2000 W	1000 W	1	1000 W	15.167 €	25.370 €	0.966€ /Kwh	220 L	1345 H
2	1000 W	1000 W	1	1000 W	9.167 €	22.190 €	0.845€ /Kwh	384 L	1700 H
3	1000 W	1000 W	1	1000 W	9.167 €	22.190 €	0.845€ /Kwh	384 L	1700 H

Tabla 23. Resultados HOMER

2.6. PUNTOS DÉBILES DEL HOMER

A pesar de la ventaja que supone el HOMER para realizar una estimación del cuáles son las estrategias más interesantes, éste tiene los siguientes inconvenientes que deben ser tenidos en cuenta:

1. La optimización es mediante el método enumerativo

El sistema no encuentra el método óptimo sino que evalúa todas las combinaciones posibles para determinar aquella que resulte más interesante desde un punto de vista económico. Esta limitación impide poder realizar un análisis con una gran cantidad de combinaciones ya que el sistema necesitaría meses e incluso años para realizar el cómputo de todas ellas.

2. Las estrategias de control son limitadas

El sistema no permite parametrizar cada una de las estrategias de control lo que limita en gran medida las posibilidades del software.

3. El modelo de las baterías

Las baterías son modeladas mediante un número de ciclos equivalentes que puede ser una fuente de errores en esta aproximación.

4. El modelo de inversor

El inversor se modela con una eficiencia constante y no permite parametrizar la eficiencia para las diferentes potencias de trabajo.

2.7. ESTRATEGIAS DE CONTROL HOGA

INTRODUCCIÓN AL SISTEMA H.O.G.A

HOGA [12] (Hybrid Optimization by Genetic Algorithms) es un programa desarrollado en C++ para la simulación y optimización de Sistemas Híbridos de Energías Renovables para la generación de energía eléctrica (DC y/o AC) y/o Hidrógeno.

El programa HOGA ha sido desarrollado por Rodolfo Dufo y José Luis Bernal, del dpto. de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Zaragoza.

El programa realiza la simulación de distintas combinaciones de componentes y estrategias de control del sistema a lo largo de un año completo, en intervalos de 1 hora. Se supone que todos los años de la vida útil del sistema se comportan igual.

Entendemos por optimización del sistema híbrido la búsqueda de la combinación de componentes y estrategia de control que, cubriendo las necesidades de consumo de la instalación (cargas), minimice los costes totales del sistema a lo largo de su vida útil, trasladados o actualizados al momento inicial de la inversión (Valor Actual Neto, VAN). Es decir, la optimización es económica (mono-objetivo). No obstante, el programa también permite la optimización multi-objetivo, donde no sólo se busca la minimización de costes, sino también la minimización de otra variable (las emisiones de CO₂ o la Energía No Servida).

Los elementos que pueden componer el sistema híbrido son: paneles fotovoltaicos, aerogeneradores, turbina hidráulica, pila de combustible, tanque de H₂ y electrolizador, además de baterías, regulador de carga de las baterías, inversor (convertor DC/AC), rectificador (convertor AC/DC) y generador AC (que en general será una fuente no renovable si el combustible no lo es). Aunque sea posible la combinación de todos ellos, en muchos casos interesará que el sistema híbrido sólo conste de algunos de ellos.

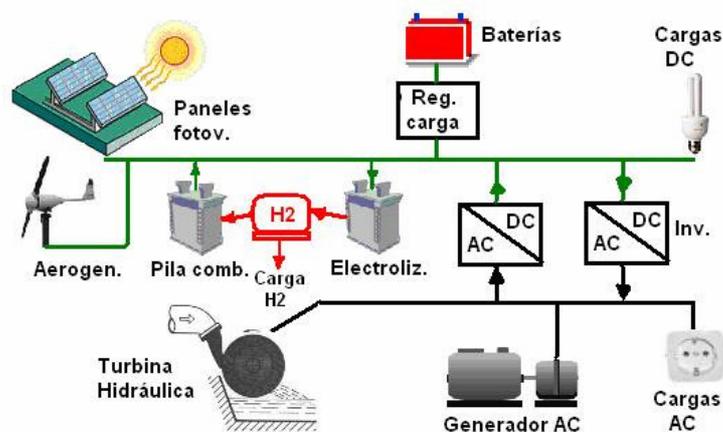


Figura 44 Configuración con HOGA

SISTEMAS DE CONTROL DEL SISTEMA H.O.G.A

El sistema HOGA ha tratado de solucionar en parte los problemas o deficiencias del HOMER que se han enumerado anteriormente. Las estrategias de control han sido mejoradas en gran medida cuando intervienen otro tipo de dispositivos respecto a los que estamos usando, por ejemplo pilas de combustible, ya que permite decidir, por ejemplo, ante un exceso de energía a dónde queremos destinar esa energía.

De las mejoras propuestas que intervengan en nuestro proyecto está la de determinar una potencia mínima de funcionamiento para el generador diesel, potencia por debajo de la cual, el coste energético es muy elevado. Se puede considerar que la puesta en marcha del generador sin ningún tipo de consumo es la situación de peor rendimiento energético puesto que se está consumiendo combustible necesario para el movimiento mecánico pero no aporta electricidad.

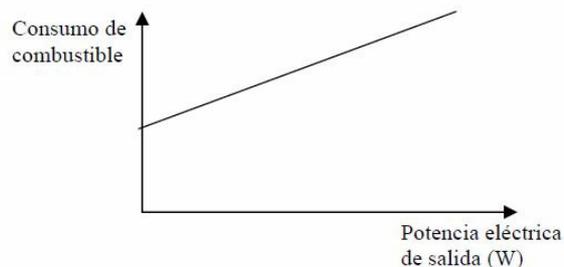


Figura 45 Curva de consumo del generador

La ventaja de este sistema es que el simulador determina las variables óptimas de comportamiento:

- L_D Potencia crítica de descarga

Potencia a partir de la cual es más interesante suministrarla desde el generador. En la aplicación HOGA se llama P_{1gen}

- $P_{critica_gen}$ Potencia crítica del generador

Potencia crítica por debajo de la cual no es rentable suministrarla con el generador diesel

- SOC mínimo para la estrategia óptima

Estado mínimo de carga que se permite en las baterías

- SOC máxima que alcanzará con el generador

Estado de carga que deberá de alcanzarse mediante el generador diesel.

2.8. DIMENSIÓN MEDIANTE EL SISTEMA HOGA

El diseño mediante el software HOGA se resumen en 5 pasos que se exponen brevemente.

PASO 1:

Configuración de los parámetros fundamentales.

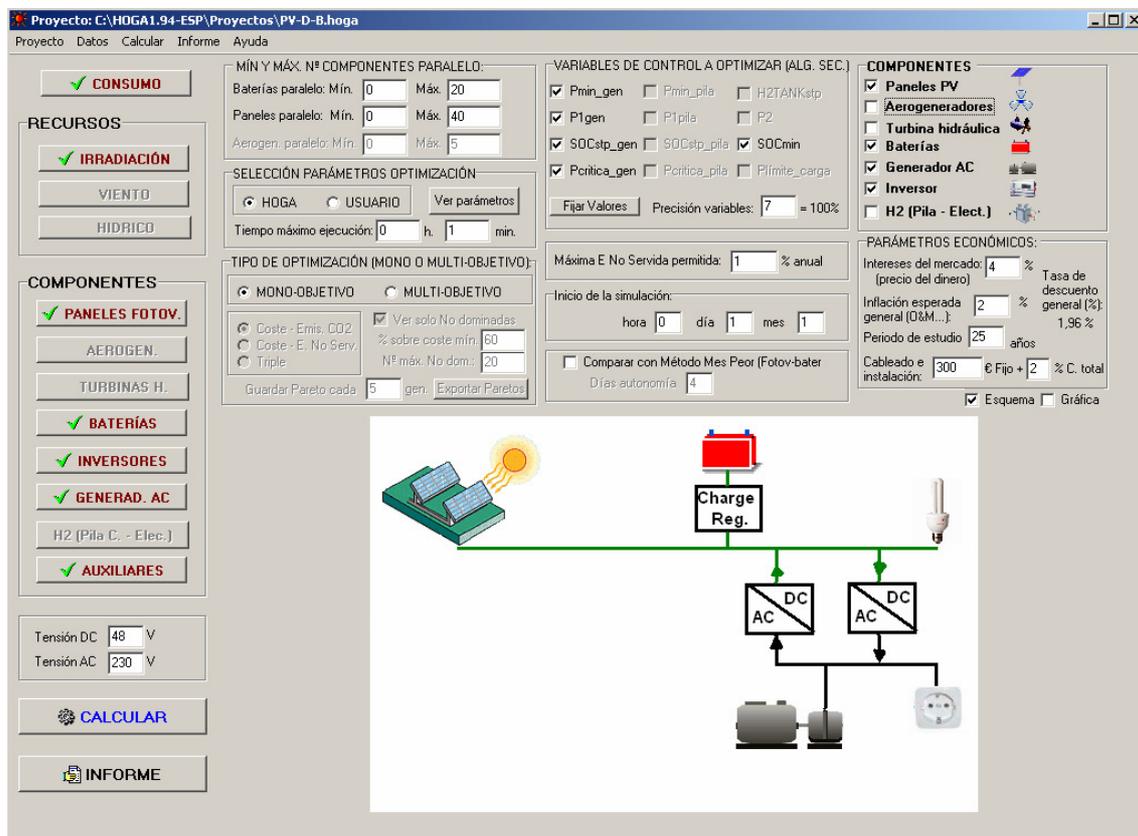


Figura 46 Software Sistema HOGA

En el siguiente formulario se dispone de toda la información básica que es tenida en cuenta para el análisis.

En primer lugar se observa en negrita los **componentes** que pueden formar parte del sistema y se han seleccionado aquellos que tienen que ver con nuestro sistema, Panel PV, Baterías, Generador AC, Inversor.

En segundo lugar se pueden determinar los **parámetros económicos** necesarios para determinar el VAN (*Valor Actual Neto*) este es un parámetro importante ya que puede determinar el tipo de tecnología óptimo desde el punto de vista económico.

En tercer lugar y como característica importante respecto a HOMER están las **variables de control a optimizar** por defecto aparecen todas ellas seleccionadas y será la información que dará el sistema para la correcta implantación.

Se pueden definir parámetros adicionales como por ejemplo la cantidad máxima de energía no suministrada, por defecto 1%. Fecha de inicio de la simulación, por defecto 1 de enero. Limitaciones en conexiones de baterías, máximo número de baterías en serie y paralelo, por defecto con valores de 20 y 40 respectivamente

Por último se debe de relacionar el tipo de simulación que deseamos realizar.

Se puede seleccionar entre “mono-objetivo” y “multi-objetivo” mediante la selección en la pantalla principal.

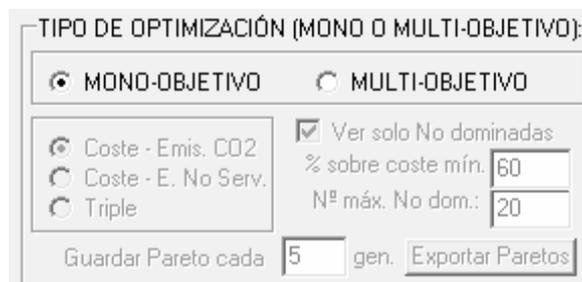


Figura 47 Tipo de Optimización

La opción “mono-objetivo” busca aquella solución más adecuada desde el punto de vista económico, haciendo un análisis del VAN (Valor Actual Neto) para cada uno de los posibles resultados y obteniendo así el más económico de todos. Esta es la selección por defecto y es la que se utiliza a lo largo de todo el estudio.

La opción “multi-objetivo” busca aquella solución óptima desde un punto de vista mixto entre la mejor solución económica y la mejor solución medioambiental, con la menor cantidad de emisiones de CO2. Puesto que en determinadas ocasiones, ambos resultados son contradictorios, se termina dando resultados de manera independiente donde se obtiene la mejor solución económica y la mejor solución medioambiental.

PASO 2:

En el siguiente paso se debe de determinar los consumos estimados.

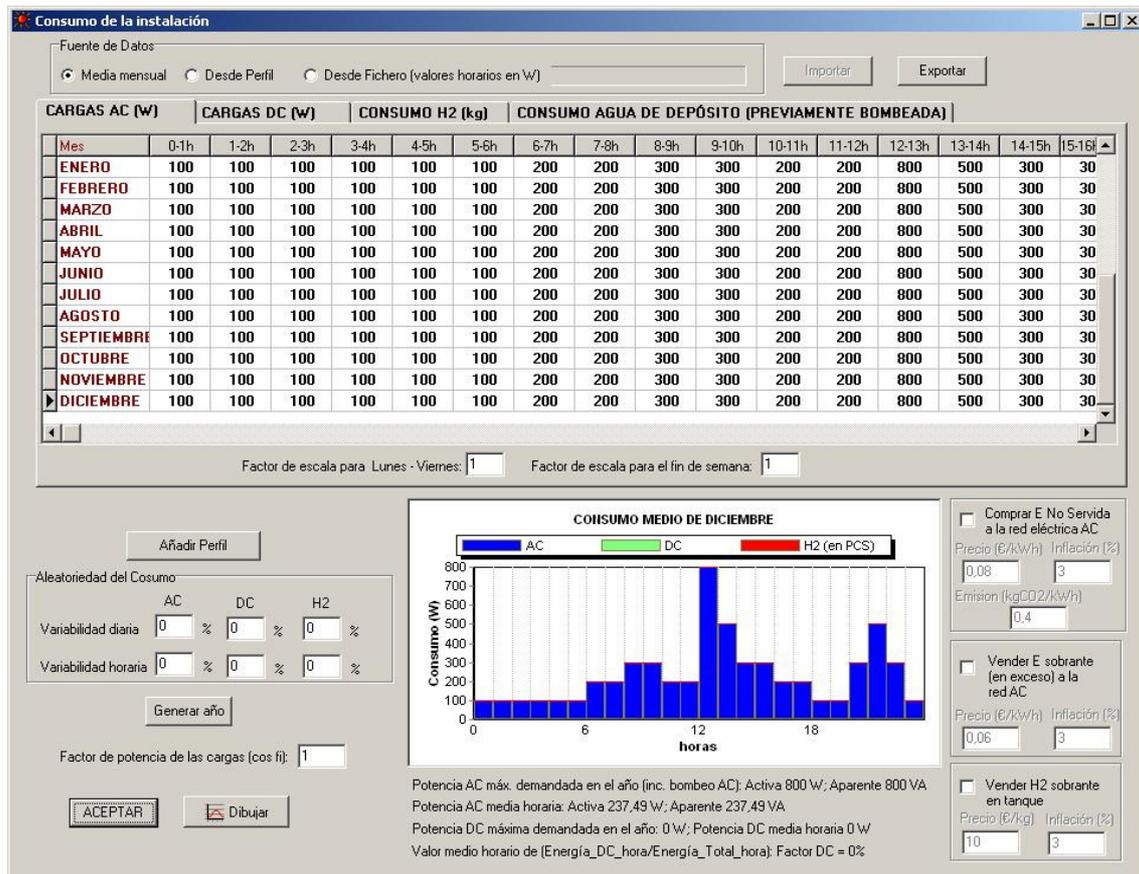


Figura 48 Software Sistema Consumo estimado

El software al igual que con HOMER realiza una estimación horaria. El sistema permite establecer para cada una de las horas del día la estimación de consumo. El sistema permite distinguir los días respecto al mes del año y entre semana y fin de semana.

Como ventaja adicional respecto a HOMER es que el sistema permite establecer cargas tanto para DC como para AC e incluso establecer un porcentaje de estimación aleatoria.

También se permite analizar la compra de electricidad e incluso la posibilidad de venta de la energía excedente.

PASO 3:

Determinar la irradiación mensual.

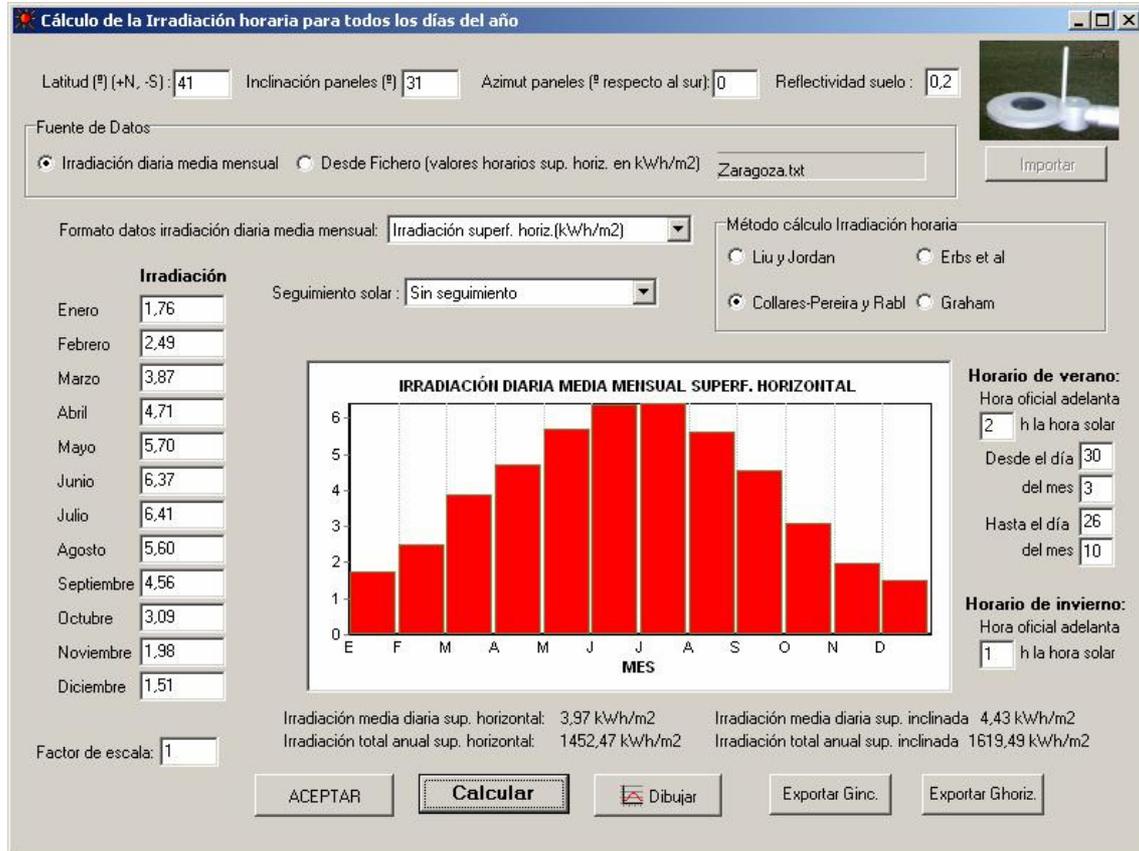


Figura 49 Software Recurso Solar

El sistema permite trabajar indicando los índices de claridad o la irradiación. Se permite establecer diferentes tipos de seguimiento solar, ángulos acimutales e inclinación de los paneles.

Para el cálculo de la irradiación horaria el sistema permite trabajar con diferentes simulaciones, Liu y Jordan, Erbs et al, Collares-Pereira y Rabl my Graham. Por defecto el sistema utilizado es Collares.

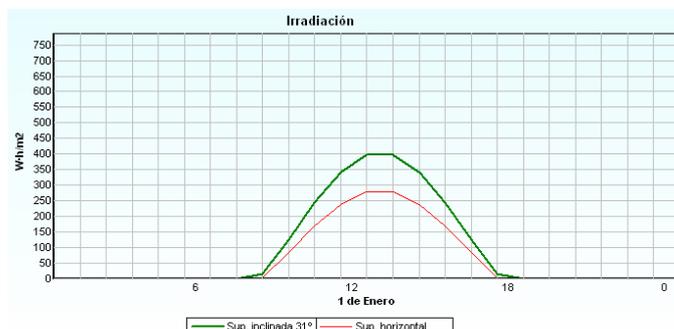


Figura 50 Software Recurso Solar

PASO 4:

Por último se determinan las características del resto de elementos del sistema.

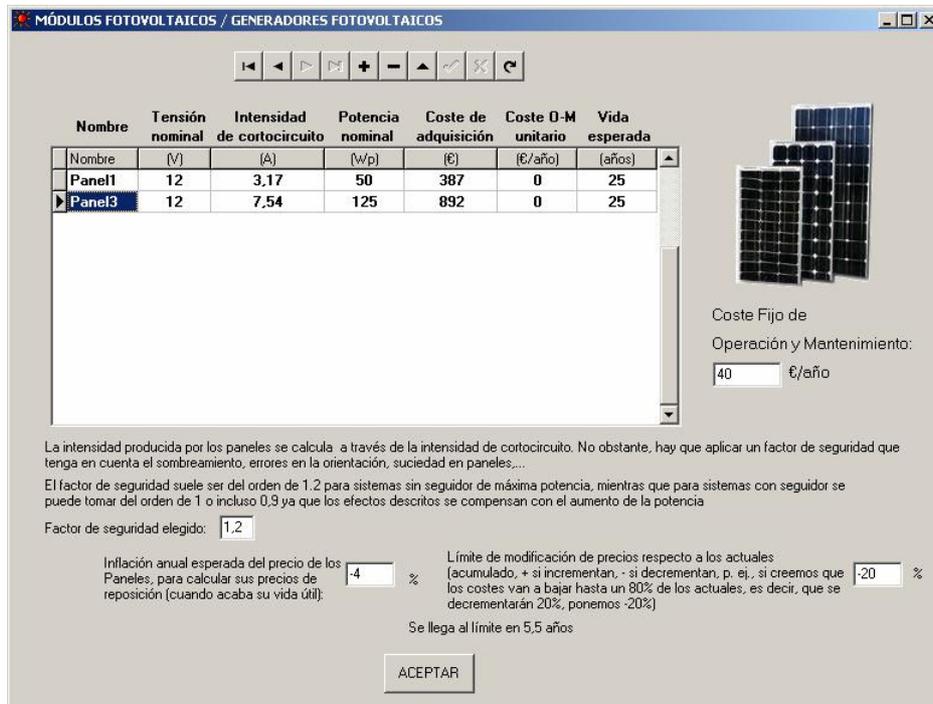


Figura 51 Paneles Solares

Para los paneles fotovoltaicos se debe de determinar además de la potencia de trabajo, el coste de cada uno de ellos, el coste de operación y mantenimiento y la vida estimada.

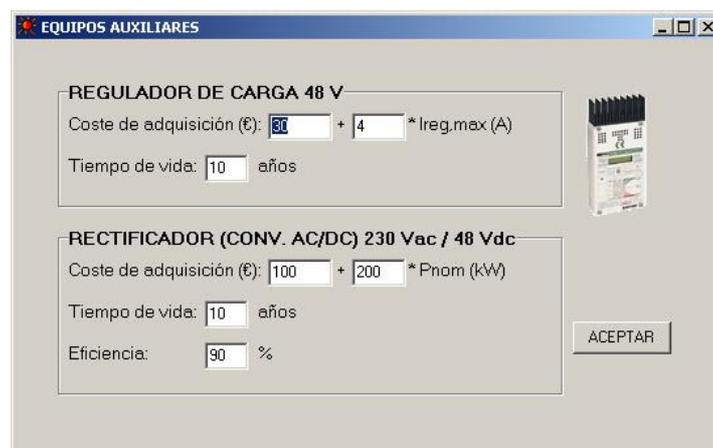


Figura 52 Reguladores

Los elementos auxiliares como el regulador de carga y el rectificador AC/DC, el precio de adquisición y la vida estimada.

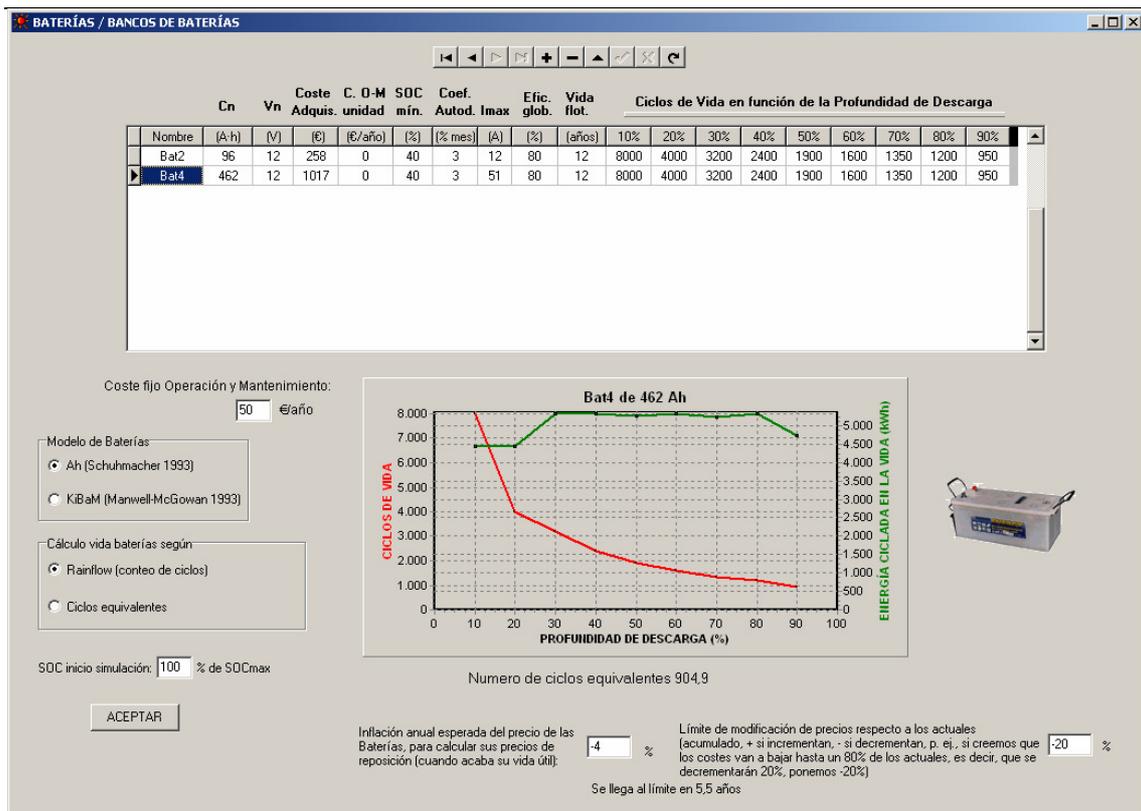


Figura 53 Baterías

Para determinar las baterías en el sistema además de determinar la capacidad y su coste se asignan parámetros adicionales que determinan la curva de vida en función de la profundidad de descarga.

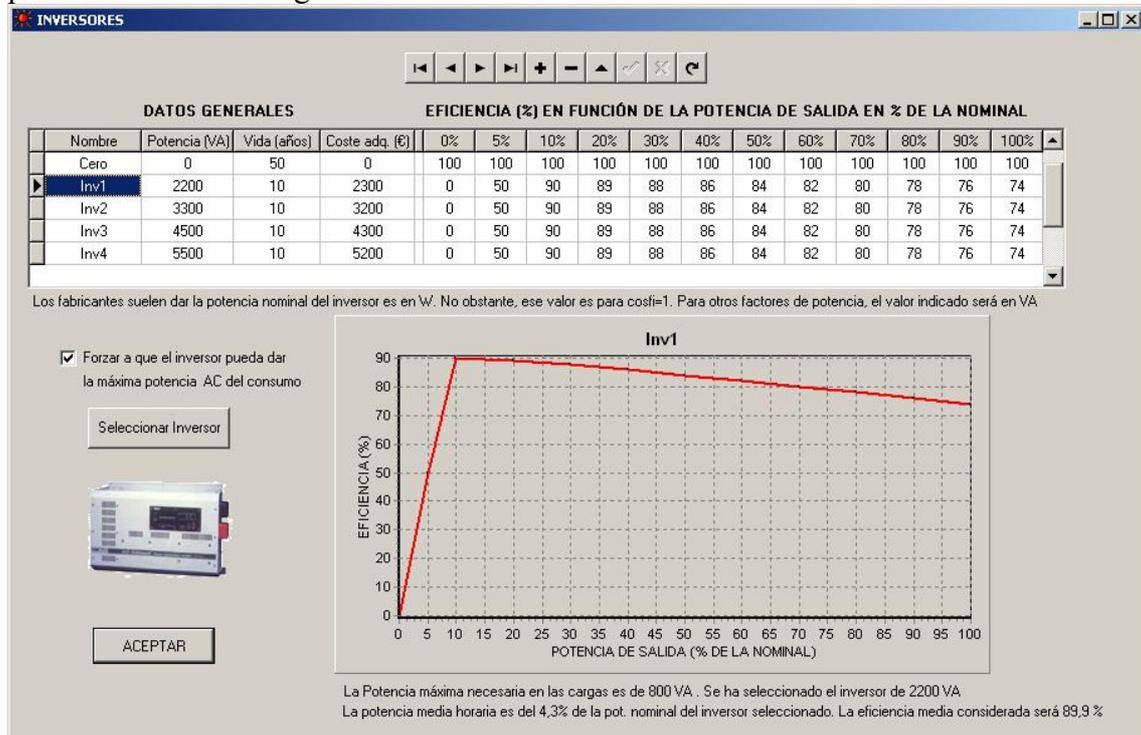


Figura 54 Inversores

Para los inversores además de determinar la potencia, el coste y la vida estimada, en el sistema se puede tener en cuenta la variación de la eficiencia en función de la potencia de trabajo. Esta es una de las características importantes que incorpora este software respecto al HOMER.

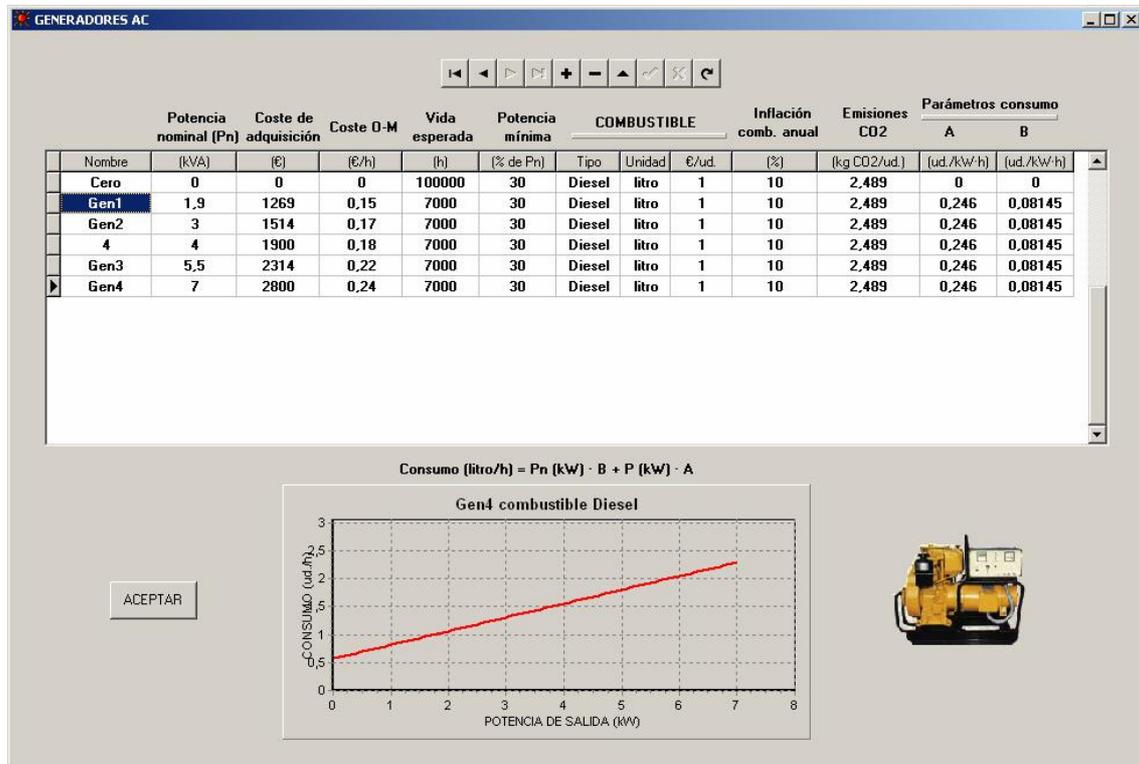


Figura 55 Grupo Diesel

Por último respecto al generador, de la misma forma podemos determinar sus potencias, costes y consumos. El modelo del generador es el mismo que en el sistema HOMER [11] Skarstein O, Ulhen K.

PASO 5:

Por último se realiza la simulación con todos los datos del sistema y genera un informe sobre las necesidades.

Para la siguiente simulación se han trabajado como los mismos costes por cada uno de los elementos del sistema que en el HOMER. Con la misma estimación de consumos energéticos y la misma estimación de radiación solar.

DISPOSITIVO	UNIDAD	COSTE
Generador Fotovoltaico	1 Wp	6,00 €
Batería Plomo Ácido	1 Wh	0,20 €
Generador diesel	1 VA	0,10 €
Inversor DC / AC	1 W	1,00 €

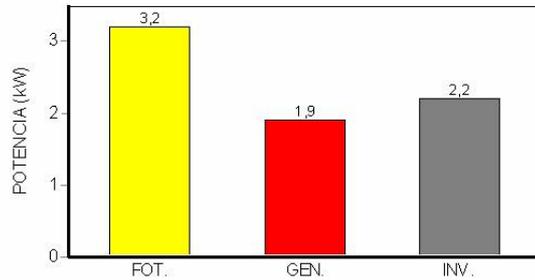
Tabla 24. Precios estimados

PROYECTO: PV-D-B.hoga. CONFIGURACIÓN DE LA GENERACIÓN N° 15

Tensión lado DC: 48 V. Tensión lado AC: 230 V

COMPONENTES

- 4 paneles fot. serie x 16 pan. paralelo de 50 Wp. Ptotal = 3,2 kWp
- 4 baterías serie x 4 bat. paralelo de Cn = 96 A·h. Etotal = 18,4 kWh
- Sin Aerogeneradores
- Sin Turbina Hid.
- Generador AC de potencia nominal 1,9 kVA
- Sin Pila Comb.
- Sin Electrolizador
- Inversor de 2200 VA
- Regulador de carga de las baterías de 65,9 A
- Convertidor AC/DC de 1620 W



ESTRATEGIA DE CONTROL:

El SOC mínimo permitido para las baterías es del = 57,143 %

SI LA POTENCIA PRODUCIDA POR LAS FUENTES RENOVABLES ES SUPERIOR AL CONSUMO: CARGA

Se cargan las Baterías con la potencia sobrante

SI LA POTENCIA PRODUCIDA POR LAS FUENTES RENOVABLES ES INFERIOR AL CONSUMO: DESCARGA

Si la potencia que falta para cubrir el consumo es inferior a P1gen = 1394,4 W, dicha potencia la dan las baterías (si no pueden suministrarla toda, el resto la dará el Generador AC). Por encima de dicha potencia P1, la potencia la dará el Generador (si no es suficiente se verá ayudado por las baterías).

P1gen = 1394,4 W

No existe Pila de Combustible

Potencia mínima de funcionamiento del Generador AC : 1330 W

Siempre que la potencia que deba dar el Generador AC sea inferior a la Pcritica_gen = 342,9 W, funcionará a la máxima potencia, siempre y cuando no se pierda energía, y cargando las baterías hasta que el SOC alcance el 81,633 %

Coste inicial de la inversión: 26508 €

COSTES DEL SISTEMA A LO LARGO DEL PERIODO DE ESTUDIO (25 AÑOS) (VAN):

Coste Total del sistema (VAN): 41069 €

Coste Grupo Fotovoltaico (VAN): 22186 €

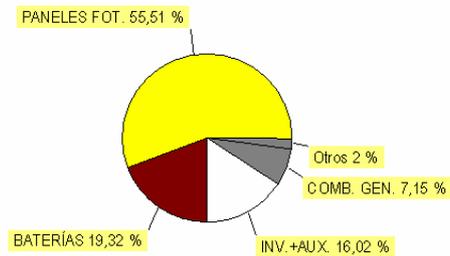
Coste Banco Baterías (VAN): 7722 €

Coste Generador AC(VAN): 799 €

Coste Auxiliares (VAN): 1575 €

Coste Inversor (VAN): 4826 €

Coste Combustible Generador AC (VAN): 2856 €



BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

Energía Total Demandada por las cargas: 2080 kWh/año

Energía No Servida: 0 kWh/año

Energía producida en Exceso: 584 kWh/año

Energía generada por los Paneles Fotov.: 3285 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 0 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por el Generador AC: 386 kWh/año

Horas de funcionamiento del Generador AC: 207 h/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

Energía cargada en las baterías: 1443 kWh/año

Energía descargada desde las baterías: 1450 kWh/año

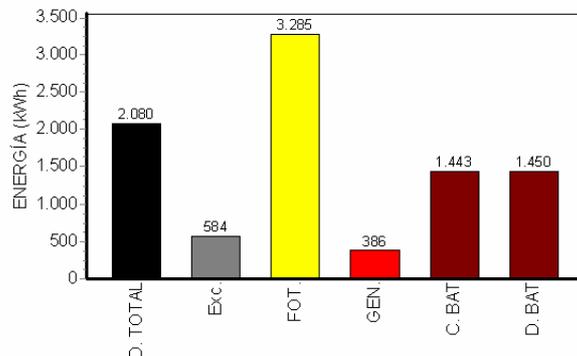
Vida de las baterías: 10,23 años

E. Eléctrica Vendida a Red AC: 0 kWh/año

E. Eléctrica Comprada a Red AC: 0 kWh/año

Emissiones de CO2 : 316 kg CO2/año

H2 vendido anual : 0 kg H2/año



2.9. CONCLUSIONES HOMER vs HOGA

Dentro de la comparación que se ha intentado realizar con ambos software HOMER y HOGA se llegan a las siguientes conclusiones.

En ambos casos se requieren de una gran cantidad de datos para que el sistema sea capaz de modelar todos los elementos. Cuando se trabaja con modelos predefinidos no representa mayor problema, por el contrario cuando se trata de modelar un componente nuevo no siempre se dispone de toda la información necesaria y se recurre a utilizar modelos similares sin conocer de qué manera puede afectar a los resultados finales.

En ambos casos se dan situaciones en las que por un lado se tiende a precisar con gran exactitud (con el coste que ello representa) determinados modelos y por otro lado (debido a que no es posible conocer más información) se suponen simplificaciones importantes. Por ejemplo, se discute sobre el método utilizado para modelar un inversor, si determinar una eficiencia constante o variable en función de la potencia de salida, por otro lado se considera que durante los 25 años de vida de la instalación el consumo será el mismo o que el precio del combustible no variará. Si la instalación es en un entorno rural donde se abastece de electricidad a las viviendas, es una gran simplificación considerar que los hábitos de consumos serán los mismos a lo largo de la vida del proyecto, al igual que considerar que el precio del gasoil no se verá afectado.

Además existen determinados parámetros que existen en un software y no en el otro, lo que dificulta la comparación entre ambos, como por ejemplo la pérdida de carga asumible que es capaz de definirse el HOGA y sobre el HOMER se entiende que debería ser del 0%

En cuanto a las principales características de ambos sistemas, destacaría:

Para el HOMER los informes que genera, producción energética a lo largo del año del generador FV, el generador diesel y el ciclado de las baterías. Por el contrario el HOGA únicamente representa un breve resumen anual.

Para el HOGA el método de análisis mediante algoritmos genéticos le permite poder encontrar la dimensión del sistema adecuada en un tiempo razonable. De esta forma el sistema te da un informe con el tamaño del generador FV, el generador diesel y el tamaño de las baterías. Además es capaz de analizar los valores SOC mínimo y máximo que garanticen el rendimiento óptimo de la instalación desde un punto de vista económico. También define los valores de potencia mínima por debajo de la cual no debería de funcionar el generador por considerarse muy poco eficiente. Por el contrario el HOMER solo es capaz de analizar aquellas combinaciones que previamente se han establecido.

De los resultados obtenidos se comprueba como HOMER ha sido capaz de evaluar una situación, en principio, más económica y con dimensión menor para todos los dispositivos.

La diferencia más importante que se observa son las horas de funcionamiento del generador y por lo tanto el porcentaje de energías renovables utilizadas en cada caso.

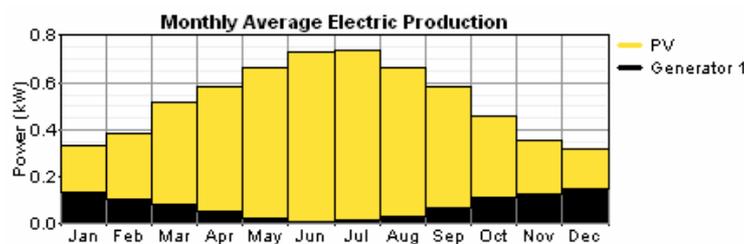
SIMULADOR	Generador FV	Generador Diesel	Batería	Convertidor	Coste Inicial	VAN	HORAS DIESEL	LITROS DIESEL
HOMER	3000 Wp	1000 VA	10.569 Wh	3000 W	23.100 €	31.564 €	1515	290
HOGA	3200 Wp	1900 VA	18.400 Wh	2200 W	26.508 €	41.069 €	207	?

Tabla 25. Comparación

Por otro lado, se podría pensar que HOMER resulta infradimensionado, y que supondrá pérdidas de carga importantes, pero al disponer de informes que nos permiten comprobar la evolución del sistema a lo largo del año, se puede comprobar que esto no es así y que la solución resulta válida.

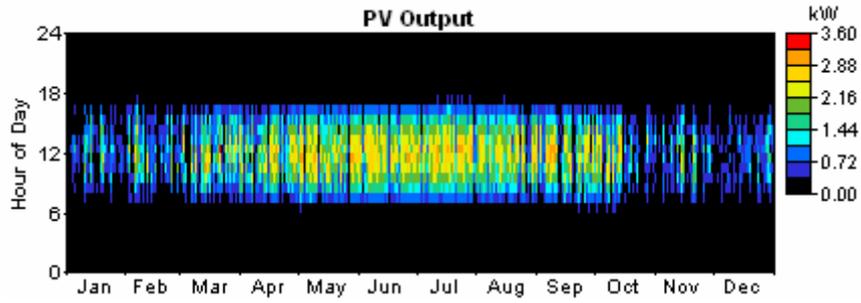
Informes HOMER:

Producción energética año (kWh/yr)	Production	Fraction
PV array	3,952	85%
Generator Diesel	676	15%
Total	4,628	100%

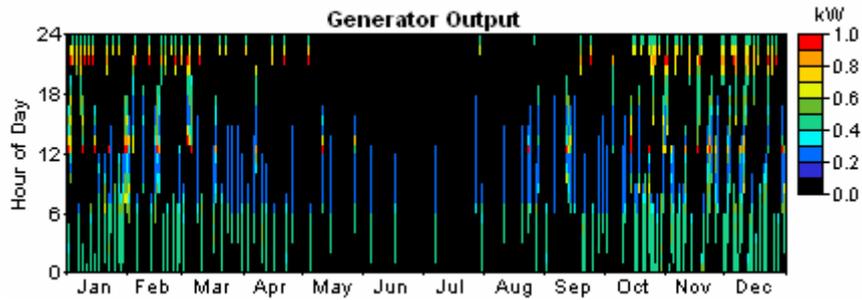


Excesos y Defectos de energía	Value	Units
Fracción de energías renovables:	0.854	
Exceso de electricidad	2,129	kWh/yr
Electricidad no entregada a la carga	0	kWh/yr

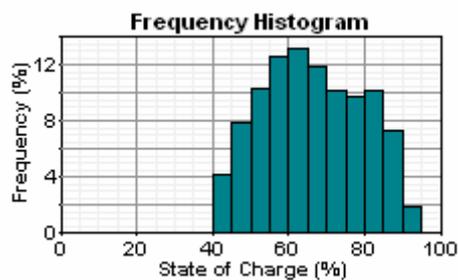
Generador FV	Value	Units
Energía media de salida del generador FV	10.83	kWh/d
Energía mínima de salida del generador FV	0.0001032	kW
Potencia máxima de salida del generador FV	3.26	kW

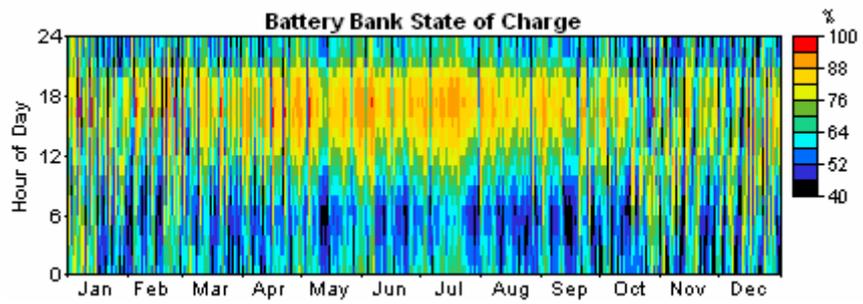
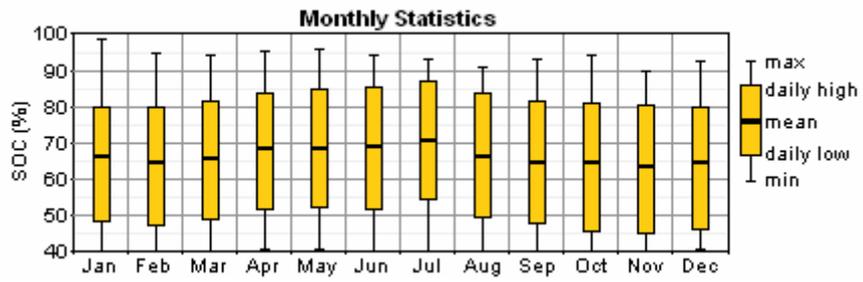


Generador Diesel	Value	Units
Horas de Operación:	1,515	hr/yr
Número de veces puesto en marcha	143	starts/yr
Años estimados de vida:	9.90	yr
Potencia eléctrica media de salida:	0.446	kW
Potencia eléctrica mínima de salida	0.300	kW
Potencia eléctrica máxima de salida	1.000	kW
Uso anual de combustible	290	L/yr
Consumo estimado de combustible por unidad energética	0.429	L/kWh
Eficiencia media	23.7	%



Batería	Value	Units
Rendimiento de la batería	930	kWh/yr
Vida estimada de la batería	11.36	yr
Autonomía de la batería	19.44	hours





2.10. CONCLUSIONES SISTEMA ÓPTIMO

Otra de las conclusiones a las que nos permite llegar el software es la situación a partir de la cual es interesante la instalación de un sistema híbrido respecto a uno exclusivo por generador.

El objetivo será averiguar la dependencia de las variables más importantes del sistema respecto a decisión de instalar un sistema híbrido y en qué medida.

PRECIO CRÍTICO DEL COMBUSTIBLE

Se define el precio crítico del combustible como aquel a partir del cual la instalación de un sistema híbrido FV-Diesel empieza a ser interesante desde un punto de vista económico.

Por debajo del precio crítico la solución más económica en la instalación de un generador diesel. A medida que superamos el precio crítico el porcentaje de uso renovable irá incrementándose.

Considerando los siguiente precios de referencia.

DISPOSITIVO	UNIDAD	COSTE
Generador Fotovoltaico	1 Wp	6,00 €
Batería Plomo Ácido	1 Wh	0,20 €
Generador diesel	1 VA	0,10 €
Inversor DC / AC	1 W	1,00 €

Tabla 26. Precios estimados

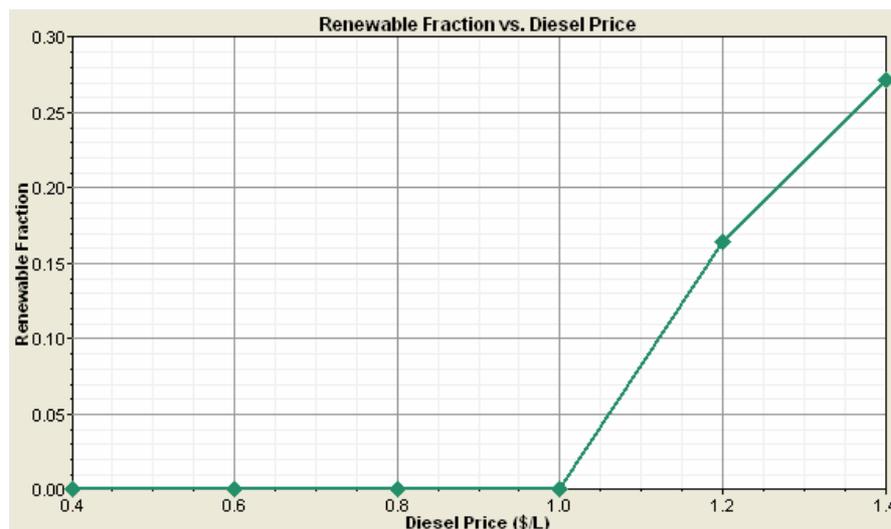


Figura 56 Relación Fracción Renovables / Precio Combustible

En la figura se observa cómo, para los precios estimados en generador FV, diesel y baterías, a partir de 1€/L para el combustible empieza a ser interesante reducir la aportación del generador diesel para incrementar la del generador FV. Por lo tanto se puede considerar que el precio crítico para esta instalación está a 1€ / L

Otra consideración importante es relacionar el precio crítico con el resto de precios de la instalación.

PRECIO CRÍTICO DEL COMBUSTIBLE / PRECIO GENERADOR FV

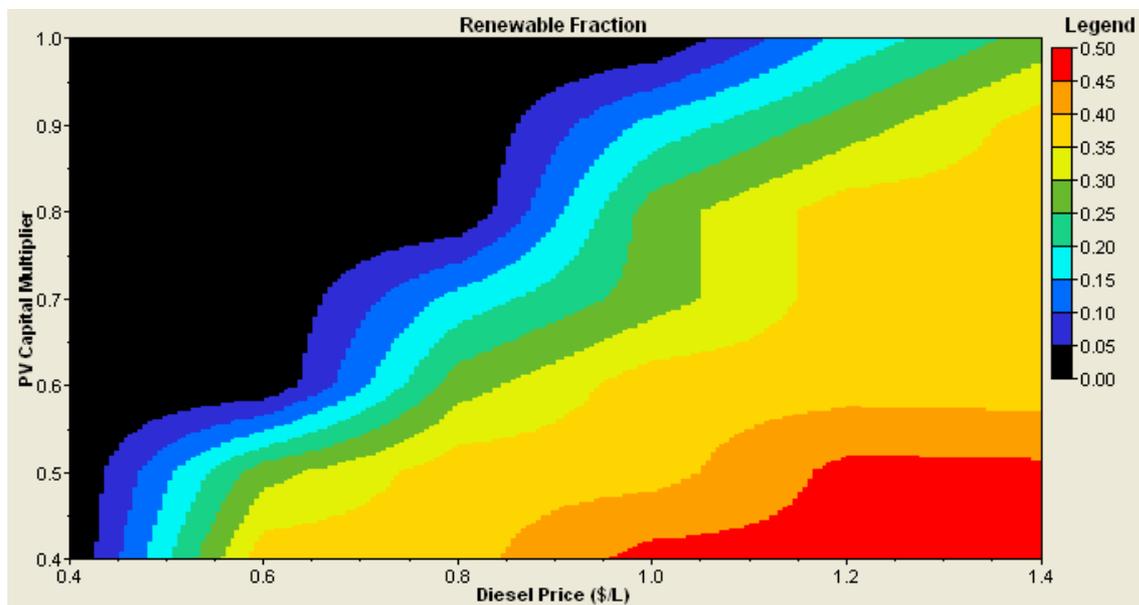


Figura 57 (Precio Fotovoltaico / Precio Combustible) => Fracción Renovables

En la gráfica, eje X representa el precio del combustible y en el eje Y representa la fracción de coste de la instalación del generador FV. Para el valor 1, representa el precio de referencia de 6 €/Wp y para 0,5 representa su 50%, esto es 3 €/Wp. De esta manera en la gráfica se puede observar como el precio crítico del combustible depende del precio de referencia del generador FV.

Se aprecia una proporción casi directa entre el precio crítico y la fracción del coste del generador FV. Si la instalación de este generador FV se reduce hasta en un 80% respecto al precio de referencia de 6€/Wp el precio crítico del combustible se reduce a 0,8€/L.

También se observa como el porcentaje de renovables se encuentra entre un 30% – 40% respecto a la aportación total de energía.

PRECIO CRÍTICO DEL COMBUSTIBLE / PRECIO GENERADOR DIESEL

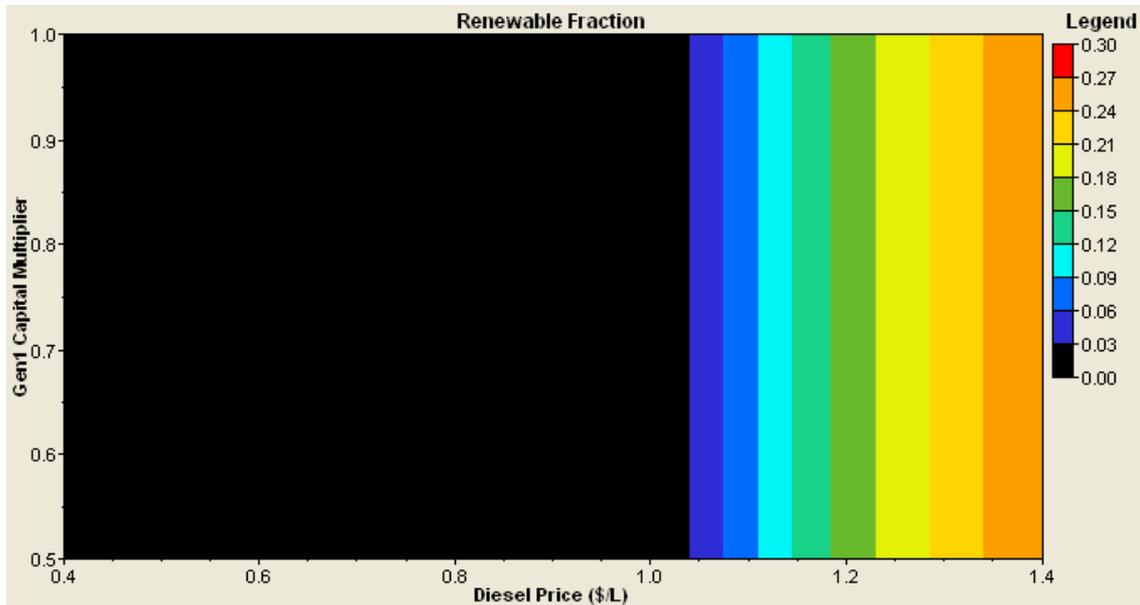


Figura 58 (Precio Generado / Precio Combustible) => Fracción Renovables

En la gráfica se observa como con independencia del precio del generador diesel el precio crítico no se ve afectado. El motivo es que el coste de adquisición de un generador es una porción muy pequeña respecto al coste total VAN.

Por lo tanto el precio del generador no es una variable crítica del sistema.

PRECIO CRÍTICO DEL COMBUSTIBLE / PRECIO CONVERTOR

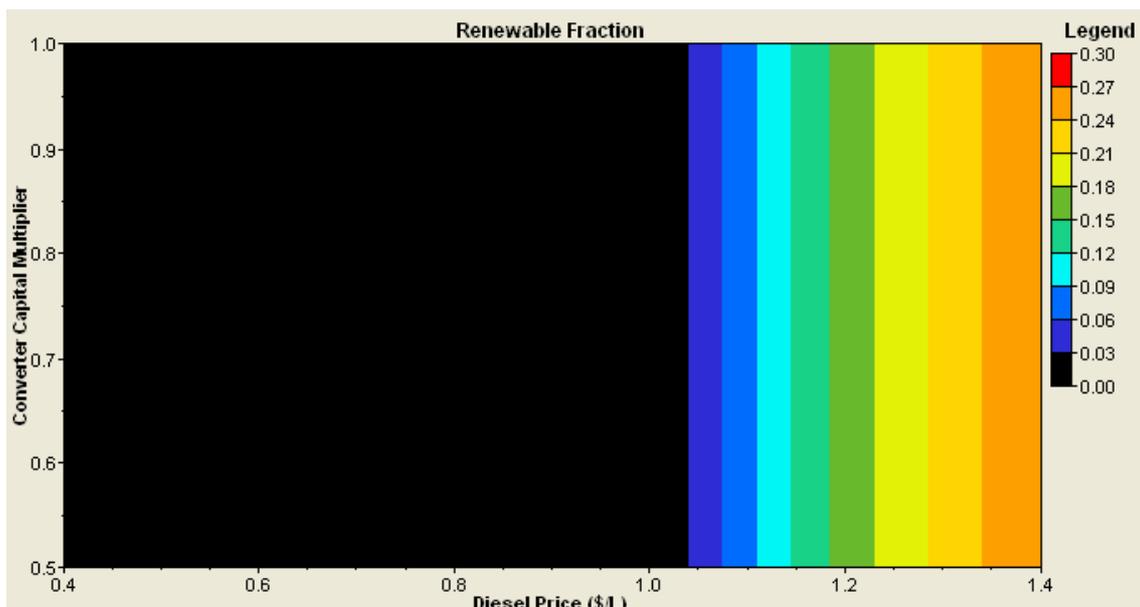


Figura 59 (Precio Convertidor / Precio Combustible) => Fracción Renovables

Al analizar la relación entre el precio crítico del combustible y el precio del conversor se da la misma situación que en el caso anterior, esto es, no existe una dependencia entre uno y otro para reducciones de hasta el 50% del coste del mismo. El precio crítico del combustible no varía.

Por lo tanto el precio del conversor no es una variable crítica del sistema.

PRECIO CRÍTICO DEL COMBUSTIBLE / PRECIO BATERÍA

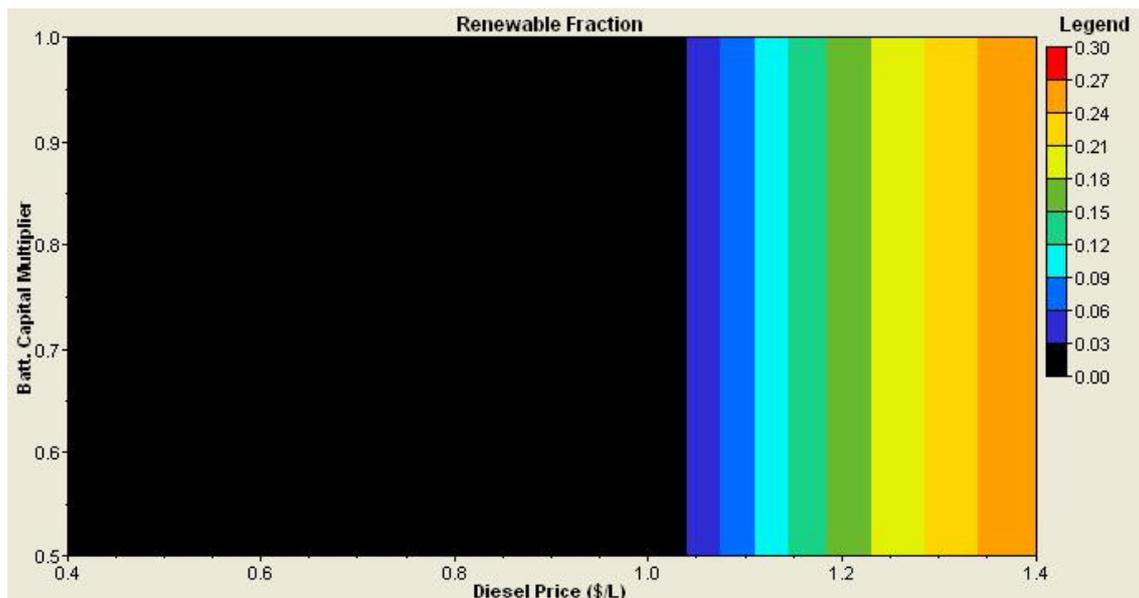


Figura 60 (Precio Batería / Precio Combustible) => Fracción Renovables

Se observa como el precio de la batería no es determinante para variar el precio crítico del combustible, para reducciones de hasta el 50% para el precio de las baterías el precio crítico no varía.

Por lo tanto el precio de las baterías no es una variable crítica del sistema.

PRECIO CRÍTICO DEL COMBUSTIBLE / RADIACION

En la siguiente figura se observa la dependencia del precio crítico del combustible en función de la radiación media solar (Kwh/m²) A medida que aumenta esta, el precio crítico disminuye encontrando encontrado dos puntos interesantes. Una radiación mínima por debajo de la cual no será interesante la instalación de un sistema híbrido y un precio crítico mínimo por debajo del cual tampoco será interesante la instalación del sistema.

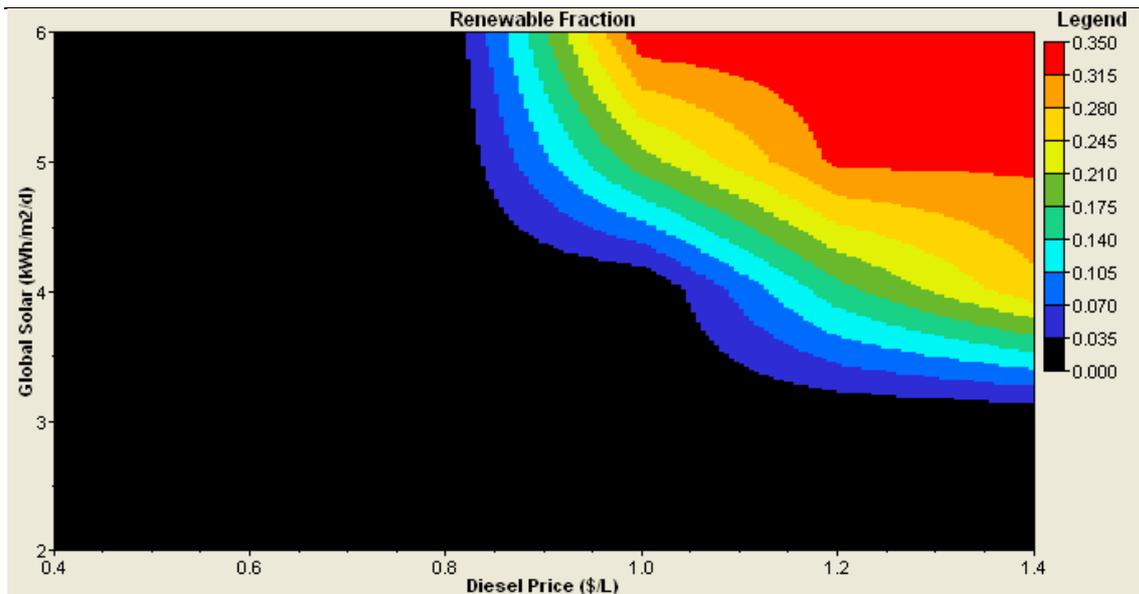


Figura 61 (Radiación / Precio Combustible) => Fracción Renovables

Por lo tanto la radiación solar es una variable crítica del sistema.

PRECIO CRÍTICO DEL COMBUSTIBLE / PRECIO DEL DINERO

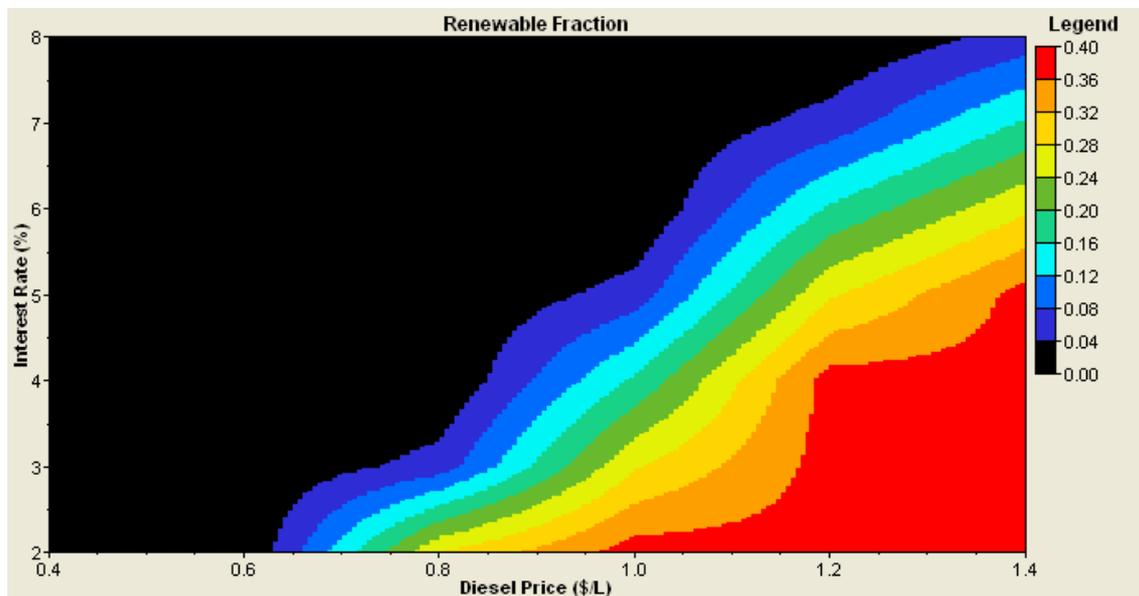


Figura 62 (Tipo de Interés / Precio Combustible) => Fracción Renovables

En la gráfica se observa como a medida que el precio del dinero (interés) se incrementa, se incrementa también el precio crítico del combustible. Esto es debido a que cada vez es mayor el esfuerzo económico de la inversión inicial. Se observa como el escenario más favorable es para tipos de interés bajos.

Por lo tanto el tipo de interés o precio del dinero es una variable crítica del sistema.

PRECIO CRÍTICO DEL COMBUSTIBLE / ESTRATEGIA

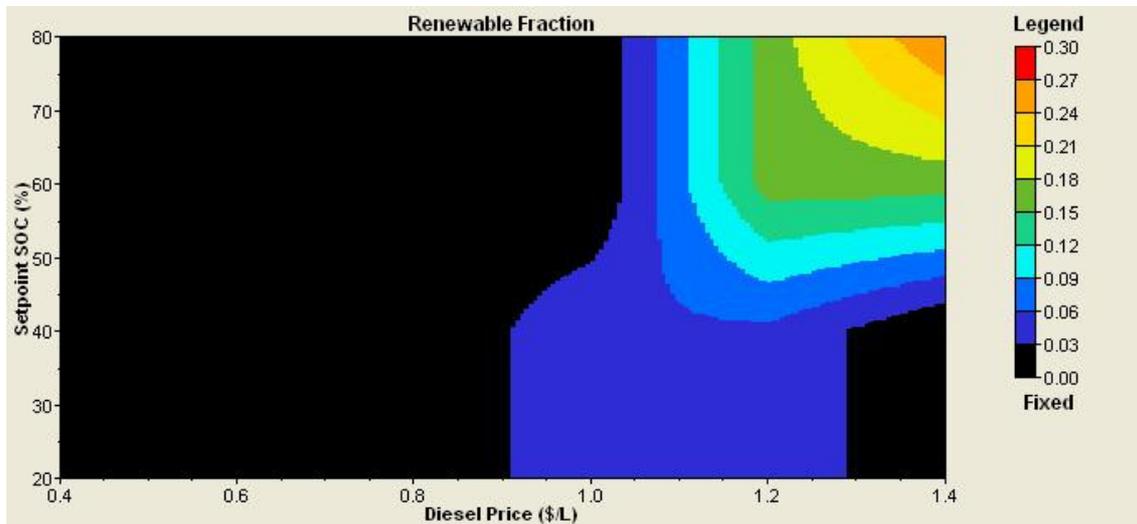


Figura 63 (Estrategia SOC / Precio Combustible) => Fracción Renovables

En la gráfica se observa como en función del precio del combustible existen diferentes estrategias SOC para la carga de las baterías. De la gráfica se extrae que para este escenario el SOC mínimo debiera de ser 50%.

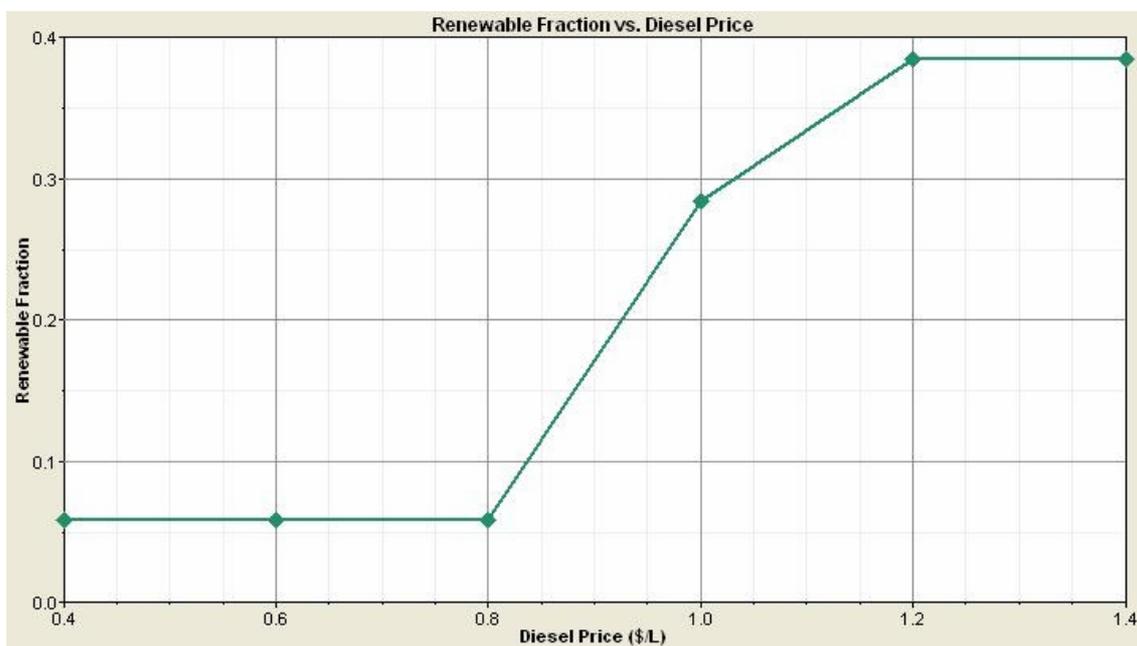


Figura 64 Relación Fracción Renovables / Precio Combustible (SOC=50%)

En el caso de utilizar una estrategia de “seguimiento de carga” esto es sin usar el generador para la carga de las baterías, se puede comprobar cómo se reduce el precio crítico del combustible. A partir de 0,8€ / L empieza a incrementarse el porcentaje de aportación renovable respecto a energía del generador diesel.

Por lo tanto la estrategia de control es una variable crítica del sistema.

RESUMEN:

De todas las variables analizadas para el estudio de los sistemas híbridos:

- Precio del combustible
- Precio del generador diesel
- Precio del generador FV
- Precio del convertidor
- Tipo de interés
- Estrategia del generador diesel
- Radiación solar

Existen cinco que son determinantes para la dimensión del sistema. El precio del combustible, el precio del generador FV, el tipo de interés, la estrategia de control y la radiación estimada. Tres de ellas son de carácter económico y de estas dos responden variaciones a lo largo de los 20 – 25 años estimados del sistema.

El tipo de interés, aunque resulta ser un parámetro importante para el sistema, se puede considerar a una tasa constante del 5%. La radiación solar es una característica propia de lugar y también puede considerarse constante. Por lo tanto los parámetros que influyen sobre la dimensión del sistema son el precio del combustible, precio del generador FV y la estrategia del generador.

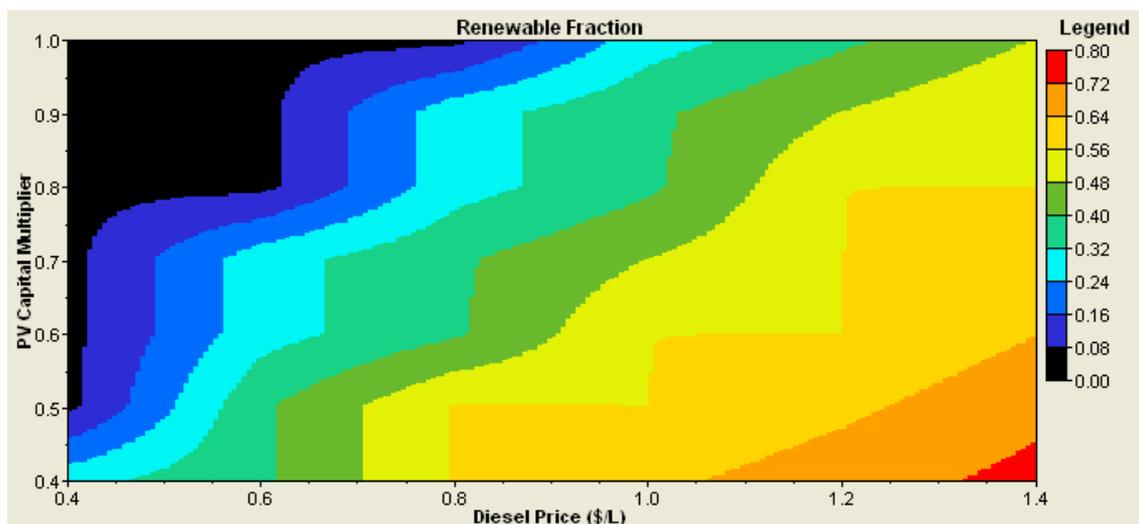


Figura 65 (Precio Fotovoltaico / Precio Combustible) => Fracción Renovables

En la gráfica se observa para una estrategia de “seguimiento de carga” el porcentaje de renovables que podría ser utilizado en función del precio del combustible y el precio del generador FV.

Entre los valores actuales alrededor de un 30 – 40% de la energía podría ser de aportación renovable.

NOTA:

Se han considerado los siguientes consumos a lo largo del día para todos los meses del año.

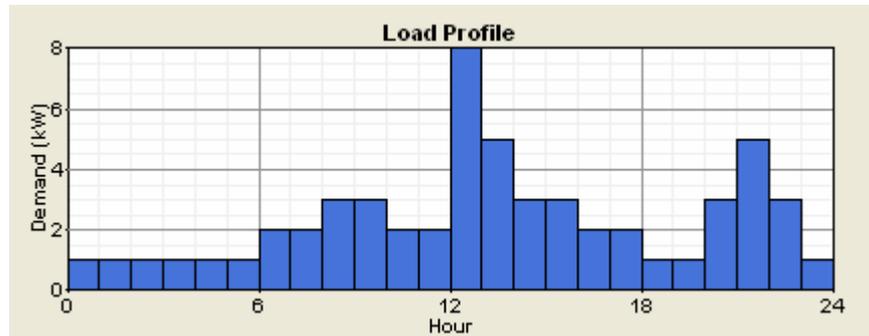


Figura 66 Estimación de la demanda de la carga

Con un consumo estimado de 56,3 Kwh/día y una potencia estimada de pico de 12Kw

Se ha considerado la siguiente radiación para Zaragoza

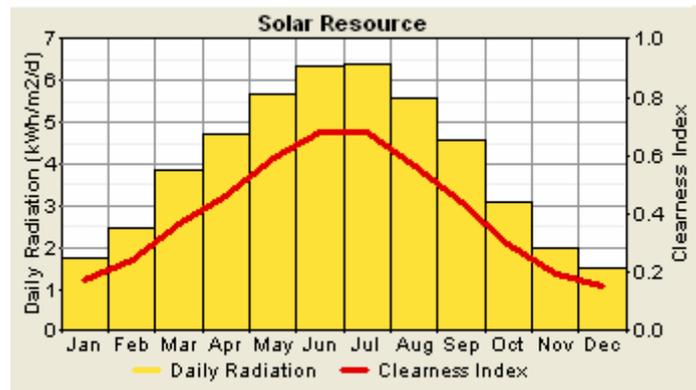


Figura 67 Radiación Solar Zaragoza

2.11. SISTEMAS HÍBRIDOS DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL CONSUMO

INTRODUCCIÓN:

Otro punto de vista para analizar los sistemas híbridos FV-DIESEL es hacerlo el consumo al que llamaremos método de cargas. Analizando cuál es el comportamiento de este y relacionarlo con las variables que hemos comprobado que son determinantes.

Para continuar con la relación de los apartados anteriores, se escoge a modo de muestra la misma carga que se considera periódica a lo largo de todos los días del año con independencia de la época de la misma.

[H]	[W]
1	1000
2	1000
3	1000
4	1000
5	1000
6	1000
7	2000
8	2000
9	3000
10	3000
11	2000
12	2000
13	8000
14	5000
15	3000
16	3000
17	2000
18	2000
19	1000
20	1000
21	3000
22	5000
23	3000
24	1000

Tabla 27. Consumos estimados

Lo interesante es analizar este consumo mediante un histograma, de manera que seamos capaces de comprobar la cantidad de potencia que es entregada en cada momento.

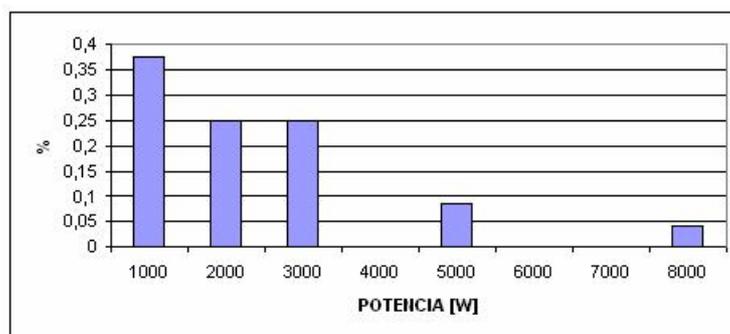


Figura 68 Histograma de Consumos

En la figura se representa el porcentaje de tiempo en que es suministrada una determinada potencia instantánea. Así se observa como una potencia de 1000W es la que se suministra en la mayor parte del tiempo con más de un 35% mientras que la potencia mayor de 8000W representa un poco más del 4%

Si se realizar el histograma acumulado para cada una de la potencias se representa de la siguiente manera.

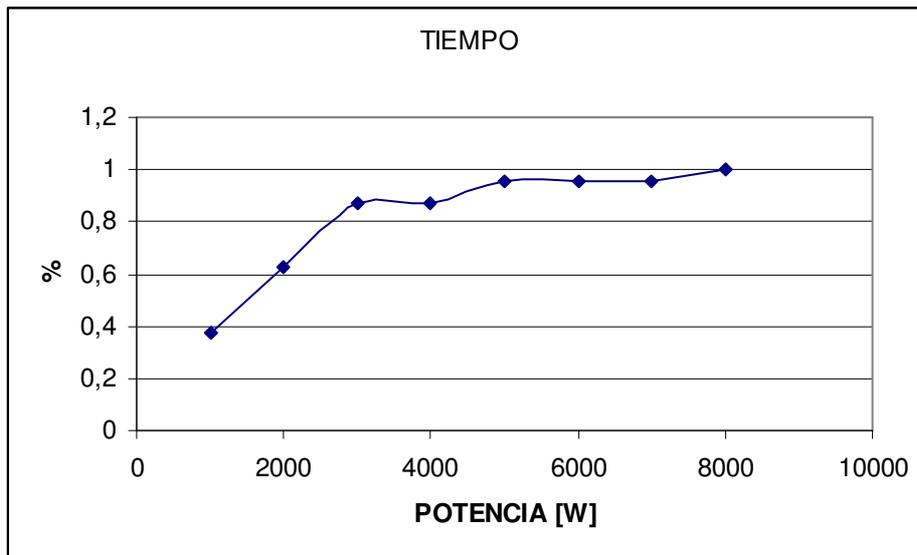


Figura 69 Distribución de potencia

La gráfica nos da una idea del comportamiento de la carga en el tiempo. Por ejemplo el suministro de potencia igual o inferior a 2000W representa casi el 60% del tiempo.

Es importante no confundir estos porcentajes de tiempo con los de energía. En la gráfica se observa como las potencias inferiores a 2000W no llegan a representar el 40% de la energía total consumida.

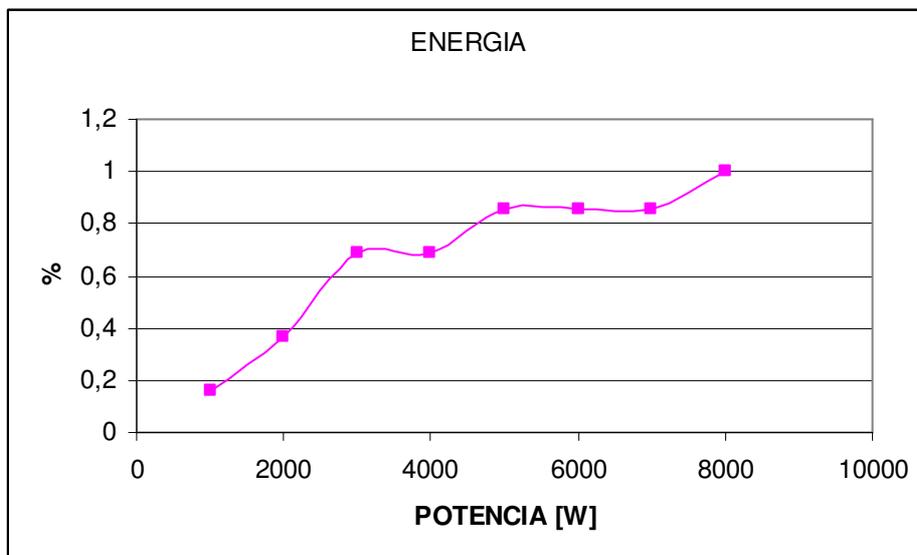


Figura 70 Distribución de Energía

El planteamiento consiste en considerar un sistema en el que la energía es suministrada por un grupo diesel y por debajo de una determinada potencia se recurre al sistema fotovoltaico. Nuestro objetivo consiste en elaborar un método sencillo encontrar esa potencia crítica.

ENERGÍA SUMINISTRADA POR EL GRUPO DIESEL:

Si se considera que toda la energía es suministrada por un equipo diesel, este debe ser capaz de suministrar la potencia de pico máxima que demanda la carga, esto es, los 8 Kw.

Para realizar el análisis del coste de este suministro, se usa la expresión de Skarstein O, Ulhen K [11].

$$[42] \quad C_{fuel} = Pr_{fuel} (B.P_{Ngen} + AP_{gen})$$

Donde:

A	0,246[l/kwh] -Coeficiente de la curva de consumo generador diesel
B	0,08415[l/kwh] -Coeficiente de la curva de consumo generador diesel
P_{Ngen}	Potencia Nominal del generador
Pr_{fuel}	Coste del gasoil [€/l]
P_{gen}	Potencia instantanea del generador
C_{fuel}	Coste del combustible.

Este método de cálculo es el mismo que el utilizado por el software HOMER y HOGA, además se puede comprobar que los valores obtenidos se desvían poco de los datos de los fabricantes.

Por ejemplo en la siguiente tabla se comparan los consumos que estima el fabricante respecto a los estimados por el método Skarstein [11].

	P6000	P9000	P11000	P12000
FABRICANTE	1,41	2,1	3	2,3
Skarstein	1,49	2,19	2,55	3,39

Tabla 28. Comparación entre modelo matemático y datos proveedor

	Modelo P6000		P9000		P11000		P12000	
	PF572TYA		PF882TRA		PF113TYA		PF113TZA	
Generador de corriente TRIFASICA - Diesel (3.000 rpm)								
Potencia LTP	Kw	5,53	8,15	9,5	12,63			
Potencia COP/LTP	Kva	5,67/6,92	8,76/10,19	10,80/11,88	11,00/15,79			
Tensión	V	400	400	400	400			
Frecuencia	Hz	50	50	50	50			
Factor de potencia	Cos Fi	0,8	0,8	0,8	0,8			
Motor								
Marca		YANMAR RUGGERINI YANMAR			HATZ			
Modelo		L100	MD 150	3TNE68	2G40			
Cilindrada	cc	406	654	784	997			
Cilindros		1	1 vertical	2 en línea	3 en línea	2 en línea		
Potencia	Kw	6,9	10	12,9	15,4			
Carburante		Diesel		Diesel	Diesel		Diesel	
Aspiración		natural		natural	natural		natural	
Refrigeración		aire		aire	agua		aire	
Arranque		eléctrico		eléctrico	eléctrico		eléctrico	
Consumo								
Consumo	g/kwh	272	260	252	235			
Consumo a 75%	l/h	1,41	2,1	3	2,3			
Capacidad del deposito	l	24,0	24,0	30	17			
Autonomía AL 75%	h	17,0	11,7	10	7,4			
Emission sonora								
Potencia acústica LWA	dB(A)	98	99	94	98			
Presión acústica a 7m	dB(A)	72	73	69	73			
Dimensiones								

Figura 71 Grupos Electr6genos

Considerando estos consumos, usando un grupo de 8KVA, se puede establecer para cada uno de los segmentos de potencia, la cantidad de combustible empleado y por lo tanto el coste que esto supone.

En esta estimaci3n se desprecia el coste de adquisici3n del grupo y sus mantenimientos, ya que esto representa una cantidad peque1a respecto al precio del combustible.

Por ejemplo:

Coste de adquisici3n del grupo: 1.000€

Coste de mantenimiento en la vida del grupo: 1.000€

Vida estimada: 15.000 Horas

La repercusi3n por hora es de 0,13€ que aun representando un margen importante puede estar dentro de la incertidumbre del coste del combustible. Adem1s esto nos dar1 un margen de seguridad al buscar esa potencia cr1tica por debajo de la cual es m1s interesante el uso de energ1a solar.

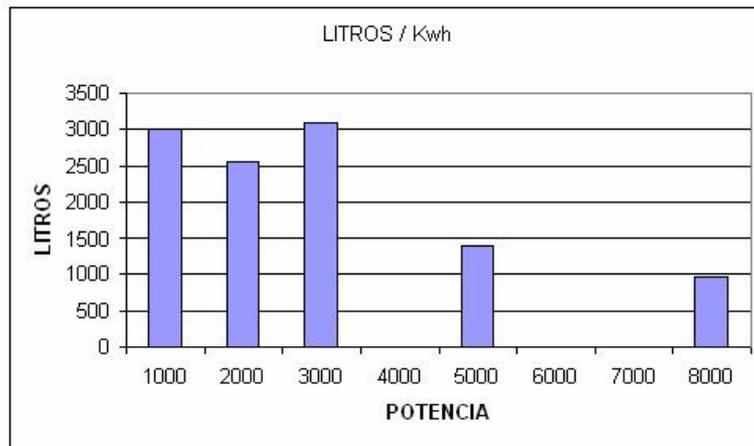


Figura 72 Segmento de potencia / consumo en litros

En la gráfica se pone de manifiesto una de los factores más importantes de los grupos electrógenos, su baja eficiencia para consumos bajos (punto de especial interés para la instalación del módulos solares). Se observa como para los suministros de 1000W representa casi 3000 litros de combustible al año.

Al realizar una comparativa entre el consumo de litros y la energía aportada, para cada una de las fracciones de potencia:

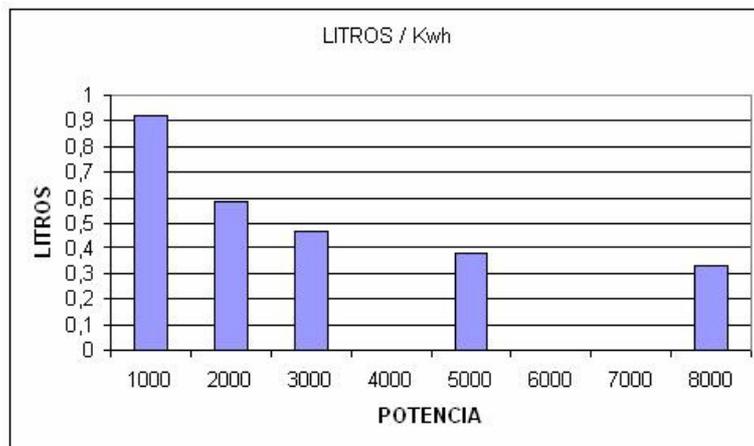


Figura 73 Segmento de potencia / consumo en litros

El coste de suministro para las potencias más bajas llega a ser hasta más de 3 veces superior respecto a la potencia nominal del generador. De ahí la importancia de este factor que será determinante para optimizar la instalación mediante un sistema híbrido.

ENERGÍA SUMINISTRADA POR EL GENERADOR FV:

Una vez conocidos los consumos de combustible por cada uno de los segmentos de energía se puede establecer que potencia es la que podría suministrarse mediante un generador FV para que desde un punto de vista económico resulte más interesante.

Para ello se debe de calcular el coste en combustible que supone a lo largo del periodo analizado (en nuestro caso 25 años) y calcular el Valor Actual Neto. Para poder realizar esta cálculo deberemos de conocer TAE con el que se devalúa el dinero pero al mismo tiempo el incremento que cada año tenga el combustible.

$$[43] \quad VAN = L.P_{r.fuel} \frac{T.A.E_{fuel}}{T.A.E_{cash}} + \dots + L.P_{r.fuel} \left(\frac{T.A.E_{fuel}}{T.A.E_{cash}} \right)^n$$

Donde:

VAN	Valor Actual Neto
L	Litros de combustible
$P_{r.fuel}$	Precio referencia del combustible (Precio Actual)
$T.A.E_{fuel}$	Incremento Anual del precio del combustible
$T.A.E_{cash}$	Tasa Anual Equivalente (Precio del dinero)
n	Años de estudio

Podría ser una opinión conservadora considerar que el coste del gasoil se incrementará en la misma medida que TAE.

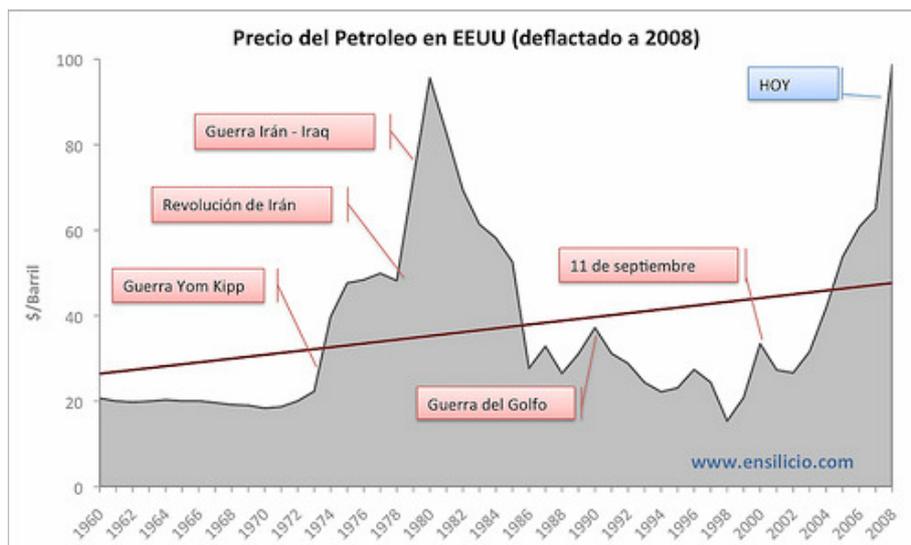


Figura 74 Evolución del precio del combustible

En la gráfica se puede comprobar la evolución del petróleo (que no siempre mantiene una relación directa con el gasoil). La gráfica representa el valor “deflactado” que corresponde al Valor Actual Neto a fecha de 2008. De la gráfica se observan varios datos de interés:

- A) Existen factores casi impredecibles que determinan cambios bruscos en el precio del petróleo que fundamentalmente han sido conflictos bélicos.
- B) El precio medio se ha incrementado por encima de la tasa de interés. Si este precio hubiera sido constante significaría que el precio medio se ha incrementado al mismo ritmo que la devaluación.

Resulta especialmente curioso comprobar cómo siendo una variable determinante del sistema, el software HOMER y HOGA consideran un precio constante a lo largo de la vida del sistema y no se actualiza.

De esta forma se simplifica el valor VAN

$$[44] \quad VAN = n.L.P_{r, fuel}$$

Siguiendo este criterio se calcula el coste que supone el suministro desde el generador diesel para cada uno de los segmentos de potencia. Tomando como precio de referencia para el gasoil 0,676 €/L [13]

	1000W	2000W	3000W	4000W	5000W	6000W	7000W	8000W
LITROS/AÑO (para el segmento de potencia)	3020	2552	3091	0	1389	0	0	964
LITROS/AÑO (para una potencia inferior a)	3020	5571	8662	8662	10051	10051	10051	11015
COSTE € / AÑO (para una potencia inferior a)	2.041,23 €	3.766,24 €	5.855,44 €	5.855,44 €	6.794,63 €	6.794,63 €	6.794,63 €	7.446,32 €
COSTE PERIODO (25 Años) (para una potencia inferior a)	51.030,77 €	94.155,98 €	146.385,91 €	146.385,91 €	169.865,69 €	169.865,69 €	169.865,69 €	186.157,93 €

Tabla 29. Costes estimados

Según la tabla anterior, si suministramos la potencias iguales o inferiores a 1000W mediante un generador FV supondrá un ahorro de más de 51.000€, si se hace para potencias inferiores o iguales a 2.000W el ahorra será de más de 94.000€. Esto sin tener en cuenta el ahorro que supone la amortización de vida del generador y los costes de mantenimiento. Como se ha explicado en el punto anterior esta simplificación redunda a favor del ahorro de los costes.

El siguiente punto será determinar la potencia de pico (Wp) del generador FV para poder suministrar la potencia en cada uno de los segmentos.

Según se ha analizado en el capítulo anterior, desde un punto de vista económico resulta más interesante sobredimensionar el generador FV para que este sea capaz de suministrar la energía demandada en el escenario más duro aunque suponga un excedente de energía para el resto de meses, que no almacenar la energía en baterías estacionales. Por eso se calcula considerando el mismo criterio.

$$[45] \quad E_{AC} = H_D P_{PV} \eta$$

Donde:

E_{AC}	Energía Producida en el día (AC)
H_D	Potencia de radiación diaria
P_{PV}	Potencia de pico del generador FV
η	Rendimiento de la instalación

Volviendo a utilizar la técnica de ciclado diario que se explicó en el capítulo anterior, tenemos la relación entre consumos y radiaciones. En este supuesto se ha considerado que durante todo el año el consumo es el mismo lo que significa que aquel mes de menor radiación será el determinante para el cálculo.

Fixed system: inclination=35°, orientation=0° (Optimum at given orientation)				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	2.42	75.1	3.01	93.3
Feb	2.89	81.0	3.66	102
Mar	3.79	118	4.96	154
Apr	3.87	116	5.15	154
May	4.17	129	5.67	176
Jun	4.31	129	5.99	180
Jul	4.41	137	6.16	191
Aug	4.22	131	5.88	182
Sep	4.04	121	5.49	165
Oct	3.27	101	4.31	134
Nov	2.53	75.8	3.19	95.6
Dec	2.15	66.7	2.66	82.3
Yearly average	3.51	107	4.68	142
Total for year		1280		1710

Tabla 30. Radiación solar PVGIS

Recurriendo a PVGIS [1] para determinar la radiación diaria media en cada uno de los meses, se comprueba que el mes más crítico corresponde con diciembre con 2,6Kwh/m².

Con esta radiación (mínima) se calcula la potencia de pico necesaria para cada uno de los segmentos de potencia de consumo considerando un rendimiento de la instalación del 80%.

	1000W	2000W	3000W	4000W	5000W	6000W	7000W	8000W
Porcentaje diario	37,50%	25,00%	25,00%	0,00%	8,33%	0,00%	0,00%	4,17%
Ener. Diar Wh	9000	12000	18000	0	10000	0	0	8000
Ener. Dia Acumulado Wh	9000	21000	39000	39000	49000	49000	49000	57000
Potencia de Pico Wp	4327	10096	18750	18750	23558	23558	23558	27404

Tabla 31. Distribución de consimos

El porcentaje diario se obtiene del histograma calculado inicialmente, donde representa que una potencia de 1000W es consumida durante un 35% total del tiempo.

La energía diaria se calcula en base al tiempo dedicado a ese consumo durante 24H.

$$[46] \quad E_{DIARIA} [Wh] = T \cdot P [W] \cdot 24 [H]$$

Donde:

E_{DIARIA}	Energía consumida en ese segmento de potencia
T	Porcentaje de tiempo en la que es consumida esa potencia
P	Potencia

La energía diaria acumulada, representa la cantidad de energía suministrada por debajo la potencia del segmento. Por ejemplo, para una potencia de pico de 2000W o inferior se necesita suministrar en un día una energía de 21.000Wh

$$[47] \quad E_{DIA.ACUM.Pr ef(n)} [Wh] = \sum_n E_{DIA.Pr ef(n)} [Wh]$$

Donde:

$E_{DIA.ACUM.Pr ef(n)}$	Energía necesaria para una potencia inferior o igual a $P_{ref(n)}$
$E_{DIA.Pr ef(n)}$	Energía necesaria para una potencia igual a $P_{ref(n)}$

La potencia de pico necesaria es la potencia solar fotovoltaica necesaria para que bajo el escenario más desfavorable (al suponer el consumo igual para todos los días del año, será el día de menor radiación)

$$[48] \quad P_{PV} = \frac{E_{DIA.ACUM.Pr ef(n)}}{H_D \eta}$$

Por otro lado se ha relacionado por cada una de las potencias, el coste del combustible diesel que supone a lo largo del periodo de análisis, de manera que relacionando ambos se tiene.

	1000W	2000W	3000W	4000W	5000W	6000W	7000W	8000W
Potencia de Pico Wp	4327	10096	18750	18750	23558	23558	23558	27404
Ahorro (25 años)	51.031 €	94.156 €	146.386 €	146.386 €	169.866 €	169.866 €	169.866 €	186.158 €
Coste / Wp	11,79 €	9,33 €	7,81 €	7,81 €	7,21 €	7,21 €	7,21 €	6,79 €

Tabla 32. Ahorros estimados

En la tabla se relaciona el ahorro que supone suministrar los segmentos de energía y la potencia de pico fotovoltaica necesaria para suministrarla. De esta manera se puede calcular cual es el presupuesto que se dispone por Wp.

Las conclusiones que se obtienen es que para esta instalación sería más interesante la instalación de generador FV para el total de la misma (conclusión que no se obtenía con el sistema HOMER o HOGA). Ya que de 6€ a 8€ se es capaz de instalar un Wp. La principal diferencia que existe en la estimación del precio del combustible a lo largo de los 25 años.

DIFERENTES ESTIMACIONES DE PRECIOS:

	1000W	2000W	3000W	4000W	5000W	6000W	7000W	8000W
Potencia de Pico Wp	4327	10096	18750	18750	23558	23558	23558	27404
Litros Diesel	6741	11420	16283	16283	18026	18026	18026	18990
0,676€/L - 25 años - 0%	51.031 €	94.156 €	146.386 €	146.386 €	169.866 €	169.866 €	169.866 €	186.158 €
Coste / Wp	11,79 €	9,33 €	7,81 €	7,81 €	7,21 €	7,21 €	7,21 €	6,79 €
0,676€/L - 25 años - 6%	26.094 €	48.145 €	74.852 €	74.852 €	86.858 €	86.858 €	86.858 €	95.189 €
Coste / Wp	6,03 €	4,77 €	3,99 €	3,99 €	3,69 €	3,69 €	3,69 €	3,47 €
0,40€/L - 25 años - 6%	15.440 €	28.488 €	44.291 €	44.291 €	51.395 €	51.395 €	51.395 €	56.325 €
Coste / Wp	3,57 €	2,82 €	2,36 €	2,36 €	2,18 €	2,18 €	2,18 €	2,06 €

Tabla 33. Costes estimados

En la tabla se han representado tres situaciones diferentes. La primera, la más favorable para la estimación en la que se considera como precio de referencia 0,676€/L y que a lo largo de los 25 años el incremento de este es igual a la tasa de interés. La segunda se tiene en cuenta el tipo de interés al 6% suponiendo que el precio del combustible no varía en los 25 años. Y la tercera la más desfavorable para la estimación en la que se considera que durante 25 años a un interés del 6% se mantiene constante el precio del gasoil a 0,40€/L.

Se puede comprobar cómo dependiendo de la estimación del coste del gasoil y su evolución a lo largo de los 25 años los resultados son muy diferentes. Tomando como posibles los dos primeros es interesante abordar el segmento de 1000W mediante energía solar FV ya que se dispone de un presupuesto entre 6,03€ y 11,70€ por Wp que es suficiente. Abordar el segmento de 2000W supone un presupuesto entre 4,77€ y 9,33€ por Wp que se encuentra dentro de la incertidumbre.

COMPARACIÓN CON RESULTADOS HOMER:

MODELO	V.A.N.	LITROS	GEN.	PV	BAT.	DC/AC
PRECIO GASOIL:0,676€/L INTERES:0%						
SOLO GENERADOR	205.598 €	11.705	8KW			
MODELO DE CARGAS	180.856 €	7.908	8KW	4KW	40Kwh	2KW
MODELO HOMER	178.431 €	6.996	8KW	6KW	50KW	3KW
PRECIO GASOIL:0,676€/L INTERES:6%						
SOLO GENERADOR	105.457 €	11.705	8KW			
MODELO DE CARGAS	105.503 €	7.908	8KW	4KW	40Kwh	2KW
MODELO HOMER	97.367 €	9.126	8KW	1KW	30Kwh	1KW

Tabla 34. Comparación de modelos

Analizando con el software HOMER los dos escenarios que se han definido antes, para un tipo de interés 0% (simulando que el precio del combustible se incrementará a lo largo de los años) y con un tipo de interés del 6% se ven variaciones importantes respecto al sistema planteado por HOMER. Cuando el precio del combustible es barato encuentra el modelo de 1Kwp para el generador FV, aprovechando al máximo la energía suministrada por el generador. Cuando el precio del combustible se encarece con los años, llega a proponer hasta 6Kwp.

El precio del combustible será quien determine la dimensión óptima. Con el modelo de cargas expuesto en este apartado, se ahorra hasta casi 4000L de combustible.

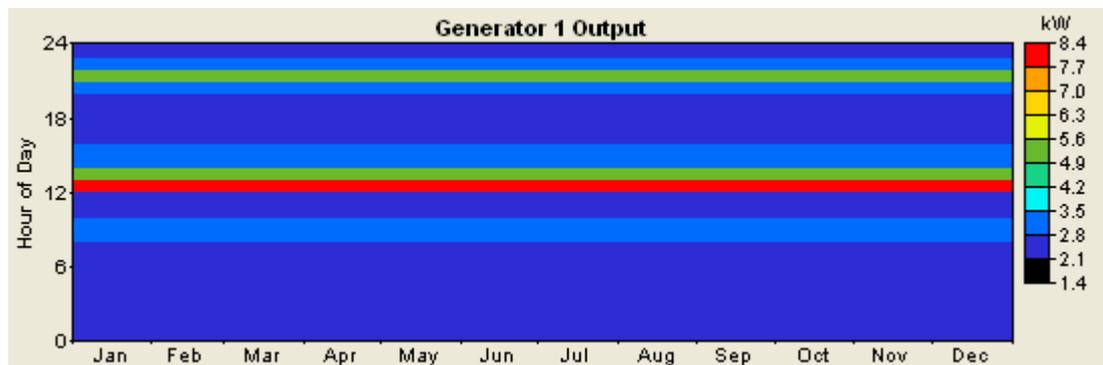


Figura 75 Potencia entregada por el generador – Solo Generador

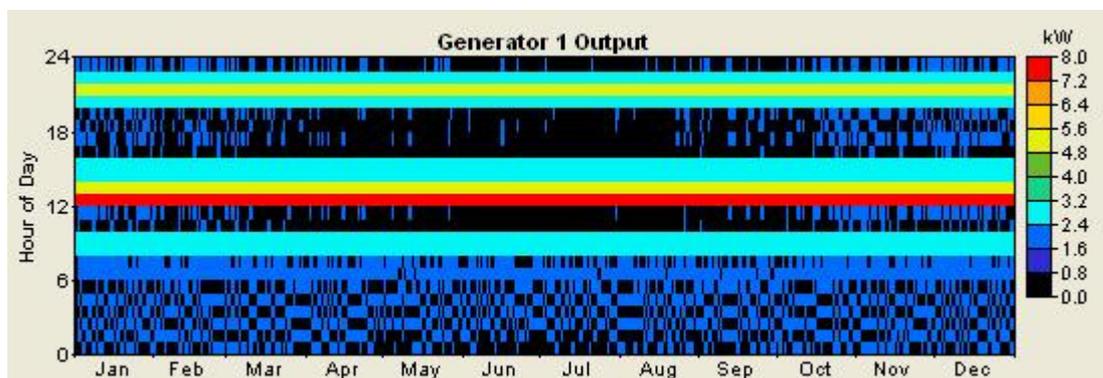


Figura 76 Potencia entregada por el generador – Modelo de Cargas

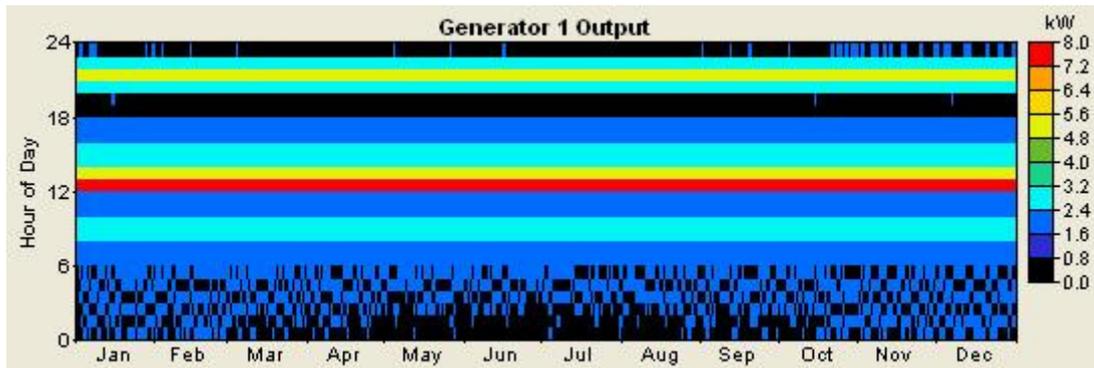


Figura 77 Potencia entregada por el generador – Modelo HOMER TIE=6%

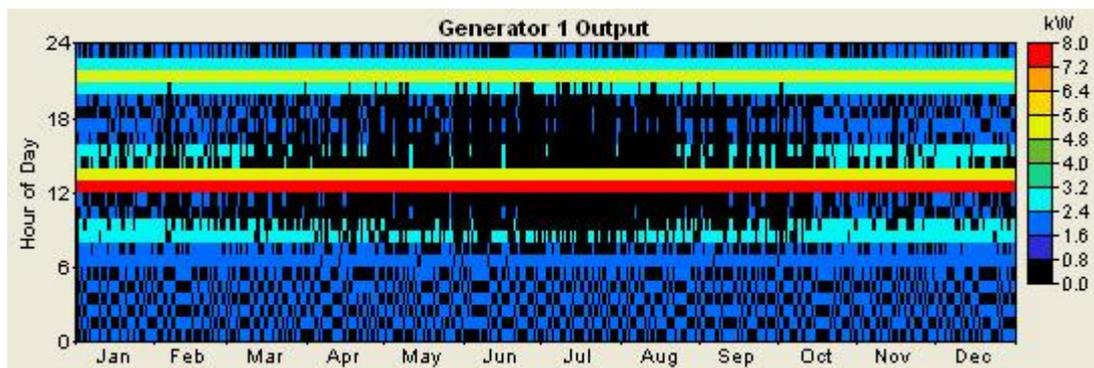


Figura 78 Potencia entregada por el generador – Modelo HOMER TIE=0%

Las tres gráficas representas esquemáticamente el funcionamiento del generador a lo largo de cada una de las horas del año y la potencia suministrada. Para el primer caso con la instalación de solo el generador, el segundo en la instalación obtenida con el modelo de cargas, en tercer caso el propuesto por HOMER con un interés del 6% y por último el propuesto por HOMER con un interés del 0%.

2.12. ANALISIS DE VARIOS GENERADORES DIESEL

Según se ha visto en el apartado anterior en el análisis por el método de cargas, el interés fundamental de los sistemas híbridos está en ahorrar combustible especialmente en aquellos suministros en los que el generador no tiene un rendimiento óptimo.

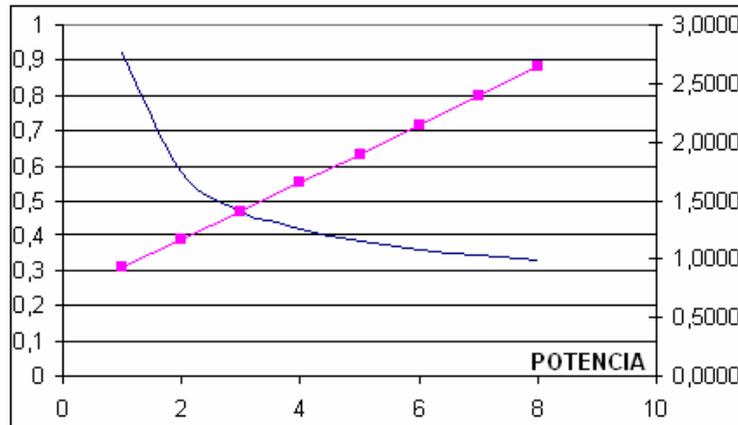


Figura 79 Litros vs Potencia – Litros vs Kwh

En la gráfica se representa los litros necesarios para suministrar diferentes potencias de 1KW a 8KW para un generador de potencia máxima de 8KW. Por otro lado, en el otro eje, se representan los litros necesarios por Kwh suministrador por el generador a diferentes regímenes de trabajo.

Se observa como a potencias bajas es cuando más ineficiente trabaja y es donde el generador FV tiene especial interés. Pero cabría preguntarse la posibilidad de instalar diferentes generadores para diferentes segmentos de potencia, de manera que cada uno de ellos trabajara lo más próximo posible de su potencia máxima con el fin de tener el mayor rendimiento.

Siguiendo el ejemplo propuesto en el apartado anterior, podríamos suponer la instalación de 8 generadores de manera que cada uno de ellos atendiera a la demanda que suponga el 100% de su potencia nominal. Obviando las dificultades técnicas de conexión. En ese caso la necesidad de combustible se reduce considerablemente.

	1000W	2000W	3000W	4000W	5000W	6000W	7000W	8000W	TOTAL
Energía Diaria Wh	9000	12000	18000	0	10000	0	0	8000	
Energía Diaria Acumulado Wh	9000	21000	39000	39000	49000	49000	49000	57000	
LITROS/AÑO Generador 8KW	3020	2552	3091	0	1389	0	0	964	11015
LITROS/AÑO Generadores independientes	1085	1446	2169	0	1205	0	0	964	6869

Tabla 35. Consumos estimados

En la tabla se comprueba que se llega a reducir hasta en un 40% el uso de combustible, si en este caso utilizamos el método de cargas propuesto en el apartado anterior para calcular en cada uno de los segmentos el presupuesto disponible para la instalación de generadores FV, obtenemos lo siguiente.

$$[49] \quad C_{fuel} = Pr_{fuel} (B \cdot P_{Ngen} + AP_{gen})$$

Como $P_{Ngen} = P_{gen}$ ya que se utilizará en cada segmento el generador adecuado, la expresión queda simplificada como.

$$[50] \quad C_{fuel} = Pr_{fuel} \cdot E_{gen} (B + A)$$

Y el coste resultará el mismo para toda la energía producida.

El coste del combustible a lo largo del periodo de la instalación será:

$$[51] \quad C_{fuel.TOTAL} = VAN(TAE, n, Pr_{fuel} \cdot E_{gen} (B + A))$$

Donde:

A	0,246[l/kwh] -Coeficiente de la curva de consumo generador diesel
B	0,08415[l/kwh] -Coeficiente de la curva de consumo generador diesel
E_{gen}	Energía diaria para el segmento
Pr_{fuel}	Coste del gasoil [€/l]
$C_{fuel.TOTAL}$	Coste del combustible total a lo largo del periodo
TAE	Tasa Anual Equivalente (Tipo de interés)
n	Número de años
VAN	Cálculo del Valor Actual Neto

La potencia de pico del generador FV necesaria para abastecer cualquier segmento de potencia, será:

$$[52] \quad P_{PV} = \frac{E_{DIA.ACUM} \cdot Pr_{ef}(n)}{H_D \eta}$$

El presupuesto permitido para la instalación del generador será:

$$[53] \quad \frac{C_{fuel}}{P_{PV}} = \frac{E_{gen(n)} (B + A) VAN(TAE; n; Pr_{fuel})}{\frac{E_{gen(n)} 1000 [w/Kw]}{H_D \eta 365 [días/año]}} = VAN(TAE; n; Pr_{fuel}) \cdot (B + A) \cdot H_D \eta \cdot 0,365$$

Donde:

A	0,246 [l/kwh] -Coeficiente de la curva de consumo generador diesel
B	0,08415 [l/kwh] -Coeficiente de la curva de consumo generador diesel
$E_{DIA.ACUM.Pr_{ef}(n)}$	Energía diaria para el segmento (n)
Pr_{fuel}	Coste del gasoil [€/l]
C_{fuel}	Coste del combustible.
H_D	Potencia de radiación diaria
P_{PV}	Potencia de pico del generador FV
η	Rendimiento de la instalación

Volviendo al ejemplo anterior donde se han estimado los datos:

A	0,246 [l/kwh]
B	0,08415 [l/kwh]
Pr_{fuel}	0,676 [€/l]
H_D	2,6 [Kwh/m ²]
η	0,8
n	25
TAE	5%

$$[54] \quad \frac{C_{fuel}}{P_{PV}} = VAN(TAE; n; Pr_{fuel} \cdot (B + A)) \cdot H_D \eta \cdot 0,365 = 2,39 \left[\frac{\text{€}}{Wp} \right]$$

Este debería ser el precio de referencia para la instalación de un módulo solar para un determinado segmento de potencia en la ubicación de Zaragoza. Se observa que está por un precio inferior al coste de instalación (6€ a 8€ Wp). Así que un sistema que se adapte correctamente a los consumos basados en generadores diesel podría ser una alternativa que económicamente no se debería de descartar.

CAPITULO 2

URBANIZACIÓN LA ALTURA 2

CAPITULO 2

URBANIZACION LA ALTURA 2

3. MEMORIA

3.1 OBJETO

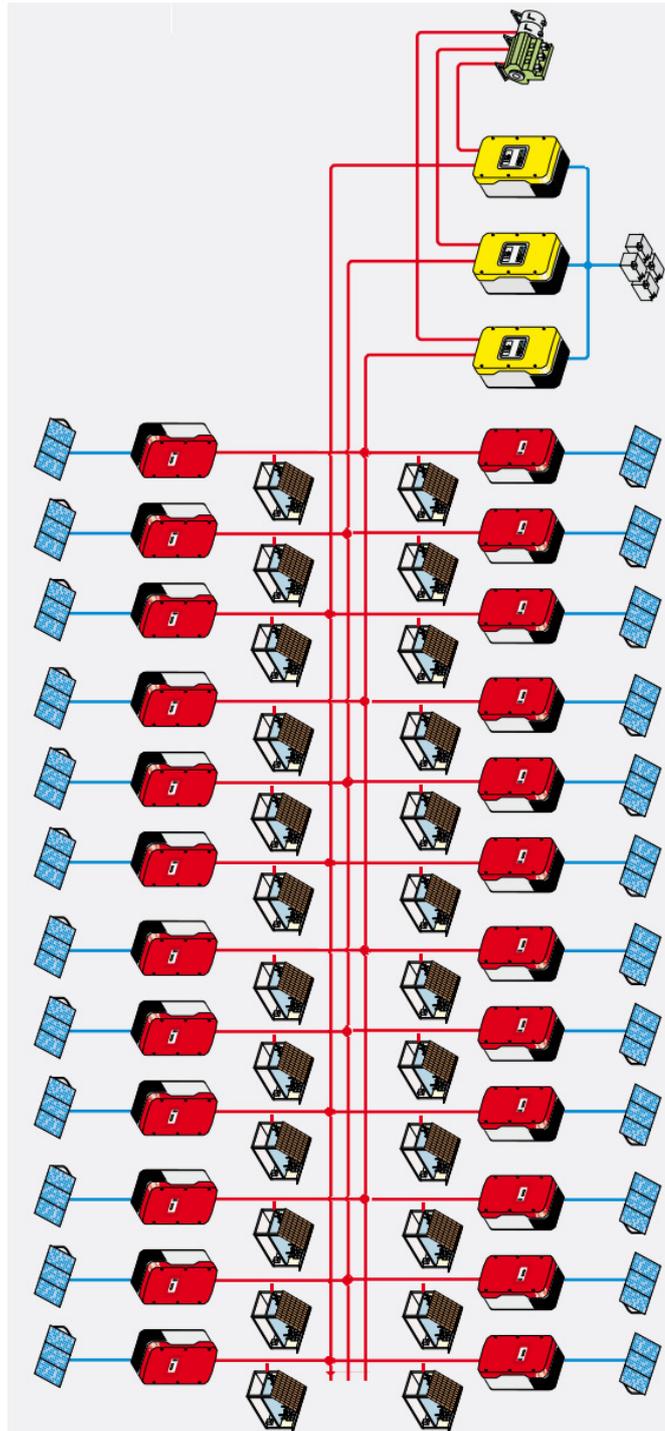


Figura 80 Configuración del sistema

El objetivo del proyecto es el diseño de un sistema híbrido DIESEL-FV para abastecer de energía eléctrica a un total de 26 viviendas en un entorno rural sin conexión a red eléctrica.

Cada propietario deberá de instalar un generador FV con un inversor para que inyecte energía a la red eléctrica. Por otro lado existirá un conjunto de baterías que mediante un inversor bidireccional cargará las baterías cuando existe exceso de energía en la red y suministrará energía cuando exista defecto de energía en la red. Si el defecto de energía no es capaz de ser suministrado por las baterías será el grupo electrógeno el que suministre la energía.

Existirá un contador bidireccional en cada vivienda de manera que registre el consumo neto producido (energía aportada por el generador solar menos energía consumida) con vistas a incentivar que cada propietario pueda incrementar el tamaño del generador y así contribuir a un mayor porcentaje de energías renovables frente al uso del generador. Cada propietario pagará los costes de mantenimiento de la instalación en función del porcentaje de consumo respecto al total, con la posibilidad de que ciertos propietarios obtengan beneficios si el consumo neto resultara negativo.

El proyecto será dimensionado de manera que asegure el menor coste económico durante los 25 años en los que ha sido calculada la instalación, para ello se utilizará el modelo de cargas para tener una aproximación sobre los elementos a utilizar y después se simulará mediante el HOMER (todo ello para una vivienda y después se hará extensivo para las 26).

Los cálculos se realizarán en base a una estimación de consumos energéticos para una vivienda tipo y suponiendo que el precio del combustible se incrementará a lo largo de los años al mismo ritmo que puedo hacerlo el tipo de interés.

3.2 ALCANCE

El alcance del proyecto será:

- El dimensionado del sistema (tamaño del generador FV, tamaño de las baterías, generador diesel, inversores, etc...)
- El proyecto de instalación del generador FV en cada vivienda
- El proyecto de instalación de equipos centrales (Generador Diesel, baterías e inversores bidireccionales)
- El proyecto de instalación de tendido eléctrico
- El cálculo de costes de instalación
- El cálculo estimado del precio del Kwh

No será alcance de este proyecto:

- La instalación interior de cada una de las viviendas
- La política de cobros y pagos de la explotación del sistema.

3.3 ANTECEDENTES

En la actualidad cada propietario de la urbanización cada dispone de un sistema energético propio fundamentalmente combinados entre módulos solares y pequeños generadores FV.

Esto supone que todas las viviendas disponen de una instalación eléctrica donde se separa el alumbrado y pequeños electrodomésticos (como por ejemplo TV) del resto de cargas de más consumos. Las primeras son alimentadas por las baterías y las segundas desde los propios grupos electrógenos. Además todas las neveras y cocinas son de gas ya que no existe mayor dificultad en conseguir botellas de butano.

Los generadores suelen ser de pequeña potencia, de 1KW hasta 5KW los más grandes. La conexión es manual por parte de los usuarios cuando necesitan de una potencia superior a la suministrada por la pequeña instalación solar.

El generador FV ha sido instalado en la mayoría de las viviendas por los propios vecinos sin existir un dimensionado adecuado. Existen módulos de diferentes características conectados en paralelo, baterías no calculadas y no adaptadas a las necesidades reales.

Existe la posibilidad que un plazo inferior a los 25 años, estimados normalmente como vida útil de la instalación, exista conexión a la red de distribución de manera que puede contemplarse la posibilidad de utilizar parte de la instalación que se proyecta para la venta a la compañía eléctrica acogiendo al régimen especial de producción eléctrica.

3.4 REQUISITOS DEL DISEÑO

Para el correcto diseño del sistema es necesario conocer con el mayor detalle posible los consumos de las viviendas a lo largo del día y para cada una de las épocas del año. Al tratarse en la mayoría de las ocasiones de una segunda vivienda o un lugar de ocio, los fines de semana y periodos estivales deberán ser de mayor consumo respecto al resto.

Como no se conocen datos fiables al respecto, se hará la estimación en una de las viviendas en función de los equipos eléctricos que se disponen y el tiempo de uso de cada uno de ellos.

3.4.1 DATOS GENERALES

3.4.1.1 SITUACION DE LA INSTALACION



Figura 81 Localización

La localización es la pedanía la Urbanización 2 de la provincia de Zaragoza:

- Latitud: 41.626735° (Norte)
- Longitud: -0.750504° (Oeste)

Aproximadamente se encuentra a 12Km de Zaragoza Capital.

3.4.1.2 DATOS DE RADIACION Y TEMPERATURA

Contando con la siguiente información del programa PVGIS [1] donde se obtiene la radiación media diaria para cada uno de los meses según los diferentes ángulos de inclinación. Y la temperatura media en Zaragoza para cada mes [14]

Radiación diaria Solar en Kw/m² [PVGIS]

	0º	10º	20º	30º	40º	50º	60º	70º	80º	90º
Month	Hd									
Jan	1.78	2.18	2.53	2.83	3.06	3.21	3.28	3.26	3.16	2.97
Feb	2.49	2.89	3.23	3.50	3.68	3.77	3.77	3.68	3.49	3.21
Mar	3.86	4.27	4.58	4.80	4.90	4.88	4.74	4.48	4.11	3.63
Apr	4.75	4.98	5.11	5.13	5.04	4.84	4.52	4.10	3.59	3.00
May	5.76	5.85	5.84	5.71	5.46	5.09	4.61	4.04	3.39	2.67
Jun	6.35	6.38	6.28	6.07	5.72	5.26	4.69	4.01	3.28	2.48
Jul	6.39	6.46	6.41	6.23	5.91	5.46	4.89	4.22	3.46	2.65
Aug	5.58	5.79	5.90	5.87	5.71	5.41	4.99	4.46	3.82	3.10
Sep	4.51	4.92	5.22	5.39	5.44	5.35	5.13	4.77	4.30	3.72
Oct	3.07	3.51	3.88	4.16	4.34	4.42	4.38	4.23	3.96	3.60
Nov	1.98	2.38	2.74	3.04	3.26	3.40	3.45	3.41	3.29	3.08
Dec	1.52	1.90	2.23	2.51	2.73	2.89	2.97	2.97	2.89	2.74
Yearly average	4.01	4.30	4.50	4.61	4.61	4.50	4.29	3.97	3.56	3.07

Tabla 36. Radiación solar diaria PVGIS

MES	TEMPERATURA
Enero	8,3°C
Febrero	14,5°C
Marzo	18,8°C
Abril	16,2°C
Mayo	24,7°C
Junio	29,4°C
Julio	31,9°C
Agosto	31,5°C
Septiembre	24,9°C
Octubre	22°C
Noviembre	16,5°C
Diciembre	13,4°C

Tabla 37. Temperatura media estimada

3.4.2 DATOS DE LA INSTALACION

3.4.2.1 CONSUMOS DE LA INSTALACION

Se considera una vivienda típica con los siguientes equipos de consumo para cada una de las habitaciones.

EQUIPO	[W]
COCINA	
Fluorescente	40
Microondas	800
Pequeños EE (batidoras...)	100
Lavadora	2200
Horno	2300
SERVICIO	
Fluorescente	40
COMEDOR	
Fluorescente	100
Televisión	300
Ordenador	300
A/A	1000
HABITACION 1	
Luz bajo consumo	20
HABITACION 2	
Luz bajo consumo	20

Tabla 38. Consumos estimados

Las viviendas son de uso esporádico en la mayoría de las situaciones de manera que el consumo será fundamentalmente en la época de verano y los fines de semana. Hay que observar que tanto los sistemas de calefacción como las neveras no son eléctricas ya que actualmente todos disponen de un sistema alternativo de gasoil y butano.

Se van a diferenciar los consumos para cada época del año y entre semana y fin de semana, de manera que los consumos semanales de invierno, primavera y otoño serán nulos y solo en verano presentará un consumo semanal.

CONSUMOS ESTIMADOS DURANTE EL FIN DE SEMANA EN INVIERNO

	F.D.	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
COCINA																									
Florescente	406	240								1				1	1	1				1	1				
Microondas	8002	1600								1					1										
Pequeños EE	1001	100													1										
Lavadora	2200	0	0																						
Horno	2300	0	0																						
	0	0																							
SERVICIO																									
Fluorescente	402	80								1	1														
	0	0																							
COMEDOR																									
Fluorescente	1009	900												1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Televisión	3005	1500														1	1			1	1	1			
Ordenador	3001	300																			1				
A/A	1000	0	0																						
	0	0																							
HABITACION 1																									
Luz bajo consumo	20	0	0																						
	0	0																							
HABITACION 2																									
Luz bajo consumo	20	0	0																						
	0	0																							
Wh/día		4720	0	0	0	0	0	0	0	880	0	40	0	140	1040	440	400	100	100	740	440	400	0	0	0

Tabla 39. Consumos estimados en invierno

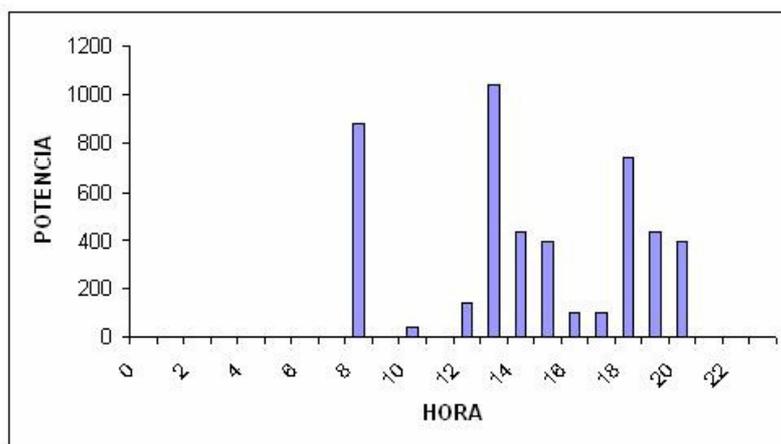


Figura 82 Consumos estimados en franjas horarias

CONSUMOS ESTIMADOS DURANTE EL FIN DE SEMANA EN PRIMAVERA

	F.D.	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
COCINA																										
Florescente	40	2	80							1													1			
Microondas	800	2	1600							1					1											
Pequeños EE	100	1	100												1											
Lavadora	2200	0	0																							
Horno	2300	0	0																							
		0	0																							
SERVICIO		0	0																							
Fluorescente	40	2	80							1	1															
		0	0																							
COMEDOR		0	0																							
Fluorescente	100	3	300																			1	1	1		
Televisión	300	7	2100												1	1			1	1	1	1	1	1		
Ordenador	300	2	600																	1	1					
A/A	1000	0	0																							
		0	0																							
HABITACION 1		0	0																							
Luz bajo consumo	20	2	40							1														1		
		0	0																							
HABITACION 2		0	0																							
Luz bajo consumo	20	2	40							1														1		
Wh/día		4940								920	0	40	0	0	0	900	300	300	0	0	600	600	400	440	440	0

Tabla 40. Consumos estimados en primavera

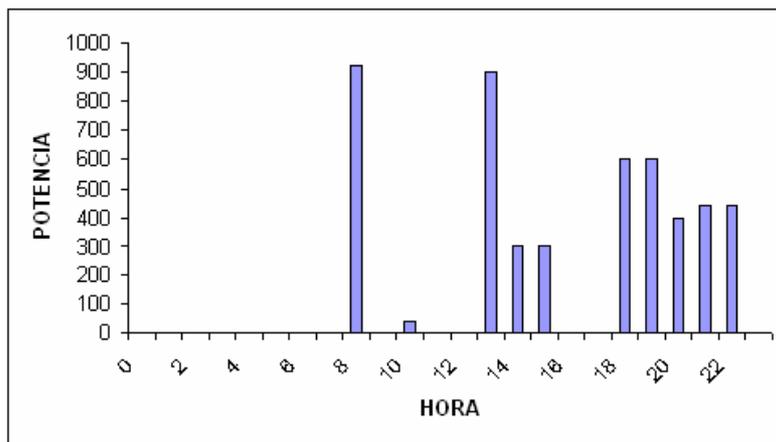


Figura 83 Consumos estimados en franjas horarias

CONSUMOS ESTIMADOS DURANTE EL VERANO

	F.D.	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
COCINA																										
Florescente	40	2	80							1													1			
Microondas	800	1	800							1																
Pequeños EE	100	1	100												1											
Lavadora	2200	2	4400									1				1										
Horno	2300	0	0																							
		0	0																							
SERVICIO		0	0																							
Fluorescente	40	4	160							1		1					1				1					
		0	0																							
COMEDOR		0	0																							
Fluorescente	100	4	400	1	1																			1	1	
Televisión	300	9	2700	1	1											1	1			1	1	1	1	1	1	
Ordenador	300	2	600																		1	1				
A/A	1000	2	2000													1	1									
		0	0																							
HABITACION 1		0	0																							
Luz bajo consumo	20	2	40								1														1	
		0	0																							
HABITACION 2		0	0																							
Luz bajo consumo	20	2	40								1														1	
Wh/día		11320	400	400	0	0	0	0	0	0	0	2240	0	0	0	100	3500	1340	0	0	600	640	300	340	440	100

Tabla 41. Consumos estimados en verano

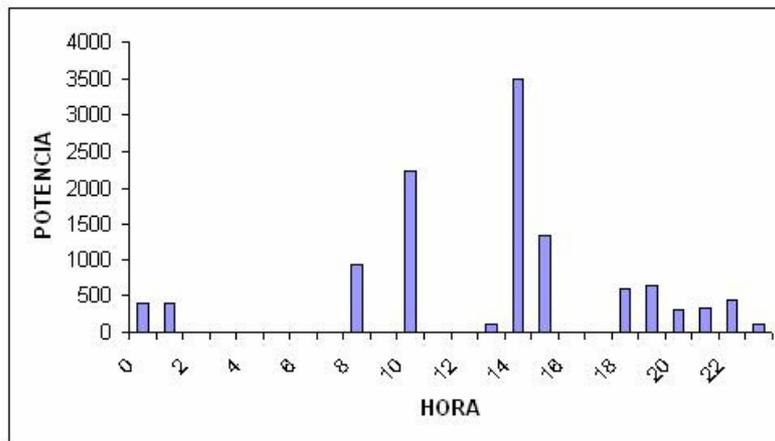


Figura 84 Consumos estimados en franjas horarias

CONSUMOS ESTIMADOS DURANTE EL FIN DE SEMANA DE OTOÑO

	F.D.	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
COCINA																									
Florescente	40	2	80							1													1		
Microondas	800	2	1600							1					1										
Pequeños EE	100	1	100												1										
Lavadora	2200	0	0																						
Horno	2300	0	0																						
		0	0																						
SERVICIO		0	0																						
Fluorescente	40	2	80							1		1													
		0	0																						
COMEDOR		0	0																						
Fluorescente	100	3	300																			1	1	1	
Televisión	300	7	2100												1	1			1	1	1	1	1	1	
Ordenador	300	2	600																	1	1				
A/A	1000	0	0																						
		0	0																						
HABITACION 1		0	0																						
Luz bajo consumo	20	2	40							1															1
		0	0																						
HABITACION 2		0	0																						
Luz bajo consumo	20	2	40							1															1
Wh/día		4940								920		40			900	300	300	0	0	600	600	400	440	440	0

Tabla 42. Consumos estimados en otoño

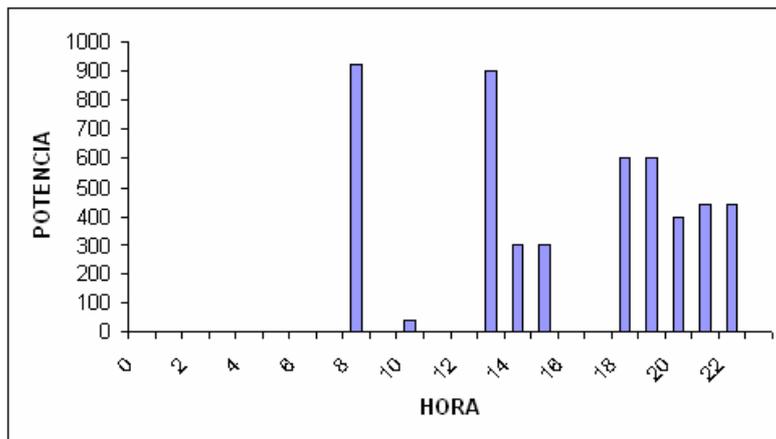


Figura 85 Consumos estimados en franjas horarias

ESTIMACION DE CONSUMOS TOTALES



Figura 86 Distribución de parcelas

La urbanización “La Altura 2” está formada por 26 viviendas distribuidas según la imagen. Los consumos estimados para cada vivienda serán los mismos al considerarse que se trata de una vivienda con consumos medios.

Los consumos y potencias de pico de la urbanización y las viviendas quedan.

	Energía Consumida Año	Potencia de Pico
Vivienda	1.410 Kwh	3.5KW
Urbanización	36.660Kwh	91KW

Tabla 43. Consumos estimados

Se estima que como máximo habrá 10 viviendas estarán demandando la potencia máxima de 3.500W de manera que la potencia de pico se reduce a 35KW.

3.4.2.2 MODULO FOTOVOLTAICO PROPUESTO

Para la instalación de módulos solares en cada una de las viviendas, con independencia de la potencia de pico necesaria en cada caso (es establecerán los criterios más adelante) los módulos de la instalación son IS-220 de la marca ISOFOTON

Módulos solares monocristalinos



CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS

TIPO DE CÉLULA	Silicio monocristalino, texturada, con capa antiirreflexiva, tamaño 125 mm x 125 mm
CONTACTOS	Redundantes, múltiples, en cada célula
Nº DE CÉLULAS POR MÓDULO	96 células en serie
ESTRUCTURA	1) Vidrio templado y microestructurado de alta transmisividad 2) Células laminadas en EVA (etilen-vinil acetato) 3) Capa posterior de Tedlar / Poliéster de varias capas
MARCO	Aluminio anodizado
TOMA DE TIERRA	Sí
TALADRO ANTIRROBO	Sí
INTERCONEXIÓN	Cinta de cobre estañada
CAJAS DE CONEXIÓN	1 x IP 65 con diodo de bypass
TERMINAL DE CONEXIÓN	Bornera atornillable con posibilidades de soldadura
CABLES	1 m (+); 1 m (-); 4 mm ² Multicontact MC4 o compatibles

Figura 87 Modelo propuesto

PARÁMETROS BAJO CONDICIONES ESTÁNDAR DE RADIACION:

COMPORTAMIENTO BAJO CONDICIONES ESTANDAR	
POTENCIA ELÉCTRICA MÁXIMA	220W
TENSION EN CIRCUITO ABIERTO (V_{oc})	59,1V
TENSIÓN EN EL PUNTO MÁXIMO DE POTENCIA	47,9V
CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO	5A
CORRIENTE EN EL PUNTO MÁXIMO DE POTENCIA	4,59A
EFICIENCIA	13,1%
TOLERANCIA DE POTENCIA	+/- 3%

Tabla 44. Parámetros bajo condiciones estándar de radiación

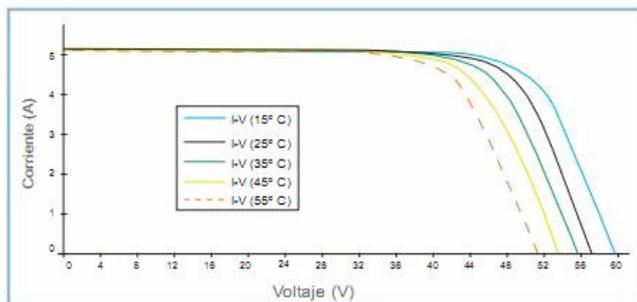
COMPORTAMIENTO A 800W/m² NOCT AM1.5:

COMPORTAMIENTO A 800 W/m2. NOCT	
POTENCIA ELÉCTRICA MÁXIMA	157,4W
TENSION EN CIRCUITO ABIERTO (V_{oc})	53,6V
TENSIÓN EN EL PUNTO MÁXIMO DE POTENCIA	42,6V
CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO	4,02A
CORRIENTE EN EL PUNTO MÁXIMO DE POTENCIA	3,69A
TOLERANCIA DE POTENCIA	+/- 3%

Tabla 45. Comportamiento NOCT

VARIACION RESPECTO A LA TEMPERATURA

VARIACIÓN I-V DEL IS-220 EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA DE LA CÉLULA



PARÁMETROS DE TEMPERATURA

TONC	47°C + / - 2°C
CCT I_{sc}	0,0294 %/ K
CCT V_{oc}	-0,387 %/ K
CCT P_{max}	-0,48 %/ K

Figura 88 Curva I-V modelo propuesto

DIMENSIONES DE LA PLACA

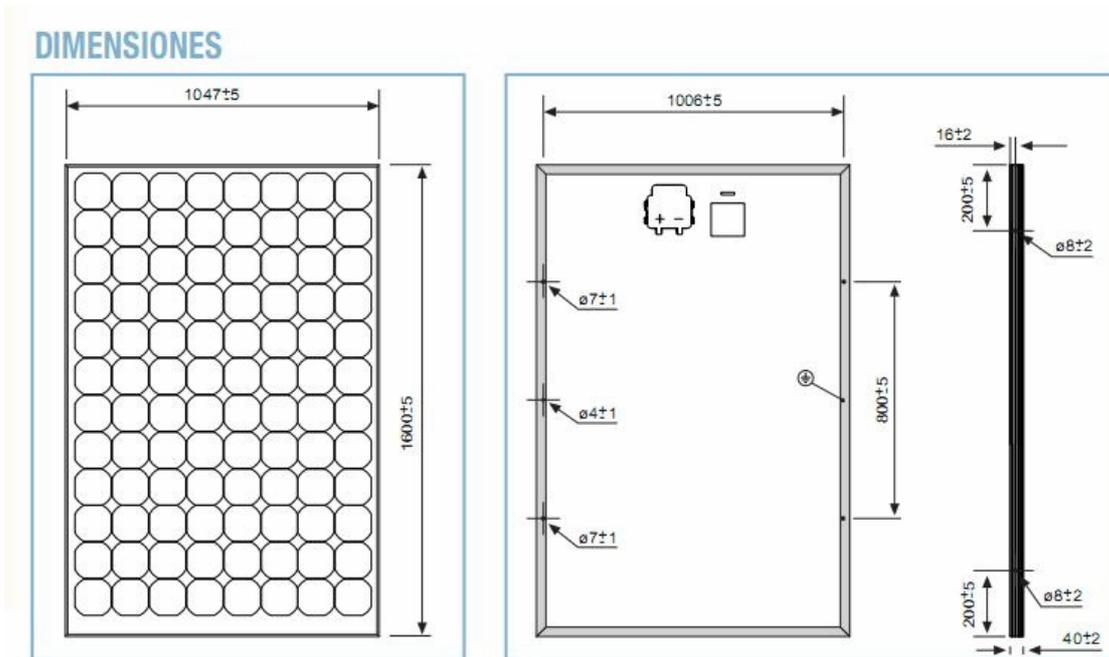


Figura 89 Dimensiones modelo propuesto

3.4.2.3 INVERSOR SUNNY BOY



Figura 90 Inversor propuesto

Cada abonado instalará un inversor de la firma SMA y modelo SUNNY BOY 1100.

Las características más importantes de este equipo son:

Datos de conexión del generador fotovoltaico		SB 1100	SB 1700
Tensión de entrada máx.	$U_{CC, max}$	400 V ^{a)}	
Tensión de entrada, rango MPP	U_{FV}	139 V ... 320 V	
Corriente máx. de entrada	$I_{FV, max}$	10 A	12,6 A
Potencia máx. de entrada	P_{CC}	1210 W	1850 W
Suma de potencia del generador recomendada		1350 Wp (para Europa Central)	2050 Wp (para Europa Central)
Factor de distorsión	U_{pp}	< 10 % de la tensión de entrada	
Consumo característico en funcionamiento		< 4 W (Standby)	< 5 W (Standby)
a) La tensión máxima en vacío, que se puede producir a una temperatura de la célula de -10 °C, no debe exceder la tensión máxima de entrada.			

Tabla 46. Características principales del SUNNY BOY

Datos de conexión a red		SB 1100	SB 1700
Potencia nominal de salida	$P_{CA, nom}$	1000 W	1550 W
Potencia máxima de salida	$P_{CA, max}$	1100 W	1700 W
Corriente nominal de salida	$I_{CA, nom}$	4,4 A	6,7 A
Corriente máx. de salida	$I_{CA, max}$	5,6 A	8,6 A
Protección máx. por fusible		16 A	
Distorsión armónica total de la corriente de salida (a $K_{Ugrid} < 2 \%$, $P_{CA} > 0,5 P_{CA, nom}$)	K_{ICA}	< 3 %	
Resistencia al cortocircuito		en el lado de la alimentación por regulación de corriente	
Tensión nominal de funcionamiento	$U_{CA, nom}$	220 V / 230 V / 240 V	
Rango de tensión (rango de operación ampliado)	U_{CA}	180 V ... 260 V	
Frecuencia nominal de trabajo	$f_{CA, nom}$	50 Hz / 60 Hz	
Rango de frecuencias (rango de operación ampliado)	f_{CA}	50 Hz: 45,5 Hz ... 54,5 Hz 60 Hz: 55,5 Hz ... 64,5 Hz	
Factor de potencia (a potencia nominal de salida)	cos Phi	1	
Categoría de sobretensión		III	
Tensión de ensayo (CC)		1,7 kV (1 s ensayo individual / 5 s ensayo de tipo)	
Tensión transitoria de ensayo		4 kV (interfaz serial: 6 kV)	
Consumo característico nocturno		0,1 W	

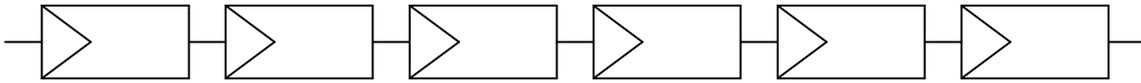
Tabla 47. Características principales del SUNNY BOY

Datos generales	SB 1100	SB 1700
Declaración de conformidad CE	En la sección de certificados de la página web www.SMA-Iberica.com puede descargar la declaración de conformidad CE.	
Dimensiones (ancho x alto x fondo)	aprox. 434 mm x 295 mm x 214 mm	
Peso	aprox. 22 kg	aprox. 25 kg
Tipo de protección conforme a DIN EN 60529	IP65	
Condiciones climáticas según DIN EN 50178:1998-04		
Emplazamiento del tipo C:	clase 4K4H rango de temperaturas ampliado: -25 °C ... +60 °C rango de humedad de aire ampliado: 0 ... 100 %, rango de presión de aire ampliado: 79,5 kPa ... 106 kPa	
Transporte del tipo E:	clase 2K3 rango de temperatura: -25 °C... +70 °C	
rango de temperatura de servicio	-25 °C ... +60 °C	
Máx. altura de operación	2000 m sobre el nivel del mar	
Topología	transformador	
Clase de protección	I	
Función protectora en el lado de CC		
Seccionador de todas las fases asignadas, en el lado de la entrada de CC	Electronic Solar Switch, conectores de CC	
Protección contra sobretensión	varistores con control térmico	
Protección del personal	monitorización de aislamiento (Riso > 1 MOhm)	
Protección contra polarización inversa	mediante diodo de cortocircuito	
Función protectora en el lado de CA		
Protección contra sobreintensidades	regulación de corriente	
Seccionador de todas las fases asignadas, en el lado de la alimentación	conmutador de desconexión automático (grid guard 2.1), ejecución doble	
Interfaces de comunicación		
RS485 (con separación galvánica)	SB 1100	SB 1700
Radiotransmisión	opcional	opcional
Electronic Solar Switch (ESS)		
Vida útil eléctrica (en caso de cortocircuito, con corriente nominal de 30 A)	como mínimo 50 procesos de conmutación	
Corriente máxima de conmutación	30 A	

Tabla 48. Características principales del SUNNY BOY

3.4.2.4 GENERADOR FOTOVOLTAICO

El generador FV estará formado por 6 módulos solares Isofoton IS-220 conectados todos ellos en serie.



La orientación será SUR con una inclinación de 55°

Cada vivienda deberá de disponer de un generador FV de estas características.

La justificación del número de paneles y su inclinación queda justificada en el apartado de Justificación de Cálculos.

3.4.2.5 BATERIAS

Por cada vivienda se necesitarán 10Kwh de almacenamiento (ver Justificación de Cálculos). Todas las baterías estarán centralizadas en el mismo punto. Por las 26 viviendas que hay actualmente, será necesario instalar baterías con una capacidad de 260Kwh.

Tensión de la batería	48V
Capacidad Total	5000Ah
Módulos Batería	2V
Módulos Serie	24
Módulos Paralelo	2
Capacidad Módulo	2500Ah

Tabla 49. Características del acumulador

El modelo de batería es OPzSolar 2500 de la marca TUDOR.

Tipo	Código	Tensión Nomi- nal V	Capacidad C ₂₀ 1.85 V/C 25°C Ah	Long. (l) Máx. mm	Anchu. (b/w) Máx. mm	Altura* (h) Máx. mm	Long. ins- talada (B/L) mm	Peso in- cluyendo Ácido Aprox. kg	Peso De Ácido** Aprox. kg	Resis- tencia de Interna / Circuito Según A	Intensi. de Corto Según A	Terminal Nº Term./ Polo	Capacidades en Ah (C ₈ - C ₂₄₀ at 25°C)									
													C ₈ 1.75 V/C	C ₁₀ 1.80 V/C	C ₁₂ 1.80 V/C	C ₁₅ 1.80 V/C	C ₂₀ 1.80 V/C	C ₂₅ 1.80 V/C	C ₃₀ 1.85 V/C	C ₄₀ 1.85 V/C	C ₅₀ 1.85 V/C	C ₆₀ 1.85 V/C
OPzS Solar 2500	NVSL022500W00FA	2	2500	215	277	845	225	114.0	32.7	0.22	9300	F-M8	2	1670	1854	1845	2015	2215	2335	2445	2500	2600

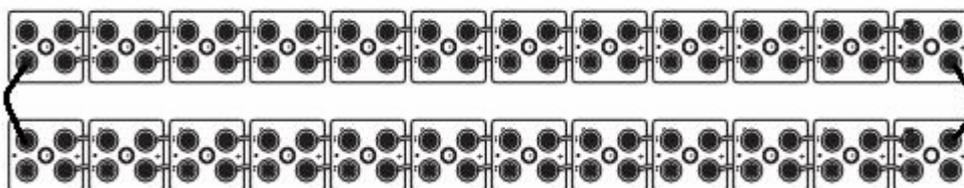


Figura 91 Configuración propuesta



Figura 92 Acumulador propuesto

3.4.2.6 SUNNY ISLAND 5048

El equipo es un inversor bidireccional que permite tanto la rectificación AC/DC para la carga de las baterías como la ondulación DC/AC para el suministro a la red.

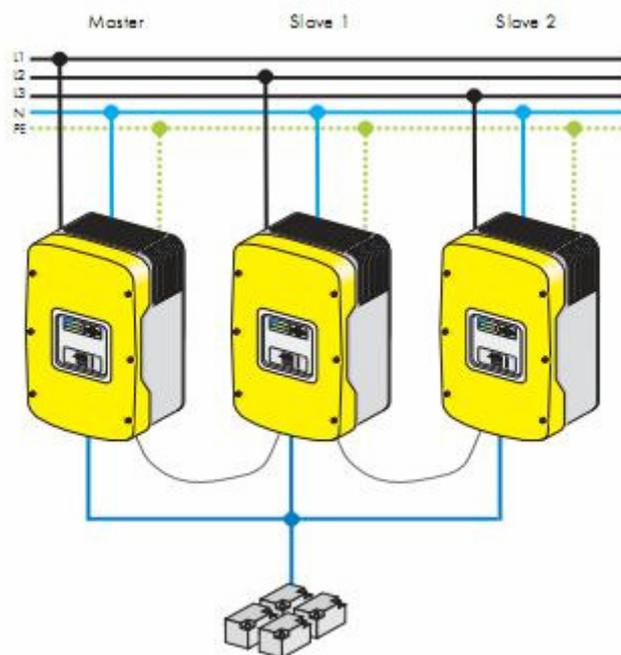


Figura 93 Rectificador / Ondulador propuesto

Cada inversor ISLAND es capaz de gestionar hasta 5000W y pueden configurarse para un sistema trifásico mediante la combinación de tres equipos como muestra la figura, de manera que todos ellos trabajan con la misma batería.

Además el equipo permite la conexión de un generador que en caso de no disponer de energía suficiente procedente de las baterías gestiona su puesta en marcha.

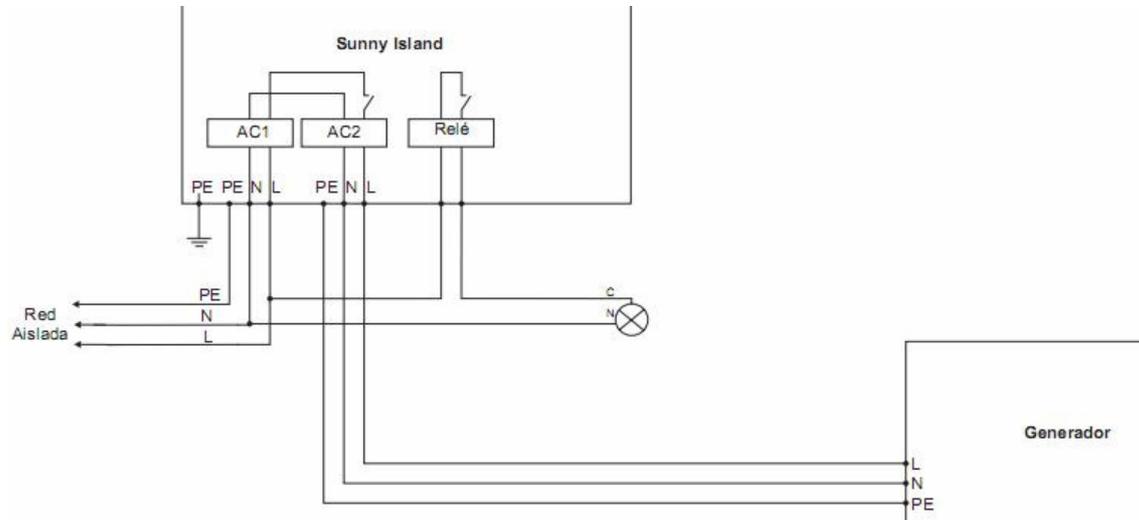


Figura 94 Esquema de conexión. Pta en marcha del generador

Donde cada equipo SUNNY ISLAND gestionará una de las fases. La puesta en marcha se gestiona desde un RELE, que en el esquema queda representado con una lámpara de testigo.

Las principales características del equipo son:

Valores de salida	
Tensión nominal CA ($U_{AC, nom}$) (ajustable)	230 V (202 a 253 V)
Frecuencia nominal (f_{nom})	45 a 65 Hz
Potencia constante de CA (P_{nom}) a 25°C	5000 W
Potencia constante de CA (P_{nom}) a 45°C	4000 W
Potencia CA durante 30 min a 25°C	6500 W
Potencia CA durante 5 min a 25°C	7200 W
Potencia CA durante 1 min a 25°C	8400 W
Corriente nominal CA ($I_{AC, nom}$)	21 A
Corriente máx. (valor punta) 100 ms	100 A (100 ms)
Coefficiente de distorsión no lineal de la tensión de salida (K_{VAC})	< 3 %
Factor de potencia $\cos \varphi$	-1 a +1

Tabla 50. Características principales del SUNNY ISLAND

Valores de entrada	
Tensión de entrada ($U_{AC, ext}$) (ajustable)	230 V (172,5 a 250 V)
Frecuencia de entrada (f_{ext}) (ajustable)	50 Hz (40 a 60 Hz)
Corriente de entrada CA máx. ($I_{AC, ext}$) (ajustable)	56 A (2 a 56 A)
Potencia de entrada máxima ($P_{AC, ext}$)	12,8 kW
Datos de la batería	
Tensión de la batería ($U_{Bat, nom}$) (rango)	48 V (41 a 63 V)
Corriente de carga máx. de la batería ($I_{Bat, max}$)	120 A
Corriente constante de carga ($I_{Bat, nom}$)	100 A
Capacidad de la batería	100 a 10.000 Ah
Regulación de carga	método IUoU con carga automática completa y de compensación
Tipo de batería	VRLA/FLA/NiCd

Tabla 51. Características principales del SUNNY ISLAND

Rendimiento/consumo de potencia	
Rendimiento máx.	95% (a 1000 W)
Coefficiente de rendimiento >90%	5–120% P_{nom}



Grado de protección del equipo	
conforme a DIN EN 60529	IP 40 (con tarjeta MMC/SD insertada) si no IP 30
Protección del equipo	
	cortocircuito, sobrecarga, sobretensión
Interfaces	
	2 LED, 4 teclas, display de dos líneas, 2 relés multifuncionales, RS485/RS232, con separación galvánica (opc.), tarjeta MMC/SD
Nivel de la entrada digital (Dig-In)	alto nivel a partir de 9 V (hasta 63 V), bajo nivel 0–3 V
Límites de conmutación de carga de los relés multifuncionales 1 y 2	CA: 1 A a 250 V~ CC: ver gráfico

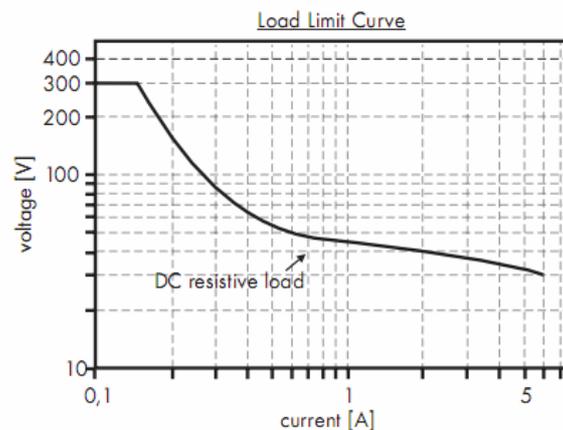


Tabla 52. Características principales del SUNNY ISLAND

Peso y dimensiones	
Ancho x alto x fondo	(467 x 612 x 235) mm
Peso	aprox. 63 kg
Condiciones ambientales	
Temperatura ambiente	de -25 °C a +50 °C
Otros	
Garantía (UE)	2 años
Accesorios	
Sensor externo de temperatura de la batería	incluido
Administrador del generador (GenMan)	opcional

Tabla 53. Características principales del SUNNY ISLAND

3.4.2.7 GENERADOR DIESEL

El generador propuesto es trifásico de 36KW adaptado para arranque automático que pueda ser gestionado por el MASTER SUNNY ISLAND.

El generador es de la marca GESAN, modelo DZR40 insonorizado.



Ficha Técnica

Información General

Modelo: **DZR 40**
Tensión (V): **400/230**
Frecuencia (Hz): **50**



Sección: Datos Generales

Potencia continua (kVA): **40**
Potencia emergencia (kVA): **42**
Potencia continua (kW): **32**
Potencia emergencia (kW): **33,6**
Estructura mecánica: **INSONORIZADO**

Equipamiento estándar

Bomba manual de vaciado de aceite
Filtro decantador combustible altas prestaciones
Capo insonorizado galvanizado

Pesos y Dimensiones (mm)

Largo (L): **2250**
Ancho (A): **1050**
Alto (H): **1505**
Peso (kg): **1253**
Capacidad depósito (l): **124**

Nivel Sonoro

Presión acústica [LpA] (dBA @7m): **66**
Potencia Acústica [LwA] (dBA): **94**

Consumos

	Potencia Continua		Potencia Emergencia	
	L/h	Autonomía (horas)	L/h	Autonomía (horas)
25%	3,4	36,5	3,6	34,4
50%	5,2	23,8	5,5	22,5
75%	7,3	17	7,7	16,1
100%	9,9	12,5	10,5	11,8

Tabla 54. Consumos del generador DZR40

3.4.2.8 CONDUCTORES ELÉCTRICOS

Se distinguen en la instalación cuatro tipos de secciones diferentes representadas en el siguiente esquema.

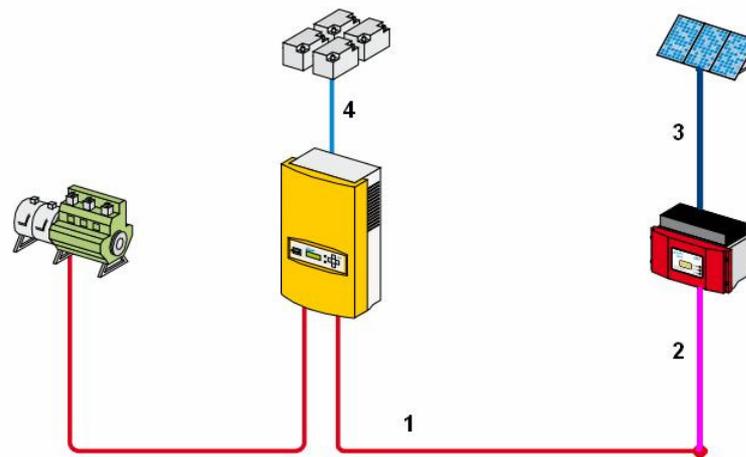


Figura 95 Identificación de tipos de cables

TIPO 1: Corresponde al tendido eléctrico. Deberá ser capaz de transportar 40KVA en un sistema de distribución trifásica que suministra el generador con unas pérdidas inferiores al 3%.

TIPO 2: Corresponde a la instalación desde el inversor SUNNY BOY en cada vivienda hasta la acometida. Deberá ser capaz de transportar hasta 1.1KW con unas pérdidas inferiores al 3% [15]

TIPO 3: Corresponde a la instalación desde el generador solar hasta el inversor en corriente continua. Deberá ser capaz de transportar hasta 1.1KW con unas pérdidas inferiores al 3% [15]

TIPO 4: Corresponde a la instalación desde el inversor bidireccional SUNNY ISLAND hasta las baterías. Deberá ser capaz de transportar hasta 15KW (gestionado por los 3 inversores de 5000W cada uno) con unas pérdidas inferiores al 1% [15]

Según la justificación de cálculos se obtiene:

TIPO 1	Manguera eléctrica 4x35	EXTERIORES
TIPO 2	Manguera eléctrica 3x1,5	EXTERIORES
TIPO 3	Manguera eléctrica 3x1,5	EXTERIORES
TIPO 4	Manguera eléctrica 2x50	LIBRE DE HALÓGENOS

Tabla 55. Tipos de cables

3.4.2.9 FUSIBLES

La selección de cada uno de los elementos que forman los fusibles son los siguientes:

BASES PORTAFUSIBLES DO TRIPOLARES						
TAMAÑO	I _n	REFERENCIA	FIJACION	ROSCA	CONEXION	Unid./CAJA
(A)						
DO 1	16	210316 ⁽¹⁾	TORNILLO	E 14	TORNILLO / TORNILLO	5
	16	211316 ⁽¹⁾	PRESION	E 14	TORNILLO / TORNILLO	5
DO 2	63	210363 ⁽¹⁾	TORNILLO	E 18	BRIDA / BRIDA	5
	63	210463 ⁽¹⁾	TORNILLO	E 18	BRIDA / TORNILLO	5
	63	211363 ⁽¹⁾	PRESION	E 18	BRIDA / BRIDA	5
	63	211463 ⁽¹⁾	PRESION	E 18	BRIDA / TORNILLO	5



(1) Cuerpo de cerámica

TAPONES ROSCADOS				
TAMAÑO	I _n	REFERENCIA	ROSCA	Unid./CAJA
(A)				
DO 1	16	210016	E 14	20
DO 2	63	210063	E 18	20
DO 3	100	210100	M.30	10



TAMAÑO	DO 1	DO 2	DO 3
I _n (A)	10	16, 20, 25, 35, 50, 63	80, 100
Ø A	8,5	9,7, 10,9, 12,1, 13,3, 14,5, 15,9	21,4, 24,4

BASES PORTAFUSIBLES DO																						
TAMAÑO	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V
DO 1	26,5	53	39,5	45	63	33	32	46	72	20	36	81	36	74	20	22	27	-	-	-	-	-

Figura 96 Fusibles propuestos

3.4.2.10 INTERRUPTOR DE CORTE DC

Se necesita un interruptor de corte capaz de soportar 6,25 A y 365V (ver justificaciones) por lo tanto se selecciona el modelo S802PV-S10 capaz de soportar hasta 800V y 10 A

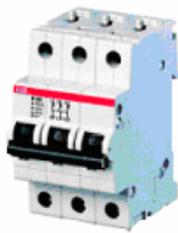


Icu [kA]	Current rating [A]	Type designation	Product number	EAN number	Weight [kg]	Packaging unit
5	10	S802PV-S10	2CCP842001R1109	7612271210939	0.49	1
5	13	S802PV-S13	2CCP842001R1139	7612271210945	0.49	1
5	16	S802PV-S16	2CCP842001R1169	7612271210953	0.49	1
5	20	S802PV-S20	2CCP842001R1209	7612271210960	0.49	1
5	25	S802PV-S25	2CCP842001R1259	7612271210977	0.49	1
5	32	S802PV-S32	2CCP842001R1329	7612271210984	0.49	1
5	40	S802PV-S40	2CCP842001R1409	7612271210991	0.49	1
5	50	S802PV-S50	2CCP842001R1509	7612271211004	0.49	1
5	63	S802PV-S63	2CCP842001R1639	7612271211011	0.49	1
5	80	S802PV-S80	2CCP842001R1809	7612271211028	0.49	1

Figura 97 Interruptor de corte DC propuesto

3.4.2.11 INTERRUPTOR RED TRIFASICA ACOMETIDA

En cada una de las acometidas de las viviendas se instalará un limitador trifásico capaz de soportar los 3000W (solo una fase) de cada vivienda. Se selecciona el modelo M203-1 capaz de soportar 14 A.



3	7	0,5	M203-0,5	2CDA283799R0981	61519 8			0,42	1
	14	1	M203-1	2CDA283799R0011	61491 7			0,42	1
	23	1,6	M203-1,6	2CDA283799R0971	61517 4			0,42	1
	32	2,5	M203-2,5	2CDA283799R0291	61503 7			0,42	1
	56	4	M203-4	2CDA283799R0041	61493 1			0,42	1
	88	6,3	M203-6,3	2CDA283799R0361	61507 5			0,42	1
	140	10	M203-10	2CDA283799R0101	61495 5			0,42	1
	175	12,5	M203-12,5	2CDA283799R0491	61511 2			0,42	1
	192	16	M203-16	2CDA283799R0161	61497 9			0,42	1
	240	20	M203-20	2CDA283799R0201	61499 3			0,42	1
	300	25	M203-25	2CDA283799R0251	61501 3			0,42	1
	384	32	M203-32	2CDA283799R0321	61505 1			0,42	1
	480	40	M203-40	2CDA283799R0401	61509 9			0,42	1
	600	50	M203-50	2CDA283799R0501	61513 6			0,42	1
	700	63	M203-63	2CDA283799R0631	61515 0			0,42	1

Figura 98 Interruptor de RED trifásica propuesto

3.4.2.12 DIFERENCIAL

Se instala un diferencial en la central donde se encuentra el generador y los inversores SUNNY ISLAND, será capaz de soportar toda la corriente de la instalación y cortará a 300mA



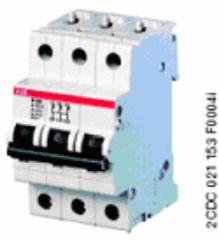
RESULTADOS

REFERENCIA ▲	DESCRIPCIÓN ▾
ABB1005	ABB DIFERENCIAL F362 16-0,01 II
ABB1010	ABB DIFERENCIAL F362 25-0,03 II
ABB1015	ABB DIFERENCIAL F362 25-0,3 II
ABB1020	ABB DIFERENCIAL F362 40-0,03 II
ABB1021	ABB DIFERENCIAL FV362 40-0,03 II
ABB1030	ABB DIFERENCIAL F362 63-0,03 II
ABB1035	ABB DIFERENCIAL F362 63-0,3 II
ABB1055	ABB DIFERENCIAL F364 25-0,03 IV
ABB1060	ABB DIFERENCIAL F364 25-0,3 IV
ABB1065	ABB DIFERENCIAL F364 40-0,03 IV

Figura 99 Diferencial propuesto

3.4.2.13 INTERRUPTOR GENERADOR DIESEL

Para poder cortar el suministro del generador o de los inversores bidireccionales se necesita instalar un interruptor para 36KW. Modelo M203-4



3	7	0,5	M203-0,5	2CDA283799R0981	61519 8			0,42	1
	14	1	M203-1	2CDA283799R0011	61491 7			0,42	1
	23	1,6	M203-1,6	2CDA283799R0971	61517 4			0,42	1
	32	2,5	M203-2,5	2CDA283799R0291	61503 7			0,42	1
	56	4	M203-4	2CDA283799R0041	61493 1			0,42	1
	88	6,3	M203-6,3	2CDA283799R0361	61507 5			0,42	1
	140	10	M203-10	2CDA283799R0101	61495 5			0,42	1
	175	12,5	M203-12,5	2CDA283799R0491	61511 2			0,42	1
	192	16	M203-16	2CDA283799R0161	61497 9			0,42	1
	240	20	M203-20	2CDA283799R0201	61499 3			0,42	1
	300	25	M203-25	2CDA283799R0251	61501 3			0,42	1
	384	32	M203-32	2CDA283799R0321	61505 1			0,42	1
	480	40	M203-40	2CDA283799R0401	61509 9			0,42	1
600	50	M203-50	2CDA283799R0501	61513 6			0,42	1	
700	63	M203-63	2CDA283799R0631	61515 0			0,42	1	

Figura 100 Interruptor general propuesto

3.4.2.14 PROTECCION SOBRETENSIONES DC

El método de protección frente a sobretensiones en cada una de las cajas de conexiones consistirá en la instalación de un descargador entre cada una de las líneas y tierra.

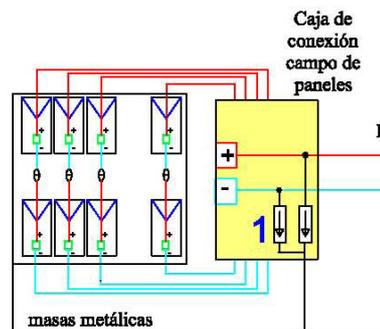


Figura 101 Esquema de instalación de protecciones de sobretensión

Para ello utilizaremos el siguiente descargador clase 2.

Sin señalización a distancia <i>Without remote signal contact</i>	Con señalización a distancia <i>With remote signal contact</i>	Puesta a tierra en el punto central de los paneles fotovoltaicos <i>Mid-central earthing of the PV generator</i>	Puesta a tierra en el punto central en el inversor <i>Mid-central earthing of the inverter</i>	Sistema flotante <i>Earth free system</i>	Características especiales <i>Special feature</i>
DG Y PV 1000 Art.-Nº 900 517	DG Y PV 1000 FM Art.-Nº 900 547	1000 V	1000 V	1000 V	Circuito en Y resistente a averías; impide que se produzcan daños en el equipo de protección contra sobretensiones en casos de fallo de aislamiento en el circuito de corriente del generador. <i>Fault-resistant circuit to avoid damage at the surge protection due to isolation faults in the generator circuit</i>

Figura 102 Descargador propuesto

Capaz de garantizar una tensión máxima de 1000V, muy superior a los 365V que podemos llegar a alcanzar en la instalación. Su conexión se realizará “+” “-” “GND”

3.4.2.15 PROTECCION SOBRETENSIONES AC - TRIFASICA

En el punto de acometida de cada vecino, en la línea de distribución trifásica, se instalará el sistema de protección contra sobretensiones

Los descargadores a utilizar para prevenir las sobretensiones serán de las mismas características que los utilizados en las cajas de conexión. Un Clase 2

Sin señalización a distancia <i>Without remote signal contact</i>	Con señalización a distancia <i>With remote signal contact</i>	Puesta a tierra en el punto central de los paneles fotovoltaicos <i>Mid-central earthing of the PV generator</i>	Puesta a tierra en el punto central en el inversor <i>Mid-central earthing of the inverter</i>	Sistema flotante <i>Earthfree system</i>	Características especiales <i>Special feature</i>
	DG Y PV 1000 Art.-Nº 900 517	DG Y PV 1000 FM Art.-Nº 900 547	1000 V	1000 V	1000 V
					Circuito en Y resistente a averías; impide que se produzcan daños en el equipo de protección contra sobretensiones en casos de fallo de aislamiento en el circuito de corriente del generador. <i>Fault-resistant circuit to avoid damage at the surge protection due to isolation faults in the generator circuit</i>

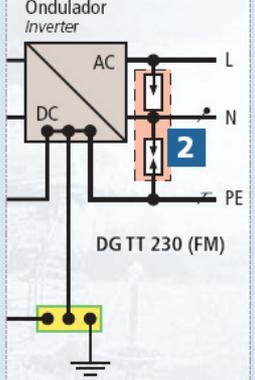
Figura 103 Descargador propuesto

3.4.2.16 PROTECCION SOBRETENSIONES AC - MONOFASICA

Para la protección frente a sobretensiones a la salida AC del inversor, utilizaremos un descargador monofásico para cada una de las fases de clase 2. Utilizando para ello el siguiente modelo.

a Sistema TT 230 V AC

Ondulador
Inverter



DG TT 230 (FM)



DEHNguard® DG TT 230 / FM
Art.-Nº 900 509

DEHNguard® DG TT 230
Art.-Nº 900 508

Descargador de sobretensiones monofásico enchufable, con o sin señalización a distancia
Separable two-pole surge arrester with or without remote signal contact.

Figura 104 Descargador propuesto

3.5 JUSTIFICACION DE CÁLCULOS

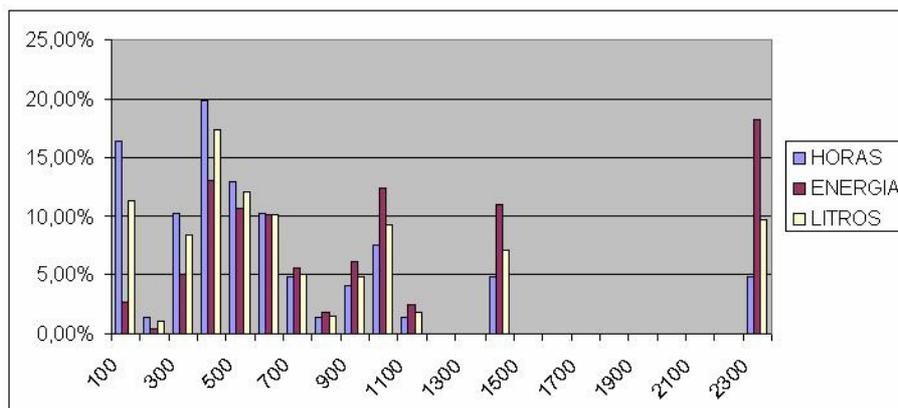
3.5.1 DIMENSION DEL GENERADOR FV

Para el cálculo del generador FV, se utilizará el simulador HOMER que nos permitirá encontrar la dimensión óptima del sistema. Como punto de partida se utilizar el sistema de dimensión de cargas explicado en el capítulo anterior.

HISTOGRAMA DE CONSUMOS

POTENCIA	HORAS/AÑO	LITROS/AÑO	€ / AÑO	€ / 25 AÑOS	P. REF TOTAL
100	312	86	58,43 €	1.460,83 €	1.460,83 €
200	26	8	5,30 €	132,55 €	1.593,37 €
300	195	64	43,01 €	1.075,16 €	2.668,53 €
400	377	132	89,41 €	2.235,37 €	4.903,90 €
500	247	93	62,69 €	1.567,24 €	6.471,14 €
600	195	78	52,73 €	1.318,36 €	7.789,51 €
700	91	39	26,12 €	653,07 €	8.442,58 €
800	26	12	7,90 €	197,40 €	8.639,98 €
900	78	37	24,99 €	624,63 €	9.264,61 €
1000	143	71	48,18 €	1.204,60 €	10.469,21 €
1100	26	14	9,19 €	229,83 €	10.699,04 €
1200	0	0	0,00 €	0,00 €	10.699,04 €
1300	0	0	0,00 €	0,00 €	10.699,04 €
1400	91	54	36,72 €	917,90 €	11.616,93 €
1500	0	0	0,00 €	0,00 €	11.616,93 €
1600	0	0	0,00 €	0,00 €	11.616,93 €
1700	0	0	0,00 €	0,00 €	11.616,93 €
1800	0	0	0,00 €	0,00 €	11.616,93 €
1900	0	0	0,00 €	0,00 €	11.616,93 €
2000	0	0	0,00 €	0,00 €	11.616,93 €
2100	0	0	0,00 €	0,00 €	11.616,93 €
2200	0	0	0,00 €	0,00 €	11.616,93 €
2300	91	74	50,34 €	1.258,39 €	12.875,32 €

Tabla 56. Histograma de consumos



En la tabla se representa para cada uno de los segmentos de potencia.

HORAS: Representa la cantidad de horas anuales en la que la vivienda consumirá una energía de hasta 100W. Hay que notar que la cantidad de horas totales es baja debido a que se trata de una segunda vivienda que se ocupa solo durante la época de verano y fines de semana.

LITROS: Representa la cantidad de litros de combustible que se consumirían con un generador de 3KW (necesario para abastecer la demanda más alta) durante un año. Para su cálculo se ha usado la expresión de Sarstein [11]

$$[55] \quad L_{fuel} = B.P_{Ngen} + AP_{gen}$$

Donde:

A	0,246[l/kwh] -Coeficiente de la curva de consumo generador diesel
B	0,08415[l/kwh] -Coeficiente de la curva de consumo generador diesel
P_{Ngen}	Potencia Nominal del generador
P_{gen}	Potencia instantanea del generador
L_{fuel}	Litros de combustible.

EUROS: Representa el coste en euros del combustible utilizado durante un año al suministrar energía en ese segmento de potencia. Se ha considerado como referencia el precio del combustible a 0,676€/L [13]

$$[56] \quad C_{fuel} = Pr_{fuel} \cdot L_{fuel}$$

Donde:

C_{fuel}	Coste del combustible
Pr_{fuel}	Precio de referencia del combustible [0,676€]
L_{fuel}	Litros de combustible.

EUROS 25 AÑOS: Representa el coste total de combustible después de 25 años de operación. Para ello se calcula el Valor Actual Neto.

$$[57] \quad VAN = L.P_{r.fuel} \frac{T.A.E_{fuel}}{T.A.E_{cash}} + \dots + L.P_{r.fuel} \left(\frac{T.A.E_{fuel}}{T.A.E_{cash}} \right)^n$$

Donde:

VAN	Valor Actual Neto
L	Litros de combustible
$P_{r.fuel}$	Precio referencia del combustible (Precio Actual)
$T.A.E_{fuel}$	Incremento Anual del precio del combustible
$T.A.E_{cash}$	Tasa Anual Equivalente (Precio del dinero)
n	Años de estudio

Para el cálculo se ha considerado que el incremento del precio de combustible sigue el mismo ritmo que el incremento del precio del dinero.

$$[58] \quad \frac{T.A.E_{fuel}}{T.A.E_{cash}} = 1$$

PRECIO DE REFERENCIA TOTAL: Representa el coste total que se deberá de asumir en caso de utilizar un generador diesel, durante toda la vida del sistema (25 años) para suministrar energía en una potencia inferior a la del segmento dada.

En la gráfica se han representado los porcentajes de horas de uso, energía y litros de combustible para cada uno de los segmentos de potencia. Como ya se comentó en el capítulo 1, para los segmentos de potencia más bajos, donde la energía representa un porcentaje muy bajo es donde de una manera relativa más consumo de combustible se produce, precisamente por el bajo rendimiento que representa el generador en potencias bajas.

DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA DIARIA

Una vez conocidos los costes que supondría un generador diesel para suministrar las diferentes potencias, podemos determinar, para cualquier día del año, en cada uno de los segmentos de potencia, cuál es la cantidad de energía máxima que se deberá de entregar.

	H.MAX	E.MAX	Wp
100	3	300	126,26
200	1	500	210,44
300	2	1100	462,96
400	3	2300	968,01
500	2	3300	1388,89
600	2	4500	1893,94
700	1	5200	2188,55
800	1	6000	2525,25
900	1	6900	2904,04
1000	1	7900	3324,92
1100	1	9000	3787,88
1200	0	9000	3787,88
1300	0	9000	3787,88
1400	1	10400	4377,10
1500	0	10400	4377,10
1600	0	10400	4377,10
1700	0	10400	4377,10
1800	0	10400	4377,10
1900	0	10400	4377,10
2000	0	10400	4377,10
2100	0	10400	4377,10
2200	0	10400	4377,10
2300	1	12700	5345,12

Tabla 57. Distribución de potencia diaria

En la tabla (según las estimaciones enumeradas anteriormente) se ha determinado para cada uno de los segmentos de potencia, la cantidad de horas máximas que se estima que serán demandadas a lo largo de un día.

Según esta estimación se ha calcula la cantidad de energía que será necesario suministrar si se quiere que nuestro generador FV alcance a suministrar hasta ese segmento de potencia.

$$[59] \quad E_n = P_1H_1 + P_2H_2 + \dots + P_nH_n$$

Donde:

E_n	Energía necesaria hasta el segmento de potencia “n”
P_n	Potencia del segmento “n”
H_n	Horas máximas diarias estimadas para el segmento de potencia “n”

Por otro lado, sabiendo la energía necesaria a satisfacer para abarcar hasta la potencia “n” se calcula el tamaño del generador FV necesario según la expresión.

$$[60] \quad P_{FV} = \frac{E_{DIA}}{G\eta}$$

Donde:

E_{DIA}	Energía necesaria a suministrar
G	Radiación solar
η	Rendimiento de la instalación

Como se justificó en el capítulo anterior, se realiza un balance diario considerando el mes de menor radiación (diciembre $2,97 \text{ Kwh}/\text{m}^2$) y una eficiencia $\eta = 80\%$

El criterio de utilizar el mes de menor radiación se justificaba en el capítulo anterior al considerar todos los días del año con la misma estimación de consumo. En este caso se ha estimado variaciones según la época del año lo que requeriría un análisis más detallado

En la siguiente tabla se hace el mismo análisis pero cada una de las estaciones, teniendo en cuenta las horas máximas estimadas en cada estación (puesto que son distintas) y la radiación más baja que se da en cada una de ellas. En el análisis más detallado se observa como los meses de verano, donde su producen picos de consumo mayores requieren una potencia de pico inferior ya que se dispone de una mayor radiación.

Al final se obtiene el tamaño del generador máximo para cada segmento de potencia para que pueda garantizar el suministro en esa estación.

	INVIERNO 2,97Kwh/m2			PRIMAVERA 3,77Kwh/m2			VERANO 5,85Kwh/m2			OTOÑO 4,34Kwh/m2			Wp
	H.MAX	E.MAX	Wp	H.MAX	E.MAX	Wp	H.MAX	E.MAX	Wp	H.MAX	E.MAX	Wp	
100	3	300	126,26	1	100	33,16	2	200	42,74	1	100	28,80	126,26
200	1	500	210,44	0	100	33,16	0	200	42,74	0	100	28,80	210,44
300	0	500	210,44	2	700	232,10	1	500	106,84	2	700	201,61	232,10
400	2	1300	547,14	1	1100	364,72	3	1700	363,25	1	1100	316,82	547,14
500	2	2300	968,01	2	2100	696,29	1	2200	470,09	2	2100	604,84	968,01
600	0	2300	968,01	2	3300	1094,16	1	2800	598,29	2	3300	950,46	1094,16
700	0	2300	968,01	0	3300	1094,16	1	3500	747,86	0	3300	950,46	1094,16
800	1	3100	1304,71	0	3300	1094,16	0	3500	747,86	0	3300	950,46	1304,71
900	1	4000	1683,50	1	4200	1392,57	0	3500	747,86	1	4200	1209,68	1683,50
1000	0	4000	1683,50	1	5200	1724,14	1	4500	961,54	1	5200	1497,70	1724,14
1100	1	5100	2146,46	0	5200	1724,14	0	4500	961,54	0	5200	1497,70	2146,46
1200	0	5100	2146,46	0	5200	1724,14	0	4500	961,54	0	5200	1497,70	2146,46
1300	0	5100	2146,46	0	5200	1724,14	0	4500	961,54	0	5200	1497,70	2146,46
1400	0	5100	2146,46	0	5200	1724,14	1	5900	1260,68	0	5200	1497,70	2146,46
1500	0	5100	2146,46	0	5200	1724,14	0	5900	1260,68	0	5200	1497,70	2146,46
1600	0	5100	2146,46	0	5200	1724,14	0	5900	1260,68	0	5200	1497,70	2146,46
1700	0	5100	2146,46	0	5200	1724,14	0	5900	1260,68	0	5200	1497,70	2146,46
1800	0	5100	2146,46	0	5200	1724,14	0	5900	1260,68	0	5200	1497,70	2146,46
1900	0	5100	2146,46	0	5200	1724,14	0	5900	1260,68	0	5200	1497,70	2146,46
2000	0	5100	2146,46	0	5200	1724,14	0	5900	1260,68	0	5200	1497,70	2146,46
2100	0	5100	2146,46	0	5200	1724,14	0	5900	1260,68	0	5200	1497,70	2146,46
2200	0	5100	2146,46	0	5200	1724,14	0	5900	1260,68	0	5200	1497,70	2146,46
2300	0	5100	2146,46	0	5200	1724,14	1	8200	1752,14	0	5200	1497,70	2146,46

Tabla 58. Consumos anuales

Una vez calculada de manera aproximada la potencia de pico necesaria del generador FV para suministrar energía en cada uno de los segmentos de potencia. Habiendo calculado anteriormente el coste en el caso de suministrar toda la energía mediante un grupo electrógeno diesel, se relacionan ambas para conocer el presupuesto estimado.

Para realizar la estimación lo más estricta posible para después evaluarlo con el software HOMER supondremos la situación más desfavorable, esto es, la potencia de pico necesaria para el mes de peor radiación.

Pot.	Wp	€/Wp
100	126,3	11,57 €
200	210,4	7,57 €
300	463	5,76 €
400	968	5,07 €
500	1389	4,66 €
600	1894	4,11 €
700	2189	3,86 €
800	2525	3,42 €
900	2904	3,19 €
1000	3325	3,15 €
1100	3788	2,82 €
1200	3788	2,82 €
1300	3788	2,82 €
1400	4377	2,65 €
1500	4377	2,65 €
1600	4377	2,65 €
1700	4377	2,65 €
1800	4377	2,65 €
1900	4377	2,65 €
2000	4377	2,65 €
2100	4377	2,65 €
2200	4377	2,65 €
2300	5345	2,41 €

Tabla 59. Presupuesto por fragmento de potencia

Para los suministros de energía hasta 400W – 500W el presupuesto disponible por Wp es entre 4,66€ y 5,07€ respectivamente, estando estos dentro los valores asumibles. Nuestro objetivo será entregar esta energía en cada vivienda mediante generador FV.

La potencia de pico necesaria estará comprendida entre 968Wp y 1389Wp. Por ello se decide la instalación de 1.320Wp.

3.5.2 DISPOSICIÓN DEL GENERADOR FV

El generador fotovoltaico, (Generador FV) es el conjunto de módulos solares combinados en serie y en paralelo ubicados en la propiedad de cada abonado con una orientación determinada.

Cada abonado deberá instalar un total de 6 módulos FV sumando un total de 1320Wp (Se justificará posteriormente el por qué de esta potencia) combinados con tres módulos en serie y dos en paralelo.

$$[61] \quad N = \frac{P_{P.TOTAL}}{P_{P.MODULO}} = \frac{1.320Wp}{220Wp} = 6$$

El margen de tensión de entrada deberá estar comprendido entre 140V y 320V para su correcto funcionamiento y no deberá sobrepasar los 400V según las características del inversor ISLAND BOY 1100. Por otro lado la tensión $V_{PMP} = 47.9V$ según esto

Número de módulo en serie máximo:

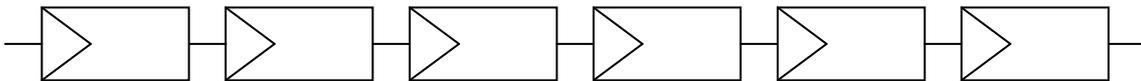
$$[62] \quad N_{S.MAX} = \frac{V_{MAX.INV}}{V_{PMP}} = \frac{320V}{47.9V} = 6.68 \Rightarrow 6$$

Número de módulos en serie mínimo:

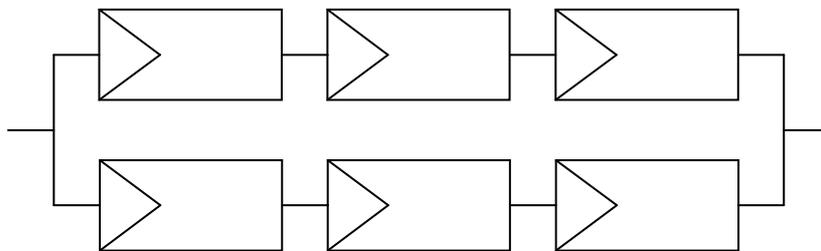
$$[63] \quad N_{S.MIN} = \frac{V_{MIN.INV}}{V_{PMP}} = \frac{140V}{47.9V} = 2.92 \Rightarrow 3$$

Según esto, las combinaciones posibles serán 6 módulos en serie o 3 módulo en serie más otros tres módulos en serie ambos en paralelo para hacer un total de 6.

OPCION 1



OPCION 2



Por otro lado se calcula la tensión del circuito abierto para cada una de las dos opciones:

$$[64] \quad V_{OC.(-10^{\circ}C)} = V_{OC.(25^{\circ}C)} CCTV_{OC} \Delta T = 53,6V + 53,6V (-0,00387)(-10^{\circ}C - 25^{\circ}C) = 60,86V$$

OPCION 1 (6 Módulos en serie)

$$[65] \quad V_{OC.(-10^{\circ}C).G} = N_S \cdot V_{OC.(-10^{\circ}C)} = 6 \times 60,86V = 365,16V$$

OPCION 2 (3 Módulos en serie x 2 paralelos)

$$[66] \quad V_{OC.(-10^{\circ}C).G} = N_S \cdot V_{OC.(-10^{\circ}C)} = 3 \times 60,86V = 182,58V$$

En ambos casos está por debajo del límite máximo de 400V.

Se selecciona la opción 1 ya que la opción 2 está muy próxima a la tensión mínima de trabajo del inversor.

Todos los módulos deberán estar orientados al sur, sin ningún tipo de sombra a lo largo del día para cada periodo del año y con una inclinación 55° puesto que pretendemos que el sistema sea válido para los meses de menor radiación.

3.5.3 JUSTIFICACION DE LOS INVERSORES

En la instalación existen dos inversores, el conectado en cada una de las viviendas para inyectar la energía obtenida del generador FV a la red (SUNNY BOY) y el inversor bidireccional conectado entre la red y las baterías (SUNNY ISLAND) capaz de cargar las baterías cuando existe exceso de energía en la red, capaz de suministrar energía de las baterías a la red cuando hay defecto y gestionar la puesta en marcha del generador cuando sea necesario.

SUNNY BOY

Según se ha justificado anteriormente, la potencia de pico del generador fotovoltaico será de 1320Wp, de manera que el inversor deberá de adaptarse a esa potencia.

Los dos modelos de la firma SMA que más se aproximan son SUNNY BOY 1100 y SONNY BOY 1700. Para el primero se recomienda la instalación de una potencia de pico de 1350Wp mientras que para el segundo debiera de ser 1.850Wp. Por este motivo se seleccionar el modelo SUNNY BOY 1100 como inversor para la instalación en cada vivienda.

Datos de conexión del generador fotovoltaico		SB 1100	SB 1700
Tensión de entrada máx.	$U_{CC, max}$	400 V ^{a)}	
Tensión de entrada, rango MPP	U_{FV}	139 V ... 320 V	
Corriente máx. de entrada	$I_{FV, max}$	10 A	12,6 A
Potencia máx. de entrada	P_{CC}	1210 W	1850 W
Suma de potencia del generador recomendada		1350 Wp (para Europa Central)	2050 Wp (para Europa Central)
Factor de distorsión	U_{pp}	< 10 % de la tensión de entrada	
Consumo característico en funcionamiento		< 4 W (Standby)	< 5 W (Standby)
a) La tensión máxima en vacío, que se puede producir a una temperatura de la célula de -10 °C, no debe exceder la tensión máxima de entrada.			

Tabla 60. Diferencias entre SB1100 y SB1700

SUNNY ISLAND

Se recurre al modelo más grande que tiene la firma SMA, SUNNY ISLAND 5048

Valores de salida	
Tensión nominal CA ($U_{AC, nom}$) (ajustable)	230 V (202 a 253 V)
Frecuencia nominal (f_{nom})	45 a 65 Hz
Potencia constante de CA (P_{nom}) a 25°C	5000 W
Potencia constante de CA (P_{nom}) a 45°C	4000 W
Potencia CA durante 30 min a 25°C	6500 W
Potencia CA durante 5 min a 25°C	7200 W
Potencia CA durante 1 min a 25°C	8400 W
Corriente nominal CA ($I_{AC, nom}$)	21 A
Corriente máx. (valor punta) 100 ms	100 A (100 ms)
Coefficiente de distorsión no lineal de la tensión de salida (K_{VAC})	< 3 %
Factor de potencia $\cos \varphi$	-1 a +1

Tabla 61. Características SUNNY ISLAND 5048

Su potencia nominal es de 5000W, se ha estimado que hasta 500W por cada vivienda resulta más económico el suministro mediante energía solar, por lo tanto con un equipo ISLAND 5048 seremos capaces de suministrar hasta 10 viviendas. Como se necesitan tres equipos para la conexión trifásica hará un total de hasta 30 viviendas, superior a las 26 proyectadas.

Lo interesante del sistema es que cuando exista disponibilidad, podríamos mantener casi hasta 6 viviendas a plena carga sin necesidad del grupo electrógeno.

Por otro lado, cada inversor bidireccional es capaz de conmutar 12,8Kw (monofásico) del generador diesel. La instalación de los 3 equipos permite un total de 38,4Kw. Esta potencia es inferior a la potencia de pico estimada para las 26 viviendas. Se asume por lo tanto que las 26 viviendas no podrán estar demandando la potencia máxima de manera simultánea y que solo un total de 11 viviendas podrán hacerlo.

Valores de entrada	
Tensión de entrada ($U_{AC, ext}$) (ajustable)	230 V (172,5 a 250 V)
Frecuencia de entrada (f_{ext}) (ajustable)	50 Hz (40 a 60 Hz)
Corriente de entrada CA máx. ($I_{AC, ext}$) (ajustable)	56 A (2 a 56 A)
Potencia de entrada máxima ($P_{AC, ext}$)	12,8 kW
Datos de la batería	
Tensión de la batería ($U_{Bat, nom}$) (rango)	48 V (41 a 63 V)
Corriente de carga máx. de la batería ($U_{Bat, max}$)	120 A
Corriente constante de carga ($I_{Bat, nom}$)	100 A
Capacidad de la batería	100 a 10.000 Ah
Regulación de carga	método IUoU con carga automática completa y de compensación
Tipo de batería	VRLA/FLA/NiCd

Tabla 62. Características SUNNY ISLAND 5048

3.5.4 JUSTIFICACIÓN SECCION DE CABLEADO

TIPO 1: Corresponde al tendido eléctrico. Deberá ser capaz de transportar 40KVA en un sistema de distribución trifásica que suministra el generador con unas pérdidas inferiores al 3%.

TIPO 2: Corresponde a la instalación desde el inversor SUNNY BOY en cada vivienda hasta la acometida. Deberá ser capaz de transportar hasta 1.1KW con unas pérdidas inferiores al 3% [15]

TIPO 3: Corresponde a la instalación desde el generador solar hasta el inversor en corriente continua. Deberá ser capaz de transportar hasta 1.1KW con unas pérdidas inferiores al 3% [15]

TIPO 4: Corresponde a la instalación desde el inversor bidireccional SUNNY ISLAND hasta las baterías. Deberá ser capaz de transportar hasta 15KW (gestionado por los 3 inversores de 5000W cada uno) con unas pérdidas inferiores al 1% [15]

Para el cálculo de secciones se atenderá a dos criterios, por un lado el de máxima caída de tensión según el porcentaje máximo de pérdidas y por otro el de máxima intensidad según la corriente máxima capaz de soportar un cable de una determinada sección [16]

Sección (mm ²)	Intensidad admisible (A)	
1,5	21	28
2,5	29	40
4	38	52
6	49	66
10	68	88
16	91	115
25	116	150
35	144	180
50	175	215
70	224	260
95	271	310
120	314	355

Tabla 63. Relación intensidad sección

Donde cada una de las columnas representa respectivamente:

Máxima intensidad admisible de cables en función de la sección del conductor (Cu) para una temperatura del aire de 40°C [16]

Máxima intensidad admisible de cables tripolares enterrados en función de la sección del conductor. (Cu) para una temperatura del terreno de 25°C y una profundidad de los cables de 0,70 m [16]

CALCULO DE SECCIONES

TIPO 1 se supone $\cos \varphi = 1$

- Según la caída de tensión máxima:

Se calcula la intensidad máxima que puede circular según la potencia del generador.

$$[67] \quad I_{MAX} = \frac{P_{MAX}}{V} = \frac{36000W}{\sqrt{3} \cdot 380V} = 54,7A$$

Se calcula la sección mínima (suponiendo una distancia máxima de 50m)

$$[68] \quad S = \frac{\sqrt{3} \cdot \cos \varphi L \cdot I}{\sigma \cdot \Delta V \cdot V} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 200m \cdot 54,7A}{56 \Omega^{-1} \cdot 0,03 \cdot 400V} = 28,20mm^2$$

- Según la intensidad máxima del cable:

Según estándar IEC 60364-7-712 el cable debe ser capaz de soportar hasta 1,25 la intensidad nominal, con una corrección 0,78 (cable enterrado) al cable seleccionado según ITC-BT06

El cable deberá tener una sección mínima de 35mm², se cumple:

$$[69] \quad 1,25I_{NOM} < 0,78I_{MAX} \Rightarrow 1,25 \cdot 54,7A < 0,78 \cdot 180A$$

Las características que debe cumplir el cable serán:

CABLEADO TIPO 1	
Distancia Máxima del Cableado	200m
Intensidad Máxima	54,7A
Pérdidas Máximas	3%
Sección según Caída Tensión	28,20mm ²
Sección según Intensidad Máxima	35mm²

Tabla 64. Cable de tipo 1

TIPO 2 se supone $\cos \varphi = 1$

- Según la caída de tensión máxima:

Se calcula la intensidad máxima que puede circular según la potencia del inversor.

$$[70] \quad I_{MAX} = \frac{P_{MAX}}{V} = \frac{1100W}{220V} = 5A$$

Se calcula la caída de tensión máxima sabiendo que las pérdidas máximas son del 3%

$$[71] \quad I_{MAX} \Delta V_{MAX} = 3\% P_{MAX} \Rightarrow \Delta V_{MAX} = \frac{0,03 \times 1100W}{5A} = 6,6V$$

Se calcula la sección mínima (suponiendo una distancia máxima de 50m)

$$[72] \quad S = \frac{2 \cdot \cos \varphi L I}{\sigma \Delta V} = \frac{2 \times 1 \times 50m \times 5A}{56 \Omega^{-1} \times 6,6V} = 1,35mm^2$$

- Según la intensidad máxima del cable:

Según estándar IEC 60364-7-712 el cable debe ser capaz de soportar hasta 1,25 la intensidad nominal, con una corrección 0,9 al cable seleccionado según ITC-BT06

El cable deberá tener una sección mínima de 1,5mm², se cumple:

$$[73] \quad 1,25 I_{NOM} < 0,9 I_{MAX} \Rightarrow 1,25 \times 5A < 0,9 \times 21A$$

Las características que debe cumplir el cable serán:

CABLEADO TIPO 2	
Distancia Máxima del Cableado	50m
Intensidad Máxima	5A
Caída de Tensión Máxima	6,6V
Pérdidas Máximas	3%
Sección según Caída Tensión	1,35mm ²
Sección según Intensidad Máxima	1,5mm²

Tabla 65. Cable de tipo 2

TIPO 3

- Según la caída de tensión máxima:

Se calcula la intensidad máxima que puede circular según la potencia del inversor.

$$[74] \quad I_{MAX} = \frac{P_{MAX}}{V} = \frac{N_S N_P P_{PMP.STC}}{N_S V_{PMP.STC}} = I_{PMP.STC} = 4,59 A$$

Se calcula la caída de tensión máxima sabiendo que las pérdidas máximas son del 3%

$$[75] \quad I_{MAX} \Delta V_{MAX} = 3\% P_{MAX} \Rightarrow \Delta V_{MAX} = \frac{0,03 \times 1320 W}{4,59 A} = 8,62 V$$

Se calcula la sección mínima (suponiendo una distancia máxima de 50m)

$$[76] \quad S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\sigma \Delta V} = \frac{2 \times 50 m \times 4,59 A}{56 \Omega^{-1} \times 8,62 V} = 0,95 mm^2$$

- Según la intensidad máxima del cable:

Según estándar IEC 60364-7-712 el cable debe ser capaz de soportar hasta 1,25 la intensidad de cortocircuito, con una corrección 0,9 al cable seleccionado según ITC-BT06

El cable deberá tener una sección mínima de 1,5mm², se cumple:

$$[77] \quad 1,25 I_{SC} < 0,9 I_{MAX} \Rightarrow 1,25 \times 5 A < 0,9 \times 21 A$$

Las características que debe cumplir el cable serán:

CABLEADO TIPO 3	
Distancia Máxima del Cableado	50m
Intensidad Máxima	4,59A
Caída de Tensión Máxima	8,62V
Pérdidas Máximas	3%
Sección según Caída Tensión	0,95mm ²
Sección según Intensidad Máxima	1,5mm²

Tabla 66. Cable de tipo 3

TIPO 4

- Según la caída de tensión máxima:

Se calcula la intensidad máxima que puede circular según la corriente máxima del inversor dada el por el fabricante (aproximadamente $I_{MAX} = \frac{P_{MAX}}{U_{BAT}} = \frac{5000W}{48V} = 104,1A$).

$$[78] \quad I_{MAX} = I_{MAX.SI} = 120A$$

Se calcula la caída de tensión máxima sabiendo que las pérdidas máximas son del 3%

$$[79] \quad I_{MAX}\Delta V_{MAX} = 1\%P_{MAX} \Rightarrow \Delta V_{MAX} = \frac{0,01x120Ax48V}{120A} = 0,48V$$

Se calcula la sección mínima (suponiendo una distancia máxima de 5m)

$$[80] \quad S = \frac{2.L.I}{\sigma\Delta V} = \frac{2x5mx120A}{56\Omega^{-1}x0,48V} = 44,64mm^2$$

- Según la intensidad máxima del cable:

Según estándar IEC 60364-7-712 el cable debe ser capaz de soportar hasta 1,25 la intensidad nominal, con una corrección 0,9 al cable seleccionado según ITC-BT06

El cable deberá tener una sección mínima de 50mm², se cumple:

$$[81] \quad 1,25I_N < 0,9I_{MAX} \Rightarrow 1,25x120A < 0,9x175A$$

Las características que debe cumplir el cable serán:

CABLEADO TIPO 4	
Distancia Máxima del Cableado	5m
Intensidad Máxima	120A
Caída de Tensión Máxima	1,44V
Pérdidas Máximas	1%
Sección según Caída Tensión	44,64mm ²
Sección según Intensidad Máxima	50mm²

Tabla 67. Cable de tipo 4

Nota: Serán necesarios tres cables de estas características. Desde cada uno de los tres inversores bidireccionales hasta la batería.

3.5.5 JUSTIFICACIÓN FUSIBLES DC

Se intercalan fusibles entre el generador FV y el inversor SUNNY BOY, el tamaño de los fusibles deberán de cumplir.

$$[82] \quad 1,5I_{MOD.SC.STC} \leq I_{fus} \leq 2I_{MOD.SC.STC}$$

Según esto:

$$[83] \quad 1,5x5A \leq I_{fus} \leq 2x5A \Rightarrow 7,5A \leq I_{fus} \leq 10A$$

Se seleccionarán fusibles de 10A

3.5.6 JUSTIFICACIÓN INTERRUPTOR DE CORTE DC

Se intercala interruptor entre el generador FV y el inversor para poder realizar una desconexión segura. El interruptor debe de cumplir.

Intensidad capaz de soportar:

$$[84] \quad I > 1,25I_{MOD.SC.STC} = 1,25x5A = 6,25A$$

Tensión capaz de soportar:

$$[85] \quad V > N_s V_{MOD.OC.STC(T_c=-10^\circ C)} = 6x60,86V = 365,16V$$

$$[86] \quad V_{OC,(-10^\circ C)} = V_{OC,(25^\circ C)} CCTV_{OC} \Delta T = 53,6V + 53,6V (-0,00387)(-10^\circ C - 25^\circ C) = 60,86V$$

3.5.7 SIMULACION SISTEMA HOMER

Con los datos de consumo y de radiación, el software HOMER determina cual es la combinación óptima:

	PV (kW)	Gen1 (kW)	Batt.	Conv. (kW)	Initial Capital	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Gen1 (hrs)
	0.88	4	1	1.1	\$ 6,140	\$ 17,880	0.499	0.57	481	682
		4	1	0.6	\$ 3,000	\$ 20,547	0.573	0.00	860	1,259
		4			\$ 400	\$ 23,661	0.660	0.00	1,321	2,002
	0.44	4		0.3	\$ 2,020	\$ 24,205	0.675	0.22	1,231	1,876

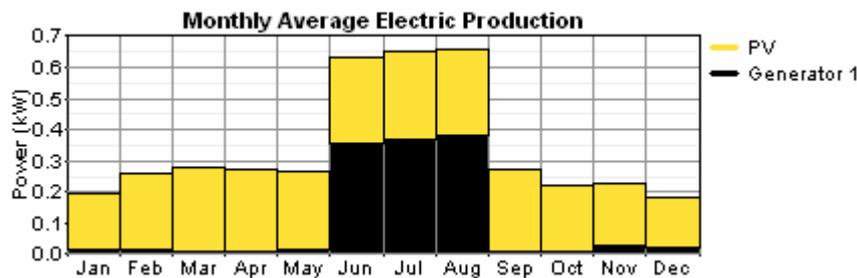
Figura 105 Resultados sistema HOMER

De todas las combinaciones que se obtienen la más económica es para un generador FV de 0,88KWp y 10Kwh para las baterías. Muy parecida a la estimación que realizada anteriormente.

Si forzamos al generador FV a tener un tamaño de 1.320Wp el sistema obtenido es el siguiente.

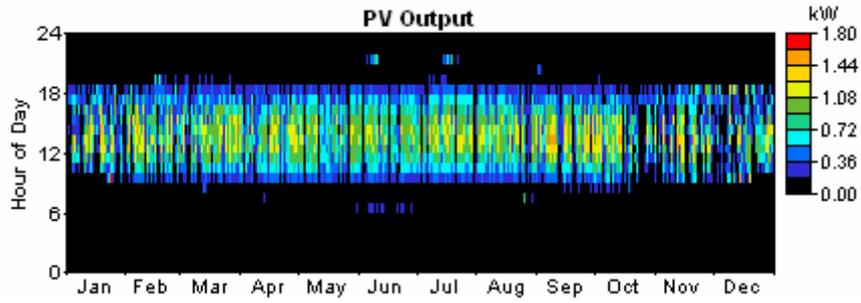
Informes HOMER:

Producción energética año (kWh/yr)	Production	Fraction
PV array	2.105	70%
Generator Diesel	916	30%
Total	3.021	100%

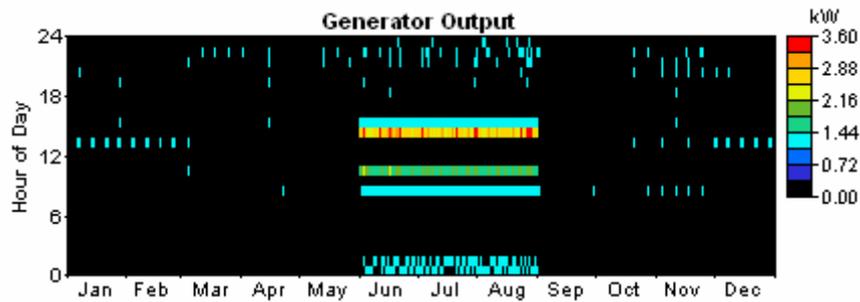


Excesos y Defectos de energía	Value	Units
Fracción de energías renovables:	0.697	
Exceso de electricidad	1.383	kWh/yr
Electricidad no entregada a la carga	0	kWh/yr

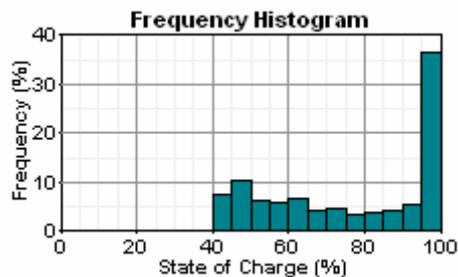
Generador FV	Value	Units
Energía media de salida del generador FV	5.577	kWh/d
Energía mínima de salida del generador FV	0	kW
Potencia máxima de salida del generador FV	1.737	kW

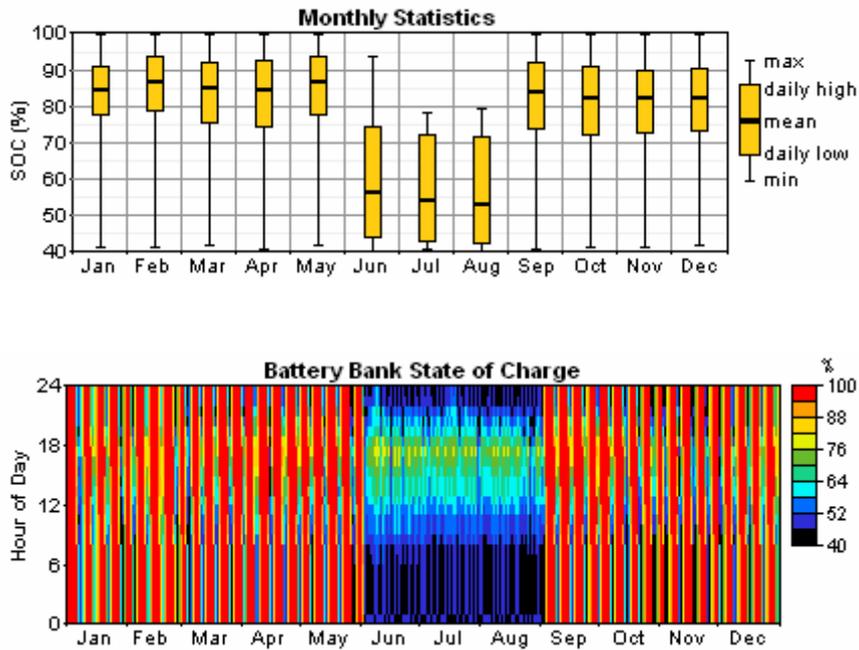


Generador Diesel	Value	Units
Horas de Operación:	602	hr/yr
Número de veces puesto en marcha	465	starts/yr
Años estimados de vida:	24.9	yr
Potencia eléctrica media de salida:	1.522	kW
Potencia eléctrica mínima de salida:	1.200	kW
Potencia eléctrica máxima de salida:	3.44	kW
Uso anual de combustible	422	L/yr
Consumo estimado de combustible por unidad energética	0.460	L/kWh
Eficiencia media	22.1	%



Batería	Value	Units
Rendimiento de la batería	500	kWh/yr
Vida estimada de la batería	12	yr
Autonomía de la batería	27.8	hours





En la siguiente gráfica se observa el comportamiento del generador en caso de tener que ser el exclusivamente el encargado de suministrar toda la energía. Se observa como pasamos de necesitar 1.321L de gasoil al año a necesitar solo 422L.

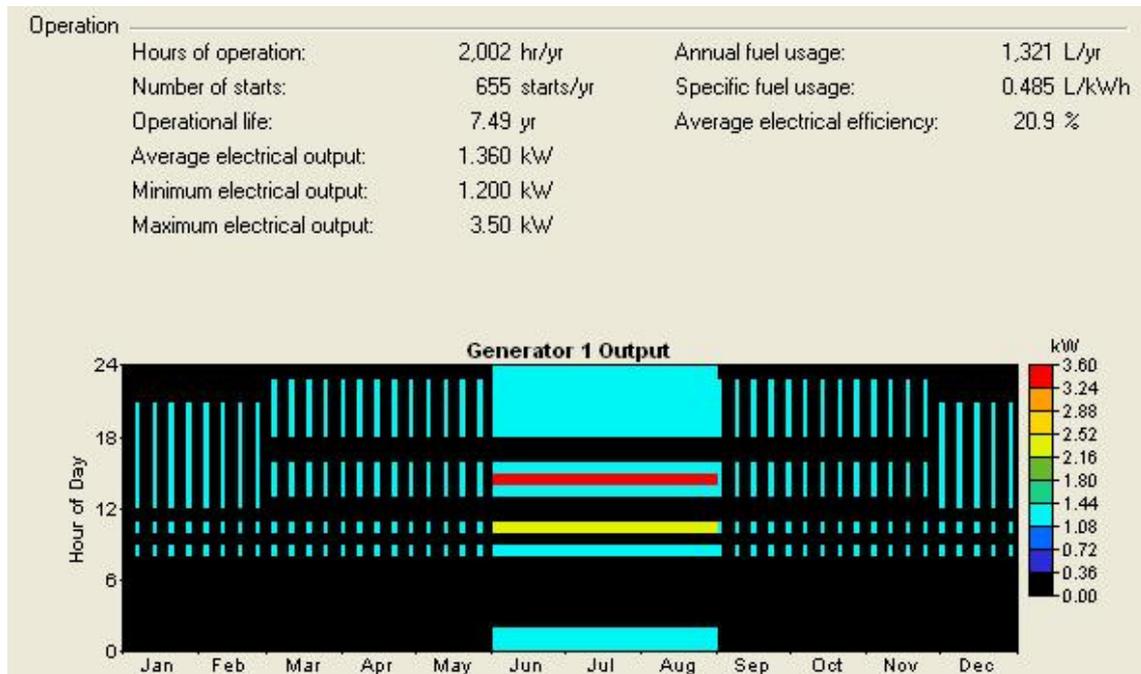


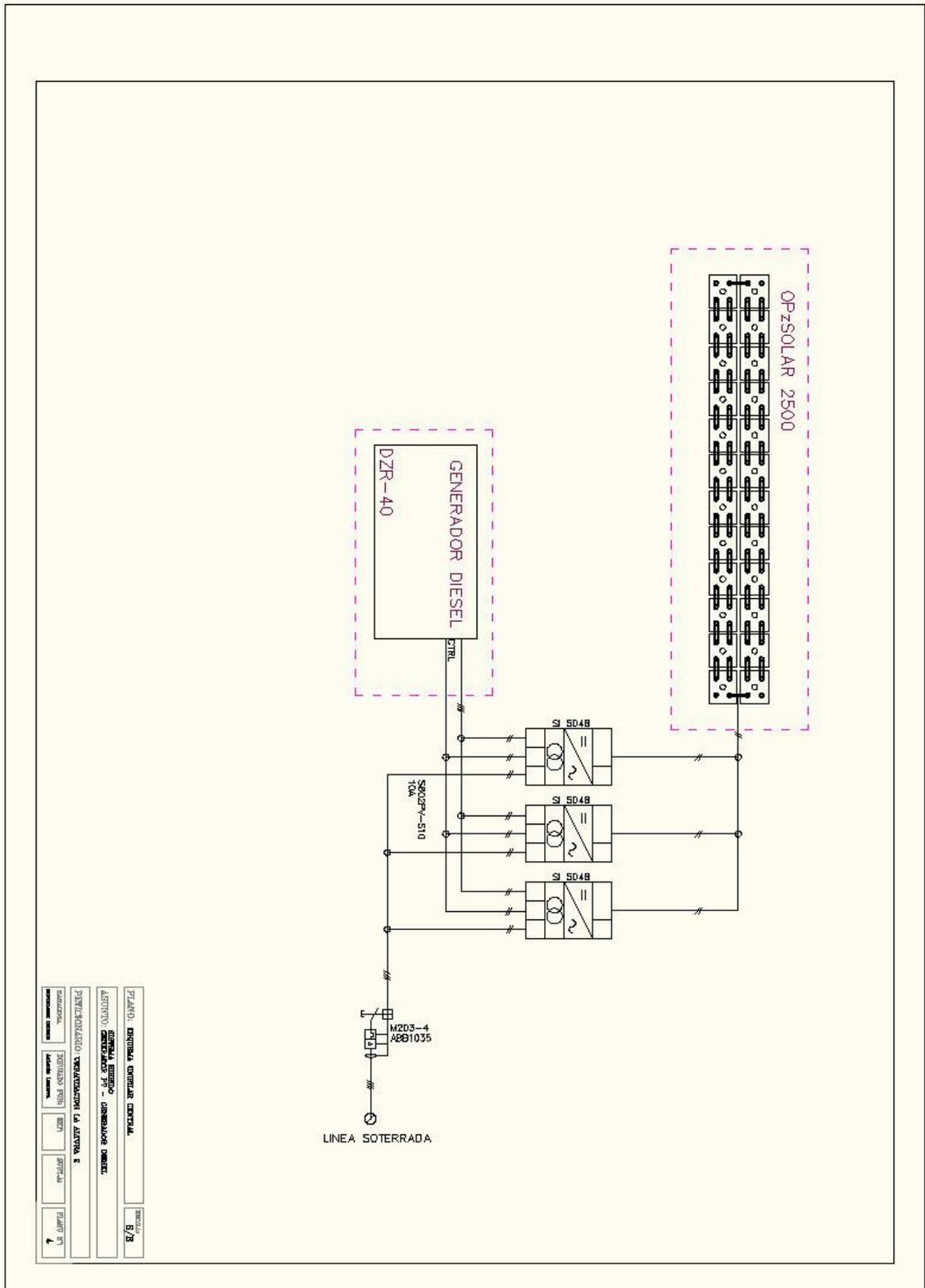
Figura 106 Potencia suministrada por el generador

Como conclusión tenemos que la dimensión del sistema por cada vivienda será de:

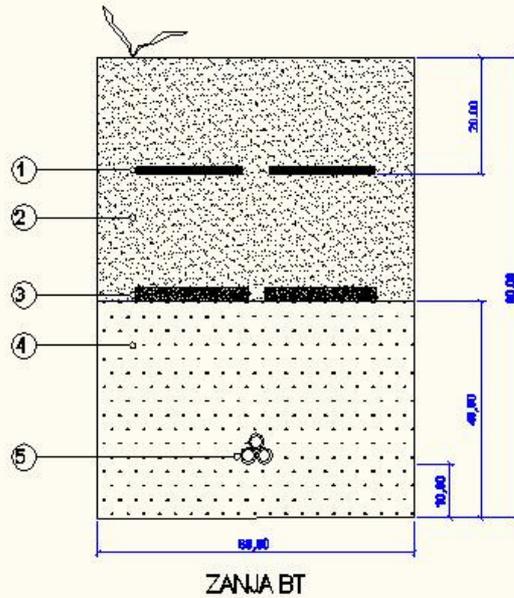
- Potencia del generador FV: 1.320Wp
- Tamaño de la batería: 10Kwh
- Tamaño del generador diesel: 4KW
- Tamaño del inversor: 1.1Kw

4. PLANOS

4.4. ESQUEMA UNIFILAR DE LA CENTRAL



4.5. ZANJAS PROPUESTAS BT



LEYENDA

- ① CINTA DE PE (POLIETILENO) PARA SEÑALIZACIÓN DE CABLES ELÉCTRICOS
- ② TIERRA DE EXCAVACIÓN COMPACTA 96 % PM
- ③ PLACA DE PE (POLIETILENO) PARA PROTECCIÓN DE CABLES ELÉCTRICOS
- ④ ARENA TAMIZADA 6UETA Y TAMIZADA
- ⑤ TUBO PEAD DOBLE CAPA DIAM. EXTERIOR 160 mm PARA COND. BT.

PLANO: ZANJAS DE BAJA TENSIÓN		ESCALA:		
		S/E		
ASUNTO: SISTEMA HÍBRIDO GENERADOR PV - GENERADOR DIESEL				
PETICIONARIO: URBANIZACIÓN LA ALTIURA 2				
ZARAGOZA	DISEÑADO POR:	REF:	SUST.A:	PLANO Nº:
SEPTEMBER 2020	Antonio Lacueva			5

5. PRESUPUESTO ESTIMADO

DESCRIPCIÓN	Ud.	Precio Uni.	TOTAL
Módulo Solar Isofoton IS220	6	660,00 €	3.960,00 €
Inversor Sunny Boy 1100	1	1.099,00 €	1.099,00 €
Armario apartamento eléctrica	1	119,20 €	119,20 €
Interruptor de corte S802PV-S10	1	36,10 €	36,10 €
Fusible DO1	2	6,20 €	12,40 €
Manguera 3x1,5 exteriores	100	1,55 €	155,00 €
Protección sobretensiones DC DEHN mod.900517	1	75,20 €	75,20 €
Protección sobretensiones AC DEHN mod.900508	1	75,20 €	75,20 €
Instalación	1	240,00 €	240,00 €
TOTAL			5.772,10 €
Intalación generadores inviduales	26	5.772,10 €	150.074,60 €
Inversor Bidireccional Sunny Island 5048	3	5.250,30 €	15.750,90 €
Batería TUDOR mod.OpzSolar 2500	48	990,10 €	47.524,80 €
Generador Diesel Gesan DZR40 insonorizado	1	3.830,00 €	3.830,00 €
Manguera 2x50 LH	15	26,30 €	394,50 €
Obra civil central	1	3.200,00 €	3.200,00 €
Interruptor magnetotérmico trifásico M203-4	2	125,10 €	250,20 €
Diferencial ABB1035	1	190,00 €	190,00 €
Instalación	1	720,00 €	720,00 €
TOTAL			
Manguera 4x35mm	200	30,10 €	6.020,00 €
Tubo Janoflex 63mm	200	0,60 €	120,00 €
Excavacion y reposición zanja 350 x 350mm	150	35,50 €	5.325,00 €
Armario Acometida 50 x 50 x 10	26	155,00 €	4.030,00 €
Interruptor magnetotérmico trifásico M203-1	1	105,10 €	105,10 €
Obra civil armario acometida	26	300,00 €	7.800,00 €
Protección sobretensiones AC DEHN mod.900517	26	75,20 €	1.955,20 €
Instalación	1	120,00 €	120,00 €
COSTE ESTIMADO TOTAL PROYECTO			247.410,30 €
COSTE ESTIMADO POR VIVIENDA			9.515,78 €

REFERENCIAS

- [1] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps3/pvest.php#>
- [2] <http://www.hmsistemas.es/files/HMcatalogo2009.pdf>
- [3] <http://www.bateriasguiral.es/doc/es-catalogo-classic-solar-espanol.pdf>
- [4] http://www.teican.com/pdf/FOTOVOLTAICA_09.pdf
- [5] <http://www.solarsom.es/>
- [5] Documentación Master UNIA – Dimensionamiento de sistemas fotovoltaico autónomos.
- [6] [Tesis Doctoral de Dr. Javier Muñoz](#)
- [7] S.F. EN COMUNIDADES DISPERSAS EN LA REGIÓN DEL ALTO SOLIMÕES, AMAZONAS-BRASIL – Roberto Zilles
- [8] [Merging photovoltaic hardware development with hybrid applications in the USA. W. Bower](#)
- [9] [Tesis Doctoral de Dr. Rodolfo Dufo](#)
- [10] <https://analysis.nrel.gov/homer/default.asp>
- [11] Skarstein O Design Considerations with Respect to Long-Term Diesel 1989;13(2):72–87
- [12] <http://www.unizar.es/rdufo/hoga.htm>
- [13] <http://www.elpreciodelagasolina.com>
- [14] <http://www.tutiempo.net>
- [15] Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red. P.20 – IDAE
- [16] Norma UNE 20.460.5.523
- [17] [Universal Technical Standard for Solar Home Systems. Thermie B SUP 995-96. EC-DGXVII. 1998. \(pág 8\)](#)