

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR

DEPARTAMENTO DE TECNOLOGÍA ELECTRÓNICA



ESTUDIO COMPARATIVO DE TRES
SISTEMAS AISLADOS DE DIFERENTE
CONFIGURACIÓN

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y
Automática

Autor: Manuela Gozalbes Sánchez

Tutor: Vicente Salas Merino

MARZO 2015



AGRADECIMIENTOS

A mis abuelos: Antonio, Isidora, May y Paco.

A mis padres, agradecerles todo lo que tengo y todo lo que he conseguido. Sin ellos no hubiera sido posible alcanzar ninguna de mis metas.

A mi familia.

A David por su paciencia, motivación y cariño.

A mis amigos de la carrera por haber compartido los que quizás recuerde como los mejores años de mi vida.

A mi tutor Vicente Salas por haberme dado la oportunidad de indagar en el mundo de las energías renovables, agradecer también su trasmisión de conocimiento y su ayuda en todo momento.

A todos aquellos que intentan hacer del mundo un lugar mejor.



JUSTIFICACIÓN Y OBJETIVOS

La necesidad de satisfacer la demanda energética en emplazamientos alejados de la red de distribución eléctrica ha fomentado el desarrollo de soluciones que permiten la generación aislada de energía eléctrica.

Una solución tradicional para satisfacer dicha demanda en emplazamientos aislados de la red eléctrica se basa en un sistema formado por un generador de corriente alterna alimentado con diésel. Sin embargo el constante aumento del precio del petróleo y el auge de las energías renovables en particular el auge de la energía solar fotovoltaica, gracias a su popularidad y al descenso de los costes de los módulos fotovoltaicos en los últimos años, ha hecho de las instalaciones fotovoltaicas aisladas la solución más demandada para el abastecimiento de consumo energético en lugares aislados.

La principal problemática que presenta este tipo de sistemas es la variabilidad de las condiciones climáticas, por ello se han seguido investigando y desarrollando soluciones para que la generación de energía eléctrica en lugares aislados sea lo más óptima posible. Como respuesta a esta problemática actualmente se están considerando los sistemas híbridos como una mejor solución de satisfacción de la demanda.

El objetivo principal de este proyecto consiste en comparar tres sistemas aislados de diferente configuración mediante el software iHoga para llegar a la conclusión de cuál de los tres sistemas es más óptimo, en términos energéticos y económicos, para satisfacer la demanda energética de un hogar medio, buscando acercar al máximo los casos de estudio a una instalación real. En otras palabras se busca el mejor sistema aislado para satisfacer las necesidades energéticas de una vivienda real y cuya rentabilidad de la inversión sea la más adecuada.

El lugar seleccionado para realizar el estudio es una vivienda de una sola planta de 40m² con necesidad de ser habitada, localiza en la localidad de Ceclavín en la provincia de Extremadura.

El primer sistema a estudiar está formado por módulos fotovoltaicos y baterías, el segundo sistema está compuesto exclusivamente por un generador diésel y el último sistema a estudiar se trata de un sistema híbrido compuesto por una combinación de los dos anteriores, es decir, módulos fotovoltaicos, baterías y un generador diésel.

Para la consecución del objetivo se simularán los distintos casos añadiendo los elementos necesarios para el control y la gestión de la energía. Los resultados de las simulaciones buscan conocer tanto el rendimiento energético así como conocer cuál de los tres sistemas ofrece una mejor rentabilidad económica.



RESUMEN

En primer lugar para facilitar el entendimiento sobre este proyecto se desarrollan temas explicativos sobre la energía solar, la hibridación en sistemas energéticos renovables y también se introducen los distintos componentes que forman cada uno de los sistemas aislados a estudiar.

Una vez realizada esta parte introductoria comienza lo que se puede llamar la parte práctica, realizando las simulaciones de los tres sistemas y su estudio.

Las simulaciones se realizan mediante software iHoga, el cual es un programa de diseño y optimización de sistemas de energías renovables y de sistemas híbridos cuyo objetivo es la generación de energía eléctrica. Con la utilización de este software se busca minimizar los costes del sistema a lo largo de su vida útil y encontrar la solución económica más rentable.

Es importante destacar que el software iHoga se usa como herramienta de apoyo y que previamente a su uso se deben conocer las características de cada uno de los elementos que constituyen el sistema así como ilustrar un diseño teórico mediante los cálculos correspondientes. De esta forma se consigue hacer un uso razonado del programa.

Previamente al estudio de los sistemas aislados se introducen tanto en el texto como en el software los parámetros de localización de la vivienda, consumo energético y radiación solar. Dichos parámetros condicionarán todos los resultados y se mantendrán fijos con el objetivo de realizar un estudio válido.

Una vez estudiado el funcionamiento de la herramienta de simulación y los parámetros que condicionan los sistemas se procede a realizar el objetivo principal de este proyecto, el estudio económico y energético de tres sistemas aislados de distinta configuración.

El estudio de dichos sistemas siempre seguirá el mismo esquema:

-Dimensionado del sistema: En este apartado se razonará previamente mediante los cálculos correspondientes las características que han de cumplir los elementos que forman el sistema y se mostrará la elección de los mismos por parte de iHoga.

-Simulación: En este capítulo se explican y se introducen las restricciones de simulación, los parámetros de control y la el modelo de optimización.

-Estudio energético: El estudio se realiza para un año de funcionamiento del sistema. Se muestra el consumo energético del sistema y de los elementos que lo conforman así como el funcionamiento durante 24 horas.



-Estudio económico: El estudio se realiza durante los 25 años de vida del sistema con el objetivo de analizar la viabilidad y el sistema más rentable. Se muestran los costes de adquisición y de mantenimiento de los elementos que forman el sistema y los ingresos de la venta de dichos elementos al final de la vida útil del sistema.

El primer sistema a estudiar se alimenta exclusivamente de fuentes renovables, en este caso se utilizará la energía solar y por tanto módulos fotovoltaicos, junto con acumuladores de energía gestionados mediante un regulador. El segundo sistema a estudiar se compone exclusivamente de un generador diésel. El último sistema a estudiar, el sistema híbrido aislado con acoplamiento AC, está formado por la combinación de los dos sistemas anteriores.

Una vez generados los resultados se procede a la comparación y análisis de los tres sistemas simulados llegando a la conclusión de que el sistema híbrido es la solución más óptima en términos energéticos y económicos.



ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS	1
JUSTIFICACIÓN Y OBJETIVOS	2
RESUMEN	3
ÍNDICE	5
ÍNDICE DE FIGURAS	7
ÍNDICE DE TABLAS	10
1. EL SOL COMO FUENTE DE ENERGÍA	11
1.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	12
1.1.1 INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS AISLADAS DE LA RED ELÉCTRICA	14
1.1.2 INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED ELÉCTRICA.....	16
1.2 SITUACIÓN ENERGÉTICA EN ESPAÑA	19
2. HIBRIDACIÓN ENERGÉTICA.....	23
2.1 INTRODUCCIÓN.....	23
2.2 SISTEMAS HÍBRIDOS FOTOVOLTAICOS AISLADOS.....	24
3. DISPOSITIVOS DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AISLADOS.....	30
3.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	30
3.2 BATERÍAS	37
3.3 REGULADORES.....	40
3.4 INVERSORES.....	46
3.5 GERADOR DIÉSEL DE CORRIENTE ALTERNA.....	52
4. DATOS DE PARTIDA.....	54
4.1 SITUACIÓN DE LA VIVIENDA	54
4.2 DEMANDA ENERÉTICA.....	55
4.3 RADIACIÓN SOLAR.....	60



5.	SIMULACIONES	66
5.1	SISTEMA FOTOVOLTAICO CON ACUMULADORES DE ENERGÍA	68
5.1.1	DIMENSIONADO.....	69
5.1.2	SIMULACIÓN.....	79
5.1.3	ESTUDIO ENERGÉTICO	84
5.1.4	ESTUDIO ECONÓMICO.....	88
5.2	SISTEMA DE GENERACIÓN DIÉSEL.....	91
5.2.1	DIMENSIONADO.....	92
5.2.2	SIMULACIÓN.....	93
5.2.3	ESTUDIO ENERGÉTICO	95
5.2.4	ESTUDIO ECONÓMICO.....	99
5.3	SISTEMA HÍBRIDO AISLADO	102
5.3.1	SIMULACIÓN.....	105
5.3.2	ESTUDIO ENERGÉTICO	107
5.3.3	ESTUDIO ECONÓMICO.....	111
6.	CONCLUSIONES	114
7.	PRESUPUESTO	119
8.	BIBLIOGRAFÍA.....	121



ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1.1: El Sol	11
Ilustración 1.2: Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica	13
Ilustración 1.3: Estación espacial internacional	15
Ilustración 1.4: Esquema básico de un sistema fotovoltaico conectado a red	17
Ilustración 1.5: Huerto solar.....	18
Ilustración 1.6: Ejemplo edificio fotovoltaico. Zeulenroda, Alemania.....	18
Ilustración 1.7: Potencia instalada sistemas peninsulares a 31 de diciembre del 2014 según Red Eléctrica de España.....	21
Ilustración 1.8: Cobertura de la demanda anual sistemas peninsulares de energía eléctrica en 2014 según Red Eléctrica de España	21
Ilustración 1.9: Evolución de la producción de energías renovables en el sistema peninsular según Red Eléctrica de España	22
Ilustración 1.10: Evolución de la producción de energías no renovables en el sistema peninsular según Red Eléctrica de España.....	22
Ilustración 2.1: Sistema híbrido fotovoltaico aislado en acoplamiento CC.....	25
Ilustración 2.2: Sistema híbrido fotovoltaico aislado en acoplamiento AC	26
Ilustración 2.3: Sistema híbrido fotovoltaico aislado con configuración Mixta	27
Ilustración 2.4: Sistema híbrido fotovoltaico aislado con inversor híbrido	28
Ilustración 3.1: Muestra silicio monocristalino	32
Ilustración 3.2: Muestra silicio policristalino	32
Ilustración 3.3: Muestra silicio amorfo	32
Ilustración 3.4: Tecnología módulos fotovoltaicos	33
Ilustración 3.5: Conexión de las células de un módulo fotovoltaico de silicio monocristalino ..	34
Ilustración 3.6: Constitución de un módulo fotovoltaico.....	35
Ilustración 3.7: Curva de potencia de un módulo fotovoltaico a $1W/m^2$	36
Ilustración 3.8: Baterías.....	37
Ilustración 3.9: Regulador tipo paralelo.....	42
Ilustración 3.10: Regulador tipo serie	43
Ilustración 3.11: Diferentes formas de onda en corriente alterna (50Hz).....	48
Ilustración 3.12: Variación de la potencia de entrada del inversor de conexión a red en función de la frecuencia (izquierda) y de la tensión (derecha) del bus de CA	49
Ilustración 3.13: Inversor bidireccional.....	50
Ilustración 3.14: Topología de un inversor bidireccional con transformadores de baja frecuencia, de la marca Stunder Innotec S.A.....	51
Ilustración 3.15: Inversor bidireccional con aislamiento en alta frecuencia puente completo medio puente	51



Ilustración 3.16: Generador diésel	52
Ilustración 4.1: Localización de la vivienda 1	54
Ilustración 4.2: Tabla de consumo software iHoga	58
Ilustración 4.3: Consumo energético de 7 días	59
Ilustración 4.4: Consumo medio diario en horas	59
Ilustración 4.5: Radiación solar para distintos ángulos de inclinación.....	62
Ilustración 4.6: Datos de irradiación	63
Ilustración 4.7: Irradiación en superficie plana vs irradiación en superficie inclinada	63
Ilustración 5.1: Esquema Sistema fotovoltaico con baterías del software iHoga	68
Ilustración 5.2: Módulos Fotovoltaicas para simulación del sistema fotovoltaico con baterías	71
Ilustración 5.3: Parámetros paneles Atersa A-280P.....	71
Ilustración 5.4: Baterías para simulación del sistema fotovoltaico con baterías.....	74
Ilustración 5.5: Curva característica ciclos de vida-profundidad de descarga (%)-Energía ciclada (kWh) Batería Harker TYS -12 1340Ah (Extraído iHoga)	75
Ilustración 5.6: Inversores para simulación de sistema fotovoltaico con baterías.....	76
Ilustración 5.7: Curva característica Eficiencia (%)-Potencia de salida (%Pn) Inversor Steca Solarix 1200x2 (Extraído iHoga)	77
Ilustración 5.8: Reguladores para simulación de sistema fotovoltaico con baterías.....	78
Ilustración 5.9: Dimensionado previo de iHoga para sistema fotovoltaico con baterías	79
Ilustración 5.10: Máximo número de baterías y paneles fotovoltaicos en paralelo.....	80
Ilustración 5.11: Parámetros económicos de la simulación.....	81
Ilustración 5.12: Restricciones de simulación sistema fotovoltaico aislado	81
Ilustración 5.13: Evolución del coste total y de las emisiones de CO2 de las 10 mejores soluciones de la simulación del sistema fotovoltaico con baterías.	82
Ilustración 5.14: Energía total anual sistema fotovoltaico con baterías.....	85
Ilustración 5.15: Simulación horaria sistema fotovoltaico con baterías	85
Ilustración 5.16: Potencia media mensual y anual de generación de electricidad (kW) del sistema fotovoltaico con baterías	86
Ilustración 5.17: Valores horarios separados sistema fotovoltaico con baterías	87
Ilustración 5.18: Porcentaje económico sistema fotovoltaico con baterías.....	90
Ilustración 5.19: Esquema sistema aislado con generador diésel del software iHoga	91
Ilustración 5.20: Generadores diésel para simulación de sistema de generación diésel	92
Ilustración 5.21: Consumo (L/h) generador diésel 1,9 kVA.....	93
Ilustración 5.22: Restricciones simulación sistema de generación diésel.....	94
Ilustración 5.23: Energía total anual de sistema con generación diésel	96
Ilustración 5.24: Simulación horaria de sistema con generación diésel	96



Ilustración 5.25: -Potencia media mensual y anual de generación de electricidad (kW) de sistema con generación diésel..... 97

Ilustración 5.26: Valores horarios separados sistema con generación diésel 98

Ilustración 5.27: Porcentaje económico de sistema con generación diésel 101

Ilustración 5.28: Esquema Sistema Híbrido Aislado del software iHoga 102

Ilustración 5.29: Curva característica ciclos de vida-profundidad de descarga (%)-Energía ciclada (kWh) Batería Harker TYS -5 390 A. h (Extraído iHoga)..... 104

Ilustración 5.30: Restricciones simulación sistema híbrido 105

Ilustración 5.31: Energía total anual sistema híbrido 108

Ilustración 5.32: Simulación horaria sistema híbrido..... 108

Ilustración 5.33: Valores horarios separados sistema híbrido 109

Ilustración 5.34: Potencia media mensual y anual de generación de electricidad (kW) del sistema híbrido 110

Ilustración 5.35: Porcentaje económico elementos sistema híbrido..... 113



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1: Tabla de consumo.....	56
Tabla 4.2: Radiación solar media mensual sobre superficie horizontal.....	61
Tabla 4.3: Media mensual de irradiación sobre superficie plana y sobre superficie inclinada 65° ..	64
Tabla 4.4: Inclinación óptima en España en función del período de diseño, según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de res del Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (I.D.A.E, 2009) del Ministerio de Industria. ϕ = Latitud del lugar en grados	65
Tabla 4.5: Valores típicos del factor K en España en función del período de diseño, según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de res del Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (I.D.A.E, 2009) del Ministerio de Industria.....	65
Tabla 5.1: Resultados simulación sistema fotovoltaico con baterías	83
Tabla 5.2: Valores de energía mensuales del sistema fotovoltaico con baterías en kWh	84
Tabla 5.3: Valores de energía anual sistema fotovoltaico con baterías en kWh	84
Tabla 5.4: Flujos de caja de costes e ingresos (VAN) de sistema fotovoltaico aislado en €.....	89
Tabla 5.5: Resultados simulación sistema de generación diésel.	94
Tabla 5.6: Valores de energía mensuales y consumo de combustible del sistema con generación diésel	95
Tabla 5.7: Valores de energía anual con generación diésel	95
Tabla 5.8: Flujos de caja de costes e ingresos (VAN) de sistema de generación diésel en €	99
Tabla 5.9: Resultados simulación sistema híbrido	106
Tabla 5.10: Valores de energía mensuales y consumo de combustible del sistema híbrido.....	107
Tabla 5.11: Valores de energía anual sistema fotovoltaico con generación diésel	107
Tabla 5.12: Flujos de caja de costes e ingresos (VAN) de sistema híbrido en €.....	112
Tabla 6.1: Resultados de las simulaciones de los tres sistemas.....	114
Tabla 6.2: Resultados Energéticos de los tres sistemas	115
Tabla 6.3: Resultados económicos de los tres sistemas	117

1. EL SOL COMO FUENTE DE ENERGÍA

El sol es el elemento más importante de nuestro sistema solar. Es el objeto más grande y contiene aproximadamente el 98% de la masa total del sistema solar. Se requerirían 109 Tierras para completar el disco solar, y su interior podría contener más de 1.3 millones de Tierras. La capa exterior visible del Sol se llama fotosfera y tiene una temperatura de 6.000 °C.

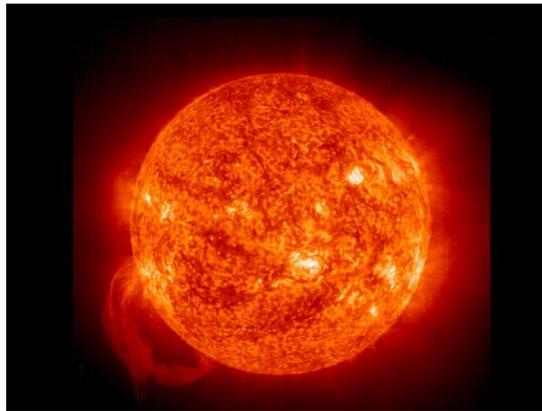


Ilustración 1.1: El Sol

La energía solar es una fuente de energía de origen renovable, obtenida a partir del aprovechamiento de la radiación electromagnética procedente del Sol, donde ha sido generada por un proceso de fusión nuclear. La energía solar se crea en el interior del Sol, es aquí donde la temperatura de 15.000.000 °C y la presión (340 billardos de veces la presión del aire en la Tierra al nivel del mar) son tan intensas que se llevan a cabo las reacciones nucleares. Estas reacciones causan núcleos de cuatro protones o hidrógeno para fundirse juntos y formar una partícula alfa o núcleo de helio. La partícula alfa tiene cerca de un 7% menos masa que los cuatro protones. La diferencia en la masa es expulsada como energía y llevada a la superficie del Sol, a través de un proceso conocido como convección, donde se libera luz y calor. La energía generada en el centro del Sol tarda un millón de años en alcanzar la superficie solar. Cada segundo se convierten 700 millones de toneladas de hidrógeno en cenizas de helio. En el proceso se liberan 5 millones de toneladas de energía pura; por lo cual, el Sol cada vez se vuelve más ligero. [1]

Además de su propia capacidad de generar energía, el sol es el origen de todas las energías renovables. El calentamiento de la tierra y del agua provoca diferencias de presión que dan origen al viento, fuente de energía eólica. El sol es, a la vez, el agente principal del ciclo del agua, que convierte la evaporación de los océanos en lluvia y, por tanto, en el recurso de la energía



hidráulica. El sol, también, es el actor imprescindible del proceso de fotosíntesis y por ello origen principal de la energía que utiliza la biomasa. El sol es, en definitiva, la fuente de la vida en la tierra y debemos aprovechar su energía y las que, a partir de su influjo, la naturaleza transforma. [2]

La energía solar es un recurso ampliamente disponible en todo el mundo y que puede contribuir a la reducción de la dependencia de las importaciones energéticas ya que no presenta riesgos de limitaciones o precios. [3]

El aprovechamiento de la energía solar se puede realizar de dos formas: por conversión fotovoltaica y por conversión térmica de alta temperatura

1.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica es la que genera electricidad. Se basa en el llamado efecto fotovoltaico que se produce al incidir la luz sobre materiales semiconductores. De esta forma se genera un flujo de electrones en el interior de esos materiales y una diferencia de potencia que puede ser aprovechada.

La energía fotovoltaica cuenta con muchas ventajas respecto a las fuentes tradicionales de energía. La energía solar fotovoltaica es limpia, renovable, infinita y silenciosa. Su funcionamiento es simple y la instalación es sencilla. Gracias a su modularidad se puede ampliar el sistema siempre que la demanda energética lo requiera, además esta modularidad permite que se pueda renovar cada componente del sistema cuando sea necesario sin la necesidad de renovar el sistema de generación energética en su totalidad.

Por otro lado los sistemas fotovoltaicos suponen una gran inversión, el precio de la fabricación de los módulos fotovoltaicos es complejo y caro. El almacenamiento de la energía es más complicado que en los sistemas de generación energética tradicionales. A estos inconvenientes hay que añadirles la variabilidad de la producción energética debido a la climatología y a la época del año.

Un Sistema Solar Fotovoltaico está constituido principalmente por módulos fotovoltaicos, baterías, reguladores e inversores. El funcionamiento básico es muy sencillo aunque el flujo energético varía según la configuración elegida, que como se explica en el siguiente capítulo puede ser configuración en corriente alterna o configuración en corriente continua.

La energía solar fotovoltaica está indicada para un amplio abanico de aplicaciones donde se necesite generar electricidad, bien sea para satisfacer las necesidades energéticas de aquellos que no disponen de la red eléctrica o bien para generar energía a la red eléctrica. La ingeniería ha ido capaz de introducir la electricidad solar fotovoltaica en los sectores que se presentan en la siguiente ilustración: [4]

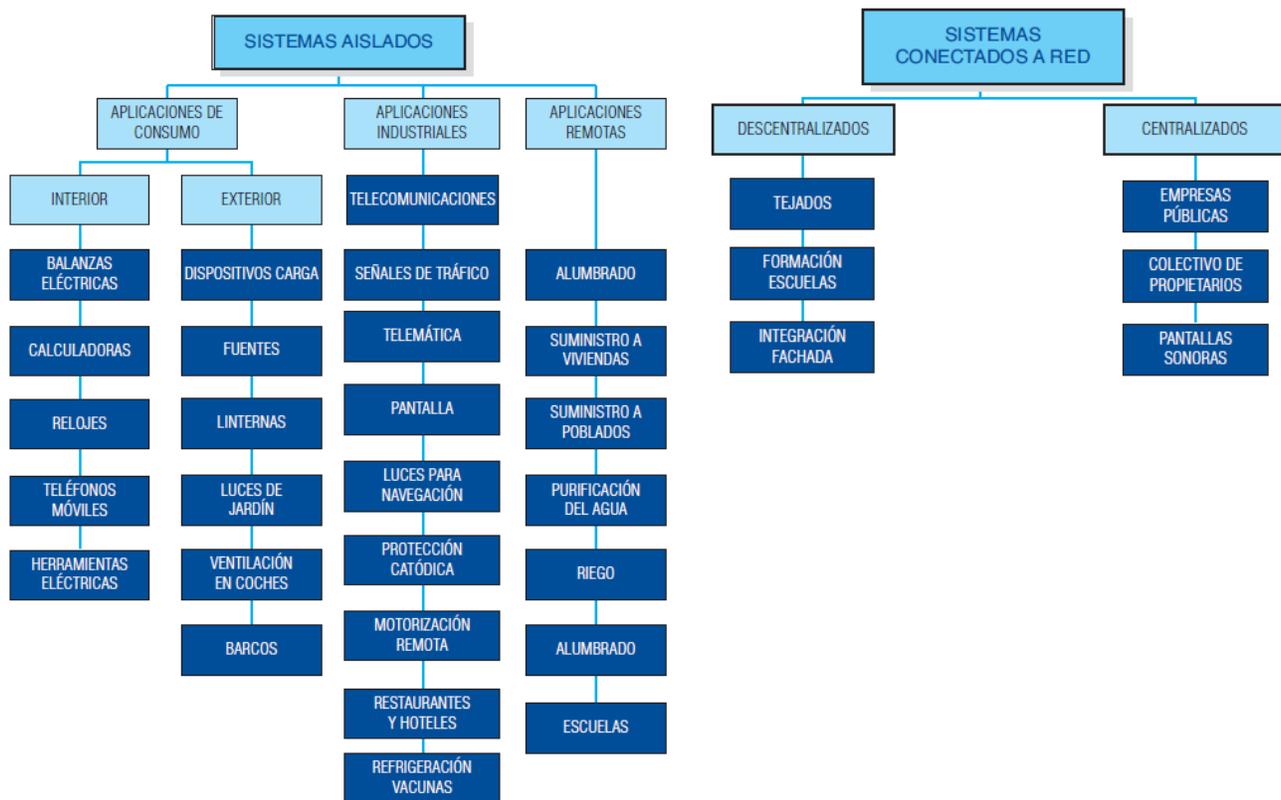


Ilustración 1.2: Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica

La energía fotovoltaica es inherentemente una tecnología descentralizada. La potencia eléctrica puede instalarse allí donde se necesite. Cada casa, escuela, centro comercial o transmisor puede contar con su propio sistema independiente. Sin embargo estos sistemas descentralizados necesitan de un seguimiento por parte de los usuarios. Este seguimiento puede reducirse en el caso de sistemas centralizados. Un sistema centralizado tiene todos los módulos, baterías, inversores y sistemas de control necesarios para, por ejemplo, dar suministro a un pueblo entero. En este caso se puede disponer de personal adecuado para el mantenimiento del sistema.



1.1.1 INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS AISLADAS DE LA RED ELÉCTRICA

La energía eléctrica producida a partir de la conversión fotovoltaica se utiliza para cubrir una determinada demanda eléctrica en lugares remotos aislados de la red eléctrica, donde resultan competitivos con los sistemas tradicionales, tanto en términos económicos como de fiabilidad de suministro.

Las posibles configuraciones de los sistemas fotovoltaicos autónomos pueden abarcar desde sistemas simples, como son un generador fotovoltaico con cargas en CC y un sistema con almacenamiento y con consumos en CC o en CA y CC. La incorporación de un inversor en el sistema fotovoltaico para posibilitar la utilización de consumos en corriente alterna tiene como efecto una disminución del rendimiento de operación del sistema a potencias muy inferiores a la potencia nominal del inversor, debido a la curva de rendimiento típica de inversores autónomos.

Actualmente los Sistemas Fotovoltaicos aislados pueden agruparse en cinco grupos según los diferentes rangos de potencia:

- Muy Baja potencia: Para cargas menores de 5kW con finalidades domésticas de autoconsumo.
- Baja Potencia: Para cargas de entre 5kW y 10kW, igual que los sistemas de muy baja potencia su objetivo es implantarlo para un autoconsumo doméstico. El sistema que se estudiará en este proyecto consiste en un sistema de estas características.
- Potencia Media: Con cargas de entre 30kW y 100kW su desarrollo suele implantarse para aplicaciones industriales.
- Gran Potencia: Con cargas de entre 100kW y 1MW sus finalidad es la de abastecer zonas rurales.

Es importante destacar que hasta hace apenas cuatro años los sistemas implantados no superaban los 100kW. Pero hoy en día gracias al avance de la electrónica de potencia se han implementado sistemas híbridos que alcanzan a proporcionar megavatios de energía.

Se puede realizar una clasificación de los sistemas fotovoltaicos autónomos en función de su aplicación:

- **Aplicaciones espaciales:** Sirven para proporcionar energía eléctrica a la tecnología usada en el espacio por el ser humano, como son los satélites de comunicaciones, la Estación Espacial Internacional. La investigación en esta área propició el desarrollo de los equipos fotovoltaico tal y como se conocen actualmente. [5]



Ilustración 1.3: Estación espacial internacional

• **Aplicaciones terrestres:**

- **Electrificación de zonas rurales y aisladas:** Uno de los mercados con más demanda actual son el suministro energético para viviendas aisladas de la red eléctrica tanto en países en vías de desarrollo como en países desarrollados. Casas aisladas o pueblos enteros pueden generar su propia electricidad sin necesidad de un mantenimiento sofisticado o suministros de emergencia y otras cargas críticas.. También pequeñas clínicas pueden operar con refrigeradores para vacunas, radios de emergencia y otras cargas críticas. Normalmente estas aplicaciones están en lugares remotos y no hay dinero para el mantenimiento de un generador o para combustible. Las casas para vacaciones o incluso residencias regulares pueden tener todo el confort de la vida moderna con un sistema de energía solar fotovoltaica. [4]
- **Telecomunicaciones:** Las comunicaciones y las aplicaciones profesionales son uno de los mercados históricos de la energía solar fotovoltaica. El equipo utilizado en la mayoría de estas aplicaciones opera en CC, haciendo el acoplo a la energía CC fotovoltaica simple y económico. El bajo tiempo de fallos en estos sistemas resulta muy caro, por tanto la fiabilidad es crítica. Por otro lado la modularidad y la flexibilidad de los sistemas fotovoltaicos hacen que se pueda utilizar para alimentar desde el más pequeño de los sistemas de telemetría hasta el mayor de los repetidores de microondas, situados a veces en lugares muy remotos e inaccesibles. También cabe mencionar las aplicaciones para radiocomunicaciones en zonas rurales aisladas. Ejemplo de este tipo de aplicaciones son: los



repetidores de microondas, radio televisión o telefonías móvil; estaciones de telemetría y radioteléfonos.

Otras aplicaciones profesionales de los sistemas fotovoltaicos aislados son los sistemas de protección catódica. Los metales en contacto con la tierra sufren un proceso de corrosión natural como consecuencia de una reacción electroquímica que puede reducirse o anularse aplicando una corriente inversa a la corriente natural de corrosión. La reacción electroquímica involucra una corriente CC por lo que la energía solar fotovoltaica sería una solución perfecta. Por ejemplo, pequeños sistemas fotovoltaicos pueden situarse a lo largo de tuberías para prevenir automáticamente la corrosión, con un mantenimiento mínimo. Los principales usos de estos sistemas son la protección catódica de gasoductos u oleoductos, tanques de almacenamiento, puentes, vallas, etc.

- **Iluminación:** Los sistemas de iluminación son normalmente sistemas descentralizados y de pequeño tamaño que se adecuan perfectamente a las ventajas de los sistemas fotovoltaicos. Cada punto de luz puede tener su propio generador, batería y control para proporcionar la máxima fiabilidad y flexibilidad. Normalmente estos sistemas operan con un generador compuesto por uno o dos módulos. Como ejemplo de aplicaciones pueden ser los indicadores de seguridad e información en carreteras, iluminación de la vía pública, linternas, etc.
- **Bombeo de agua:** El bombeo de agua mediante la energía solar fotovoltaica proporciona una atractiva solución para el suministro de agua potable o para el riego. Estos sistemas no requieren baterías, no necesitan suministro de combustible y el mantenimiento es mínimo.

1.1.2 INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED ELÉCTRICA

Un sistema fotovoltaico conectado a red se compone fundamentalmente, de los módulos fotovoltaicos que integran el generador fotovoltaico, el inversor que convierte la corriente continua de los paneles en alterna y la inyecta en la red y por último, el contador de energía inyectada a la red. Dado que los módulos fotovoltaicos son dispositivos de alta fiabilidad, el elemento que requiere más atención es el inversor. [6]

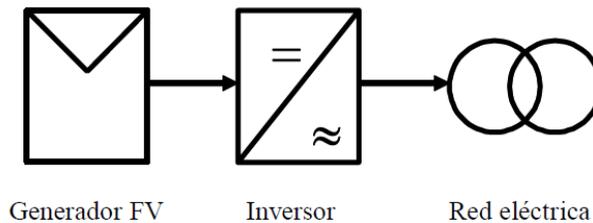


Ilustración 1.4: Esquema básico de un sistema fotovoltaico conectado a red

Estos sistemas el productor no utiliza la energía directamente, sino que es vendida al organismo encargado de la gestión de la energía en el país. Tienen la ventaja de que la producción de electricidad se realiza precisamente en el periodo de tiempo en el que la curva de demanda de electricidad aumenta, es decir, durante l días, siendo muy importantes los kilovatios generados de esta forma.

Las principales aplicaciones de estos sistemas son para:

- **Centrales fotovoltaicas:** La instalación fotovoltaica funciona como una central convencional de generación de energía en el sentido de que inyecta toda la producción eléctrica a la red. Existen centrales fotovoltaicas de generación eléctrica con potencias nominales superiores a los 100 kWp, las cuales suelen disponer de una conexión a la red eléctrica en media o alta tensión, disponiendo de un centro de transformación en el que se eleva a la tensión de salida de los inversores fotovoltaicos adecuándola a la tensión de la línea eléctrica. Las compañías eléctricas pueden construir centrales fotovoltaicas en un tiempo mucho menor que las centrales convencionales debido a la facilidad de instalación y conexión del generador fotovoltaico. Las centrales fotovoltaicas, además de generar energía eléctrica, también pueden ser utilizadas para laminar los picos de demanda de consumo eléctrico que normalmente ocurren simultáneamente con los picos de generación fotovoltaica, al mediodía. En otro pueden ser utilizados para mejora de la calidad de la red en redes locales muy alejadas de los puntos de generación o incluso para el control voluntario de generación de energía reactiva.
- **Huertos solares:** Recintos en los que se concentra un número determinado de instalaciones fotovoltaicas de diferentes propietarios con el fin de vender la electricidad producida a la compañía eléctrica con la cual se haya establecido el contrato. La energía vendida puede estar a nombre de una persona, una sociedad, etc. Cada instalación tiene su propietario y todas ellas se ubican en el mismo lugar. Esto posibilita mejoras en el mantenimiento de la instalación, vigilancia, pólizas de seguros, etc.



Ilustración 1.5: Huerto solar

- **Integración en edificios:** Es una de las últimas aplicaciones desarrolladas para el uso de la energía fotovoltaica. La rápida evolución en los productos de este tipo ha permitido el uso de los módulos fotovoltaicos como material constructivo en cerramientos, cubiertas y fachadas. Además la energía fotovoltaica es el sistema de energías renovables más adecuado para la generación de electricidad en zonas urbanas sin provocar efectos ambientales adversos. La integración arquitectónica consiste en combinar la doble función, como elemento constructivo y como productivo de electricidad, de los módulos fotovoltaicos. También se encuentran generadores fotovoltaicos situados en los tejados de las viviendas, sin que se encuentren integrados en la construcción del edificio.



Ilustración 1.6: Ejemplo edificio fotovoltaico. Zeulenroda, Alemania.



La potencia nominal de las instalaciones en vivienda unifamiliares o edificio en general está relacionada con la superficie útil para la instalación del generador fotovoltaico, aproximadamente de 8 a 10 m² por kWp en función del rendimiento del generador fotovoltaico. La potencia típica de la mayor parte de las instalaciones se sitúa en torno a los 5 kWp en viviendas unifamiliares y hasta 100 kWp en otras instalaciones en edificios e integración urbana. La conexión a red de este tipo de instalaciones se puede realizar directamente a la red de baja tensión en modo monofásico hasta 5 kWp y en trifásico para el resto. Es importante destacar que según el Real Decreto por el que se estableció la regulación de las condiciones administrativas técnicas y económicas de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, en España, no está permitida la venta de energía a la red para este tipo de instalaciones.

1.2 SITUACIÓN ENERGÉTICA EN ESPAÑA

España es uno de los países de Europa con mayor irradiación anual. Esto hace que la energía solar en este país sea más rentable que en otros. Regiones como el norte de España, que generalmente se consideran poco adecuadas para la energía fotovoltaica, reciben más radiación solar anual que la media en Alemania, país que mantiene desde hace años el liderazgo en la promoción de la energía solar fotovoltaica. [7]

Desde principios del año 2000 en concordancia con las medidas de apoyo a las energías renovables que se estaban llevando a cabo en el resto de Europa, se aprobaron leyes que establecieron las condiciones técnicas y administrativas, y que supusieron el inicio de un lento despegue de la fotovoltaica en España. En 2004, el gobierno español eliminó las barreras económicas para la conexión de las energías renovables a la red eléctrica. Se igualaron entonces las condiciones para su producción a gran escala, y se garantizó su venta mediante las primas a la generación. [8]

Gracias a esta regulación, y el posterior Real Decreto 661/2007 [9] España fue en 2008 uno de los países con más potencia fotovoltaica instalada del mundo, con 2708 MW instalados en un solo año. Sin embargo, posteriores modificaciones en la legislación del sector [10] ralentizaron la construcción de nuevas plantas fotovoltaicas, de tal forma que en 2009 se instalaron tan sólo 19 MW, en 2010 420 MW y en 2011 se instalaron 354 MW correspondiente al 2% del total de la Unión Europea [11].

En términos de producción energética, en 2010 la energía fotovoltaica cubrió en España aproximadamente el 2% de la generación de electricidad, mientras que en 2011 representó el



2,9% de la generación eléctrica, según datos del operador, Red Eléctrica. A finales de 2014 la potencia fotovoltaica instalada en España ascendía a 4,672 MW.

En los últimos años el panorama fotovoltaico en España ha evidenciado un notable cambio. El parque fotovoltaico español conectado a la red, con más de 4.500 MW instalados y más de 60.000 instalaciones, representa un 4% de la potencia total instalada en España. Como dato relevante, las instalaciones conectadas antes de 2009 representan el 74% del parque fotovoltaico.

En cuanto al volumen de fotovoltaica aislada, se calcula que hay alrededor de 24,6 MW. De acuerdo con estos datos, en España habría 97,8 Wp fotovoltaicos por habitante, lo que nos situaría en el octavo puesto de la Unión Europea, por detrás de Alemania, Italia, Bélgica, la República Checa, Grecia, Bulgaria y Eslovenia.

En el caso de que no se revierta la situación reguladora, según estudios representativos, se estima que entre 2010 y 2020 la fotovoltaica verá mermada su retribución en más de 5.800 millones de euros, aproximadamente un 20% de los ingresos totales del sector durante este periodo. Esta regulación impide la posibilidad de que el consumidor produzca su propia electricidad a un precio más económico que el del suministro convencional y paraliza la entrada de nueva competencia en el mercado eléctrico. Esta medida, contrasta con las políticas europeas que han ido disminuyendo el pago de una prima por la generación eléctrica fotovoltaica para sustituirse por políticas que fomentan el autoconsumo y la generación distribuida. [12] (Díaz, 2013).

Según el informe energético de Red Eléctrica de España la demanda de energía eléctrica peninsular finalizó el año 2014 en 243.486 GWh, un 1,2% inferior respecto a la de 2013. Corregidos los efectos de laboralidad y la temperatura, la demanda atribuible principalmente a la actividad económica reduce la tasa de descenso hasta el 0,2%, lo que supone una caída sensiblemente menos que el descenso registrado el pasado año que se situó en un 2,2%.

La potencia instalada peninsular se ha mantenido prácticamente estable respecto al año anterior, al finalizar el año 2014 en 102.259 MW, 122 MW (un 0,1%) menos que en diciembre de 2013. La mayor variación la ha registrado el carbón que ha reducido su potencia en 159 MW como consecuencia del cierre de la central de Escucha. El resto de tecnologías no han tenido variaciones de potencia o han sido poco significativas.

En cuanto a la cobertura de la demanda, la nuclear cubrió el 21,9% (un 21,2% en 2013), la eólica el 20,4% (un 21,2% en 2013), el carbón el 16,4% (un 14,6% en 2013), la hidráulica el 15,4% (un 14,2% en 2013) y la cogeneración el 10,4% (un 12,5% en 2013). Por debajo de una participación del 10% se han situado los ciclos combinados que han aportado un 8,5% de la demanda (un punto menos

que el año 2013) y las tecnologías solares y la térmica renovable que conjuntamente han cubierto el 7% de la demanda, aportación similar a la de 2013.

Las energías renovables han mantenido un papel destacado en la producción global de energía en el sistema eléctrico cubriendo el 42,8% de la producción (un 42,2% en 2013). En términos absolutos la generación renovable ha descendido un 1,0% respecto al 2013, debido principalmente a la caída de un 6,1% de la producción eólica. A pesar de este descenso, cabe destacar que la eólica ha sido la tecnología con mayor contribución a la producción total de energía en el sistema eléctrico español peninsular en los meses de enero, febrero y noviembre. [13]

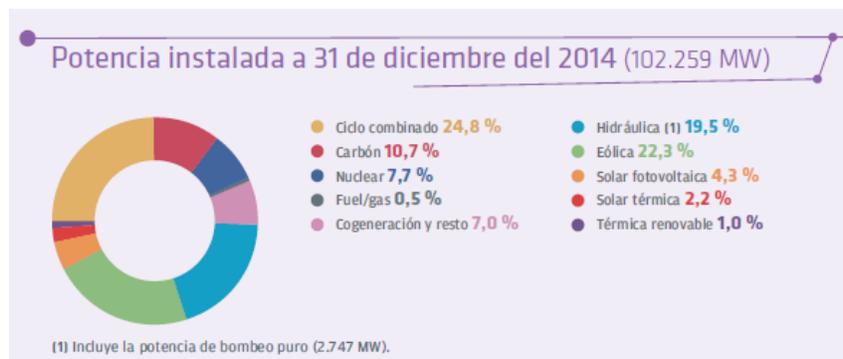


Ilustración 1.7: Potencia instalada sistemas peninsulares a 31 de diciembre del 2014 según Red Eléctrica de España

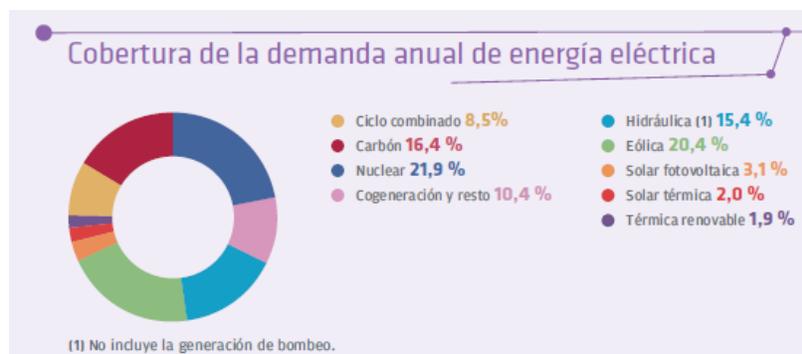


Ilustración 1.8: Cobertura de la demanda anual sistemas peninsulares de energía eléctrica en 2014 según Red Eléctrica de España

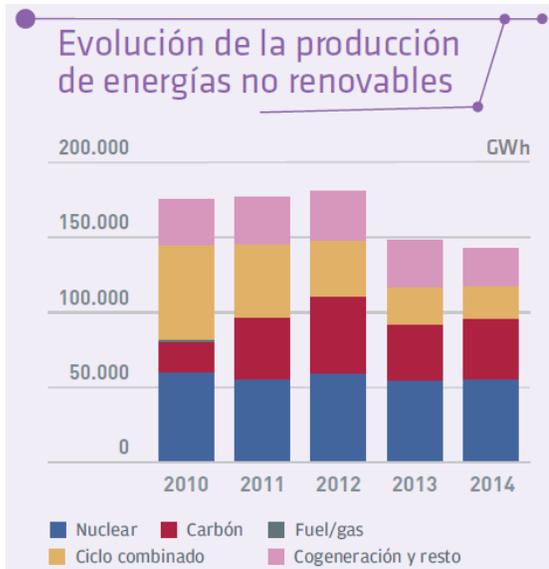


Ilustración 1.10: Evolución de la producción de energías no renovables en el sistema peninsular según Red Eléctrica de España

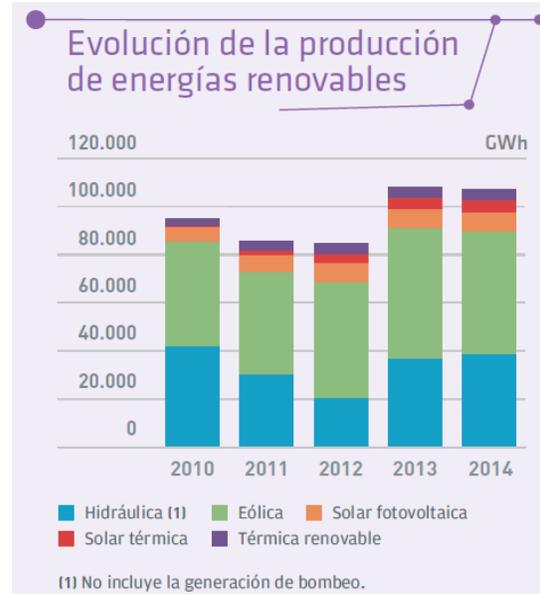


Ilustración 1.9: Evolución de la producción de energías renovables en el sistema peninsular según Red Eléctrica de España



2. HIBRIDACIÓN ENERGÉTICA

A lo largo de este capítulo se desarrolla el concepto de hibridación energética así como las distintas configuraciones posibles dentro del sistema híbrido elegido para el estudio y la comparativa con los otros dos sistemas aislados. Este sistema está constituido fundamentalmente por módulos fotovoltaicos, baterías y un generador diésel.

2.1 INTRODUCCIÓN

Se conoce como sistema híbrido a la unión o combinación de dos o más tecnologías de generación coordinadas, que junto con sistemas de almacenamiento energético y elementos de control forman un sistema eléctrico conocido también como miniredes.

Esta generación puede ser tanto de origen renovable, como turbinas micro-hidráulicas, sistemas fotovoltaicos o aerogeneradores, como de origen fósil como por ejemplo generadores diésel. A este tipo de instalaciones se les puede añadir sistemas de almacenamiento como baterías o pilas de hidrógeno, lo que implicaría la necesidad de utilizar sistemas de control como son los inversores.

El desarrollo de esta tecnología surge de la necesidad de ser autosuficiente debido al continuo aumento del precio del petróleo, a la elevada tarifa de las compañías energéticas tradicionales y a la inaccesibilidad, en muchos lugares, a la red eléctrica. Si a estos factores se le añade el descenso del coste de los sistemas fotovoltaicos durante los últimos años, los sistemas híbridos aislados se convierten en una solución real y factible.

Es importante recalcar que estos sistemas no proporcionan solamente la alternativa de conexión a red, sino que son una necesidad real en zonas rurales y países en vías de desarrollo donde no llega la red de distribución energética.

El objetivo de los sistemas híbridos es conseguir la máxima eficiencia de cada tecnología para reducir el consumo de energía fósil y redes contaminantes. Siempre buscando una gestión automática e inteligente que facilite el menor coste energético posible y reducir el periodo de amortización de la inversión al máximo, consiguiendo de esta forma una buena rentabilidad económica del sistema.



2.2 SISTEMAS HÍBRIDOS FOTOVOLTAICOS AISLADOS

La configuración del sistema elegida para realizar el estudio de la rentabilidad del sistema híbrido fotovoltaico está compuesta por un generador fotovoltaico, un generador diésel, baterías y los elementos pertinentes de control. Se ha elegido añadir un generador diésel con el objetivo de aumentar la fiabilidad, ya que en el caso en el que la radiación solar se insuficiente y la carga de la batería se haya agotado el generador actuará como fuente de apoyo. [14]

La hibridación fotovoltaica con diésel es una de las soluciones más aceptadas desde los últimos años. A la hora de realizar dicha tecnología, existe un término que diferencia tres tipos de grados de implementación fotovoltaica, conocido como penetración fotovoltaica.

La penetración fotovoltaica se conoce como la razón entre la potencia nominal instalada del generador con respecto a la potencia nominal instalada del generador fotovoltaicos.

Los grados de penetración fotovoltaica son los siguientes:

-Baja penetración fotovoltaica (<30% energía solar): Estos sistemas no requieren de un sistema de control adicional, ni de medición ni comunicación. El generador diésel opera todo el tiempo pero gracias a la energía fotovoltaica se reduce la carga neta del generador. En estos sistemas no compensa utilizar sistemas de almacenamiento porque la relación €/W almacenado en baterías no resulta competitiva frente a la relación €/W producida por el generador diésel. Este grado de penetración fotovoltaica suele implantarse en los sistemas de media y gran potencia.

-Media penetración fotovoltaica (>30% y <100% de energía solar): En estos sistemas precisan, al menos, de un controlador simple que gestione la energía.

-Alta penetración (100% energía solar): En estos sistemas se requiere un sistema de almacenamiento de energía. El generador diésel trabaja como generador de apoyo, es decir, se utiliza para cargar las baterías requiriendo un sistema de control sofisticado.

Dentro de la hibridación fotovoltaica aislada con generador diésel como fuente de apoyo existen diferentes configuraciones las cuales se exponen a continuación: [15]

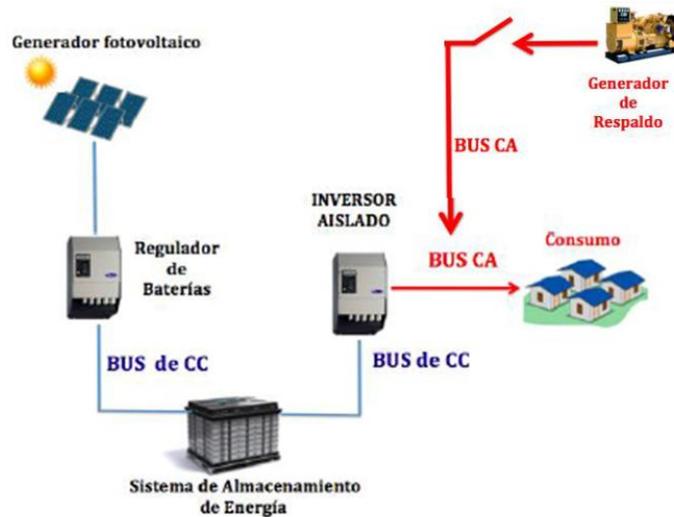
-Sistema híbrido fotovoltaico aislado en acoplamiento CC:

Ilustración 2.1: Sistema híbrido fotovoltaico aislado en acoplamiento CC

La configuración de acoplamiento en CC es de las primeras configuraciones que se empezaron a implementar en los sistemas fotovoltaicos aislados.

Debido a la incidencia de la radiación solar sobre los módulos fotovoltaicos, el generador fotovoltaico genera energía eléctrica en corriente continua. Esta generación eléctrica de corriente continua está controlada directamente por el regulador y cargará el banco que alimentará las cargas en corriente alterna mediante la transformación del bus de corriente continua en un bus de corriente alterna mediante un inversor aislado. En el caso de que las baterías un vez descargadas no puedan ser recargadas debido a la falta de luz solar entraría en juego el generador diésel como fuente de apoyo alimentando las cargas de alterna.

La pieza clave en esta configuración es el regulador que evita daños en las baterías controlando que no haya sobrecargas o sobredescargas. En el caso en el que las baterías hayan alcanzado su límite máxima de carga permitido, lo que sería una sobrecarga, el regulador cortaría la corriente procedente de los módulos fotovoltaicos. Si por el contrario las baterías estuvieran muy próximas a su límite máximo de descarga, es decir si las baterías estuvieran próximas a la sobredescarga, se cortaría la conexión que alimenta las cargas en continua y entraría a trabajar el generador diésel para cumplir con la demanda energética.

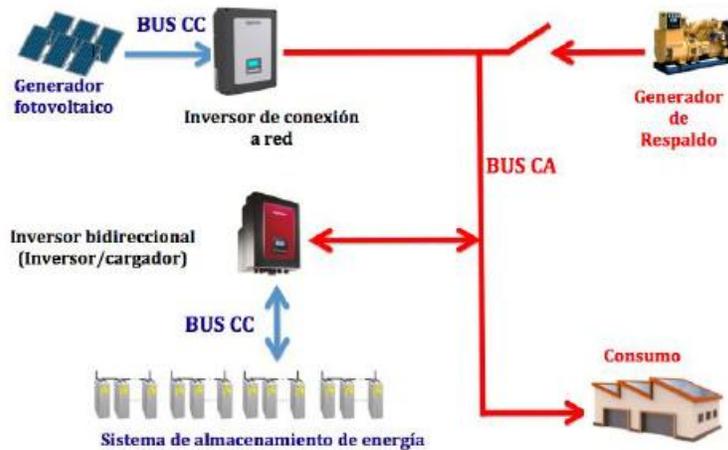
-Sistema híbrido fotovoltaico aislado en acoplamiento CA:

Ilustración 2.2: Sistema híbrido fotovoltaico aislado en acoplamiento AC

Este sistema cuenta con un inversor bidireccional el cual trabaja como inversor, transformando la corriente continua en corriente alterna, y como rectificador, transformando la energía en CA en CC.

La radiación solar incidente sobre el generador fotovoltaico generando una corriente eléctrica continua que es inmediatamente transformada a corriente alterna mediante un inversor de conexión a red. Se crea entonces un bus de corriente alterna que alimenta las cargas de alterna y el cual es transformado mediante la función rectificadora del inversor bidireccional en un bus de corriente continua con el objetivo de recargar las baterías cuando exista un exceso de radiación solar y por tanto un exceso energético. Cuando la demanda energética no pueda ser satisfecha por el generador fotovoltaico el inversor bidireccional actúa como inversor simple para transformar la energía procedente de las baterías en un bus de continua que alimentará las cargas de corriente alterna. Una vez que las baterías han sido descargadas y el generador fotovoltaico no pueda generar energía debido a la falta de radiación solar, entra en funcionamiento el generador diésel recargando las baterías para no interrumpir el servicio energético.

En ningún caso se permite un retorno energético hacia el generador diésel y tampoco es posible operar, simultáneamente, el generador diésel y el inversor bidireccional actuando como inversor aislado. Otro aspecto reseñable en este tipo de configuración, es la posibilidad de realizar una regulación por frecuencia o tensión de CA del inversor de conexión a red, como se ha comentado anteriormente. Es decir, el ser capaz de poder regular el régimen de operación del generador fotovoltaico controlándolo por medio de la frecuencia o tensión del bus de CA. Este tipo de regulación permite una carga más eficiente de las baterías evitando los microciclos, y por tanto, un deterioro mayor de las baterías. En este caso, el inversor de conexión a red nunca se desconecta, aunque estén cargadas las baterías.

En esta configuración, el sistema funciona de la siguiente forma. El generador fotovoltaico se encarga de abastecer al consumo, y si hubiera excedente, carga las baterías, por medio del inversor bidireccional actuando como cargador de baterías. Cuando no hubiera insolación suficiente, el abastecimiento de energía vendría desde el banco de baterías. En tal caso, el inversor bidireccional estaría operando como inversor sinusoidal autónomo. Al no haber ningún sistema adicional de respaldo, el sistema habría que dimensionarlo adecuadamente, si se quiere un abastecimiento continuo del consumo. El generador de respaldo, que normalmente será un generador diésel o de gas, serviría para cargar las baterías, actuando como fuente de corriente.

-Sistema híbrido fotovoltaico aislado Mixto:

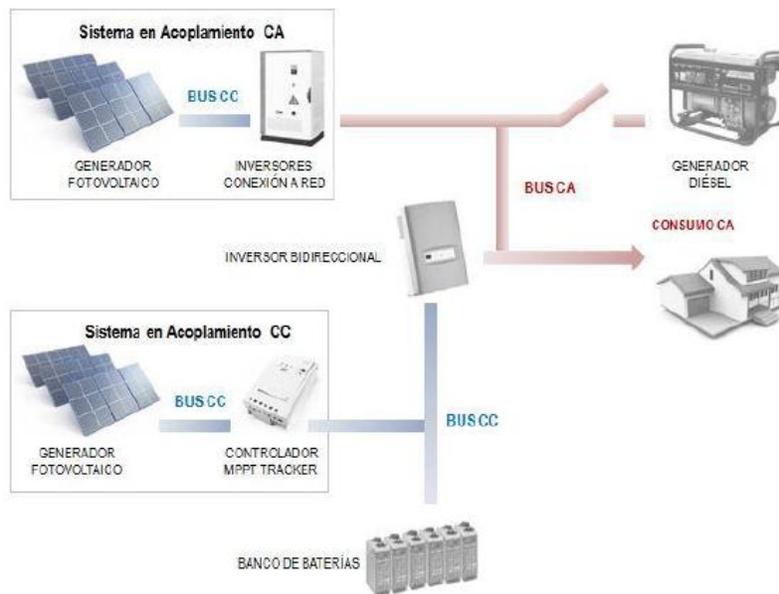


Ilustración 2.3: Sistema híbrido fotovoltaico aislado con configuración Mixta

La configuración de este sistema resulta de la combinación de la configuración en acoplamiento CC con la configuración en acoplamiento AC, hecho que permite al sistema mixto utilizar la parte más eficiente de cada una de las configuraciones. Cuando el sistema necesite cargar las baterías o consumir la energía acumulada en el banco de baterías se utilizará la configuración en CC, mientras que a la hora de gestionar la energía procedente de los módulos fotovoltaicos se procederá a utilizar la configuración en corriente AC.

Este sistema presenta la configuración más eficiente de utilizar la energía de un sistema híbrido fotovoltaico aislado.

El funcionamiento del sistema consiste en destinar la energía producida por el generador fotovoltaico a través del inversor bidireccional al bus de corriente continua y por tanto cargar las baterías. La otra parte del sistema está conectado al inversor de conexión a red para alimentar directamente las cargas. En paralelo al sistema se conecta el generador diésel que sirve de apoyo al generador fotovoltaico para satisfacer la demanda energética cuando las baterías se queden sin cargas o cuando la energía procedente del bus en corriente continua no sea suficiente.

-Sistema híbrido fotovoltaico aislado con inversor híbrido:



Ilustración 2.4: Sistema híbrido fotovoltaico aislado con inversor híbrido



Esta configuración consta de un inversor cuadri-direccional donde se conectan directamente todos los elementos que forman el sistema. Este inversor cuenta con tres entradas, dos entradas de CC donde irían conectados el generador fotovoltaico y las baterías y una entrada de CA donde se conectaría el generador auxiliar, como se ilustra en la imagen, o la red eléctrica si no se busca un sistema aislado. Las dos salidas son de CA las cuales están destinadas para las cargas, se cuenta con dos salidas para poder diferenciar cargas críticas de cargas no críticas. [16]

Esta tecnología cuenta al mismo tiempo con las mismas prestaciones que un inversor bidireccional y las de un inversor de conexión a red, por esto también es conocido como inversor híbrido.

Al ir todos los flujos de potencias conectados al mismo dispositivo observamos que el generador fotovoltaico está conectado con las cargas de AC al igual que ocurre con las baterías. Al mismo tiempo el generador fotovoltaico está conectado con las baterías lo que permite cargarlas en el caso en que haya exceso de energía.



3. DISPOSITIVOS DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AISLADOS

A lo largo de este capítulo se explican los principales elementos que constituyen los distintos sistemas aislados.

Resumiendo:

-Sistema Fotovoltaico aislado: módulos fotovoltaicos + baterías + regulador + inversor aislado.

-Sistema aislado con generador diésel: Generador diésel.

-Sistema híbrido aislado: Módulos fotovoltaicos + baterías + inversor bidireccional + inversor aislado

.

3.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Los módulos fotovoltaicos están formados por un conjunto de células fotovoltaicas que generan electricidad a partir de la radiación solar incidente sobre ellas, mediante un proceso silencioso y limpio.

Los materiales que forman las células fotovoltaicas son semiconductores, ya que la energía que liga a los electrones de valencia con su núcleo es similar a la energía de los fotones que constituyen la luz solar. Al incidir la luz solar sobre el semiconductor, sus fotones suministran la cantidad de energía necesaria a los electrones de valencia como para que se rompan los enlaces y queden libres para circular por el semiconductor.

Al lugar dejado por la ausencia del electrón liberado se le llama hueco, y dispone de carga eléctrica positiva. Estos huecos también se desplazan, ya que el electrón liberado es susceptible de caer en un hueco próximo, produciendo entonces un movimiento de huecos. Al hecho de que los electrones ocupen los huecos de otros electrones se le denomina recombinación.

Estos electrones libres y estos huecos creados en los puntos donde hay luz, tienden a difundirse hacia las zonas oscuras, con lo cual pierden su actividad. Sin embargo, al moverse ambas partículas en el mismo sentido, no producen corriente eléctrica, y antes o después se recombinan restableciendo el enlace roto. No obstante, si en algún lugar próximo a la región donde estas parejas de electrones y huecos han sido creados se formara un campo eléctrico en el interior del semiconductor, este campo separaría a los electrones de los huecos, haciendo que cada uno circule en la dirección opuesta y, por consiguiente, dando lugar a un corriente eléctrica en el sentido del citado campo eléctrico.



En las células convencionales este campo eléctrico se consigue mediante la unión de dos regiones de un cristal de silicio las cuales han sido tratadas químicamente de modo diverso. Una de las dos regiones, la denominada n, ha sido dopada con fósforo. El fósforo tiene cinco electrones de valencia, uno más que el silicio, de manera que la región dopada con fósforo muestra una afinidad por los electrones menos que el silicio puro. La otra región, denominada p, ha sido dopada con boro. El boro tiene solo tres electrones de valencia, uno menos que el silicio, y por ello el silicio dopado con boro tiene una afinidad por electrones mayor que el silicio puro. De esta manera, la unión p-n así formada presenta una diferencia de potencia que hace que los electrones tengan menos energía en la zona n que en la zona p. Consecuentemente, un campo eléctrico dirigido de la zona n a la zona p tiende a enviar los electrones hacia la zona n y los huecos hacia la zona p.

Como se ha indicado anteriormente las células se agrupan formando módulos fotovoltaicos. Estos módulos no son más que un conjunto de células conectadas convenientemente, de tal forma que reúnan unas condiciones óptimas para su integración en sistemas de energía, siendo compatibles con las necesidades y equipos estándares existentes en el mercado. Las células que integran un panel fotovoltaico deben estar comprendidas en un rango muy estrecho en cuanto a sus parámetros eléctricos, para evitar las descompensaciones que se producirían en el interior del módulo si unas generan más corriente que las vecinas.

Las propiedades eléctricas inusuales requeridas para las células fotovoltaicas limitan las materias primas con las que pueden ser fabricadas. El silicio es el material más comúnmente utilizado para la fabricación de las células solares, pero es verdad que también existen células fabricadas con telurio de cadmio y con galio. Cada uno de estos materiales tiene características únicas que impactan en el rendimiento de la célula, en su forma de fabricación y en el coste final de la misma.

Las células fotovoltaicas pueden ser obleas de silicio, es decir las células fabricadas a partir de un bloque sólido de silicio, o de tecnologías de “película fina”, tecnología mediante la cual una capa delgada de un material semiconductor es depositada sobre sustratos de bajo coste. [17]

Los módulos solares se caracterizan por la tecnología de fabricación de sus células solares, fabricadas mediante la cristalización del silicio que puede ser de tres tipos:

-Silicio monocristalino: Compuesto por silicio puro fundido con boro. A pesar de que su proceso de fabricación es más complicado, es el más empleado debido a que ofrece un rendimiento mayor que el resto. Las células están compuestas por silicio de un solo cristal.

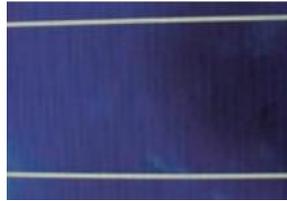


Ilustración 3.1: Muestra silicio monocristalino

-**Silicio policristalino:** Como ocurre con el silicio monocristalino, está compuesto por silicio puro dopado con boro, sin embargo en la cristalización se obtienen redes cristalinas diversas en cada cristal de silicio y se conforma la célula mediante la unión de diferentes cristales, debido a que los procesos de cristalización no son ordenados. Tienen un menor rendimiento y son más delgadas, aspecto que favorece el aprovechamiento del espacio simplificando el proceso de fabricación y por tanto reduciendo los costes.

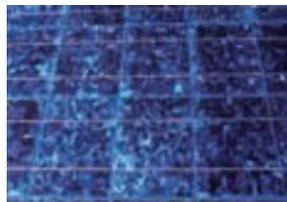


Ilustración 3.2: Muestra silicio policristalino

-**Silicio amorfo:** Es fabricado mediante la condensación de vapor de Silicio. No hay red cristalina y el componente es depositado sobre finas capas que se unen entre sí. A partir de un número de horas de funcionamiento su rendimiento cae notablemente.



Ilustración 3.3: Muestra silicio amorfo

Como se ha indicado previamente las células solares pueden presentarse como:

- **Obleas de Silicio cristalino (c-Si, Crystalline silicon cells):** Los módulos están hechos de células monocristalinas o multicristalinas de silicio. Las células de silicio monocristalino son generalmente más eficientes, pero más caras que las de silicio multicristalino.

- **Película delgada (Thin film cells):** Los módulos fabricados con una película delgada incluyen semiconductores hechos de: Silicio amorfo (a-Si), telurio de cadmio (CdTe), seleniuro de cobre indio (CIS) e indio de cobre (galio) di-seleniuro (CIGS).

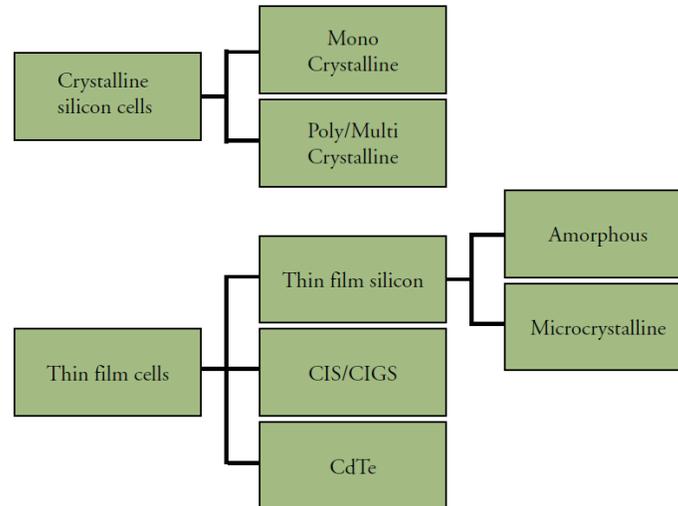


Ilustración 3.4: Tecnología módulos fotovoltaicos

Desde enero de 2010, aproximadamente el 78% de la energía fotovoltaica mundial instalada está basada en células de obleas de silicio mientras que las células de película fina conforman el 22% de la energía fotovoltaica instalada.

El módulo fotovoltaico consta de diversas capas que recubren las células por arriba y por abajo, con el fin de darles una protección mecánica, a la vez que además las protegen contra los agentes atmosféricos, especialmente el agua, que puede llegar a ser causante de la oxidación de los contactos, con lo cual las células quedarían inservibles para la producción de energía.

Los módulos fotovoltaicos tienen estructuras muy variadas. Los módulos fotovoltaicos están formados básicamente por:

- **Cubierta exterior:** Generalmente es de vidrio para favorecer lo máximo posible la captación de radiación solar, aunque puede estar fabricada con materiales orgánicos. Esta componente sirve como protección a las células solares ante los fenómenos atmosféricos.

- **Capa encapsulante anterior y posterior:** Su objetivo es proteger las células y también las conexiones ante posibles vibraciones. Esta parte encapsulante suele estar formada a partir de siliconas, porque dejan pasar la luz solar y tienen bastante resistencia a la abrasión, a la humedad y a los rayos UV.
- **Células fotovoltaicas:** El conexionado de las células de un módulo fotovoltaico se realiza con cintas metálicas soldadas o incrustadas sobre la rejilla de conexión eléctrica de la cara frontal de cada célula. La interconexión entre células se realiza uniendo las cintas de la cara frontal (negativo) de una célula con la cara posterior (positivo) de la célula siguiente.

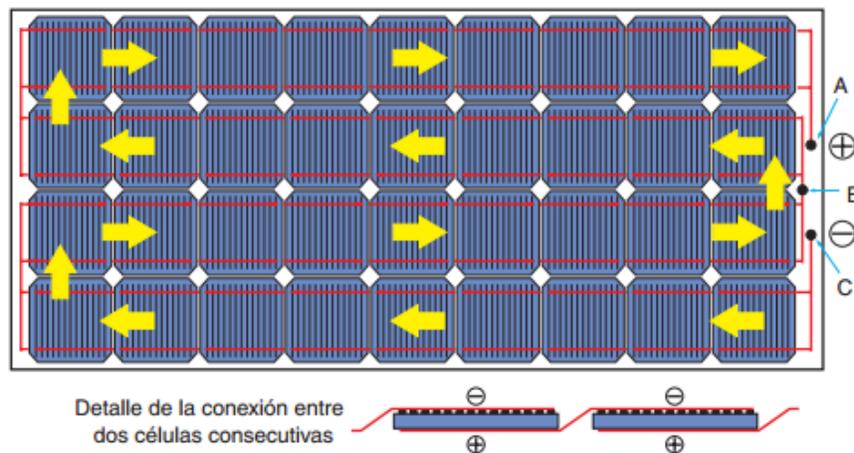


Ilustración 3.5: Conexionado de las células de un módulo fotovoltaico de silicio monocristalino

- **Protección posterior:** Como ocurre con la protección exterior suele ser de vidrio, y de color claro para dejar penetrar la radiación solar para que pueda ser reflejada por esta superficie y volver al recubrimiento exterior con el fin de ser reflejada y absorbida por las células. Sirve de cerramiento y protección.
- **Marco soporte:** normalmente es de aluminio anodizado o de acero inoxidable y envuelve todo el conjunto del módulo.
- **Conexiones:** Situadas en la parte posterior del módulo. Consiste en una caja con una protección recomendada contra el polvo y el agua, fabricada con materiales plásticos

resistentes a las temperaturas elevadas, que en su interior incorpora los bornes de conexión positivo y negativo del módulo y los diodos de paso.

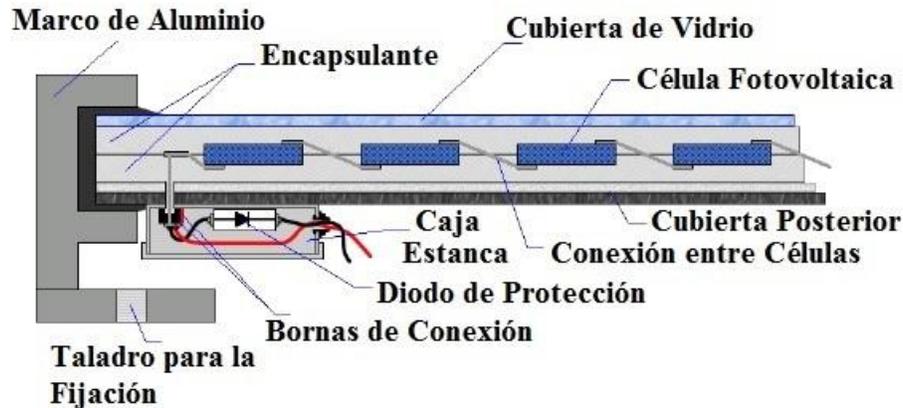


Ilustración 3.6: Constitución de un módulo fotovoltaico

De la misma manera que las células fotovoltaicas se asocian para formar el un módulo fotovoltaico, los módulos se asocian entre sí, en serie y en paralelo, para obtener la potencia deseada por la instalación en la que se van a montar.

Los parámetros fundamentales que hay que tener en cuenta a la hora de trabajar con módulos solares son los siguientes:

-Tensión en el punto de máxima potencia (V_{mpp}): Es el valor en voltios de la tensión que proporcionará el panel cuando esté trabajando en el valor de potencia P_{mpp} .

-Intensidad en el punto de máxima potencia (I_{mpp}): Es el valor de la corriente proporcionada por el panel cuando se encuentra en el punto de máxima potencia.

-Intensidad de cortocircuito (I_{sc}): Intensidad que circula por el panel cuando la salida está cortocircuitada.

-Tensión de circuito abierto (V_{oc}): Tensión en los terminales de conexión cuando no hay ninguna carga conectada al panel.

Es importante también tener siempre presente la curva I-V o curva de potencia del módulo fotovoltaico que proporciona cada fabricante en sus hojas de características y en la influencia de la temperatura en la corriente y la tensión del módulo. El aumento de la temperatura hace aumentar ligeramente la corriente y en mayor medida, disminuir la tensión de salida del módulo.

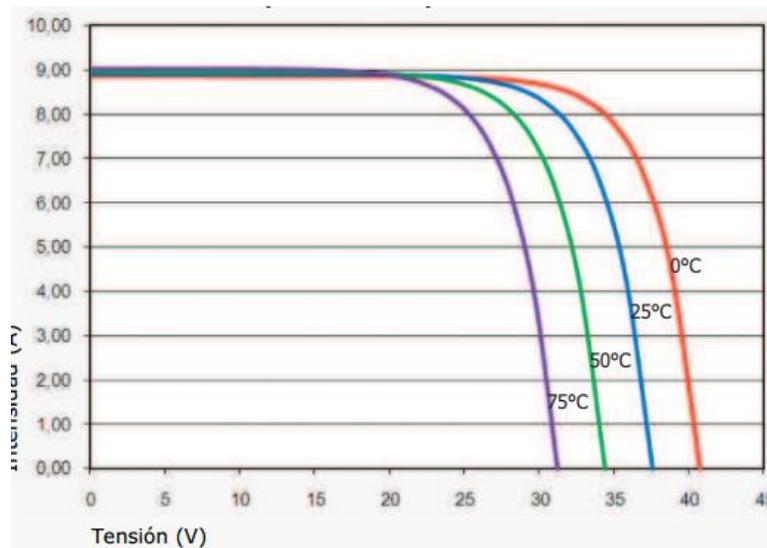


Ilustración 3.7: Curva de potencia de un módulo fotovoltaico a $1\text{W}/\text{m}^2$

3.2 BATERÍAS

Las baterías se encargan de acumular la energía eléctrica generada por el sistema de generación fotovoltaico para poder disponer de ella en las horas del día en las que la radiación solar no es suficiente para satisfacer la demanda energética. En otras palabras, se define batería como el dispositivo capaz de transformar la energía química en eléctrica. En instalaciones con cargas inductivas las baterías actuarán como apoyo en los picos de arranque y como estabilizadores de tensión.



Ilustración 3.8: Baterías

Antes de definir el modelo y el tamaño de las baterías es importante tener en cuenta los siguientes parámetros característicos de las baterías:

-Capacidad:

La capacidad de una batería, C_t es la cantidad de amperios-hora que se puede obtener de la batería, si se descarga a corriente constante durante un tiempo t .

La capacidad nominal, C_{tn} , resulta del producto de la corriente constante de descarga, I_n y el tiempo de descarga, t_n .

$$C_{tn} = I_n \cdot t_n$$

La capacidad nominal está influenciada por la temperatura, es decir, la temperatura hace aumentar o disminuir dicha capacidad nominal según lo que haga la temperatura. Otros parámetros que influyen en la capacidad nominal de las baterías son la geometría, la tensión límite de descarga y la corriente de descarga.



La capacidad nominal en un tiempo de descarga t viene proporcionada por el fabricante y se suele referir a 10 horas y a 100 horas de descarga para baterías solares y en 20 horas para baterías de arranque.

-Tensión:

La batería en sí misma es una fuente de tensión, dicha tensión varía en función del estado de carga de las baterías, hecho que permite la regulación de las mismas y del sistema aislado.

Es importante evitar profundas descargas y altas sobrecargas para asegurar una mayor durabilidad del elemento. Por este motivo, en todas las baterías existe una tensión máxima de carga y una tensión mínima de descarga que no debe superarse para asegurarse una duración de vida aceptable.

Existen otros niveles de tensión como es la tensión de gasificación, que es la tensión a partir de la cual en el proceso de carga empieza la gasificación.

-Eficiencia de la batería: Relación entre la energía obtenida a partir del generador fotovoltaico y la energía que entra en Wh. Para baterías nuevas dicho valor suele oscilar entre 0,7 y 0.85.

-Eficiencia de la carga:

Se conoce como eficiencia de la carga de una batería a la relación existente entre la energía utilizada para cargar la batería y la energía que se consigue almacenar. Cuanto mayor sea dicha eficiencia menor energía se perderá.

-Estado de la carga (SOC):

El estado de carga de la batería indica la capacidad, expresada en tanto por ciento respecto a su valor nominal, que está disponible en la batería. En instalaciones fotovoltaicas resulta difícil determinar el estado de la carga debido a que las baterías están continuamente cargándose y descargándose.

Existen dos métodos para determinar el estado de carga de una batería, el primero consiste en medir en baterías con electrolitos líquidos la densidad del electrolito mediante un densímetro y otra opción consiste en medir la tensión en bornes de la batería en reposo.



-Profundidad de descarga (DOD):

Es la cantidad en tanto por ciento que se ha descargado una batería en un proceso de descarga.

La profundidad de descarga máxima es en nivel máximo de descarga que se le permite a las baterías antes de ser desconectadas del regulador, con el fin de proteger y prolongar la vida de las mismas. Las profundidades de descarga máximas se suelen considerar para un ciclo diario (Profundidad de descarga máxima diaria) están en torno al 15%-20%. Para el caso de ciclo estacional, que es el número máximo de días que se podrá una batería estar descargándose sin recibir los módulos radiación solar suficiente, están en torno a los 4-10 días y una profundidad de descarga del 70% aproximadamente

-Autodescarga: es el proceso mediante el cual el acumulador eléctrico tiende a descargarse, sin estar en uso.

Las baterías recomendadas para instalaciones fotovoltaicas son las baterías de Plomo-ácido y las de Níquel-Cadmio. Debido al coste de estas últimas es más popular el uso de baterías Plomo-ácido aunque las de Níquel-Cadmio se utilizan en aplicaciones profesionales en las que el coste no es factor determinante. Las baterías de Níquel-Cadmio tienen una mayor profundidad de descarga y pueden permanecer periodos de tiempo más largos en baja carga sin sufrir deterioro, contemplan también una menor autodescarga y un coste menor de mantenimiento. [18]

Los acumuladores electroquímicos de plomo ácido son células electroquímicas en las que las reacciones en los electrodos son reversibles y por esta razón pueden ser utilizadas para acumular energía y posteriormente liberarla cuando se conectan a un circuito de carga exterior. Las células electroquímicas están constituidas por placas, materia activa y electrolitos.

Las baterías de Plomo-ácido se pueden clasificar en:

-Baterías de arranque: Diseñadas para ciclos muy poco profundos, utilizadas principalmente en el sector de arranque para la automoción, proporcionando elevadas corrientes en cortos periodos de tiempo.

-Batería de tracción: Diseñadas para ciclos muy profundos, utilizadas primordialmente en vehículos eléctricos. Estas baterías tienen un número menor de placas pero más gruesas y construida para una mayor durabilidad. Se utilizan rejillas con alto contenido en plomo-antimonio para mejorar el ciclado profundo.



-Baterías estacionarias: Utilizadas comúnmente en los sistemas de alimentación ininterrumpida. Están diseñadas para la operación muy esporádica y raramente se descargan. Normalmente están en un continuo estado de flotación.

Las baterías recomendadas para un sistema fotovoltaico aislado son las baterías estacionarias de plomo ácido. Estas baterías suelen tener vaso de 2v, que se dispondrán en serie y/o paralelo para completar los 12,24 o 48V que puede presentar la instalación

Las baterías sufren envejecimiento a medida que van pasando los años de uso. Estos procesos de envejecimiento pueden ser reversibles, como la estratificación del electrolito, que se puede evitar realizando en cada operación de mantenimiento una gasificación controlada. Por el contrario hay procesos que ocurren con el proceso de los años que no son irreversibles como pasa con la sulfatación, al cual se produce con las descargas excesivas o profundidad, ya que se producen cristales de sulfato que no se vuelven a transformar en plomo y óxido de plomo. Este efecto suele darse en la parte baja del vaso. La corrosión es otro proceso que incide sobre las baterías con el paso de los años, el origen de este proceso son las sobrecargas las cuales aumentan la resistencia en las rejillas positivas de las baterías facilitando la corrosión de las mismas. Otro proceso a tener en cuenta es el enlodamiento, la materia activa pierde su adherencia con los ciclos de carga y descarga debido a los cambios de volumen y por tanto se precipita y forma lodos que pueden provocar cortocircuitos. El secado es otro proceso que ocurre en la baterías con el paso de los años, es provocado por una gasificación continua sin reposición de agua desionizada.

3.3 REGULADORES

Los reguladores de carga de las baterías regulan el flujo de electricidad del generador fotovoltaico a la batería. Su objetivo es regular el voltaje y la corriente generados en los módulos fotovoltaicos y que llegan a las baterías para evitar sobrecargas y sobredescargas de las mismas. Es decir, estos dispositivos se tratan de convertidores que gestionan la carga y descarga de las baterías garantizando su correcto funcionamiento, evitando la generación de gases y la disminución del líquido que hay en el interior de las baterías ayudando a la prolongación de la vida de las mismas y favoreciendo a la seguridad general de la instalación.

La estrategia de control del regulador de carga determina el proceso de carga de una batería y es responsable en última instancia tanto de la capacidad del sistema de satisfacer los consumos como de la vida útil de las baterías. Además estos dispositivos tienen la capacidad de avisar cuando se



han sobrepasado los límites mínimos de seguridad y dispone de otras funciones adicionales como compensación de la temperatura de las baterías.

En los casos de sobrecarga, el regulador abre el bus de corriente continua que une el generador fotovoltaico con el propio regulador, mientras que en los casos de sobredescarga el regulador desconecta el bus que conecta el inversor con las cargas o avisa mediante una alarma indicando que la tensión de batería está por debajo de los mínimos de seguridad.

Los reguladores no solo regulan la carga y descarga de los acumuladores energéticos sino que también monitorizan y registran los datos de funcionamiento lo que permite regular la tensión en función de la temperatura y realizar el seguimiento de punto de máxima potencia del generador fotovoltaico. Dichos dispositivos trabajan mediante el control de la tensión, utilizando los datos obtenidos en la medición de tensión en bornes de la batería.

En términos generales, las características que definen un regulador son la tensión nominal y la corriente máxima de trabajo. El regulador deberá instalarse en un lugar accesible para facilitar la utilización de los visualizadores e indicadores que controlan el estado de la instalación. El regulador se selecciona en función de la tensión del sistema y de la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico, aplicándole un factor de seguridad.

Los interruptores de los reguladores pueden ser dispositivos de estado sólido o relés electromecánicos. Aunque en los reguladores más simples se utilizan relés electromecánicos, en la mayoría de los casos se utilizan MOSFET's o transistores de potencia que necesitan menos potencia de activación, son más pequeños y pueden operar un número mayor de ciclos. [19]

Se distinguen principalmente tres tipos de reguladores según su método de control utilizado para regular la carga procedente de los módulos solares a las baterías:

-Reguladores paralelo:

Esta clase de reguladores son los primeros que se empezaron a utilizar y su tecnología es la más sencilla que se encuentra en el mercado. Normalmente se utilizan en las instalaciones de baja potencia.

El funcionamiento de esta clase de regulador consiste en colocar un transistor o MOSFET en paralelo entre el generador y el banco de baterías. Para regular la corriente procedente del generador fotovoltaico cuando se alcanza el límite de carga máxima de la batería el dispositivo

regulador limita la corriente que llega al acumulador, consecuentemente la tensión se mantiene en un valor equivalente a carga de mantenimiento o flotación, la cual permite una carga más completa de las baterías y un mejor aprovechamiento de la energía de los módulos. Cuando se llega al límite máximo de descarga el regulador se ocupa de cortar la el bus que conecta los acumuladores energéticos con la cargas de AC.

La desventaja de este tipo de regulador es que una vez que se alcanza el voltaje de regulación por sobrecarga, el generador fotovoltaico se cortocircuita a través del dispositivo de regulación con los consecuentes problemas de disipación de energía y calentamiento. Es importante verificar que estos reguladores están protegidos contra inversión de polaridad del generador fotovoltaico y de la batería.

En general los reguladores de tipo paralelo o shunt tienen un coste bajo y una alta fiabilidad, con un diseño sencillo y adecuado para pequeñas instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red eléctrica.

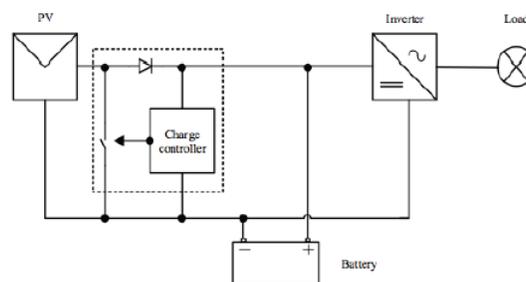


Ilustración 3.9: Regulador tipo paralelo

Los reguladores paralelo se pueden diferenciar entre:

-Control paralelo (On/Off): El generador fotovoltaico es desconectado cuando las baterías alcanza su límite máximo de carga. Normalmente se utilizan en sistema con corrientes inferior a 20 A por problemas de disipación de calor.

-Control paralelo lineal (diodo zener): Se utiliza un elemento de control para mantener la carga de la batería entre sus límites. Se instala en paralelo con la batería un diodo Zener con un voltaje de polarización inversa igual a la tensión de carga máxima de la batería. Cuando la batería alcanza

dicho valor el diodo conduce, desviando tanta corriente como sea necesario para mantener al sistema en carga flotante.

-Control PWM paralelo, con dispositivos de alta frecuencia en los que se varía el tiempo de conmutación para controlar la corriente que de carga a la batería, manteniéndola a valores muy próximos al límite de carga , reduciéndose los problemas de disipación de calor.

-Reguladores serie:

Los reguladores tipo serie son similares a los reguladores tipo paralelo pero en lugar de cortocircuitar la salida del generador fotovoltaico abren el circuito interrumpiendo el camino a las baterías. Para desconectar el circuito, este tipo de reguladores utilizan un relé o un interruptor de estado sólido. Cuando las baterías alcanzan el estado de carga máximo el generador fotovoltaico se desconecta de las baterías, por el contrario, cuando las baterías alcanzan el límite mínimo de carga el interruptor restablece la conexión con el generador fotovoltaico conectándolo de nuevo con las baterías. Este sistema abre los buses de corriente en vez de disipar la energía, como ocurre con los reguladores series, es por esta razón por la que son adecuados para instalaciones de mayor potencia que los reguladores tipo paralelo.

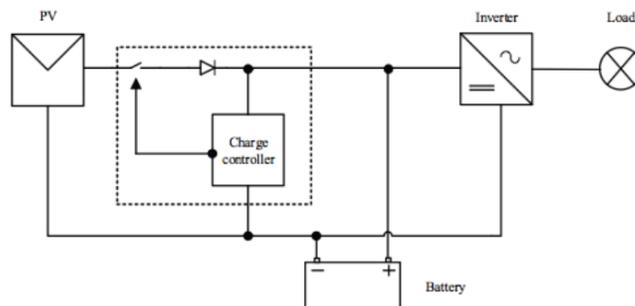


Ilustración 3.10: Regulador tipo serie



Los reguladores serie utiliza diversas técnicas de control:

-Control serie simple (On/Off): El regulador de carga corta el consumo si la tensión de la batería alcanza un valor mínimo de carga y si por el contrario la batería alcanza un valor de carga máxima, el regulador abre el bus de corriente que sale de generador fotovoltaico.

-Control serie, dos estados: Es un procedimiento similar al control serie simple exceptuando que la regulación del voltaje final de carga ocurre a dos voltajes. Es decir, inicialmente el voltaje elevado de ecualización y después de un voltaje de flotación, lo que permite un gaseo periódico de la batería. Lo mismo ocurre con la corriente de carga, inicialmente se carga a plena corriente y posteriormente se reduce.

-Control serie lineal: En esta metodología de control se aplica un voltaje constante a medida que la batería se aproxima a la tensión límite de sobrecarga utilizando un elemento de control serie que actúa como una resistencia variable que disipa el excedente energético que no se usa para la carga de la batería.

-Control por modulación PWM: En este sistema de control se aplican pulsos de corriente a frecuencia variable de modo que la batería recibe un voltaje de carga constante del generador.

-Control multietapa: Esta metodología de control se utiliza en grandes sistemas en los que el generador fotovoltaico completo se divide en varios sub-generadores que se conectan o desconectan gradualmente para hacer decrecer la corriente de carga cuando la batería se aproxima al límite de carga máximo.

-Reguladores con seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT):

Los reguladores MPPT (Maximum Power Point Tracking) son convertidores más complejos que trabajan como convertidores DC-DC en una interfaz entre el generador fotovoltaico y la batería.

La función principal del controlador MPPT es ajustar la salida del generador fotovoltaico para transferir la máxima energía generada en cada momento a las baterías, consiguiendo de esta forma una alta eficiencia en una amplia gama de puntos de funcionamiento y evitando pérdidas por desacoplo.



Los seguidores de punto de máxima potencia se denominan así porque dinámicamente siguen y fuerzan al generador fotovoltaico a trabajar en el punto de máxima potencia instantánea, proporcionando un aumento del rendimiento del sistema.

Estos seguidores de máxima potencia no solo se encuentran en los reguladores de carga de baterías sino que también pueden estar localizados en los inversores de conexión a red. El principio de operación se basa en el ajuste del punto de operación de voltaje o corriente de modo que la potencia obtenida se aproxima lo más posible al valor de la potencia máxima del generador fotovoltaico.

En cuanto a sus especificaciones eléctricas existen cuatro parámetros que debido a su importancia han de tenerse en cuenta, dichos parámetros son: la tensión nominal de las baterías, las entradas MPPT, la tensión de entrada y la tolerancia a las sombras en los puntos de máxima potencia.

Respecto a la tensión nominal de las baterías, se distinguen dos grupos: el primero con baterías de 12 V, 24 V y 48 V que se consideran baterías de baja tensión y otro grupo con baterías con 120 V, 240 V y 480 V lo que es conocido como alta tensión. Teniendo en cuenta esta clasificación de baterías y que la tensión de entrada está relacionada con la tensión máxima en circuito abierto del generador fotovoltaico que es admisible por el sistema se distinguen dos tipos de reguladores MPPT: reguladores MPPT de baja tensión y de alta tensión. La ventaja de utilizar un controlador de carga de alto voltaje es que permite la colocación de una gran cantidad de paneles conectados en serie y permite reducir el número de paneles en paralelo. Este hecho contribuye a la reducción del número de cables, los problemas de caída de tensión, reduce el número de interruptores en el sistema y permite una instalación mucho más rápida.



3.4 INVERSORES

El inversor es un dispositivo electrónico de potencia cuya función básica es transformar la corriente continua en corriente alterna, además de ajustarla en frecuencia y en tensión eficaz para su consumo. Esta conversión se lleva a cabo haciendo pasar la corriente DC por un transformador, primero en una dirección y luego en otra, en ciclos de 100 veces por segundo para conseguir una frecuencia de 50 HZ

Es el dispositivo encargado de transformar la corriente continua procedente del generador fotovoltaico y de las baterías en una corriente alterna para satisfacer las cargas de consumo que trabajan en corriente alterna. El objetivo de este elemento es simular la red eléctrica en los sistemas aislados para poder conectar los electrodomésticos, que son las cargas en alterna que se encuentran en un hogar. La función del inversor no solo consiste en transformar la corriente continua en corriente alterna, sino que también modulan la tensión de salida y controlan el valor eficaz de la tensión de salida.

Los inversores pueden ser trifásicos o monofásicos en función de las necesidades de cada instalación. Estos inversores están formados a base de circuitos electrónicos alimentados en tensión continua y que generan una señal de tensión y frecuencia determinada, en la mayoría de los casos ofrecen 230 Voltios a la salida y 50 Hz. Disponen también de protecciones contra la sobrecarga y la sobredescarga de la batería, cortocircuitos o la detección de ausencia de consumo.

Antes de elegir un inversor para un sistema se debe observar que tiene una alta eficiencia, es decir, que puede trabajar en un amplio espectro de potencias. Es importante buscar un inversor que tenga una alta resistencia a los picos de arranque de las cargas AC que contenga motor, como es el caso de los frigoríficos, que esté protegido contra los cortocircuitos, que regule correctamente la tensión y la frecuencia a la salida, que sea seguro y por último que cuando no haya cargas conectadas tenga un bajo consumo en vacío. [20]

Las principales características que deben considerarse para el dimensionamiento del inversor son:

- La tensión de entrada
- Máxima potencia que puede manejar.
- Margen de sobrecarga permisible.
- Potencia, tensión y forma de la onda de la salida
- Frecuencia de trabajo y máximo error de frecuencia.
- Eficiencia de transformación (generalmente cercana al 85%)



Actualmente se pueden distinguir las siguientes clases de inversores:

-Inversores aislados:

Los inversores aislados son inversores que no necesitan sincronizarse con ningún bus de CA. Es importante a la hora de seleccionar un inversor para un sistema fotovoltaico aislado asegurar que cumple las siguientes características:

-El dispositivo debe tener la posibilidad de suministrar una corriente alterna con forma senoidal a tensión y frecuencia estables.

- El dispositivo debe tener un buen rendimiento en todo el rango de potencias menores que la potencia nominal del sistema.

-El dispositivo debe contar con autoprotección contra sobrecargas, cortocircuitos y cambio de polaridad.

-El dispositivo debe contar con arranque automático con bajo autoconsumo en stand-by.

-El dispositivo debe tener compatibilidad electromagnética.

-El dispositivo debe contener poca existencia de armónicos superiores.

Se distinguen dos clases de inversores aislados:

- **Inversores de onda cuadrada:** Los inversores de onda cuadrada son más baratos pero normalmente también menos eficientes. Producen demasiados armónicos que generan interferencias y pérdidas de potencia.

- **Inversores sinusoidales de onda modificada (*MSW, Modify Sine Wave*):** Son más sofisticados y caros, utilizan técnicas de modulación de ancho de pulso. El ancho de onda es modificada para acercarla lo más posible a un onda senoidal. La salida no es todavía auténtica senoidal, pero es bastante próxima. El contenido en armónicos es menos que el de onda cuadrada. Son los que mejor relación calidad/precio ofrecen por lo que son utilizados para alimentar la mayoría de los electrodomésticos del mercado.

- **Inversores de onda sinusoidal pura (PSW, Pure Sine Wave):** Estos inversores son más sofisticados y caros, pero mejoran el rendimiento y evitan las incompatibilidades. Su onda sinusoidal está diseñada para reproducir la energía suministrada por las compañías eléctricas por lo que son los dispositivos más indicados para alimentar equipos electrónicos sofisticados. Los inversores senoidales puros son los que tienen una forma de señal a la salida senoidal. Hasta hace poco tiempo estos inversores eran grandes y caros, además de ser poco eficientes, tan solo un 40% de rendimiento. Pero últimamente su uso está creciendo en los últimos años gracias al desarrollo de nuevos inversores senoidales con rendimientos alrededor del 90%, dependiendo de la potencia, y a la incorporación de los microprocesadores de última generación, los cuales, permiten aumentar las prestaciones de los inversores con servicios de valor añadido como telecontrol, contaje de energía consumida, selección del tipo de batería, etc.

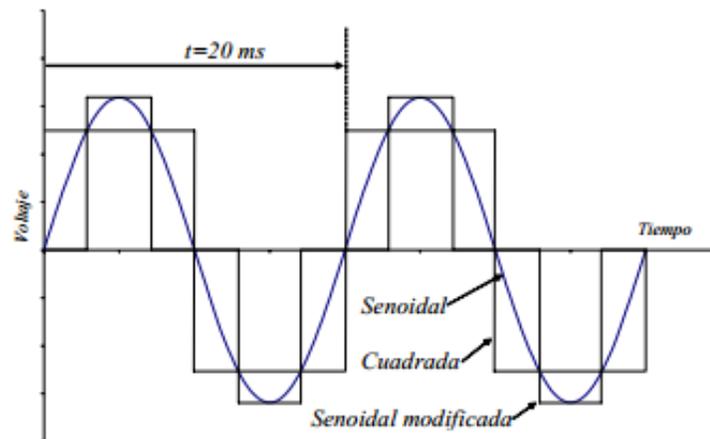


Ilustración 3.11: Diferentes formas de onda en corriente alterna (50Hz)

-Inversores de conexión a red

Los inversores de conexión a red necesitan una red en el lado de corriente alterna para poder sincronizarse. Se utilizan en sistemas aislados donde esa red de corriente alterna es generada por el banco de baterías o por el generador diésel.

Este tipo de inversores cuentan con una tecnología muy madura, diversas capacidades técnicas implementadas y además tiene con un coste menor que el de otros inversores. Dicha tecnología consigue reducir pérdidas mediante la reducción de elementos, es decir, se prescinde del regulador de carga y por tanto se agiliza el consumo de la energía generada por los módulos fotovoltaicos con la conexión mediante el inversor de conexión de red a la carga.

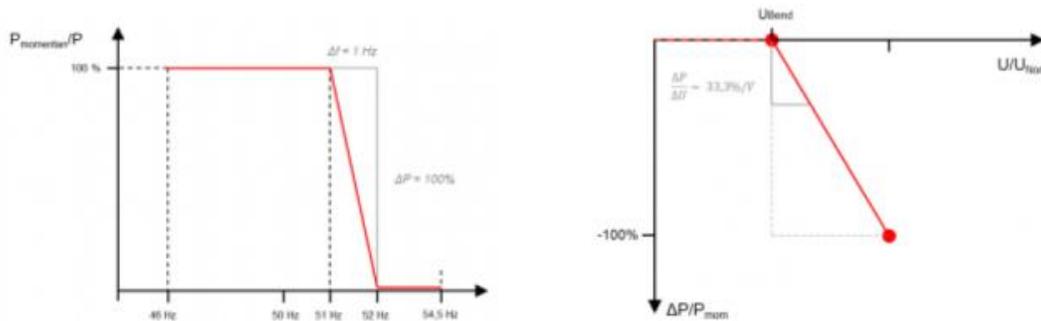


Ilustración 3.12: Variación de la potencia de entrada del inversor de conexión a red en función de la frecuencia (izquierda) y de la tensión (derecha) del bus de CA

Con el fin de suministrar el máximo de potencia inyectada a la red, el inversor trabaja con el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico el cual varía en función de las condiciones climatológicas y seguirlo de forma automática. Por esto es importante que el inversor ofrezca un buen rendimiento de seguimiento para convertir siempre la máxima potencia solar. El rendimiento de ajuste indica que se ajusta el inversor al punto de máxima potencia en cada situación.

$$\eta_{seguimiento} = \frac{P_{FV}}{P_{MPM}}$$

Dónde:

P_{FV} = Potencia a la salida del generador fotovoltaico (W)

P_{MPM} = Potencia máxima del generador fotovoltaico (W)

El rendimiento de transformación del inversor de conexión de red representa las pérdidas que tienen lugar durante la transformación de corriente CC corriente CA. Estas pérdidas se producen en el transformador, en los conductores y las debidas al propio consumo para el control y regulación.

$$\eta_{transformación} = \frac{P_{inv}}{P_{FV}}$$

Dónde:

P_{inv} = Potencia activa a la salida del inversor (W)

P_{FV} = Potencia a la salida del generador fotovoltaico (W)

El rendimiento estático normalmente lo proporciona el fabricante. Se calcula a partir del producto del rendimiento de transformación y del rendimiento de seguimiento:

$$\eta_{inv} = \eta_{transformación} \cdot \eta_{seguimiento}$$

También se suele proporcionar el rendimiento máximo que corresponde normalmente a la situación en la que el inversor funciona entre el 80% y el 50% de la potencia nominal.

-Inversores bidireccionales:

Los inversores bidireccionales presentan la función de rectificador, transformando la corriente alterna en corriente continua y por tanto también funcionando como cargador de baterías, y la función de inversor aislado, transformando la corriente continua en corriente alterna. Por esta característica es porque la que el inversor bidireccional es también conocido como inversor/cargador.



Ilustración 3.13: Inversor bidireccional

Con respecto a su etapa de potencia existen diferentes topologías: con transformador de alta o baja frecuencia.

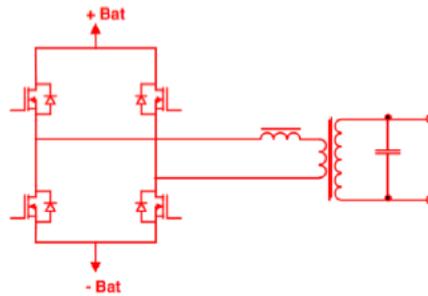


Ilustración 3.14: Topología de un inversor bidireccional con transformadores de baja frecuencia, de la marca Stunder Innotec S.A

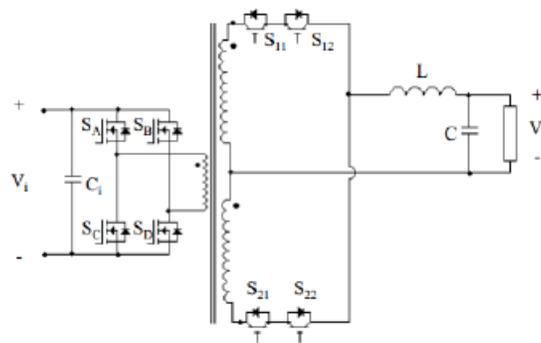


Ilustración 3.15: Inversor bidireccional con aislamiento en alta frecuencia puente completo medio puente

Los inversores bidireccionales tienen dos entradas una de corriente continua, para las baterías, y otra de corriente alterna que se podrá conectar o bien a la red generada por el generador diésel, como ocurre en el caso que se va a estudiar, o bien a la red eléctrica en sistema no aislados. Cuentan con una salida que trabaja como una fuente de tensión, porque a partir de las baterías, se genera una red de corriente alterna con frecuencia y tensión constantes, las cuales podrán ser reguladas.

La salida de corriente alterna de los inversores bidireccionales suele estar conectada a la salida de a un inversor de conexión a red. Cuando los inversores están así conectados pueden presentar tres tipos de funcionamiento: Autoconsumo, Aislado y back-up, este último no queda hábil para los sistemas híbridos aislados.

En el modo Aislado, el inversor genera una red corriente continua. La fuente auxiliar, en este caso el generador diésel, solo se conecta cuando el estado de carga de las baterías es inferior a un determinado nivel programable.

En el modo Autoconsumo, si la energía generada es mayor que la demandada, el excedente podría usarse para cargar las baterías o para ser inyectado en la red eléctrica, en el caso de que se trate de un sistema conectado a la red eléctrica, si las baterías estuvieran completamente cargadas. Si el sistema demanda más energía que la producida por el generador fotovoltaico, las baterías se encargarían de satisfacer la demanda, aumentando la razón de autoconsumo.

En el mercado se agrupan los inversores bidireccionales en monofásicos para instalaciones que no superen los 8kW y los inversores trifásicos para instalaciones entre 50kW y 1MW.

3.5 GERADOR DIÉSEL DE CORRIENTE ALTERNA



Ilustración 3.16: Generador diésel

Los sistemas renovables aislados se dimensionan para tener un número determinado de días de autonomía. Cuando falte dicho recurso durante períodos de tiempo superiores o no quiera sobredimensionarse el sistema la demanda energética puede ser cubierta por un generador diésel que trabajará como fuente de apoyo. Son comunes en instalaciones de mediana.

Su función principal dentro del sistema fotovoltaico aislado consiste en cargar las baterías cuando una vez que estas se han descargado el generador fotovoltaico no puede suministrar la energía necesaria para recargarlas y por tanto interrumpiría el suministro eléctrico

El generador diésel es un generador de corriente alterna que convierte la energía mecánica en energía eléctrica. El generador quema el combustible fósil, en este caso diésel, para generar un movimiento que mediante el cigüeñal es transferido al alternador transformando la energía



mecánica derivada de la combustión en energía eléctrica. Cuando arranca el motor del generador el depósito de combustible se llena.

El estrangulador y el gobernador del generador estabilizan la velocidad del motor estandarizando el suministro de energía eléctrica. Cuando el motor gira, el cigüeñal que lo une con el generador, es hilado por una cámara que contiene electromagnetos. Debido a este movimiento a alta velocidad se produce la corriente eléctrica.

Es importante tener en cuenta todos los gastos adheridos al uso de un generador diésel, sobre todo el precio del combustible el cual sufre un incremento continuo. El dimensionamiento del generador diésel se realizará en base al consumo total previsto del sistema y a las condiciones particulares de utilización del sistema con el objetivo de garantizar la máxima rentabilidad posible

4. DATOS DE PARTIDA

El objetivo de este proyecto, como hemos indicado anteriormente, consiste en comparar un sistema híbrido aislado con un sistema de acumulación y con otro sistema de alimentación de combustión fósil.

La herramienta utilizada para llevar a cabo esta comparativa es el software de simulación iHoga con la cual se generarán los elementos que compondrán el sistema y se obtendrán los informes finales. El software iHoga es una herramienta desarrollada por el Doctor Rodolfo Dufo López del departamento de ingeniería eléctrica de la Universidad de Zaragoza. El programa ofrece la posibilidad de dimensionar una instalación combinado distintas tecnología de generación y control. [21]

Antes del análisis de los distintos sistemas con los que se van a trabajar es necesario hacer el estudio de aquellos datos que serán fijos en los tres sistemas a analizar, como son: la situación de la vivienda, la demanda energética y la irradiación solar.

4.1 SITUACIÓN DE LA VIVIENDA

La vivienda para la cual se realiza el estudio es una casa unifamiliar situada en el municipio de Ceclavín en la provincia de Cáceres, Extremadura. Con más de 2000 habitantes, Ceclavín es el cuarto municipio más poblado de las Vegas del Alagón. Históricamente, pertenece a la Tierra de Alcántara. Ceclavín está integrado en la Mancomunidad de la Rivera de Fresnedosa.

El terreno donde se encuentra la vivienda ($39^{\circ} 48' 56,5''$ N y $6^{\circ} 47' 15,2''$ W):



Ilustración 4.1: Localización de la vivienda 1



Como se puede apreciar de la imágenes anteriores la casa donde se va a estudiar los distintos sistema aislados se encuentra lo suficientemente lejos de la población como par que haya que construir una instalación de tendido eléctrico exclusiva para esta vivienda.

4.2 DEMANDA ENERÉTICA

La estimación correcta de la energía consumida por el sistema fotovoltaico sólo es sencilla en aquellas aplicaciones en las que se conocen exactamente las características de la carga (por ejemplo, sistemas de telecomunicación). Sin embargo en este caso, la electrificación de la vivienda, no resulta tan sencillo pues intervienen multitud de factores que afectan al consumo final de la electricidad: tamaño y composición del grupo de personas que habitan dicha vivienda, sus hábitos y la capacidad para administrar la energía disponible.

El objetivo de este apartado es estimar la energía media diaria consumida por el sistema, término que llamaremos:

$$E_D(Wh/día) = \sum_i P_i \cdot h_i$$

E_d = Energía media diaria consumida por el sistema.

P_i = Potencia alterna de la carga i en W .

h_i = Horas diarias de funcionamiento de la carga i .

En el consumo de energía se incluirá el servicio de energía eléctrica ofrecido para la demanda prevista en distintas aplicaciones (iluminación, TV, frigorífico, etc.). En la siguiente tabla se exponen los consumos medios estándar de los diferentes elementos que existen en la vivienda, para estimar la energía media diaria consumida por el sistema.



Tabla 4.1: Tabla de consumo

CARGAS	CANTIDAD	POTENCIA (W)	Nº horas al día	Wh/día
Frigorífico	1	90	24.0	2160
Microondas	1	920	0.1	920
Lavadora	1	1500	1.0	1500
Horno eléctrico	1	1500	0.5	750
Plancha	1	1500	1.0	1500
Televisión	1	150	4	600
Bombillas (cocina + salón)	4	75	5.0	1500
Bombilla (Baño)	2	75	2.0	300
Bombilla dormitorio	2	75	2.0	300
Vitrocerámica	1	1150	1.0	1150
Autoconsumo del regulador	1	1	24	24
Autoconsumo del inversor	1	2	11	22

Consumo diario(E_D)= 9898 Wh/día

Consumo diario con un margen de seguridad del 20%(E_{Ds})=11878 Wh/día

En el diseño de esta vivienda no se ha considerado la instalación de un sistema de caldera para agua sanitaria ni un sistema de calefacción eléctrico, ya que debido a la localización de la vivienda se consideró una instalación de caldera de combustión mediante leña producida de la explotación de los terrenos de la vivienda.

Con los datos de esta “**Tabla de Consumos**” obtenemos el consumo medio diario de la instalación al que se le ha aplicado un 20% como margen de seguridad recomendado. Debemos también tener en cuenta que en la instalación habrá pérdidas por rendimiento de la batería y del inversor y esto influye en la energía necesaria final. Generalmente, para el buen dimensionamiento, tomaremos un rendimiento de la batería de un 95%, del inversor un 90% y de los conductores un 100%.



Así pues para el cálculo de los **consumos medios diarios (E_D)** consideramos la siguiente expresión:

$$E_D = \frac{E_{D,DC} + \frac{E_{D,AC}}{\eta_{inv}}}{\eta_{bat} \cdot \eta_{condc}}$$

$E_{D,DC}$ = Consumo medio de energía diario de las cargas en corriente continua.

$E_{D,AC}$ = Consumo medio de energía diario de las cargas en corriente alterna.

Por tanto el consumo diario estimado para la vivienda a estudiar es de:

$$E_D = 13,9 \text{ kWh/día}$$

Como era de esperar, el consumo medio diario real es ligeramente superior al nominal, pues como se mencionaba, se ha tomado en cuenta las pérdidas que se pueden producir en algunos de los elementos de la instalación y el margen de seguridad del 20%.

Es importante recalcar que el diseño del sistema se realiza mediante la versión educativa e del software de simulación iHoga, el cual no permite una distribución de la demanda mayor a 10kWh/día por lo que los datos de consumo estimado servirán de orientación a la hora de introducir los parámetros necesarios en el software, ya que este proyecto consiste en llevar a cabo una comparativa y no el desarrollo de un proyecto real.

A partir de este punto el consumo diario estimado para la vivienda a estudiar es de:

$$E_D = 10 \text{ kWh/día}$$

Los pasos previos para determinar el consumo de una vivienda son meramente explicativos de cómo habría que realizar paso a paso el diseño de un sistema fotovoltaico.

A continuación se explica la estimación del consumo diario mediante el software iHoga.

Una vez abierto el programa y seleccionando la pestaña de CONSUMO/RED aparece la siguiente interfaz para que se introduzcan las cargas de corriente alterna, en valores horarios, para cada mes, en W.

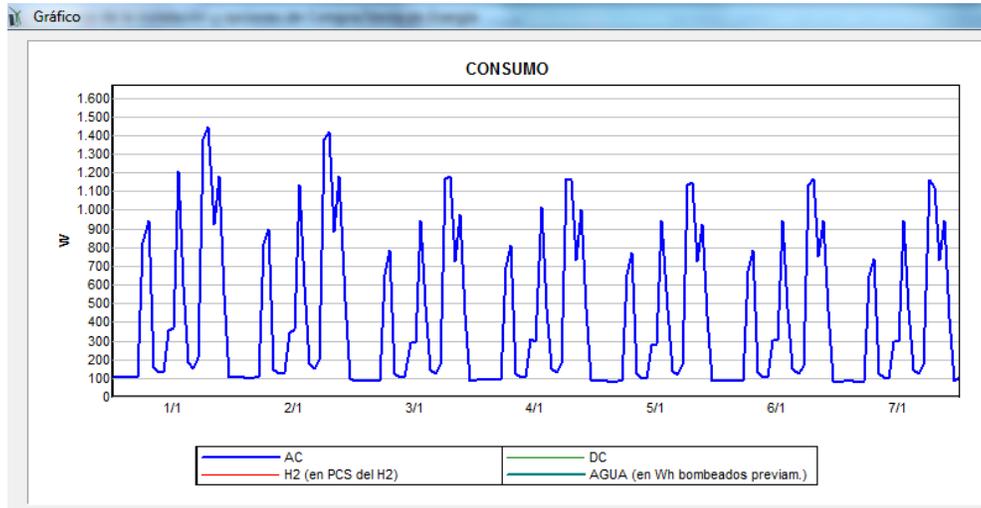


Ilustración 4.3: Consumo energético de 7 días

Se puede observar que el consumo en los días 1 y 2 de Enero, que sería fin de semana, el consumo es mayor que en los siguientes 5 días que corresponderían a los días entre semana.

En la siguiente gráfica se visualiza el consumo medio por día graficado en potencia frente a horas:

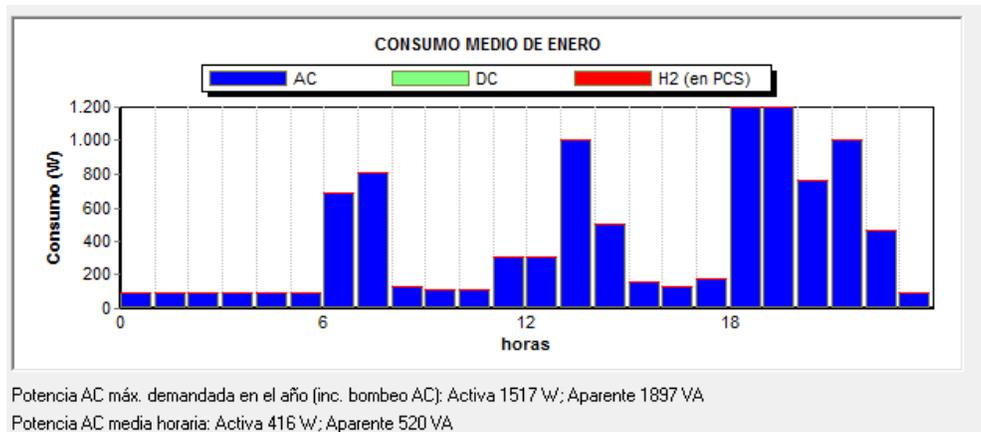


Ilustración 4.4: Consumo medio diario en horas



En esta gráfica se observa que los picos de consumo en un día normal corresponden a las horas donde hay más movimiento en la vivienda, es decir las horas de la comidas y durante las tardes, ya que se ha hecho el estudio para una vivienda donde sus habitantes trabajan en jornada partida.

4.3 RADIACIÓN SOLAR

La radiación solar es un recurso energético del cual se dispone para llevar a cabo el desarrollo del sistema híbrido aislado y además es un factor vital ya que determina el dimensionado del sistema y por tanto su coste.

Llegados a este punto es importante diferenciar entre los siguientes términos:

- **Irradiancia:** Es la magnitud que describe la radiación o intensidad de iluminación solar que llega hasta nosotros medida como una potencia instantánea por unidad de superficie, W/m^2 .

– **Irradiación:** Es la cantidad de irradiancia recibida en un lapso de tiempo determinado, es decir, la potencia recibida por unidad de tiempo y por unidad de superficie. Se suele medir en Wh/m^2 o, en caso de un día, en $Wh/m^2/día$.

El estudio de la irradiancia en el lugar de localización del proyecto es de vital importancia ya que serán con estos datos con los que se podrá evaluar el dimensionado del generador fotovoltaico.

El primer paso para realizar dicho estudio es obtener el valor medio mensual de la irradiación diaria sobre una superficie horizontal:

$$G_{dm}(0) = [kWh/m^2 / día]$$

La obtención de estos datos es muy sencilla a partir del software iHoga. Una vez en la pestaña de irradiación el programa pide que se introduzcan los datos de latitud y de longitud de la localización del sistema híbrido. Si no se conocen los datos de irradiación del lugar el software redirige a la página web de la NASA donde se encuentran los datos buscados.

Tabla 4.2: Radiación solar media mensual sobre superficie horizontal

MES	MEDIA DE IRRADIACIÓN SOLAR DIARIA HORIZONTAL (kWh/m ² /día)
ENERO	2,26
FEBRERO	3,14
MARZO	4,46
ABRIL	5,47
MAYO	6,42
JUNIO	7,58
JULIO	7,77
AGOSTO	6,80
SEPTIEMBRE	5,14
OCTUBRE	3,32
NOVIEMBRE	2,34
DICIEMBRE	1,87

El siguiente paso es obtener el valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador orientado de forma óptima:

$$G_{dm}(\alpha_{opt}, \beta_{opt}) = [kWh/m^2]$$

Se considera orientación óptima aquella que hace que la energía colectada sea máxima en un periodo.

-Ángulo de azimut (α_{opt}): Ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Valores típicos son 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y +90° para módulos orientados al oeste.

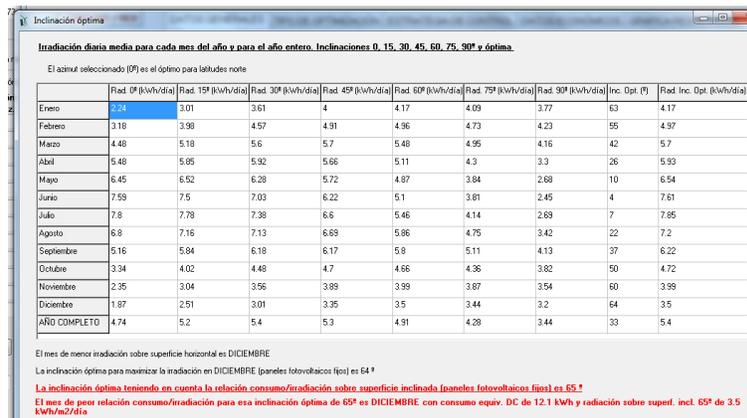
-Ángulo de inclinación (β_{opt}): Ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.

En ocasiones los valores de inclinación y azimut de los paneles fotovoltaicos vienen predeterminado por el tipo de instalación, por ejemplo si se tienen que colocar los paneles sobre un tejado con una determinada inclinación y orientación. Sin embargo el caso a estudiar no requiere que la colocación de los paneles sea en un lugar específico por lo que hay total libertad de colocar los paneles en la inclinación y azimut óptimas.

Para obtener los datos de valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano orientado de forma óptima (G_{dm}) el software nos pide indicar el azimut de los paneles. Gracias a las condiciones que nos brinda el sistema el valor elegido será 0° , ya que como se ha indicado anteriormente es el valor óptimo para paneles fotovoltaicos en el hemisferio norte ya que quedarán orientados hacia el sur.

El siguiente dato a introducir es el Ángulo de inclinación. Como la instalación no contiene ningún sistema de seguimiento solar el programa calculará e ángulo de inclinación óptima para la captación más eficiente de luz solar.

El programa muestra la irradiación para ángulos de inclinación de 0° , 15° , 30° , 45° , 60° , 75° y 90° y para la inclinación óptima que en este caso es de 65°



Inclinación óptima

Irradiación diaria media para cada mes del año y para el año entero. Inclinaciones 0, 15, 30, 45, 60, 75, 90° y óptima.

El azimut seleccionado (0°) es el óptimo para latitudes norte

	Rad. 0° (kWh/día)	Rad. 15° (kWh/día)	Rad. 30° (kWh/día)	Rad. 45° (kWh/día)	Rad. 60° (kWh/día)	Rad. 75° (kWh/día)	Rad. 90° (kWh/día)	Inc. Opt. (°)	Rad. Inc. Opt. (kWh/día)
Enero	2.34	3.01	3.61	4	4.17	4.09	3.77	63	4.17
Febrero	3.18	3.98	4.57	4.91	4.96	4.73	4.23	55	4.97
Marzo	4.48	5.18	5.6	5.7	5.48	4.95	4.16	42	5.7
Abril	5.48	5.95	5.92	5.66	5.11	4.3	3.3	26	5.93
Mayo	6.45	6.52	6.28	5.72	4.87	3.84	2.68	10	6.54
Junio	7.59	7.5	7.03	6.22	5.1	3.81	2.45	4	7.61
Julio	7.8	7.79	7.38	6.6	5.46	4.14	2.69	7	7.65
Agosto	6.8	7.16	7.13	6.69	5.86	4.75	3.42	22	7.2
Septiembre	5.16	5.84	6.18	6.17	5.8	5.11	4.13	37	6.22
Octubre	3.34	4.02	4.48	4.7	4.66	4.36	3.82	50	4.72
Noviembre	2.35	3.04	3.56	3.89	3.89	3.87	3.54	60	3.98
Diciembre	1.87	2.51	3.01	3.35	3.5	3.44	3.2	64	3.5
AÑO COMPLETO	4.74	5.2	5.4	5.3	4.91	4.28	3.44	33	5.4

El mes de menor irradiación sobre superficie horizontal es DICIEMBRE

La inclinación óptima para maximizar la irradiación en DICIEMBRE [paneles fotovoltaicos fijos] es 64°

La inclinación óptima teniendo en cuenta la relación consumo/irradiación sobre superficie inclinada [paneles fotovoltaicos fijos] es 65°

El mes de peor relación consumo/irradiación para esa inclinación óptima de 65° es DICIEMBRE con consumo equiv. DC de 12.1 kWh y radiación sobre superf. incl. 65° de 3.5 kWh/m²/día

Ilustración 4.5: Radiación solar para distintos ángulos de inclinación

IHoga calcula la inclinación óptima teniendo en cuenta no solo la radiación si no también el consumo de cada mes, obteniendo la relación consumo/irradiación para cada ángulo de inclinación entre 0° y 90° . El valor de inclinación óptimo será el ángulo tal que el mínimo anual de la relación consumo/irradiación se maximice. Esto solo tiene sentido en el caso que se está estudiando debido a que la colocación de los paneles fotovoltaicos es fija.

Tras introducir los datos de azimut e inclinación óptima el programa genera los valores horarios de irradiación sobre la superficie inclinada de los paneles. Debajo de la gráfica que se expone a continuación aparecen los valores de irradiación media diaria y total anual sobre superficie horizontal y sobre la superficie inclinada de los paneles.

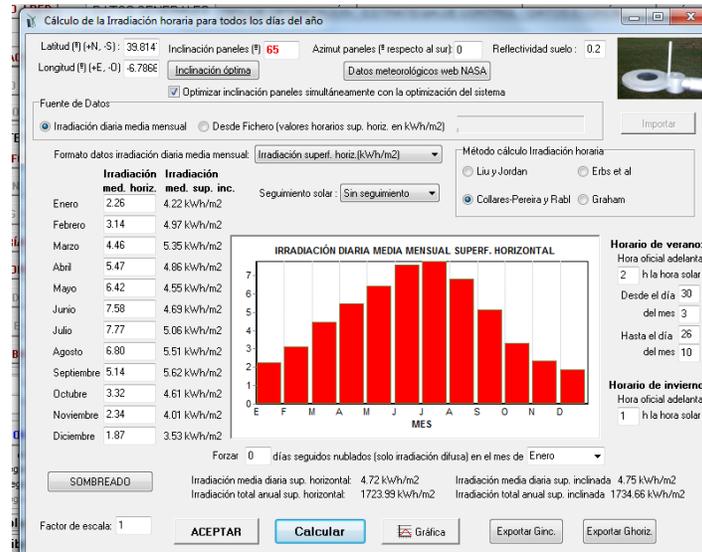


Ilustración 4.6: Datos de irradiación

En la siguiente gráfica se observa la comparativa de irradiación anual tanto sobre la superficie horizontal (en rojo) como sobre la superficie inclinada (en verde) que ha calculado el programa.

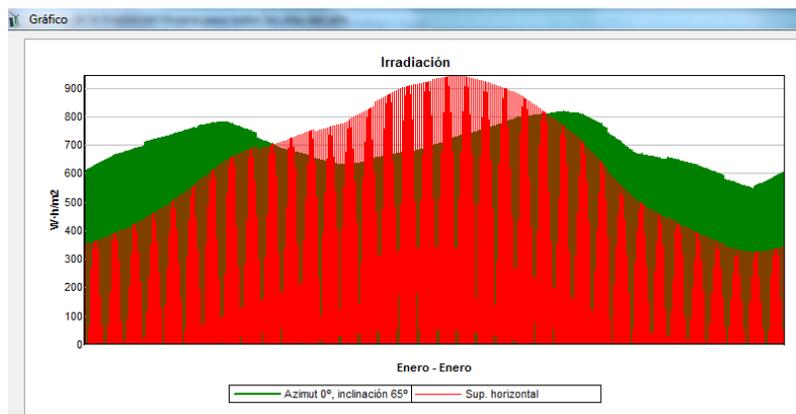


Ilustración 4.7: Irradiación en superficie plana vs irradiación en superficie inclinada

En la tabla que se muestra a continuación se resumen los datos de valor medio mensual de irradiación diaria sobre una superficie horizontal ($G_{dm}(0)$) y los datos de valor medio mensual de irradiación sobre el plano del generador orientado ($G_{dm}(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$)

Tabla 4.3: Media mensual de irradiación sobre superficie plana y sobre superficie inclinada 65°

MES	IRRADIACIÓN SOLAR MEDIA SUPERFICIE HORIZONTAL (kWh/m ² /día)	IRRADIACIÓN SOLAR MEDIA SUPERFICIE INCLINADA (kWh/m ² /día)
ENERO	2,26	4,22
FEBRERO	3,14	4,97
MARZO	4,46	5,35
ABRIL	5,47	4,86
MAYO	6,42	4,55
JUNIO	7,58	4,69
JULIO	7,77	5,06
AGOSTO	6,80	5,51
SEPTIEMBRE	5,14	5,62
OCTUBRE	3,32	4,61
NOVIEMBRE	2,34	4,01
DICIEMBRE	1,87	3,53

En este proyecto se entiende que el software iHoga no es más que una herramienta de apoyo, por tanto a continuación se expone cual sería el procedimiento para hallar el ángulo de inclinación óptima y la irradiación solar media en una superficie inclinada. [18]

Una vez obtenidos los datos de irradiación sobre una superficie horizontal de cualquier web meteorológica es diseñador buscará, en la medida de lo posible, orientar el generador de forma que la energía captada sea máxima en el período de diseño, es decir usar la orientación e inclinación óptimas.

Normalmente en el periodo de diseño el criterio de “mes peor” corresponde con el de peor radiación, que en el caso de este proyecto corresponde al mes de Diciembre. En la tabla 5.2 se presentan períodos de diseño habituales y la correspondiente inclinación (β) del generador que hace que la colección de energía sea máxima

Tabla 4.4: Inclinación óptima en España en función del período de diseño, según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de res del Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (I.D.A.E, 2009) del Ministerio de Industria. ϕ = Latitud del lugar en grados

Periodo de diseño	β_{opt}
Diciembre	$\phi + 10$
Julio	$\phi - 20$
Anual	$\phi - 10$

El diseñador buscará, en la medida de lo posible, orientar el generador de forma que la energía captada sea máxima en el período de diseño. Sin embargo, no será siempre posible orientar e inclinar el generador de forma óptima, ya que pueden influir otros factores como son la acumulación de suciedad en los módulos, la resistencia del viento, las sombras, etc.

Por tanto el valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/m²/día viene dado por la siguiente ecuación:

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) \cdot K \cdot FI \cdot FS$$

Dónde:

$G_{dm}(0)$ = Irradiación media sobre la horizontal.

$$K = \frac{G_{dm}(\alpha = 0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$$

Tabla 4.5: Valores típicos del factor K en España en función del período de diseño, según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de res del Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (I.D.A.E, 2009) del Ministerio de Industria.

Periodo de diseño	k
Diciembre	1,7
Julio	1
Anual	1,15

-Factor de Irradiación (FI): Porcentaje de radiación incidente para un generador de orientación e inclinación (α, β) respecto a la correspondiente para una orientación e inclinación óptimas ($\alpha=0^\circ$,



β_{opt}). Las pérdidas de radiación respecto a la orientación e inclinación óptimas vienen dadas por (1-FI).

$$FI = 1 - \left[1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2 \right] \quad \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$FI = 1 - \left[1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 \right] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ$$

-Factor de Sombreado (FS): Porcentaje de radiación incidente sobre el generador respecto al caso de ausencia total de sombras. Las pérdidas por sombreado vienen dadas por (1-FS)

5. SIMULACIONES



Para la consecución del objetivo del proyecto, a lo largo de este capítulo se van a estudiar las distintas soluciones propuestas para el suministro ininterrumpido en un sistema aislado. Se busca encontrar la combinación de componentes y estrategias de control y optimización que hagan del dimensionado una solución viable para el consumidor.

Para encontrar la mejor combinación se van a realizar las simulaciones de cada uno de los sistemas aislados con el software iHoga, el cual una vez introducidos los parámetros y elementos previos que requiere el programa, realiza una simulación para el caso más óptimo en cada uno de los tres sistemas a estudiar. De esta forma se consigue la comparativa buscada por el proyecto.

Como se ha indicado anteriormente los sistemas a estudiar son:

- Sistema fotovoltaico con acumuladores de energía.
- Sistema con generador diésel.
- Sistema híbrido fotovoltaico (Módulos fotovoltaicos + baterías + generador diésel).

En el capítulo anterior han quedado definidos los parámetros de Irradiación solar y demanda energética, estos datos son comunes a los tres sistemas y son el punto de partida para realizar las simulaciones.

Para todos los tres sistemas a estudiar se utilizará una estrategia de control de seguimiento de la demanda para priorizar el uso de energía renovable tanto para consumo como para carga de baterías y un tipo de optimización mono objetivo que tenga únicamente en cuenta la combinación de la que resulte el mínimo coste.

5.1 SISTEMA FOTOVOLTAICO CON ACUMULADORES DE ENERGÍA

Una instalación solar fotovoltaica aislada es un sistema de generación de corriente sin conexión a la red eléctrica que proporciona al propietario energía procedente de la luz del sol.

Esta instalación fotovoltaica está compuesta por un grupo generador, formado por una extensión de paneles solares fotovoltaicos, un regulador de carga, un grupo acumulado y un inversor.

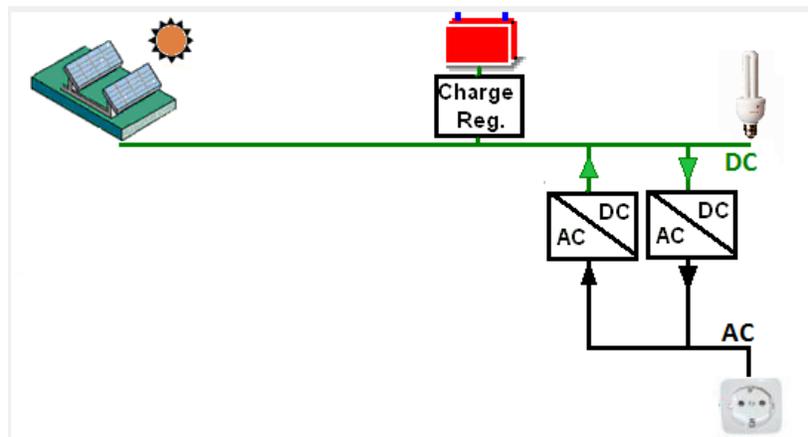


Ilustración 5.1: Esquema Sistema fotovoltaico con baterías del software iHoga

Durante las horas de insolación, los paneles fotovoltaicos producen energía eléctrica en forma de corriente continua que es almacenada en los acumuladores. En los momentos de consumo energético, los acumuladores suministran a los receptores esta electricidad que es transformada en corriente alterna por el inversor.

En los capítulos que siguen se realizará el estudio del sistema fotovoltaico aislado partiendo de los datos comunes de radiación solar y consumo de energía.



5.1.1 DIMENSIONADO

A lo largo de este apartado se realizará el dimensionado de los componentes que constituyen un sistema fotovoltaico aislado con acumuladores de energía. Para realizar dicho dimensionado se parte de los datos de demanda energética e irradiación solar estudiados en el capítulo anterior.

Hay que tener en cuenta a la hora de dimensionar este tipo de sistema el mes de menor radiación solar, ya que se debe garantizar el suministro de energía durante todos los días del año. En el capítulo anterior el software iHoga indicó el mes de Diciembre como peor mes de relación consumo/irradiación para la inclinación óptima de 65°.

-Módulos Fotovoltaicos

En primer lugar se debe introducir un concepto fundamental, el de las “*Horas de Sol Pico*” o *HPS*. Este término se puede definir como el número de horas en que se dispone de una hipotética irradiancia solar constante de 1000 W/m². Es decir, una hora solar pico (HPS) equivale a 1kWh/m². Dicho en otras palabras es un modo de contabilizar la energía recibida del sol agrupándola en paquetes, siendo cada “paquete” de 1 hora recibiendo 1000 W/m².

Para calcular entonces el valor HPS se debe dividir el valor de la irradiación incidente sobre la superficie inclinada entre el valor de la potencia de irradiación en condiciones estándar de medida (STC), pues en esas condiciones donde se cumplen las características de los módulos fotovoltaicos. Ese valor de irradiancia en condiciones de medida es de 1000 W/m².

$$HPS_{crit} = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta)}{G_{CEM}} = \frac{3,53 \text{ kWh/m}^2/\text{día}}{1 \text{ kW/m}^2} = 3,53 \text{ HPS}$$

HPS_{crit} = *Horas de Sol Pico en el mes critico.*

$G_{dm}(\alpha, \beta)$ = *Irradiación solar sobre supercie inclinada.*

G_{CEM} = *Hipotética irradiancia solar constante*

Otro concepto a introducir es el *Rendimiento energético de la instalación* o “*Performance ratio*”, *PR*. Es la eficiencia de la instalación en condiciones de trabajo para el período de diseño, de acuerdo con la ecuación:

$$PR = \frac{E_D \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp}}$$

PR = Rendimiento energético de la instalación.

P_{mp} = Potencia pico del generador en kW_p.

Valores típicos son, en sistemas con inversor, *PR*=0,7 y, con inversor y batería, *PR*=0,6. Según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de red a efectos de cálculo y por simplicidad, se utilizarán los parámetros anteriormente dados y en el caso de utilizarse otro valor de *PR*, se deberá justificar el valor elegido.

El dimensionado mínimo del generador, en primera instancia, se realizará de acuerdo con los datos anteriores, según la expresión:

$$P_{mp, min} = \frac{E_D \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot PR} = \frac{10 \text{ kWh/día} \cdot 1 \text{ kW/m}^2}{3,53 \text{ kWh/m}^2/\text{día} \cdot 0,6} = 4,7 \text{ kW}_p$$

Hay que tener en cuenta que no se va a instalar un regulador con seguimiento de máxima potencia MPPT, por tanto será la batería la que marque la tensión del sistema. En este caso la tensión de trabajo seleccionada es de 48 V, de esta forma se podrá reducir costes tanto en el regulador como en algunas protecciones.

El siguiente paso sería calcular la cantidad de módulos en serie y en paralelo para la instalación, para ello es necesario haber seleccionado un modelo de Panel fotovoltaico.

El software de simulación iHoga proporciona una serie de componentes entre los que se encuentran paneles fotovoltaicos de las marcas Schott, Isofoton Y Atersa, además permite añadir elementos nuevos.

Para proceder con la simulación se han seleccionado aquellos módulos que cuentan con una buena relación calidad-precio así como aquellos cuya relación potencia-tensión cumple las expectativas necesarias.

Nombre	Tensión nominal [V]	Intens. cortoc. [A]	Potencia nominal [Wp]	Coste de adquisición [€]	Coste O&M unitario [€/año]	Vida esperada [años]	TONC [°C]	Coef. T ² [%/°C]	Emissiones CO2 fabricación y recic. [kgCO2 equiv./kWp]
▶ Atersa: A280P	24	8.39	280	350	3.5	25	47	-0.43	800
SiP24-Atersa: A180P	24	5.4	180	300	3	25	47	-0.43	800
SIM24-Isofoton: Is150	24	4.86	150	320	3.2	25	46	-0.45	800
SiP24-Schott: Mono190	24	5.46	190	238	2.38	25	46	-0.45	800

Ilustración 5.2: Módulos Fotovoltaicas para simulación del sistema fotovoltaico con baterías

Una vez realizada la simulación el programa señala como óptimo el modelo Atersa A380-P, indicando que la colocación óptima serían 2 paneles en serio y 9 paneles en paralelo:

$$\text{Paneles PV Atersa A280P} (280W_p): 2_s \times 10(\text{incl } 65^\circ)$$

Una vez que se conoce el modelo de módulo fotovoltaico con el que se va a trabajar se explica cómo serían los pasos de diseño de una forma teórica.

Es necesario conocer las características del modelo de generador seleccionado:

Características eléctricas (STC: 1kW/m ² , 25°C±2°C y AM 1,5)	
A-280P	
Potencia Nominal (0/+5 W)	280 W
Eficiencia del módulo	14,39%
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	7,93 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	35,33 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8,45 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	44,37 V

Ilustración 5.3: Parámetros paneles Atersa A-280P



El número de paneles en serie viene dado por la siguiente expresión:

$$N_{mp,serie} = \frac{V_{bat}}{V_{mp}} = \frac{48 V}{35,33 V} = 2$$

Para calcular el número de módulos en paralelo ha de saberse el consumo de energía medio en Ah/día:

$$Q_{Ah} = \frac{E_D}{V_{bat}} = \frac{10 kWh/día}{48 V} = 208 Ah/día$$

Así pues, la corriente que debe de generar el campo de captación fotovoltaico (el total de los paneles instalados) en las condiciones de radiación solar del mes descrito es:

$$I_{GFV,MPP} = \frac{Q_{Ah}}{HPS_{crit}} = \frac{208 Ah/día}{3,53} = 60 A$$

$I_{GFV,MPP}$ = Corriente generada por el campo de captación fotovoltaico.

Si se divide por la corriente unitaria de cada módulo fotovoltaico ($I_{MOD,MPP}$), se obtiene el mínimo de módulos necesarios conectados en paralelo:

$$N_{mp,paralelo} = \frac{I_{GFV,MPP}}{I_{MOD,MPP}} = \frac{60 A}{7,93 A} = 8$$

Como se puede observar el número teórico de paneles en paralelo no coincide con el de la simulación, esto es debido a que el programa iHoga permite aplicar un factor de seguridad que tiene en cuenta el sombreado, errores de orientación, suciedad en los paneles, etc. En este caso se ha elegido un factor de seguridad del 30%.



-Baterías

Para el cálculo de las baterías se recuerda que los dos parámetros importantes para el dimensionado de la batería son la máxima profundidad de descarga (estacional y diaria) y el número de días de autonomía. Se toman los datos indicados a continuación:

$$\text{Profundidad de Descarga Máxima Estacional } (PD_{max,e}) = 70\% = 0,7$$

$$\text{Profundidad de Descarga Máxima Diaria } (PD_{max,d}) = 15\% = 0,15$$

$$\text{Número de días de autonomía } (N) = 4$$

Se calcula entonces la capacidad nominal necesaria de las baterías en función de la profundidad de descarga estacional y diaria. La mayor de ellas será la que se seleccione, pues en caso contrario se podría incurrir en una insuficiencia estacional o diaria.

Capacidad nominal de la batería en función de la descarga máxima diaria (C_{nd}):

$$C_{nd} (Wh) = \frac{E_D}{PD_{max,d} \cdot F_{CT}} = \frac{10 kWh}{0,15 \cdot 1} = 66,7 kWh$$

F_{CT} = Factor de corrección de temperatura

$$C_{nd} (Ah) = \frac{C_{nd} (Wh)}{V_{bat}} = \frac{66,7 kWh}{48 V} = 1389 Ah$$

Capacidad nominal de la batería en función de la descarga máxima estacional (C_{ne}):

$$C_{ne} (Wh) = \frac{E_D \cdot N}{PD_{max,d} \cdot F_{CT}} = \frac{10 kWh \cdot 4}{0,7 \cdot 1} = 57,1 kWh$$

$$C_{ne} (Ah) = \frac{C_{nd} (Wh)}{V_{bat}} = \frac{57,1 kWh}{48 V} = 1190 Ah$$

Así pues se escogería la mayor, es decir la capacidad nominal de las baterías sería, como mínimo:

$$C_{100} = 1190 Ah$$

Los modelos de batería considerados para la simulación son los siguientes:

Nombre	C.nom. (Ah)	Vn (V)	Coste Adquis. (€)	C. O&M unidad (€/año)	SOC mín. (%)	Coef. Autod. (% mes)	I _{max} (A)	Efic. glob. (%)	Vida flot. a 20 °C (años)	Ciclos de Vida en función de la Profundidad de Descarga								
										10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%
OPZS-Hawker.TZS-13	1940	2	578	5.78	20	3	388	85	18	12000	6500	4250	3100	2500	2050	1800	1600	1500
OPZS-Hawker.TZS-16	2240	2	664	6.64	20	3	448	85	18	12000	6500	4250	3100	2500	2050	1800	1600	1500
OPZS-Hawker.TZS-20	2800	2	800	8	20	3	560	85	18	12000	6500	4250	3100	2500	2050	1800	1600	1500
OPZS-Hawker.TZS-22	3090	2	908	9.08	20	3	618	85	18	12000	6500	4250	3100	2500	2050	1800	1600	1500
OPZS-Hawker.TZS-24	3360	2	1010	10.1	20	3	672	85	18	12000	6500	4250	3100	2500	2050	1800	1600	1500
OPZS-Hawker.TYS-12	1340	2	412	4.12	20	3	268	85	18	12000	6500	4250	3100	2500	2050	1800	1600	1500

Ilustración 5.4: Baterías para simulación del sistema fotovoltaico con baterías

Se han elegido baterías estacionarias plomo-ácido abiertas OPZS-Hawker debido al alto grado

Esta familia de acumuladores energéticos ofrece fiabilidad y seguridad, además tienen un alto rendimiento de ciclaje y una larga vida útil.

Para la simulación el modelo de carga/descarga considerado es el modelo Ah (Schuhmacher, 1993), el cual se basa en el estado de carga de las baterías. Mientras, el modelo utilizado para calcular la vida útil es el Rainflow o conteo de ciclos. Este modelo se basa en contar los ciclos de carga-descarga y agruparlos en intervalos de descarga.

El siguiente paso sería dimensionar la cantidad de baterías que requiere el sistema.

El software iHoga no recomienda la conexión en paralelo de ramas de batería por lo que en el caso a estudiar habría una única rama de baterías en paralelo.

La expresión para calcular el número de ramas en paralelo teóricamente viene dado por la siguiente expresión:

$$N_{bat, paralelo} = \frac{C_{bateria}}{C_{100}}$$

$C_{bateria}$ = Capacidad del banco de batería en Ah

C_{100} = Capacidad obtenida para una duración de 100 horas en Ah

Por tanto el número de baterías necesarias es aquel cuya suma de tensiones en serie consiga igual a la tensión nominal de la instalación que es de 48 V. Por lo tanto:

$$N_{bat} = \frac{48 V}{2 V} = 24 \text{ baterías}$$

Una vez realizada la simulación el software propone utilizar:

Baterías OPZS – Hawker: TYS – 12(1340 A · h): 24_s × 1_p

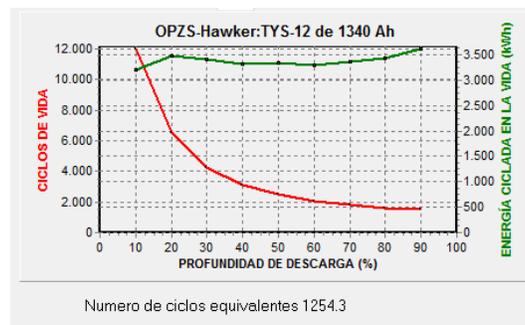


Ilustración 5.5: Curva característica ciclos de vida-profundidad de descarga (%)-Energía ciclada (kWh) Batería Hawker TYS -12 1340Ah (Extraído iHoga)

Se observa de la figura anterior que el número de baterías coincide con la estimación teórica.

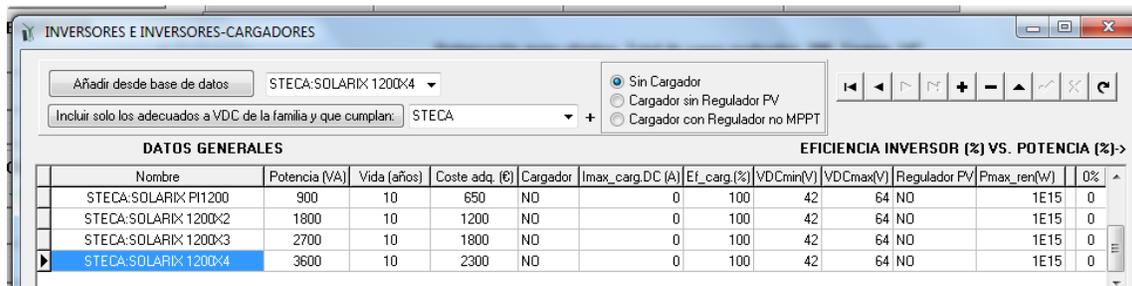
-Inversor de Conexión a Red

Para el cálculo del inversor únicamente se ha de tener en cuenta la Potencia de AC máxima demanda con un incremento del 20% por motivos de seguridad.

$$P_{inv} = P_{max,dem} \cdot 1,2 = 1517 W$$

Así pues será necesario un inversor que cumpla como mínimo con 1517 VA. Ahora bien, se debe tener en cuenta algo importante a la hora de seleccionar el inversor. Muchos de los electrodomésticos y aparatos con motor utilizados tienen “picos de arranque”, como los frigoríficos, lavadoras etc, lo que supone que para su arranque van a demandar mayor potencia que la nominal, en ocasiones hasta 4 o 5 veces más de la potencia nominal prevista. Es por esta razón que, para evitar problemas y deficiencias en el correcto funcionamiento de la instalación, que es recomendable hacer un sobredimensionamiento que contemple los picos de arranque.

Para la simulación del sistema se han seleccionado inversores sin cargador que se adecuan a la tensión mínima DC del sistema. El simulador iHoga se ha seleccionado la familia de Inversores STECA-SOLARIX.



The screenshot shows a software window titled 'INVERSORES E INVERSORES-CARGADORES'. It includes a search bar with 'STECA:SOLARIX 1200x4' selected, a filter dropdown set to 'STECA', and three radio button options: 'Sin Cargador' (selected), 'Cargador sin Regulador PV', and 'Cargador con Regulador no MPPT'. Below this is a table with two sections: 'DATOS GENERALES' and 'EFICIENCIA INVERSOR (%) VS. POTENCIA (%)>'. The table lists four inverter models with their respective AC power, life span, cost, and efficiency.

Nombre	Potencia (VA)	Vida (años)	Coste adq. (€)	Cargador	Imax_carg.DC (A)	Ef_carg(%)	VDCmin(V)	VDCmax(V)	Regulador PV	Pmax_ren(W)	0%
STECA:SOLARIX P11200	900	10	650	NO	0	100	42	64	NO	1E15	0
STECA:SOLARIX 1200x2	1800	10	1200	NO	0	100	42	64	NO	1E15	0
STECA:SOLARIX 1200x3	2700	10	1800	NO	0	100	42	64	NO	1E15	0
STECA:SOLARIX 1200x4	3600	10	2300	NO	0	100	42	64	NO	1E15	0

Ilustración 5.6: Inversores para simulación de sistema fotovoltaico con baterías.

Se ha seleccionado la opción de forzar a que el inversor pueda dar la máxima potencia AC del consumo, por tanto, el programa seleccionará el inversor de mínima potencia que proporcione la máxima potencia requerida en AC. Al seleccionar esta opción el programa muestra la máxima potencia demandada por las cargas y el inversor adecuado para la instalación.

En este caso y como se muestra en la imagen a continuación el modelo elegido por el software es:

Inversor STECA: SOLARIX 1200X2 de 1800 VA

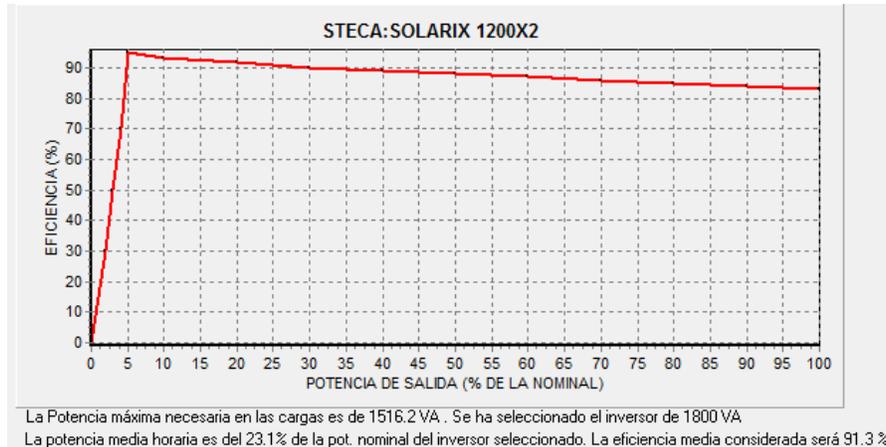


Ilustración 5.7: Curva característica Eficiencia (%) -Potencia de salida (%Pn) Inversor Steca Solarix 1200x2 (Extraído iHoga)

-Regulador

Para el cálculo teórico del regulador se debe conocer cuál es la máxima corriente que puede soportar el regulador a la entrada y a la salida, así como la tensión de corriente continua del sistema.

La corriente de entrada al regulador viene dada por la siguiente expresión:

$$I_{entrada} = 1,25 \cdot I_{MOD,SC} \cdot N_{mp,paralelo} = 1,25 \cdot 8,45 A \cdot 8 = 84,5 A$$

Dónde:

$I_{MOD,SC}$ = Corriente unitaria del módulo fotovoltaico en condiciones de cortocircuito

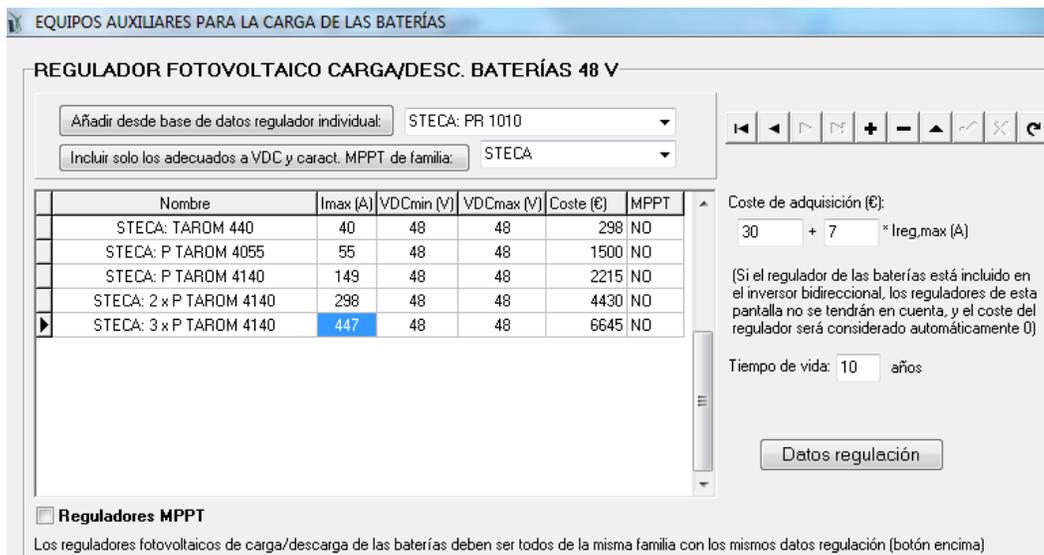
1,25 = Factor de seguridad para evitar daños ocasionales en el regulador

Para el cálculo de la corriente de salida se han de valorar las potencias de las cargas DC y AC:

$$I_{salida} = \frac{1,25 \cdot \left(P_{DC\ max\ ,dem} + \frac{P_{AC\ max\ ,dem}}{\eta_{inv}} \right)}{V_{bat}} = \frac{1,25 \cdot \frac{1517}{0,95}}{48\ V} = 41,6\ A$$

Así pues el regulador deberá soportar una corriente como mínimo de 84,5A a la entrada y 41,6A a la salida.

Una vez realizado el cálculo teórico se procede como en los aparatos anteriores, se preseleccionan una serie de Reguladores y el software iHoga selecciona el óptimo mediante sus algoritmos internos. Como se muestra en la siguiente imagen se han seleccionado la gama de equipos de la familia de reguladores de STECA.



Nombre	Imax (A)	VDCmin (V)	VDCmax (V)	Coste (€)	MPPT
STECA: TAROM 440	40	48	48	298	NO
STECA: P TAROM 4055	55	48	48	1500	NO
STECA: P TAROM 4140	149	48	48	2215	NO
STECA: 2 x P TAROM 4140	298	48	48	4430	NO
STECA: 3 x P TAROM 4140	447	48	48	6645	NO

Coste de adquisición (€): 30 + 7 * Ireg,max (A)

(Si el regulador de las baterías está incluido en el inversor bidireccional, los reguladores de esta pantalla no se tendrán en cuenta, y el coste del regulador será considerado automáticamente 0)

Tiempo de vida: 10 años

Reguladores MPPT

Los reguladores fotovoltaicos de carga/descarga de las baterías deben ser todos de la misma familia con los mismos datos regulación (botón encima)

Ilustración 5.8: Reguladores para simulación de sistema fotovoltaico con baterías

Al realizar la simulación iHoga seleccionará el regulador mínimo de la tabla tal que su intensidad máxima asignada sea superior a la que se obtenga en la simulación. Si ningún regulador de la tabla cumple esto, se seleccionará un regulador “genérico” cuyo coste sigue la recta parametrizada en la ecuación que se ve a la derecha de la tabla.

El regulador seleccionado por el software como óptimo es:

Regulador PV bat. STECA: P TAROM 4140 de 149 A

5.1.2 SIMULACIÓN

Después de fijar los consumos, los recursos y los tipos de paneles y baterías el programa permite realizar un dimensionado previo, el cual indica información con la máxima potencia recomendada para los distintos componentes.

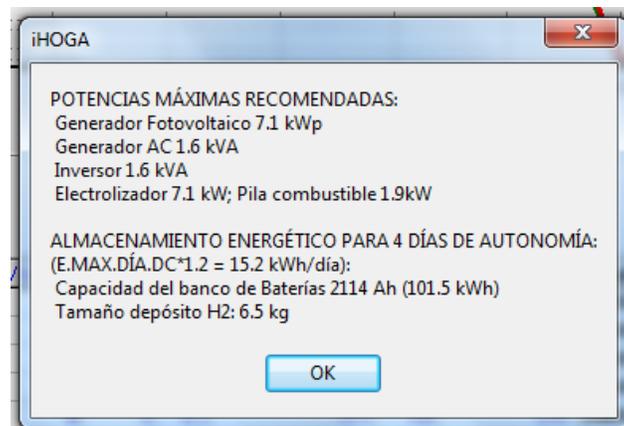


Ilustración 5.9: Dimensionado previo de iHoga para sistema fotovoltaico con baterías

iHoga conoce las demandas de energía del sistema y la irradiación, por lo que calcula de manera aproximada la potencia pico del generador fotovoltaico para cubrir dicha demanda únicamente con fotovoltaica, lo cual coincide con el caso que se está estudiando.

Esta potencia pico debería ser la máxima potencia del grupo fotovoltaico que se le puede permitir a iHoga para la optimización.

El programa también muestra la capacidad del banco de baterías para tener una autonomía fijada previamente de 4 días, para ello tiene en cuenta el día de máximo consumo del año convertido a

DC teniendo en cuenta una eficiencia del inversor del 80% y con un factor de sobredimensionamiento de 1,3.

El software iHoga también calcula el máximo número de baterías en paralelo del tipo de MAYOR capacidad de las fijadas en la pantalla de baterías, para que con dichas baterías se obtengan los días de autonomía. También calcula el número máximo de paneles en paralelo, el cual se obtiene como el entero superior de la división de la máxima potencia fotovoltaica recomendada por la tensión DC del sistema y por la potencia del tipo de panel de mayor potencia.

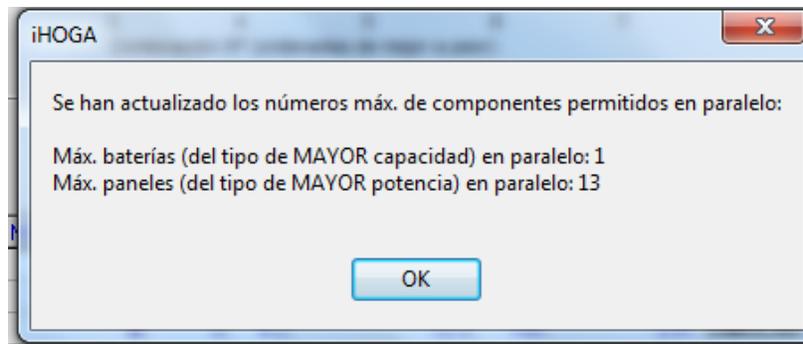


Ilustración 5.10: Máximo número de baterías y paneles fotovoltaicos en paralelo

Una vez realizado el dimensionado previo se procede a configurar la simulación, en términos de optimización, estrategia de control, datos económicos y restricciones.

En el caso a estudiar se ha elegido una optimización mono objetivo, es decir, el programa busca minimizar los costes totales a lo largo de la vida útil del sistema trasladados al momento inicial de la inversión.

Como estrategia de control se ha seleccionado el seguimiento de la demanda. Con esta estrategia cuando la energía procedente de las fuentes renovables no sea suficiente para cubrir la demanda de energía, se suministrará a través de las baterías.

Los parámetros introducidos en datos económicos son los siguientes:

PARÁMETROS ECONÓMICOS:	
Intereses del mercado (precio del dinero)	4 %
Inflación esperada general (D&M...)	2 %
Período de estudio	25 años
Moneda	Euro (€)
Cableado, instalación y costes variables iniciales:	300 € Fijo + 2 % sobre C. inicial
Tasa de descuento general (%)	1.96 %
Préstamo (cuota constante, sistema francés):	
Cantidad prestada: % del coste inicial de la inversión	80 %
Interés del préstamo:	7 %
Duración del préstamo:	10 años

Ilustración 5.11: Parámetros económicos de la simulación

Por último se introducen las restricciones que condicionaran el sistema:

Si una combinación de componentes y estrategia no cumple cualquiera de las siguientes restricciones, iHOGA la descarta (se asigna a esa combinación coste infinito)

Energía No Servida por el sistema autónomo máxima permitida: 0 % de la demanda anual
(Esta Energía puede comprarse de la red AC si dicha red existe y además se permite la compra en la pantalla de Consumo)

Autonomía mínima (baterías+hidrógeno): 4 días
(si hay Generador AC o Pila Comb. combustible externo o Compra E no servida a red AC se considerará que la autonomía del sistema es infinita)

Cap. nominal banco baterías (Ah) < 20 x I(cc) (A) del generador fotovoltaico + Intensidad (A bus dc) grupo aerogen a 14 m/s
(si hay Generador AC o Pila Comb. combustible externo or Compra E no servida a red AC, no tener en cuenta esta condición)

Fracción renovable mínima: 100 %

Coste actualizado de la energía máximo: 100 €/kWh

ACEPTAR

Ilustración 5.12: Restricciones de simulación sistema fotovoltaico aislado

Se debe fijar la restricción principal, es decir, la energía no servida máxima permitida. En este caso al ser un sistema de autoconsumo se establece que la energía máxima no servida sea 0, lo que significa que las combinaciones que no puedan satisfacer la demanda de energía en todo momento serán descartadas.

Se fuerza al sistema a que tenga una autonomía mínima de 4 días.

Se impone una restricción en la capacidad del sistema de baterías con el propósito de evitar que las corrientes de carga sean demasiado bajas para el tipo de baterías escogido. Según establece la Norma Técnica Universal para Sistemas Fotovoltaicos Domésticos para asegurar una adecuada recarga de las baterías la capacidad nominal de la batería no excederá en 20 la corriente de cortocircuito en Condiciones Estándar de Medida del generador fotovoltaico.

Puesto que el sistema a estudiar está compuesto en su totalidad por energías renovables, la fracción renovable mínima sería de un 100%

Como última restricción se establece que el coste actualizado de la energía nunca sea mayor a 100 €/kWh, de no ser así, se rechazaría cualquier solución.

Una vez introducidos todos los datos en el sistema y de haber parametrizado la simulación, se procede a la misma.

El programa muestra la gráfica de la evolución del coste total (en rojo) y de las emisiones de CO2 equivalentes anuales del ciclo de vida (verde) de las 10 mejores soluciones. En la tabla de debajo se muestran las 10 mejores combinaciones ordenadas de mejor a peor:

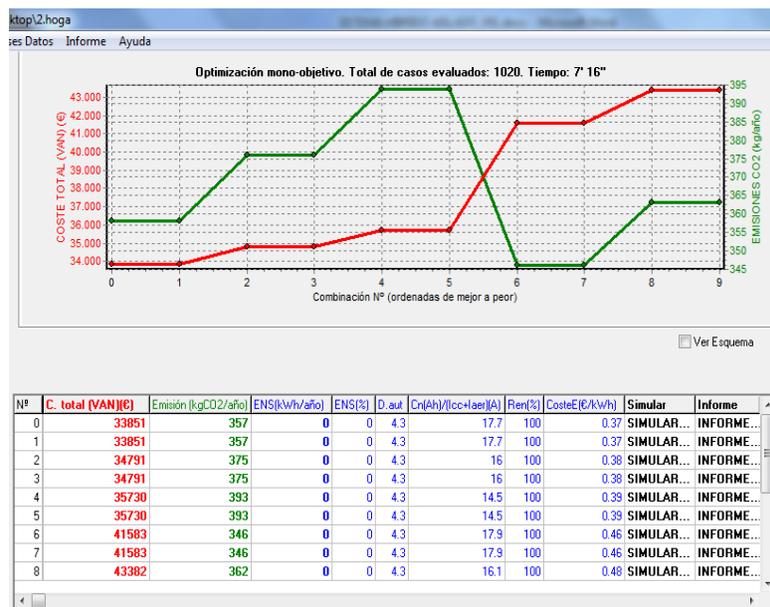


Ilustración 5.13: Evolución del coste total y de las emisiones de CO2 de las 10 mejores soluciones de la simulación del sistema fotovoltaico con baterías.



A continuación se muestra la tabla con las características de la solución óptima

Tabla 5.1: Resultados simulación sistema fotovoltaico con baterías

RESULTADOS SIMULACIÓN SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO		
COMPONENTES	MODELO	CANTIDAD
Módulos Fotovoltaicos	Atersa: A280P (280 Wp)	2s x 11p (inc. 65º)
Baterías	OPZS-Hawker:TYS-12 (1340 A·h)	24s x 1p
Inversor	STECA:SOLARIX 1200X2 de 1800 VA	1
Regulador fotovoltaico	STECA: P TAROM 4140 de 149 A	1
E no servida	0 %	
Coste total (VAN)	35.730 € (0,39 €/kWh)	
Estrategia	Seguimiento de la demanda.	
	SOC mín.: 20 %.	

La simulación generada es para un año y los resultados obtenidos se utilizan para el estudio de los 25 años de la instalación.



5.1.3 ESTUDIO ENERGÉTICO

A lo largo de este apartado se va a realizar el estudio energético de la simulación del sistema fotovoltaico aislado compuesto por los elementos seleccionados en el capítulo anterior.

En mi primer lugar vemos un resumen en kWh de los valores totales de energía mensuales y el total anual:

Tabla 5.2: Valores de energía mensuales del sistema fotovoltaico con baterías en kWh

MES	Consumo	Exceso	Módulos fotovoltaicos	Carga batería	Descarga batería
ENERO	313	56	446.7	286.2	248.5
FEBRERO	278.5	122.6	474.6	252.7	214.4
MARZO	308.9	176.2	565.6	273.3	231.3
ABRIL	298.2	125.8	497	244.7	209
MAYO	310.7	91.3	481.2	257	217.2
JUNIO	301.2	103.8	480.4	249.8	212.4
JULIO	310.5	147.2	535.3	258.2	220.4
AGOSTO	307.9	196	582.4	255.6	216.1
SEPTIEMBRE	298.4	203.7	574.9	241.9	205.8
OCTUBRE	314.6	93.9	487.9	270.6	230.6
NOVIEMBRE	295.1	35.9	410.3	275.7	234.2
DICIEMBRE	313	0.2	373.7	268.9	248.3

Tabla 5.3: Valores de energía anual sistema fotovoltaico con baterías en kWh

MES	Consumo	Exceso	Módulos Fotovoltaicos	Carga batería	Descarga batería
TOTAL	3650	1352.6	5910.1	3134.7	2688.2

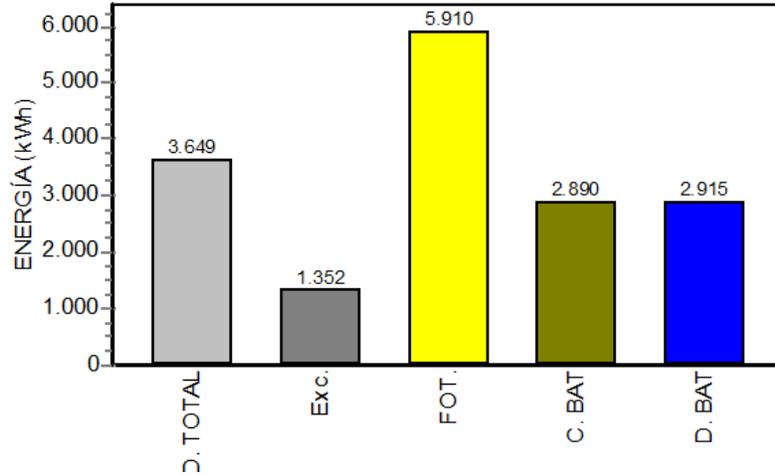


Ilustración 5.14: Energía total anual sistema fotovoltaico con baterías

A continuación se realiza un estudio de 24 horas, desde las 00:00 hasta las 24:00, del funcionamiento del sistema fotovoltaico aislado para así adquirir una mejor comprensión del mismo y observar que cumple los objetivos buscados.

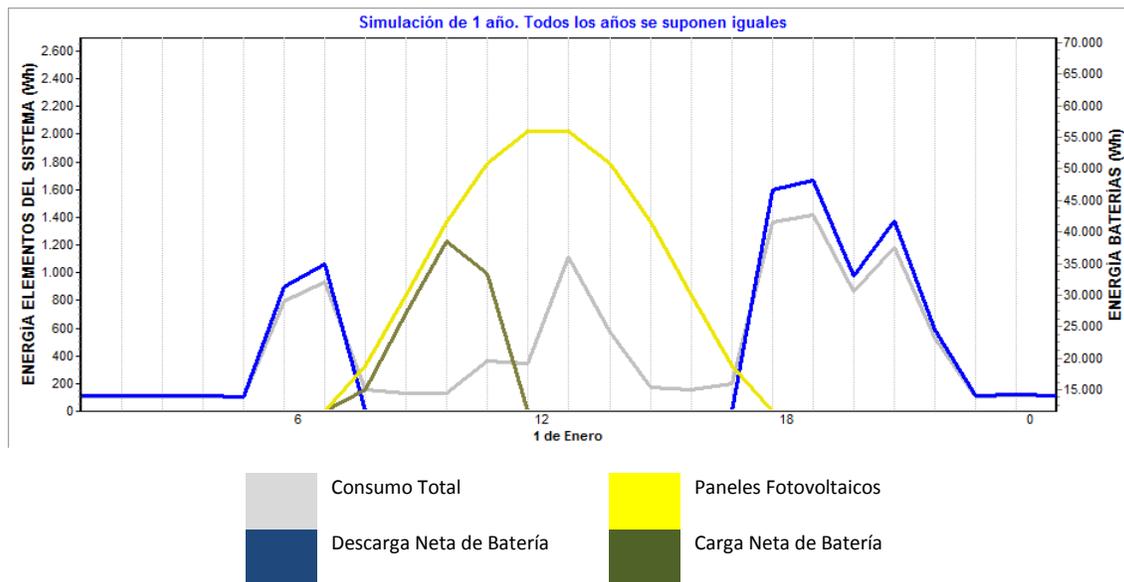


Ilustración 5.15: Simulación horaria sistema fotovoltaico con baterías

En esta gráfica se observa que la irradiación solar es lo suficientemente alta como para abastecer la totalidad del sistema. La gráfica tiene dos partes bien diferenciadas, las horas en las que la radiación solar es superior al consumo y las horas en las que el consumo es superior a la radiación solar. Estas dos partes corresponderían, aproximadamente, a las horas que hay radiación solar y a las horas que no hay radiación solar.

Durante las horas de radiación el sistema es suficientemente autónomo por lo que no necesita el uso de la energía almacenada en las baterías y procede a almacenar el exceso en las mismas. Cabe añadir que como se observa en la tabla 5.13 se sigue produciendo un exceso de energía una vez que las baterías se han recargado completamente. Esta energía podría ser cedida a la red recibiendo a cambio una remuneración económica, pero en el caso que se está estudiando no sería posible debido al aislamiento del emplazamiento y a que según el Real Decreto, por el que se estableció la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, no está permitido la venta de energía a la red para este tipo de instalaciones.

Las horas que no hay radiación o cuando la demanda de energía es superior a la energía solar proporcionada, las baterías se descargan para abastecer la energía demanda por el consumo cumpliendo así su objetivo.

En la siguiente gráfica se muestra para cada mes y para el total del año, los valores medios de potencia suministrada por los paneles fotovoltaicos y los valores medios de potencia de consumo:

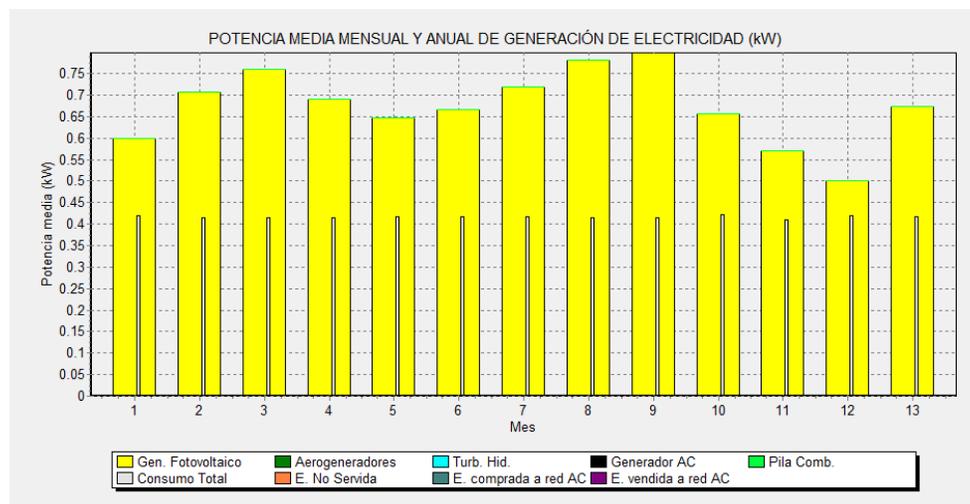


Ilustración 5.16: Potencia media mensual y anual de generación de electricidad (kW) del sistema fotovoltaico con baterías

De la imagen anterior se observa que el consumo energético es constante durante todo el año y que los meses de mayor generación de energía procedente del sol coinciden con los meses de verano.

Como se ha detallado anteriormente queda reflejado que el sistema diseñado de placas fotovoltaicas y baterías es completamente autosuficiente para cubrir la demanda energética de 10kWh/día estimada.

En las siguientes figuras se muestran los valores de energía mensuales:

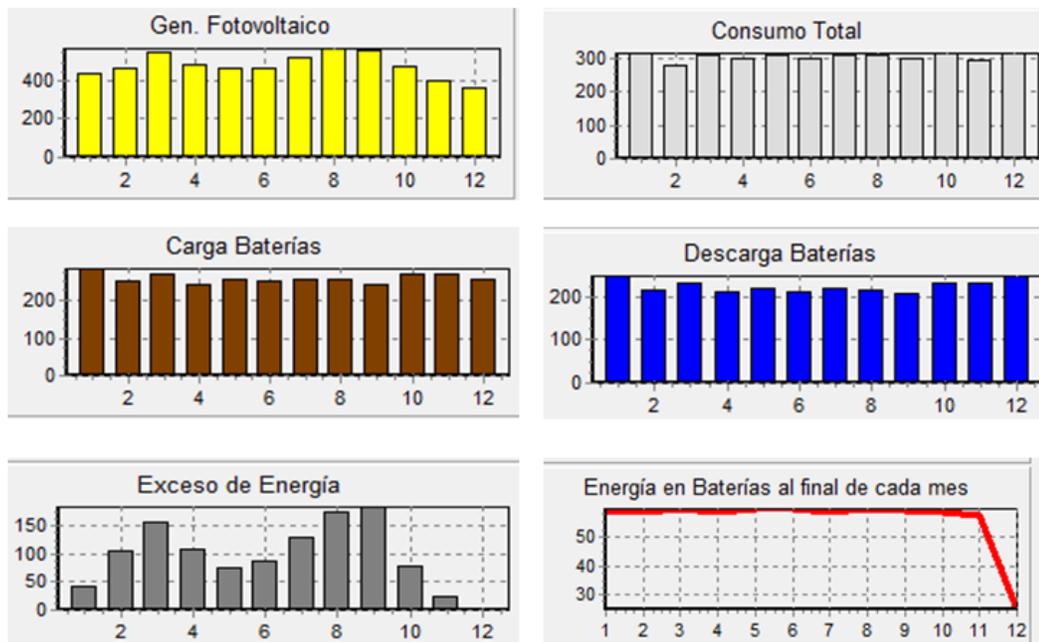


Ilustración 5.17: Valores horarios separados sistema fotovoltaico con baterías



5.1.4 ESTUDIO ECONÓMICO

Durante el desarrollo de este apartado se va a realizar el estudio económico del sistema híbrido con baterías para 25 años.

El software iHoga proporciona los costes de adquisición y de operación y mantenimiento de la instalación, así como los posibles ingresos de la venta de los componentes, que sería el último año de vida de la instalación, teniendo en cuenta una inflación esperada general del 2%. Todos estos costes vienen recogidos en la tabla de flujos de costes e ingresos, proporcionada por el programa y la cual muestra el valor VAN de todos los datos.

El termino VAN, Valor Actual Neto, es un término financiero que calcula el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión.

Los costes referidos al VAN para un periodo de 25 años vienen recogido en la tabla 5.4

El coste inicial de la inversión es de 21.723,1 €, dato que resulta de sumar los costes de los elementos del sistema y los costes de instalación que serían 720,1 €.

Como la simulación está realizada para un préstamo a 10 años del 80%, en los costes de financiación del año de inicio se aporta el 20% del total de la inversión.

A partir del año de inicio comienzan los costes de mantenimiento (O&M) tanto de los paneles solares como de las baterías. Hay que tener en cuenta el tiempo de vida estimado de los componentes del sistema el cual es de 18 años para las baterías y 10 años para el regulador y el inversor , esto implica que hay sustituir las baterías dos veces y el inversor y el regulador tres veces durante el periodo de estudio de 25 años.

El coste final de la instalación resulta de la diferencia entre la suma costes de adquisición y mantenimiento de los elementos y la suma de ganancias obtenidas por la venta de los elementos al final de la vida de la instalación:

COSTE TOTAL (VAN) = 35.730,8 €

Coste de la energía suministrada =0,39 €/kWh



Coste Grupo Fotovoltaico (VAN) = 9.995 €

Coste Banco de baterías (VAN) = 14833 €

Costes Auxiliares (VAN) = 4860 €

Coste Inversor (VAN) = 2632 €

Tabla 5.4: Flujos de caja de costes e ingresos (VAN) de sistema fotovoltaico aislado en €

AÑO	Costes Gen.Fotov.	O&M Gen.Fotov.	Costes Inversor	Costes Baterías	O&M Baterías	Costes Regulador	Costes Financiación	TOTAL(Costes-Ingresos)
	VAN	VAN	VAN	VAN	VAN	VAN	VAN	VAN
0	7700	0	1200	9888	0	2215	4344.6	4344.6
1	0	114.8	0	0	146	0	2379.1	2639.9
2	0	112.5	0	0	143.2	0	2287.6	2543.4
3	0	110.4	0	0	140.5	0	2199.6	2450.5
4	0	108.3	0	0	137.8	0	2115	2361.1
5	0	106.2	0	0	135.1	0	2033.7	2275
6	0	104.1	0	0	132.5	0	1955.5	2192.1
7	0	102.1	0	0	130	0	1880.3	2112.4
8	0	100.2	0	0	127.5	0	1807.9	2035.6
9	0	98.2	0	0	125	0	1738.4	1961.7
10	0	96.4	988.2	0	122.6	1824.1	1671.5	4702.8
11	0	94.5	0	0	120.2	0	0	214.7
12	0	92.7	0	0	117.9	0	0	210.6
13	0	90.9	0	0	115.7	0	0	206.6
14	0	89.2	0	0	113.4	0	0	202.6
15	0	87.4	0	0	111.3	0	0	198.7
16	0	85.8	0	0	109.1	0	0	194.9
17	0	84.1	0	0	107	0	0	191.1
18	0	82.5	0	3393	105	0	0	3580.4
19	0	80.9	0	0	102.9	0	0	183.8
20	0	79.3	813.8	0	101	1502.1	0	2496.3
21	0	77.8	0	0	99	0	0	176.8
22	0	76.3	0	0	97.1	0	0	173.4
23	0	74.9	0	0	95.3	0	0	170.1
24	0	73.4	0	0	93.4	0	0	166.8
25	0	72	-369.3	-1367.9	91.6	-681.6	0	-2255.1
TOTAL	7700	2294.8	2632.8	11913.1	2920.1	4859.6	24413.4	35730.8

El porcentaje económico que corresponde a cada componente se resume en la siguiente figura:

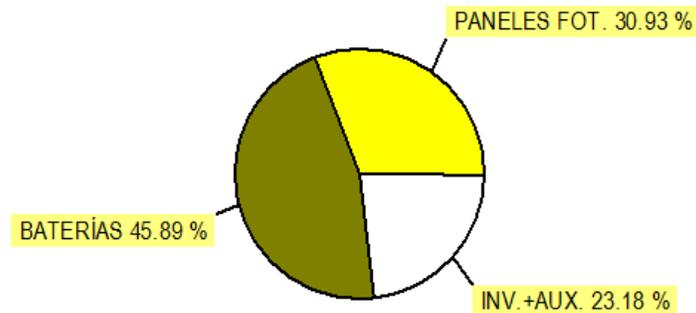


Ilustración 5.18: Porcentaje económico sistema fotovoltaico con baterías

La inversión de los paneles fotovoltaicos corresponde a su inversión inicial y a los costes de mantenimiento anuales para garantizar la eficiencia.

De la figura anterior se observa que la inversión más grande corresponde a la compra y mantenimiento de los acumuladores de energía. Esta proporción tan elevada se debe a la vida útil de las baterías, que al ser de solamente 18 años hay que cambiarlas dos veces durante el periodo de estudio, lo que supone nuevos costes. A los costes de adquisición hay que sumarle los costes anuales de mantenimiento

El coste del inversor engloba el coste de adquisición, los costes de reemplazar al final de la vida útil y los ingresos de venta al finalizar los 25 años.

Los costes auxiliares engloban los trabajos de acondicionamiento, estructura, cableado, cuadros eléctrico, etc.

5.2 SISTEMA DE GENERACIÓN DIÉSEL

El sistema de que se va a estudiar esta constituido exclusivamente por un generador de corriente alterna, el cual convierte la energía mecánica en energía eléctrica. El concepto de funcionamiento de estos sistemas es muy sencillo, la energía liberada por la combustión del diésel genera energía mecánica la cual es transformada a corriente alterna mediante un alternador.

Estos sistemas de generación de energía se utilizan tanto de apoyo en lugares donde el abastecimiento de energía no se puede interrumpir bajo ningún concepto, el ejemplo más recurrente es el de los hospitales, como en sistemas aislados de la red eléctrica. El ejemplo sería la casa donde se instalará el sistema, pero también son muy comúnmente utilizados en el ámbito de la cooperación, es decir sitios devastados por catástrofes naturales o poblaciones que no tienen acceso a la red eléctrica.

En este proyecto el generador de energía alterna se va a utilizar en dos casos distintos. El primero es en este capítulo donde se estudiará la generación de energía exclusivamente con el grupo electrógeno para poder comparar luego con el sistema híbrido el cual usa el generador diésel como fuente de apoyo a la energía solar.

Los grupos electrógenos se definen por su potencia en kVA y su elección depende de la potencia demandada y de su precio. Es importante saber que la inflación anual del precio del combustible es un factor determinante para este sistema.

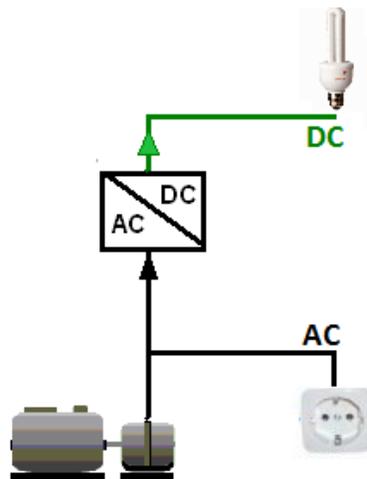


Ilustración 5.19: Esquema sistema aislado con generador diésel del software iHoga

5.2.1 DIMENSIONADO

Este capítulo es análogo al anterior del sistema fotovoltaico. En este apartado vamos a realizar el dimensionado de los elementos del sistema de generación diésel. La demanda energética es la que se definió en el capítulo 4 ya que el objetivo del proyecto es comparar las tres soluciones propuestas para satisfacer la demanda en una misma vivienda.

Como se ha comentado anteriormente el generador diésel suministra directamente energía en corriente alterna por lo que no serán necesarios ninguno de los elementos utilizados en el sistema anterior.

-Generador diésel

Para seleccionar previamente una serie de generadores diésel a introducir en el software iHoga hay que tener en cuenta que el parámetro determinante es la potencia mínima que garantiza el generador. Se debe asegurar que el suministro de energía debe ser ininterrumpido por lo que la potencia mínima que proporciona el generador debe ser mayor que la potencia máxima demanda por la casa. En este caso la potencia AC máxima demandada en el año es de 1897 VA, por lo que el generador diésel debe estar dimensionado para una potencia superior a esta.

Nombre	Potencia nominal (Pn) [kVA]	Coste de adquisición [€]	Coste O&M [€/h]	Vida esperada [h]	Potencia mínima [% de Pn]	COMBUSTIBLE			Inflación comb. anual [%]	Emisiones CO2 [kg CO2/ud.]	Parámetros consumo	
						Tipo	Unidad	[€/ud.]			A	B
Diesel 1.9kVA	1.9	800	0.14	10000	30	Diesel	litro	1.3	5	3.5	0.246	0.08145
Diesel 3kVA	3	1050	0.17	10000	30	Diesel	litro	1.3	5	3.5	0.246	0.08145
Diesel 4kVA	4	1200	0.18	10000	30	Diesel	litro	1.3	5	3.5	0.246	0.08145
Diesel 5.5kVA	5.5	1300	0.22	10000	30	Diesel	litro	1.3	5	3.5	0.246	0.08145

Ilustración 5.20: Generadores diésel para simulación de sistema de generación diésel

Una vez seleccionados la gama de generadores consecuentes para la simulación se deben comprobar los campos de coste de adquisición, vida esperada, tipo de combustible, precio del combustible y su inflación.

La inflación anual esperada en el precio del combustible es un parámetro importante, y diferenciado de la inflación general esperada. La mayoría de los combustibles tienen una inflación muy superior a la inflación esperada de los precios de los componentes y mano de obra, por lo que se trata por separado.

En este caso se fuerza al generador de AC que funcione siempre ya que el suministro de energía debe ser constante. Por tanto la disponibilidad horaria del generador es constante.

Una vez realizada la simulación el generador de AC óptimo elegido por el software es:

Generador AC diesel 1.9kVA

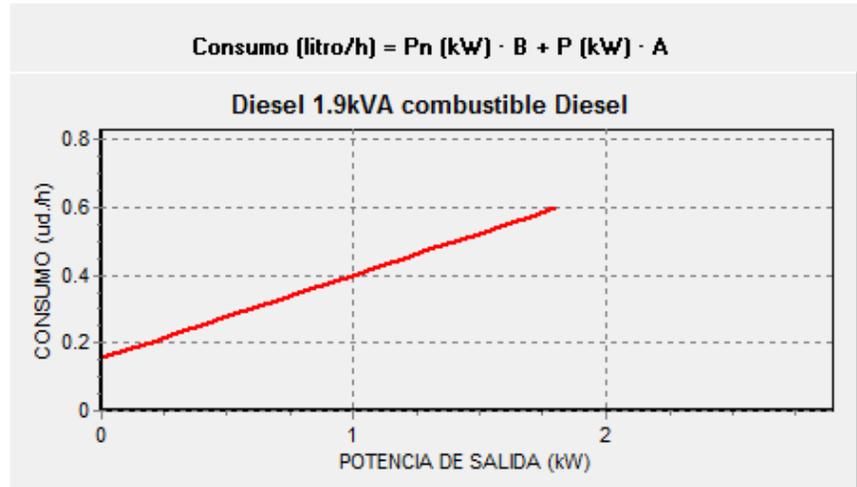


Ilustración 5.21: Consumo (L/h) generador diésel 1,9 kVA

En la gráfica se observa la curva de consumo de combustible para el generador seleccionado. Donde P_n es la potencia nominal, en kVA, aunque para el consumo se utiliza potencia activa.

5.2.2 SIMULACIÓN

La estrategia de control por seguimiento de la demanda y la optimización mono-objetivo debe ser común a los tres sistemas para que la comparación entre ellos sea válida. También se supondrán los mismos valores de financiación.

Es importante recalcar, que se ha elegido la estrategia de seguimiento de la demanda para priorizar la carga de baterías con las energías renovables, aunque en este sistema no aplicaría es necesario tener una estrategia de control fija para que la comparativa sea válida.

El único cambio que aplica es en las restricciones de la simulación. En este sistema la energía no servida máxima debe ser de un 0%, la autonomía y la capacidad nominal del banco de baterías no aplica en este sistema por lo que sería de 0, igual que la fracción renovable mínima en este caso es 0% ya que el sistema no cuenta con ningún elemento de energía renovable.

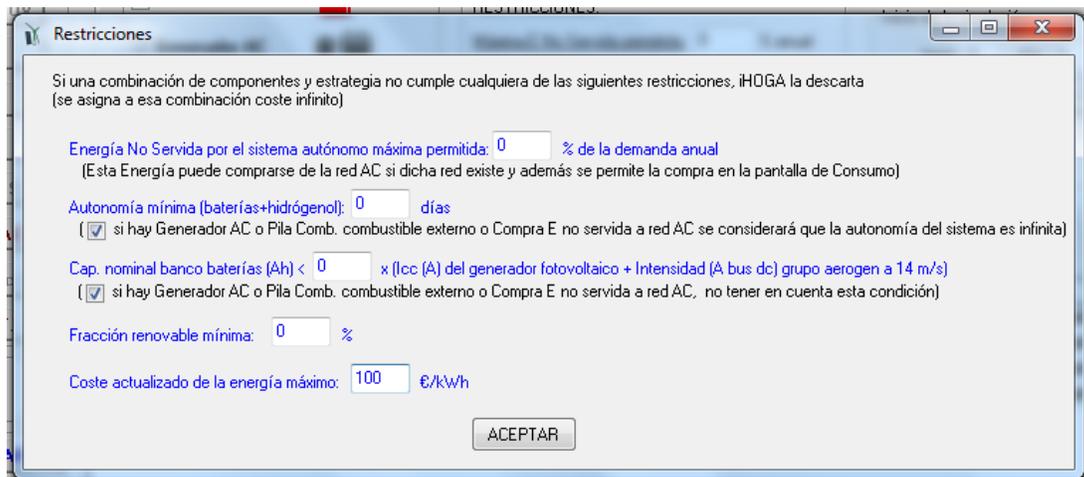


Ilustración 5.22: Restricciones simulación sistema de generación diésel

Seleccionados los elementos que forman el sistema, el tipo de optimización, la estrategia de control y las restricciones el resultado de la simulación del sistema con generador diésel es la siguiente:

Tabla 5.5: Resultados simulación sistema de generación diésel.

RESULTADOS SIMULACIÓN SISTEMA CONGENERADOR DIESEL		
COMPONENTES	MODELO	CANTIDAD
Generador	Diesel 1.9 kVA	1
E no servida	0 %	
Coste total (VAN)	143.603 € (1,57 €/kWh)	
Estrategia	Seguimiento de la demanda.	
	$P_{\min_gen} = 570W$	



5.2.3 ESTUDIO ENERGÉTICO

A lo largo de este apartado se va a realizar el estudio energético de la simulación del sistema aislado de generación diésel.

Los valores totales de energía mensual y total anual los proporciona el programa iHoga y son los siguientes

Tabla 5.6: Valores de energía mensuales y consumo de combustible del sistema con generación diésel

MES	Consumo de energía (kWh)	Generación energía AC (kWh)	Combustible consumido(L)	Exceso (kWh)
ENERO	313.0	515.8	242.0	182.5
FEBRERO	278.5	463.1	217.9	166.2
MARZO	308.9	513.2	241.4	183.8
ABRIL	298.2	495.9	233.4	177.9
MAYO	310.7	514.2	241.6	183.1
JUNIO	301.2	498.2	234.0	177.2
JULIO	310.5	514.0	241.6	183.2
AGOSTO	307.9	512.2	241.1	183.9
SEPTIEMBRE	298.4	496.1	233.5	177.9
OCTUBRE	314.6	516.8	242.3	182.0
NOVIEMBRE	295.1	493.9	232.9	178.9
DICIEMBRE	313.0	515.8	242.0	182.6

Tabla 5.7: Valores de energía anual con generación diésel

AÑO	Consumo de energía (kWh)	Generación energía AC (kWh)	Combustible consumido(L)	Exceso (kWh)
TOTAL	3650.0	6048.9	2843.6	2159.3

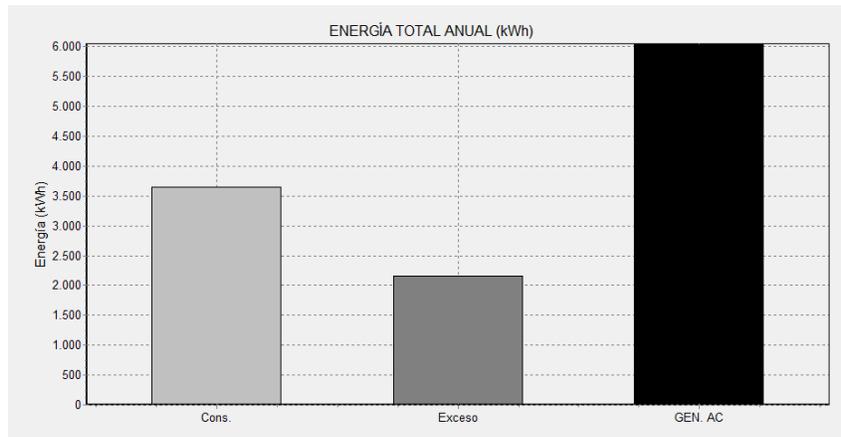


Ilustración 5.23: Energía total anual de sistema con generación diésel

Como se aprecia en la imagen anterior y en la tabla de datos la única forma de adquirir energía en este sistema es el generador de corriente alterna, cuya salida es mucho mayor que la demanda dejando así un exceso de energía que no puede ser aprovechada.

A continuación se muestra el estudio de 24 horas y donde se podrá observar mejor el funcionamiento de este sistema

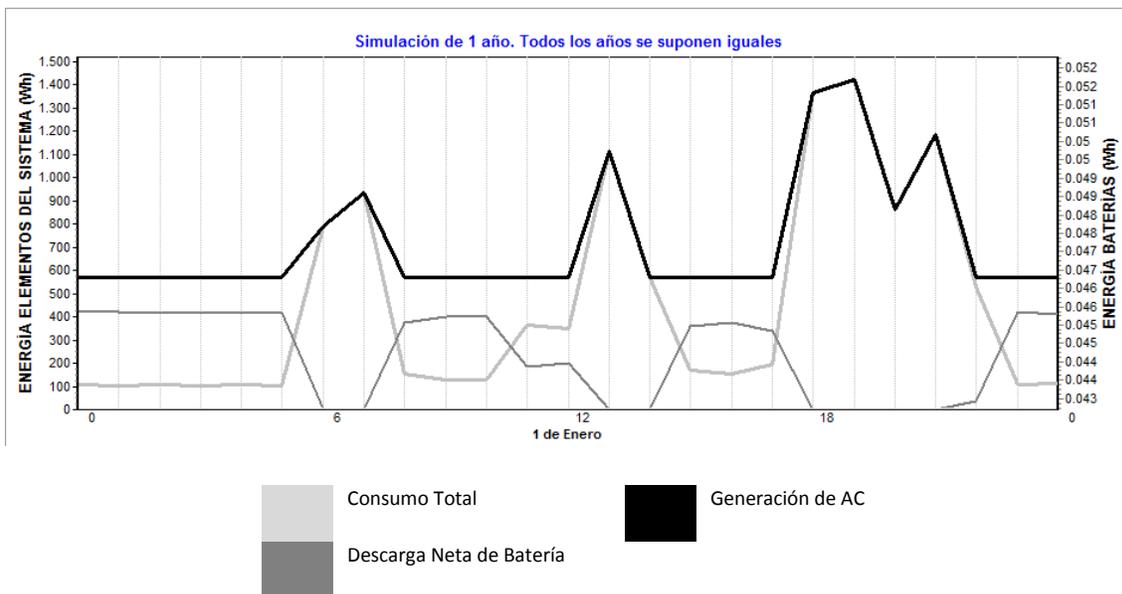


Ilustración 5.24: Simulación horaria de sistema con generación diésel

De la imagen anterior se observa que la demanda de energía siempre es satisfecha, incluso se produce un exceso de producción energética en la horas en las que la demanda es mínima.

El exceso de energía se produce al forzar al sistema a servir toda la energía (E no servida 0%) y a que la energía mínima del generador sea superior al pico de energía máximo demandado por el sistema, esto provoca que durante varias horas la Potencia mínima del sistema ($P_{\min_gen}=570W$) sea mucho menor que la generación mínima de AC del generador produciendo el exceso el cual es desechado.

En la siguiente gráfica se muestra para cada mes y para el total del año, los valores medios de potencia suministrada por el generador y los valores medios del consumo de energía:

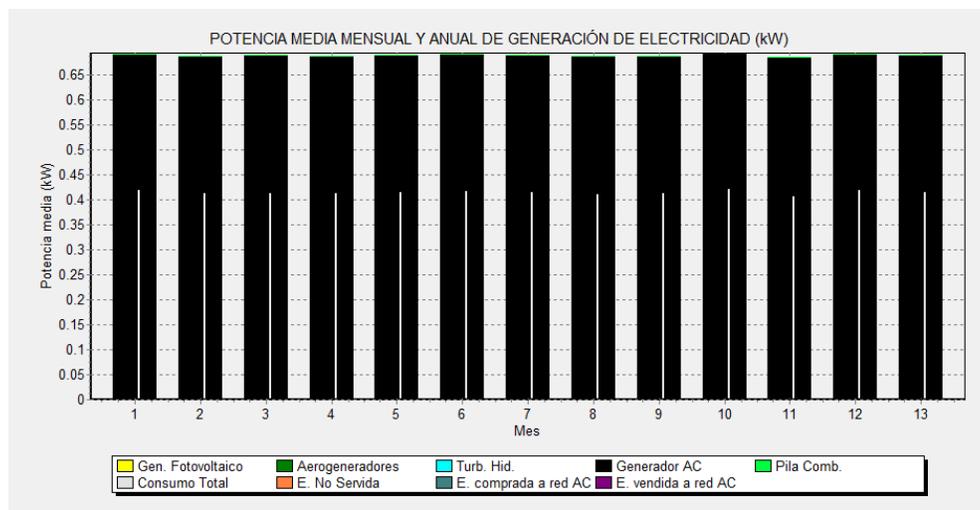


Ilustración 5.25: -Potencia media mensual y anual de generación de electricidad (kW) de sistema con generación diésel

La demanda de energía es siempre constante y queda siempre satisfecha por el generador. Al contrario que en el caso anterior a que la generación de AC siempre es constante ya que no depende de ningún factor meteorológico.

Los datos mensuales y anuales expuestos en la tabla 5.5 son los siguientes:

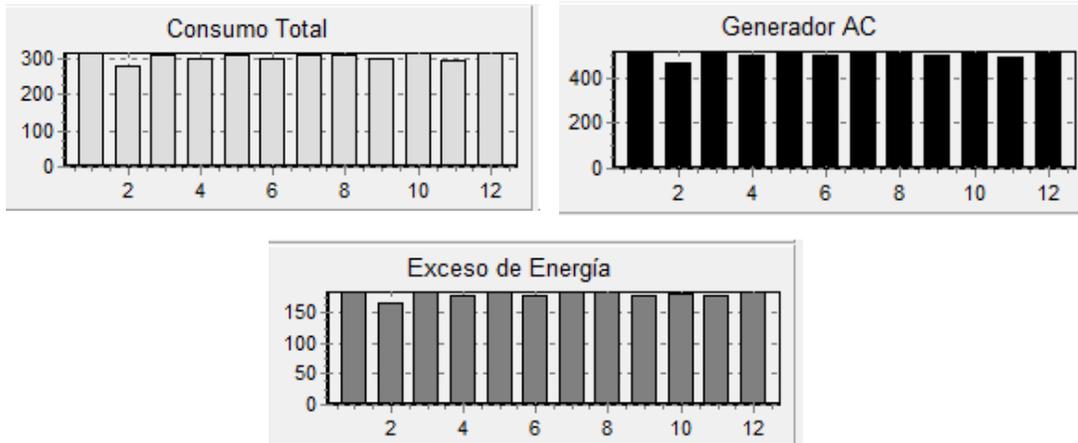


Ilustración 5.26: Valores horarios separados sistema con generación diésel

5.2.4 ESTUDIO ECONÓMICO

Como en el apartado análogo, el estudio económico se realiza para 25 años de vida del sistema, por tanto a continuación se muestra la tabla con los costes referidos al VAN para el periodo de estudio estipulado:

Tabla 5.8: Flujos de caja de costes e ingresos (VAN) de sistema de generación diésel en €

AÑO	Costes Gen. AC	O&M Gen.AC	Costes Comb. Gen AC	Costes Financiación	TOTAL(Costes-Ingresos)
	VAN	VAN	VAN	VAN	VAN
0	800	0	0	223.2	223.2
1	784.6	1202.8	3732.6	122.2	5842.2
2	769.5	1179.7	3768.5	117.5	5835.2
3	754.7	1157	3804.7	113	5829.4
4	740.2	1134.7	3841.3	108.7	5824.9
5	726	1112.9	3878.2	104.5	5821.6
6	712	1091.5	3915.5	100.5	5819.5
7	698.3	1070.5	3953.2	96.6	5818.6
8	0	1049.9	3991.2	92.9	5134
9	671.7	1029.8	4029.5	89.3	5820.3
10	658.8	1010	4068.3	85.9	5822.9
11	646.1	990.5	4107.4	0	5744.1
12	633.7	971.5	4146.9	0	5752.1
13	621.5	952.8	4186.8	0	5761.1
14	609.6	934.5	4227	0	5771.1
15	597.9	916.5	4267.7	0	5782
16	0	898.9	4308.7	0	5207.6
17	575.1	881.6	4350.1	0	5806.8
18	564	864.6	4392	0	5820.6
19	553.2	848	4434.2	0	5835.4
20	542.5	831.7	4476.8	0	5851.1
21	532.1	815.7	4519.9	0	5867.7
22	521.9	800	4563.3	0	5885.2
23	511.8	784.6	4607.2	0	5903.7
24	0	769.5	4651.5	0	5421.1
25	-49.2	754.7	4696.3	0	5401.8
TOTAL	14176.1	24054.2	104918.9	1254.2	143603.3



El coste inicial de la inversión es de 1.116 €, dato que resulta de sumar los costes del generador diésel y los costes de instalación que serían 316 €.

Como se puede apreciar en los datos la inversión inicial en este sistema puede parecer muy pequeña en comparación con la del anterior sistema, por lo que a primera vista no parecería recomendable pedir un préstamo, pero como los estudios deben ser análogos para realizar un comparación útil se establecen las mismas condiciones en todos los sistemas, es decir, un préstamo a 10 años del 80%.

A partir del año de inicio comienzan los costes de mantenimiento (O&M) del generador de corriente alterna. En este sistema también hay que tener en cuenta a vida útil de los elemento que lo componen, en este caso el generador elegido el fabricante dice cuenta con 10.000 horas por lo que habría que sustituirlo cada 1,1 años.

El coste final de la instalación resulta de la diferencia entre la suma costes de adquisición y mantenimiento de los elementos y la suma de ganancias obtenidas por la venta de los elementos al final de la vida de la instalación:

COSTE TOTAL (VAN) = 143.603 €

Coste de la energía suministrada = 1,57 €/kWh

Coste Generador AC (VAN) = 38230 €

Coste Combustible Generador AC (VAN) = 104918 €

El porcentaje económico que corresponde a cada componente se resume en la siguiente figura:

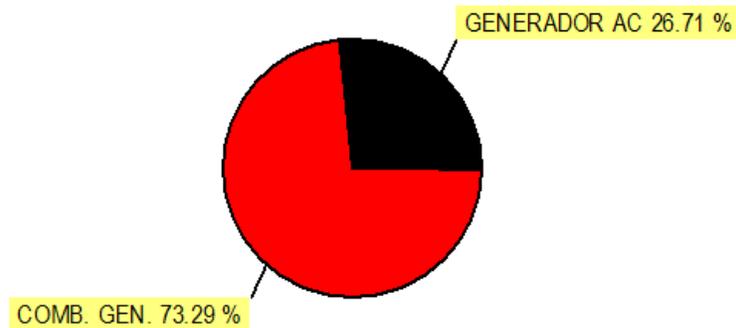


Ilustración 5.27: Porcentaje económico de sistema con generación diésel

La mayor proporción de gasto corresponde al combustible este hecho se debe a varios factores, un de 237 litros mensuales durante 25 años, la inflación en alza y que a medida que pasa el tiempo la eficiencia del generador disminuye necesitando una cantidad mayor de combustible para satisfacer la misma demanda energética. La proporción de gasto del generador corresponde a su sustitución cada 1,1 años y a los costes de mantenimiento del mismo.

5.3 SISTEMA HÍBRIDO AISLADO

A lo largo de este capítulo se realizará el estudio del tercer sistema aislado, el cual parte de una instalación fotovoltaica con baterías para añadirle un generador diésel como fuente de apoyo. La finalidad del generador es la de servir como fuente de apoyo en los momentos en los que la radiación solar sea insuficiente para cargar las baterías. Los paneles fotovoltaicos y las baterías trabajan en corriente continua a una tensión de 48 V mientras que el generador diésel y las cargas trabajan en corriente alterna, monofásica o trifásica. Como consecuencia de estos hechos hay que conseguir transformar la energía de continua de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna mediante un inversor de conexión a red y la corriente en alterna del generador transformarla en corriente continua para poder cargar las baterías, este rol de rectificador y cargador lo asume el elemento denominado inversor bidireccional.[22]

Como en las simulaciones anteriores el software iHoga dimensiona cada elemento que forma el sistema híbrido con el objetivo de garantizar un rendimiento óptimo y señalando la opción más económica. Dicha simulación parte de los datos de consumo energético y de los datos de irradiación definidos anteriormente y que son comunes para los tres casos de estudio.

Como se ha visto en el capítulo de hibridación existen diferentes topologías de sistemas híbridos, en el caso a estudiar se ha optado por un sistema de acoplamiento en AC con inversor bidireccional.

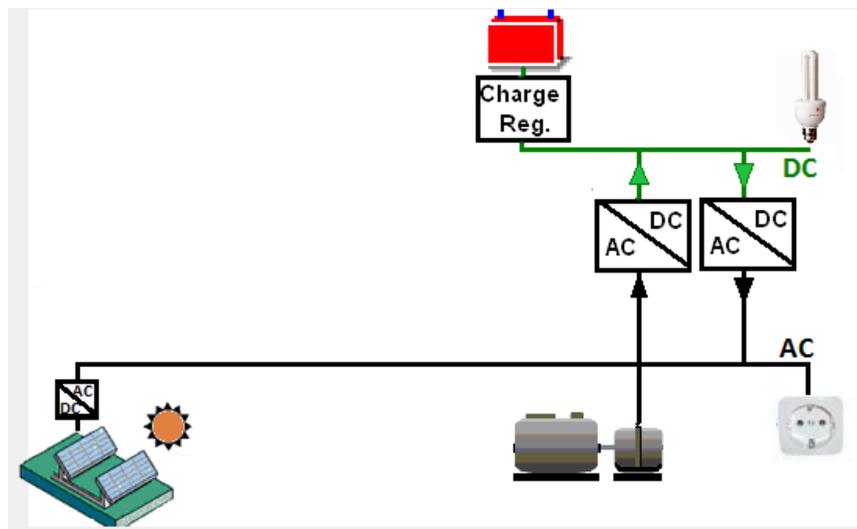


Ilustración 5.28: Esquema Sistema Híbrido Aislado del software iHoga



5.3.1 DIMENSIONADO

Como se ha visto en capítulos anteriores el objetivo de este apartado es dimensionar el sistema a estudiar. En este caso el sistema está formado por un sistema fotovoltaico aislado y un generador diésel, por lo que los cálculos previos para determinar las características mínimas de los elementos ya están explicadas previamente, de igual modo el procedimiento con el software es el mismo que en capítulos anteriores. Existe una única particularidad, la introducción del inversor bidireccional al conjunto de los elementos del sistema híbrido aislado, y el cual es el que tiene mayor relevancia en este apartado.

-Módulos Fotovoltaicos:

En este caso de estudio cada módulo fotovoltaico estará conectado al bus AC a través de su propio inversor. El coste, la potencia y la eficiencia de dicho inversor irán incluidos en el precio del generador fotovoltaico.

El módulo fotovoltaico elegido como óptimo por el software iHoga es de nuevo:

$$\text{Paneles PV Atersa A280P}(280W_p): 2_S \times 8_P (\text{incl } 65^\circ)$$

Debido a la incorporación del generador diésel y para evitar el exceso de energía que se produciría el número de módulos fotovoltaicos se reduce.

-Baterías:

La incorporación del generador diésel obliga a replantearse el dimensionado de baterías del primer sistema ya que se puede producir un exceso de energía amenazando el equilibrio entre cantidad de energía entregada y coste económico del sistema.

Como se parte de la base que la suma de tensiones de las baterías debe ser igual a la tensión del sistema, el software sigue indicando la utilización de 24 baterías en serie, por tanto para evitar el exceso de energía el programa opta por seleccionar otro tipo de baterías con un capacidad nominal menor ofreciendo un sistema más óptimo.

Las baterías elegidas por el sistema son las siguientes:

$$\text{Baterías OPZS – Hawker: TVS – 5 } (390 A \cdot h): 24_S \times 1_P$$

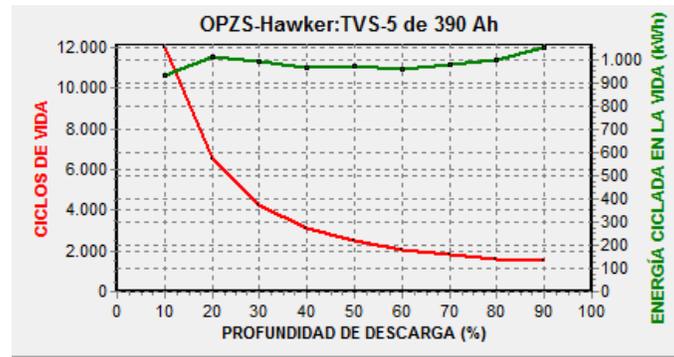


Ilustración 5.29: Curva característica ciclos de vida-profundidad de descarga (%)-Energía ciclada (kWh) Batería Harker TYS -5 390 A. h (Extraído iHoga)

-Generador Diésel:

La finalidad del generador diésel consiste en satisfacer la demanda de energía cuando sea necesario, por tanto el generador elegido es el mismo que en el capítulo anterior porque asegura la potencia máxima demandada en todo momento con el coste más económico.

Generador AC diesel 1.9kVA

-Inversor de Conexión a Red

Como se ha indicado en el apartado de dimensionamiento de los módulos fotovoltaicos, cada uno de los módulos están conectados a la red AC a través de su propio inversor lo que significa que en el estudio energético y en el estudio económico el módulo fotovoltaico y su inversor se analizarán juntos.

-Inversor Bidireccional

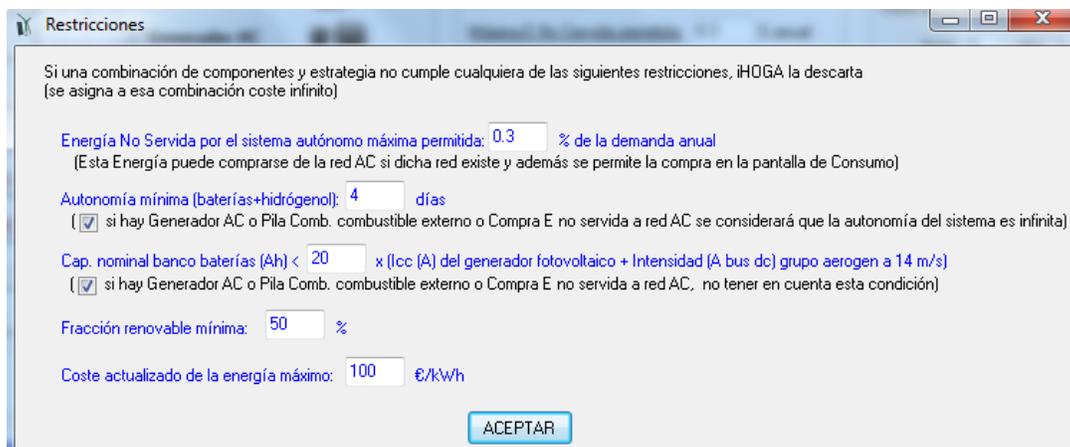
Para la simulación se han seleccionado previamente los inversores-cargadores, es decir los que son inversores bidireccionales. El regulador interno ha de cumplir las mismas características que en el caso del sistema fotovoltaico aislado, es decir, su intensidad nominal máxima debe ser mayor a la máxima que se prevé en el sistema.

El inversor bidireccional elegido por iHoga es:

Inversor XANTREX: XW4548 – 230 de 4000 V

5.3.1 SIMULACIÓN

Una vez establecidos los elementos a dimensionar se selecciona de nuevo la estrategia de control por seguimiento de la demanda, la optimización mono-objetivo y los valores de financiación. El paso previo a la simulación consiste en indicar las restricciones de la misma



Restricciones

Si una combinación de componentes y estrategia no cumple cualquiera de las siguientes restricciones, iHOGA la descarta (se asigna a esa combinación coste infinito)

Energía No Servida por el sistema autónomo máxima permitida: 0.3 % de la demanda anual
(Esta Energía puede comprarse de la red AC si dicha red existe y además se permite la compra en la pantalla de Consumo)

Autonomía mínima (baterías+hidrógeno): 4 días
 si hay Generador AC o Pila Comb. combustible externo o Compra E no servida a red AC se considerará que la autonomía del sistema es infinita)

Cap. nominal banco baterías (Ah) < 20 x (Icc (A) del generador fotovoltaico + Intensidad (A bus dc) grupo aerogen a 14 m/s)
 si hay Generador AC o Pila Comb. combustible externo o Compra E no servida a red AC, no tener en cuenta esta condición)

Fracción renovable mínima: 50 %

Coste actualizado de la energía máximo: 100 €/kWh

ACEPTAR

Ilustración 5.30: Restricciones simulación sistema híbrido

Como se sigue trabajando con un sistema de autoconsumo se establece que la energía máxima no servida sea de un 0%. Debido a la presencia del generador diésel la autonomía del sistema será infinita, por tanto la restricción de autonomía no aplica. Lo mismo pasa con la capacidad nominal del banco de baterías, se selecciona la existencia de un generador de Ac y no se tendrá en cuenta esa condición. La fracción renovable mínima que debe usar siempre el sistema será de un 50%. Se establece que el coste de la energía mínimo es de 100 €/kWh, esta restricción es común a los tres sistemas aislados estudiados, de esta forma la comparación será lógica.



Una vez establecidos los elementos del sistema a evaluar, la estrategia de control, el tipo de optimización, los valores de financiación y las restricciones se procede a la simulación, cuyos resultados en el sistema híbrido aislado son los siguientes:

Tabla 5.9: Resultados simulación sistema híbrido

RESULTADOS SIMULACIÓN SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO		
COMPONENTES	MODELO	CANTIDAD
Módulos Fotovoltaicos	Atersa: A280P (280 Wp)	2s x 8p (inc. 65º)
Baterías	OPZS-Hawker:TVS-5 (390 A·h)	24s x 1p
Inversor Bidireccional	XANTREX: XW4548-230 DE 4000 VA	1
Generador AC	Diesel 1.9 kVA	1
E no servida	0 %	
Coste total (VAN)	29.597 € (0,29 €/kWh)	
Estrategia	Seguimiento de la demanda.	
	Pmin_gen: 570 W, SOC mín.: 20 %.	

5.3.2 ESTUDIO ENERGÉTICO

El simulador iHoga proporciona los datos energéticos de un año completo. Los datos energéticos mensuales y el total anual de cada uno de los elementos del sistema vienen recogidos en la siguiente tabla:

Tabla 5.10: Valores de energía mensuales y consumo de combustible del sistema híbrido

MES	Consumo (kWh)	Módulos Fotovolt. (kWh)	Generación AC (kWh)	Combustible consumido (L)	Carga batería (kWh)	Descarga batería (kWh)	Exceso (kWh)
1	313	377.5	28.7	18.6	276.9	246	3.6
2	278.5	396.6	0	0	290.6	241.5	13
3	308.9	472.9	0	0	307.8	260.7	55.3
4	298.2	416.9	0	0	281.7	240.5	17.3
5	310.7	402.2	10.4	6.7	285.2	246.9	0
6	301.2	400.1	7.6	5.1	289.3	244.2	0
7	310.5	444.6	0	0	306.8	258	20.6
8	307.9	483.8	0	0	298.6	252.7	64.6
9	298.4	480	0	0	274.6	233.6	83
10	314.6	409.2	10.8	7.1	292.9	255.4	5.7
11	295.1	347.1	40.4	26.2	262.1	224	0
12	313	317	79.6	51.4	244.1	208.9	0

Tabla 5.11: Valores de energía anual sistema fotovoltaico con generación diésel

AÑO	Consumo (kWh)	Módulos Fotovolt. (kWh)	Generación AC (kWh)	Combustible Consumido (L)	Carga Batería (kWh)	Descarga Batería (kWh)	Exceso (kWh)
TOTAL	3650	4948	177.5	115.1	3410.6	2912.6	263.1

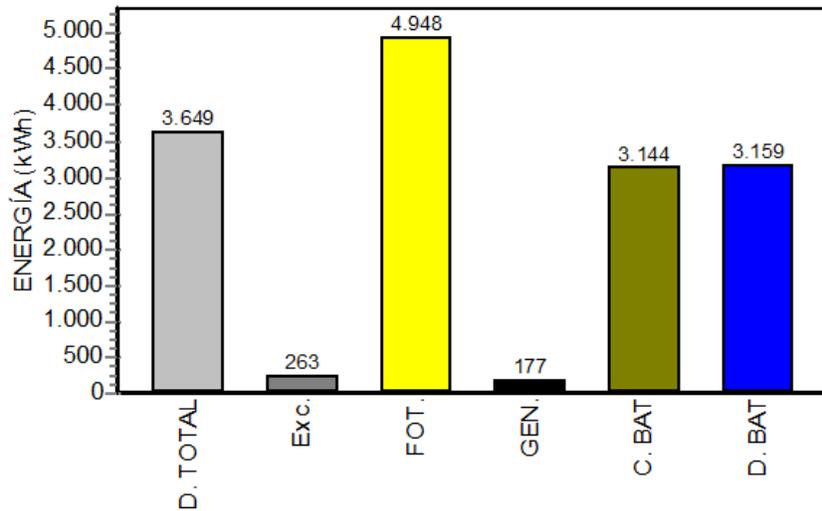


Ilustración 5.31: Energía total anual sistema híbrido

A continuación se realiza un estudio energético durante 24 horas. Como se puede observar en la tabla de consumos energéticos el generador de energía AC solo entra en acción cuando la energía procedente del sol no es suficiente, que coincide con los meses de menor radiación solar. Por esta razón para poder hacer una observación correcta durante de 24 horas se ha tenido que buscar un día donde entran en acción todos los elementos que forman el sistema híbrido

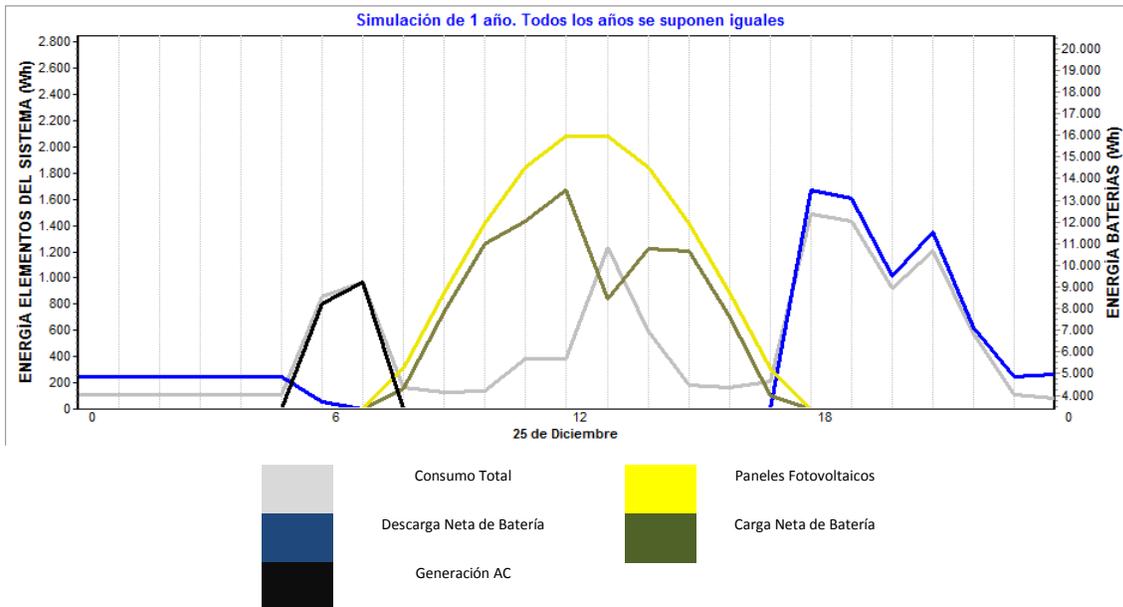


Ilustración 5.32: Simulación horaria sistema híbrido

Al comienzo del día la batería entrega la energía mínima que demanda el sistema, pero cuando empieza la actividad energética en la casa la batería no se encuentra lo suficientemente cargada como para responder a la demanda. Es en este momento que entra en acción el generador de corriente alterna suministrando potencia energética hasta que comienza la radiación solar. Es durante estas horas cuando el sistema fotovoltaico tiene autonomía suficiente para aportar la energía demandada y utilizar parte del exceso en la recarga de los acumuladores. Una vez que las horas de sol han llegado a su fin el sistema se alimenta de la reserva acumulada en las baterías.

En este sistema es importante observar los valores mensuales de energía de los elementos que forman el sistema para tener una visión general del cuando funcionan cada uno de ellos.

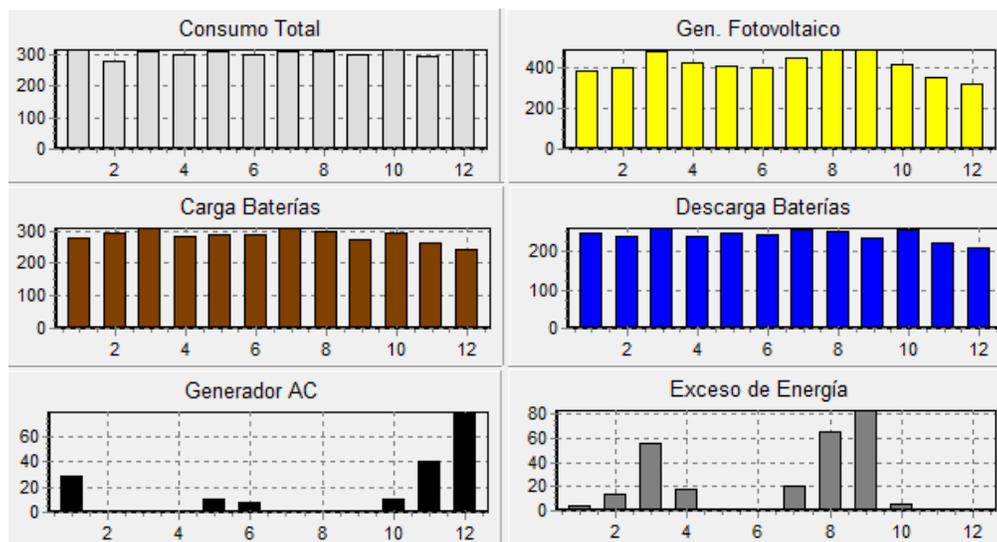


Ilustración 5.33: Valores horarios separados sistema híbrido

De la imagen anterior se llega a la conclusión que tanto las baterías como los paneles fotovoltaicos trabajan durante todo el año. Por el contrario el generador diésel solo entra en funcionamiento cuando la radiación solar es insuficiente para abastecer el sistema. Los meses de trabajo del generador AC coincide con los meses en los que no hay exceso de energía o es muy pequeño, hecho que confirma el razonamiento previo. En este sistema el generador diésel funciona como sistema de apoyo cuando es necesario permitiendo reducir el número de módulos fotovoltaicos y permitiendo la instalación de baterías con una menor capacidad nominal y por tanto una instalación más económica.

Para terminar de entender el sistema en la siguiente imagen se muestra la potencia mensual y anual de generación de electricidad:

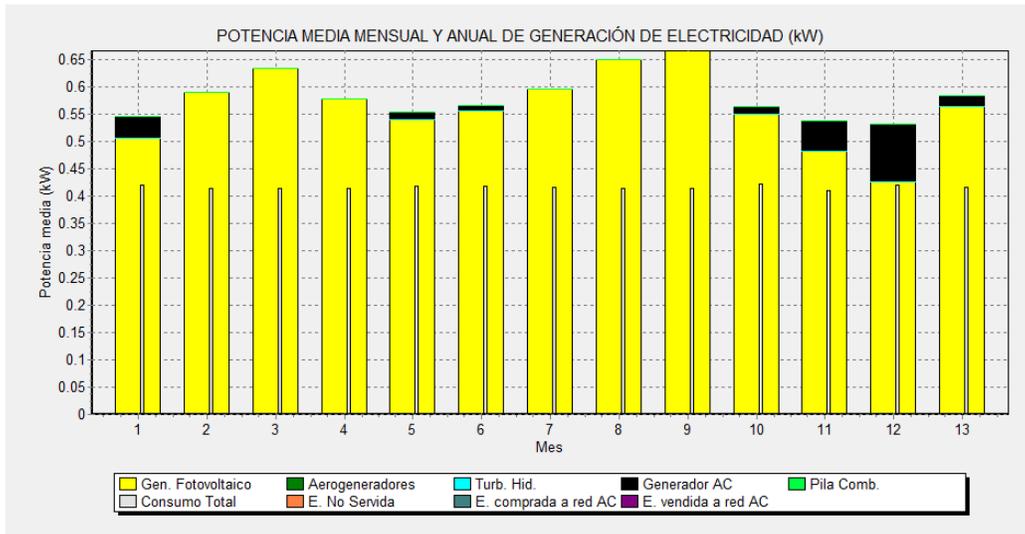


Ilustración 5.34: Potencia media mensual y anual de generación de electricidad (kW) del sistema híbrido



5.3.3 ESTUDIO ECONÓMICO

Igual que en los sistemas previamente estudiados, el estudio económico se realiza para 25 años de vida del sistema. La tabla 5.12 muestra los costes referidos al VAN para el periodo de estudio estipulado.

El coste inicial de la inversión es de 12.904,8 €, dato que resulta de sumar los costes de los elementos del sistema y los costes de instalación valorados en 547,2 €.

Como la simulación está realizada para un préstamo a 10 años del 80%, en los costes de financiación del año de inicio se aporta el 20% del total de la inversión y durante los siguientes 10 años se sigue aportando la cuota correspondiente

A partir del año de inicio comienzan los costes de mantenimiento (O&M) de los paneles solares de las baterías y del generador de corriente alterna.

Es importante tener en cuenta el tiempo de vida de los elementos que constituyen el sistema. La vida estimada de las baterías seleccionadas, según sus ciclos de carga y descarga, es de 7 años, mientras que la del inversor bidireccional es de 10 años. Este hecho obliga a incorporar nuevos elementos cuando proceda y por tanto influye en el precio final de la inversión.

Por otro lado el generador diésel como es el mismo que el caso anterior cuenta con 10.000 horas de vida según el fabricante, pero como en este sistema solo se usa como fuente de apoyo no hará falta sustituirlo en los 25 años para los que se ha realizado el estudio.

El coste final de la instalación resulta de la diferencia entre la suma costes de adquisición y mantenimiento de los elementos y la suma de ganancias obtenidas por la venta de los elementos al final de la vida de la instalación:

COSTE TOTAL (VAN) = 29.597 €

Coste de la energía suministrada =0,32 €/kWh

Coste Grupo Fotovoltaico (VAN) = 7.483 €

Coste Banco de baterías (VAN) = 10.718 €

Costes del Generador AC (VAN) = 1.596 €



Coste combustible del Generador (VAN)= 3.266 €

Coste Inversor (VAN) = 4.387 €

Tabla 5.12: Flujos de caja de costes e ingresos (VAN) de sistema híbrido en €

AÑO	Costes Fotov.	O&M Gen.Fotov.	Costes Gen. AC	O&M Gen.AC	Costes Inversor	Costes Baterías	O&M Baterías	Costes Comb.	Costes Financiación	TOTAL (Costes-Ingresos)
	VAN	VAN	VAN	VAN	VAN	VAN	VAN	VAN	VAN	VAN
0	5600	0	800	0	2000	3957.6	0	0	2581	2581
1	0	94.2	0	39.8	0	0	87.9	116.2	1413.3	1751.4
2	0	92.3	0	39.1	0	0	86.2	117.3	1359	1693.9
3	0	90.6	0	38.3	0	0	84.5	118.5	1306.7	1638.6
4	0	88.8	0	37.6	0	0	82.9	119.6	1256.5	1585.4
5	0	87.1	0	36.8	0	0	81.3	120.8	1208.1	1534.2
6	0	85.4	0	36.1	0	0	79.7	121.9	1161.7	1484.9
7	0	83.8	0	35.4	0	2610.8	78.2	123.1	1117	4048.4
8	0	82.2	0	34.8	0	0	76.7	124.3	1074	1392
9	0	80.6	0	34.1	0	0	75.2	125.5	1032.7	1348.1
10	0	79.1	0	33.4	1647	0	73.8	126.7	993	2953
11	0	77.5	0	32.8	0	0	72.4	127.9	0	310.6
12	0	76	0	32.2	0	0	71	129.1	0	308.3
13	0	74.6	0	31.5	0	0	69.6	130.4	0	306.1
14	0	73.1	0	30.9	0	1722.4	68.3	131.6	0	2026.4
15	0	71.7	0	30.3	0	0	67	132.9	0	301.9
16	0	70.4	0	29.8	0	0	65.7	134.2	0	300
17	0	69	0	29.2	0	0	64.4	135.5	0	298.1
18	0	67.7	0	28.6	0	0	63.2	136.8	0	296.2
19	0	66.4	0	28.1	0	0	62	138.1	0	294.5
20	0	65.1	0	27.5	1356.3	0	60.8	139.4	0	1649.1
21	0	63.9	0	27	0	1136.3	59.6	140.7	0	1427.5
22	0	62.6	0	26.5	0	0	58.4	142.1	0	289.7
23	0	61.4	0	26	0	0	57.3	143.5	0	288.2
24	0	60.2	0	25.5	0	0	56.2	144.8	0	286.8
25	0	59.1	0	25	-615.4	-466.4	55.1	146.2	0	-796.3
TOTAL	5600	1882.9	800	796.3	4387.9	8960.7	1757.4	3267	14503	29597.6

El porcentaje económico que corresponde a cada componente se resume en la siguiente figura:

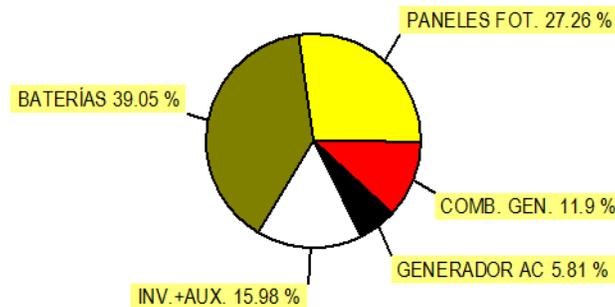


Ilustración 5.35: Porcentaje económico elementos sistema híbrido

Las baterías son el componente que más gasto suponen, en esta cantidad está incluido la sustitución cada 7 años y los gastos de mantenimiento.

Después de las baterías el componente con mas tanto por ciento económico son los módulos fotovoltaicos con su mantenimiento incluido.

Dentro de los gastos de inversos bidireccional también están incluidos los gastos de instalación y mantenimiento. Los costes referentes al término auxiliares engloban los trabajos de acondicionamiento, estructura, cableado, cuadros eléctrico, etc.

Por último irían los costes del generador de corriente alterna y del combustible, los cuales son bastante más pequeños que los del resto de componentes del sistema. Como se ha visto con anterioridad esto se debe a su papel de apoyo al sistema.

6. CONCLUSIONES

Durante el capítulo anterior se han estudiado los componentes que constituyen cada uno de los sistemas aislados y se ha procedido a las simulaciones para conocer el comportamiento de las distintas instalaciones en función de su configuración.

Una vez obtenidos y analizados los resultados de dichas simulaciones, a lo largo de este capítulo se procede a la consecución del objetivo principal del proyecto. Se compararán los resultados de número y características de los componentes, los resultados energéticos y los resultados económicos de los tres sistemas aislados de distinta configuración para determinar cuál es el más indicado, en términos energéticos y económicos, para llevar a cabo una instalación real de suministro eléctrico sin conexión a red para una vivienda.

En la siguiente tabla se muestran los elementos que forman cada uno de los sistemas:

Tabla 6.1: Resultados de las simulaciones de los tres sistemas

COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN			
	CASO 1	CASO 2	CASO 3
Módulos fotovoltaicos	Atersa A280P 2s x 11p	-	Atersa A280P 2s x 8p
Baterías	Hawker 1340 A·h 24s x 1p	-	Hawker 390 A·h 24s x 1p
Inversores	STECA 1200X2 de 1800 VA	-	Reg/ Carg XANTREX DE 4000 VA
Reguladores	STECA 4140 de 149 A	-	-
Generador Diésel	-	Diésel 1,9kVA	Diésel 1,9 kVA

Para comenzar a analizar los resultados respecto a los componentes que constituyen los sistemas hay que recordar que los dos primeros casos de estudio no cuentan con ninguna fuente de apoyo al contrario de lo que ocurre con el sistema híbrido.

Las diferencias más notables en cuanto a cantidad y características de los elementos se observan entre el sistema fotovoltaico aislado y el sistema híbrido. El caso 1 requiere una cantidad tres veces mayor de módulos fotovoltaicos que el caso 3 manteniendo la misma potencia de los módulos.

Mientras, algo parecido ocurre con las baterías de los dos sistemas, aunque en este caso la cantidad de acumuladores coincide debido a que la tensión nominal del sistema es constante en los tres casos, la capacidad de los acumuladores varía, siendo la capacidad nominal de las baterías

del sistema fotovoltaico puro bastante mayor que la capacidad nominal de las baterías del sistema híbrido.

Estas dos grandes diferencias son consecuencia de la condición principal común a los tres sistemas, la cual obliga a satisfacer ininterrumpidamente las necesidades energéticas y de la inexistencia en el primer caso de una fuente de apoyo de generación, lo que obliga al primer sistema a tener un dimensionado mayor de elementos.

Otra diferencia a destacar entre el primer y tercer sistema es la aparición del inversor bidireccional debido a la configuración en AC que se ha elegido para el estudio del sistema híbrido. Como se ha indicado previamente el inversor bidireccional es una cargador/ regulador por lo que el término regulador propiamente dicho desaparece de la lista de elementos que constituyen el sistema híbrido. Lo mismo ocurre con el inversor de conexión a red que como se indica en el apartado correspondiente de dimensionado de elementos del sistema híbrido, cada módulo fotovoltaico contiene su propio inversor de conexión a red.

Estas diferencias de cantidad y características en los elementos que forman cada uno de los sistemas aislados se ven reflejadas en los resultados económicos y energéticos de cada uno de los sistemas.

A continuación se muestran los resultados energéticos de cada uno de los sistemas estudiados:

Tabla 6.2: Resultados Energéticos de los tres sistemas

RESULTADOS ENERGÉTICOS				
	CASO 1	CASO 2	CASO 3	
Energía Generada	Fotovoltaica	Diésel	Fotovoltaica	Diésel
	5910,1 kWh	6048,9 kWh	4948 kWh	177,5 kWh
Total Energía Generada	5910,1 kWh	6048,9 kWh	5125,5 kWh	
Consumo	3650 kWh	3650 kWh	3650 kWh	
Exceso Energético	1352,6 kWh	2159,3	263,1 kWh	

Las diferencias que se puedan observar en estos resultados vienen determinadas por los resultados anteriores de cantidad y características de los elementos que forman los distintos sistemas aislados.



En el primer caso, la demanda energética será satisfecha exclusivamente por el generador fotovoltaico y los acumuladores de energía. En el segundo caso la generación de energía producida exclusivamente por el generador diésel de 1,9 kVA es mayor en comparación con los otros dos sistemas debido a la potencia mínima obligatoria del generador. En el tercer caso la energía generada por el campo fotovoltaico se reduce respecto al primer caso como consecuencia de la reducción de la cantidad de módulos fotovoltaicos. Esta reducción sigue satisfaciendo el consumo ya que el generador diésel trabaja como fuente de apoyo en los momentos en los que la radiación solar no es suficiente debido dicha reducción.

El consumo energético es constante en los tres sistemas, hecho que apoya la validez de las comparaciones.

El exceso energético presente en todas las instalaciones se debe a la condición de 0% de Energía no servida, es decir, a la obligatoriedad de suministro ininterrumpido de energía.

El exceso energético del primer sistema deriva de la radiación solar en las horas centrales del día que las baterías no son capaces de asumir mientras que el exceso de energía del sistema formado por un generador diésel proviene de la potencia mínima obligatoria de funcionamiento del generador cuyo objetivo es el correcto funcionamiento del sistema, dicha potencia en muchas ocasiones está por encima de la potencia demandada por el sistema, hecho que provoca el exceso energético.

El sistema que menor exceso energético produce es el constituido por el sistema híbrido ya que reduce la capacidad de generación energética a cambio de poner en funcionamiento el generador diésel exclusivamente cuando sea necesario evitando así sobredimensionar el sistema. Esto queda verificado durante los meses de poca radiación solar, en los cuales, debido al buen dimensionado de la baterías el exceso es casi nulo. Esto hecho se debe a que se ha seguido una estrategia energética de seguimiento de la demanda, y por tanto se producirá energía en la cantidad que lo demande el consumo. Aun así es complicado que durante los meses de mayor radiación solar no se produzca un exceso energético porque aunque se ha disminuido la cantidad de módulos fotovoltaicos también se ha reducido la capacidad nominal de las baterías.

Evitar en la medida de lo posible el exceso de energía es un hábito recomendable a la hora de diseñar cualquier sistema de generación energética ya que como se ha indicado anteriormente según el RD413/2014 (BOE, 2014) no se permite la venta de este exceso de energía por lo tanto el exceso energético no produciría ningún beneficio.

En la siguiente tabla se recogen los resultados económicos de cada uno de los sistemas analizados:

Tabla 6.3: Resultados económicos de los tres sistemas

RESULTADOS ECONÓMICOS			
	CASO 1	CASO 2	CASO 3
Inversión Inicial	21.723,1 €	1.116 €	12.904,8 €
Coste Total del Sistema (VAN)	35.730 €	143.603,3 €	29.597,6 €
€/kWh	0,39 €/kWh	1,57 €/kWh	0,32 €/kWh

Como se ha indicado previamente el coste total del sistema referido al término VAN, es el resultado de los movimientos económicos correspondientes a los costes de adquisición, reemplazamiento, mantenimiento e ingresos por devolución al final de los 25 años de vida útil del sistema.

De los resultados obtenidos se observa que los costes del sistema fotovoltaico con baterías son mayores que los del sistema híbrido. Esta diferencia deriva de los resultados referidos a la cantidad y características de los elementos que forman cada uno de los dos sistemas y que resultan de la optimización de cada uno de los sistemas. Como se ha explicado anteriormente la instalación fotovoltaica con baterías al no poseer una fuente de apoyo necesita sobredimensionarse con un número mayor de paneles fotovoltaicos que el sistema híbrido para poder suministrar la energía demandada, por tanto los costes de adquisición, mantenimiento y reemplazamiento de los paneles fotovoltaicos del sistema fotovoltaico puro son mayores que los del sistema híbrido.

Lo mismo ocurre con las baterías del caso 1 cuya capacidad nominal es mucho mayor que en el caso 3, este hecho provoca que el coste total del sistema sea superior por las mismas razones que los paneles fotovoltaicos, es decir, al tener una capacidad mayor en el sistema de almacenamiento del sistema fotovoltaico, los costes de adquisición, mantenimiento y reemplazamiento serán mayores que en el sistema híbrido.

En estos resultados queda recogido que la viabilidad del sistema formado por un generador diésel es descartable respecto a los otros dos sistemas. De nuevo aparece en juego la restricción de un 0% de Energía no Servida la cual obliga al generador diésel a estar conectado continuamente encareciendo los costes debido al uso continuo de combustible, costes que representan más de un 70% de los costes finales del sistema. A los costes de combustible hay que sumarle los costes de reemplazamiento del generador que debido a su continuo funcionamiento deberán ser sustituidos



cada 1,1 años. De este razonamiento se concluye que es preferible hacer un esfuerzo económico en la inversión inicial, invertir en el generador fotovoltaico y acumuladores, para evitar pagar por un consumo excesivo de combustible, con las emisiones de CO₂ que esto conlleva.

Otro dato de gran relevancia derivado del estudio previo de los tres sistemas es el precio que se pagaría por kWh para cada uno de los sistemas. Quedaría reflejado que el precio óptimo y con mayor viabilidad económica corresponde al sistema híbrido.

Tras realizar el estudio de cada uno de los sistemas aislados con diferente configuración y el posterior razonamiento y comparación de los resultados de cada uno de ellos queda demostrado que para la misma demanda energética y radiación solar la instalación de un sistema híbrido es la solución más óptima.

La instalación de un generador fotovoltaico con baterías apoyado con un sistema de generación diésel permite reducir el número de paneles fotovoltaicos y la capacidad nominal de los acumuladores haciendo del sistema híbrido un sistema más eficiente, reduciendo el exceso energético en un 88% respecto al sistema con generación diésel y en un 81% el exceso respecto al sistema fotovoltaico puro, y un sistema económicamente más viable ya que se reducen los costes totales del sistema híbrido respecto al sistema fotovoltaico puro en un 17%.



7. PRESUPUESTO

INGENIERO DEL PROYECTO			
Concepto	Dedicación horas/hombre [horas]	Coste hora	Coste Total]
Investigación Bibliográfica	70 horas [Horas Ingeniería Junior]	40 €	2.800 €
Simulaciones	50 horas [Horas Ingeniería Junior]	40 €	2.000 €
Elaboración de Documentación	120 horas [Horas Ingeniería Junior]	40 €	4.800 €
TOTAL			8.800 €

EQUIPOS Y SOFTWARE			
Concepto	Dedicación horas/hombre [horas]	Coste hora	Coste Total]
Programa de Simulación iHoga	50 horas	-	0 €
Microsoft Excel	10 horas	-	-
Microsoft Word	110 horas	-	-
PC-Portátil	5 meses	-	416,7 €
TOTAL			416,7 €

OTROS COSTES DIRECTOS DEL PROYECTO			
Concepto		Coste Unitario	Coste Total]
Tutorías	20 horas [Horas Ingeniería Senior]	90 €	1.800 €
Gastos de Universidad	12 créditos	57,13 €	685, 56 €
Transporte	23,52 litros diésel	1,18 €/litros	28 €
TOTAL			2.513,6 €



RESUMEN DE PRESUPUESTO		
Concepto		Importe en €
Ingeniero del Proyecto		8.800 €
Equipos y Software		416,7 €
Otros Costes directos del Proyecto		2.523,6 €
	TOTAL	9.470,3 €

PRESUPUESTO COSTES TOTALES		
Total Presupuesto		Importe en €
Total Presupuesto		9.470,3 €
Beneficio Industrial (6%)		568, 2 €
Subtotal		10.038,5 €
18 % IVA		1.806,93 €
	TOTAL	21.884 €

“El presupuesto total de este proyecto asciende a la cantidad de veintiún mil ochocientos ochenta y cuatro euros “

Madrid a 19 de Febrero de 2015

El Ingeniero Projectista



8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Calvin J.Hamilton, [www.Solarviews.com]. [Consulta 08-01-2015]
- [2] Instituto para la Diversificación Y Ahorro de la Energía (IDAE), [www.idae.es]. [Consulta 08-01-2015]
- [3] International Energy Agency (IEA), [www.iea.org]. [Consulta 08-01-2014]
- [4] Miguel Alonso Avella, **Sistemas Fotovoltaicos**, Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), pag. 3-8.
- [5] Carmona Rubio, G.; Díaz Corcobado, T. **Instalaciones solares fotovoltaicas. GM**. Ed: McGraw-Hill Interamericana de España S.L., 2010. ISBN: 8448171691
- [6] Colegio oficial de ingenieros de telecomunicación, **Energía solar fotovoltaica**, Ed: Ibergraphi S.L.L; 2007. ISBN: 9788493504960.
- [7] Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), **Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica**, Ed. CIEMAT. Madrid; 2000. ISBN: 8478343717
- [8] **REAL DECRETO 436/2004**, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- [9] **BOE (2007) Real Decreto 661/2007**, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. BOE 126 (26 de mayo de 2007): 22846-22886.
- [10] **BOE (2008) Real Decreto 1578/2008**, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- [11] European Photovoltaic Industry Association (EPIA), **Global Market Outlook for PV until 2016**, Ed: Mayo 2012
- [12] Díaz, T. **Hacia nuevos modelos de desarrollo para la energía solar fotovoltaica**. Madrid: Unión Española Fotovoltaica, 2013.



- [13] Red Eléctrica de España. **El sistema eléctrico español. Informe 2014**. Madrid: Red eléctrica de España, S.A.U; 2014.
- [14] V. Salas, **Híbridos Aislados de Grand Potencia**, Solar News, 56, 2014.
- [15] **Hibridación Fotovoltaica aislada: configuraciones-topologías**, Solar News, 49, págs., 22-27, 2013
- [16] V. Salas et al., **El inversor híbrido: nuevo concepto para el autoconsumo fotovoltaico**, págs. 30-33, Solar News, 52, 2014
- [17] International Finance Corporation, **Utility Scale Solar Power Plant**, pag; 24-28, 2012.
- [18] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), **Pliego de condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red**, pag. Anexo I, 2009.
- [19] V. Salas, **Control de los sistemas híbridos autónomos de gran potencia**, Solar News, 55, 2014
- [20] V. Salas, **Inversores fotovoltaicos compactos aislados híbridos de pequeña y media Potencia (800 W-300 kW)**, Solar News, 57, 2015.
- [21] Dufo López, R. **iHoga Versión 2.2. Manual del Usuario**. Zaragoza: Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Zaragoza, 2014.
- [22] V. Salas, **Análisis de un sistema de autoconsumo híbrido autónomo fotovoltaico (Fotovoltaica + Diesel + Baterías) de 60 kW**, pag. 10-13, Solar News, 47, 2013