



industriales
etsii

**Escuela Técnica
Superior
de Ingeniería
Industrial**

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

**Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Industrial**

Análisis económico de una instalación fotovoltaica en un complejo de turismo rural: autoconsumo vs aislada

TRABAJO FIN DE GRADO

**GRADO EN INGENIERIA EN TECNOLOGIAS
INDUSTRIALES**

Autor: Raúl García Jiménez
Director: Ana María Nieto Morote

Cartagena, 15 de abril de 2020



**Universidad
Politécnica
de Cartagena**

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	1
2. NORMATIVA	3
2.1. Condiciones administrativas Real Decreto 244/2019	6
2.2. Condiciones técnicas Real Decreto 244/2019.....	7
2.3. Condiciones económicas Real Decreto 244/2019	8
3. DESCRIPCIÓN INSTALACIONES TIPO AUTOCONSUMO Y AISLADA.....	10
3.1. Modulo o panel fotovoltaico	11
3.1.1. Clasificación en función de sus celdas	11
3.1.1.1. Células monocristalinas.....	11
3.1.1.2. Células policristalinas	12
3.1.1.3. Células amorfas	12
3.1.2. Parámetros eléctricos característicos	13
3.1.3. Tipos de conexiones	14
3.1.3.1. Conexión en serie	14
3.1.3.2. Conexión en paralelo.....	14
3.1.3.3. Conexión serie-paralelo.....	15
3.2.1. Tipos de baterías	16
3.2.1.1. Baterías Monoblock	16
3.2.1.2. Baterías de Ciclo Profundo	16
3.2.1.3. Baterías AGM	16
3.2.1.4. Baterías estacionarias	16
3.2.1.5. Baterías litio	16
3.3.1. Tipos de reguladores de carga	17
3.3.1.1. PWM o convencional	17
3.3.1.2. MPPT o maximizador	18
3.4.1. Funciones.....	19
3.4.1.1. Conversión de energía.....	19
3.4.1.2. Optimización de energía.....	19
3.4.1.3. Seguimiento y protección.....	19
3.4.2. Tipos de inversores.....	19
3.4.2.1. Inversores String o de cadena.....	19
3.4.2.2. Microinversores.....	20
3.4.2.3. Optimizadores de potencia	20

4.	METODOLOGÍA DE CALCULO	22
4.1.	Autoconsumo	22
4.1.1.	Número máximo de módulos por ramal	22
4.1.2.	Número mínimo de módulos por ramal.....	23
4.1.3.	Numero de ramales en paralelo	24
4.2.1.	Radiación solar diaria. HPS.....	25
4.2.2.	Necesidades diarias del usuario.....	25
5.	DESCRIPCIÓN DEL COMPLEJO TURÍSTICO	29
5.1.1.	Radiación	30
5.1.2.	Temperatura.....	33
5.2.	Datos de superficie.....	34
5.3.	Datos de consumo	36
6.	PREDIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN	40
6.1.	Instalación en autoconsumo	40
6.2.	Instalación en aislada	44
6.3.	Resumen características técnicas de la instalación	49
7.	ANÁLISIS ECONÓMICO	50
7.1.	Parámetros de viabilidad económica	50
7.2.	Técnicas de rentabilidad económica	51
7.3.	Facturación.....	52
7.4.	VAN complejo turístico rural sin instalación fotovoltaica	55
7.5.	VAN complejo turístico rural con instalación fotovoltaica autoconsumo.....	57
7.7.	Resumen del análisis económico	64
8.	Bibliografía.....	65
9.	Anexos.....	69
9.1.	Anexo 1. Hoja de características modulo fotovoltaico AEG AS-M605.....	69
9.2.	Anexo 2. Hoja de características inversor AEG AS-IC01-2 SERIES	71
9.3.	Anexo 3. Informe PVsyst Instalación fotovoltaica conectada a red	73
9.4.	Anexo 4. Hoja de características batería Rolls 12-CS-11PS	76
9.5.	Anexo 5. Informe PVsyst Instalación fotovoltaica aislada.....	78

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Evolución de generación renovable en España (GWh).....	1
Figura 1.2. Potencia instalada fotovoltaica (MW) y generación de electricidad con energía fotovoltaica (GWh) por Comunidad Autónoma	1
Figura 1.3. Estimación de la potencia instalada de autoconsumo fotovoltaico (MW).....	2
Figura 1.4. Evolución de los costes del carbón y las energías renovables	2
Figura 2.1. Evolución normativa del sector eléctrico	3
Figura 3.1. Esquema de instalación en autoconsumo	10
Figura 3.2. Esquema de instalación aislada	11
Figura 3.3. Célula monocristalina.....	12
Figura 3.4. Célula policristalina	12
Figura 3.5. Célula amorfa	13
Figura 3.6. Conexión en serie	14
Figura 3.7. Conexión en paralelo.....	15
Figura 3.8. Conexión serie-paralelo	15
Figura 3.9. Regulador PWM.....	18
Figura 3.10. Regulador MPPT.....	18
Figura 3.11. Inversor String.....	20
Figura 3.12. Microinversores	20
Figura 5.1. Distribución de apartamentos.....	29
Figura 5.2. Mapa de radiación	31
Figura 5.3. Vista aérea.....	34
Figura 5.4. Medición superficie en suelo	35
Figura 5.5. Medición superficie en cubierta	35
Figura 6.1. Inclinación y Azimut.....	40
Figura 6.2. Selección componentes de la instalación en autoconsumo	41
Figura 6.3. Producciones normalizadas en autoconsumo (por kWp instalado).....	42
Figura 6.4. Factor de rendimiento en autoconsumo (PR).....	42
Figura 6.5. Selección autonomía y pérdidas admisibles de la instalación aislada	44
Figura 6.6. Selección batería de la instalación aislada	45
Figura 6.7. Selección paneles fotovoltaicos y regulador de la instalación aislada	46
Figura 6.8. Producciones normalizadas en aislada (por kWp instalado).....	47
Figura 6.9. Factor de rendimiento en aislada (PR).....	47
Figura 6.10. Estado de distribución de carga diaria en aislada.....	48
Figura 7.1. Factura de luz	53

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Máxima potencia MPPT	19
Gráfica 2. Irradiación horizontal	32
Gráfica 3. Irradiación ángulo óptimo	33
Gráfica 4. Temperatura media mensual.....	34

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Irradiación horizontal	31
Tabla 2. Irradiación ángulo óptimo	32
Tabla 3. Temperatura media mensual.....	33
Tabla 4. Potencia del primer apartamento	36
Tabla 5. Potencia del segundo apartamento	36
Tabla 6. Potencia del tercer apartamento.....	36
Tabla 7. Potencia del cuarto apartamento.....	37
Tabla 8. Potencia del quinto apartamento	37
Tabla 9. Potencia del restaurante	37
Tabla 10. Potencia de lavandería	38
Tabla 11. Consumo de abril a septiembre	38
Tabla 12. Consumo de octubre a marzo	39
Tabla 13. Generación de energía en autoconsumo	43
Tabla 14. Balance energía producida y consumida mensualmente en autoconsumo.....	44
Tabla 15. Balance energía producida y consumida mensualmente en instalación aislada	48
Tabla 16. Elementos instalación fotovoltaica en autoconsumo.....	49
Tabla 17. Elementos instalación fotovoltaica aislada.....	49
Tabla 18. Horarios tarifa de acceso 3.0	53
Tabla 19. Factura mensual sin instalación fotovoltaica.....	54
Tabla 20. Calculo coste de producción sin instalación fotovoltaica.....	55
Tabla 21. Calculo Cash Flow sin instalación fotovoltaica	56
Tabla 22. Distribución del presupuesto	57
Tabla 23. Coste de la instalación autoconsumo.....	57
Tabla 24. Calculo coste de factura eléctrica instalación fotovoltaica autoconsumo	58
Tabla 25. Calculo Cash Flow con instalación fotovoltaica autoconsumo	60
Tabla 26. Distribución del presupuesto	61
Tabla 27. Coste de la instalación aislada.....	62
Tabla 28. Calculo Cash Flow con instalación fotovoltaica aislada	63
Tabla 29. Resumen VAN distintos casos de estudio.....	64

1. INTRODUCCIÓN

Las energías renovables se están desarrollando a una velocidad superior a la prevista. En 2018 la nueva potencia fotovoltaica instalada en el mundo se situó en torno a los 100 GW, concretamente 94,2 GW según IRENA [1] (Agencia Internacional de las Energías renovables)

Este desarrollo se debe principalmente a la reducción de inversión, lo que permite a la tecnología fotovoltaica ser competitiva económicamente.

El análisis del sector fotovoltaico en España muestra un estancamiento de la potencia instalada en torno a un 3% en la contribución al mix eléctrico nacional.

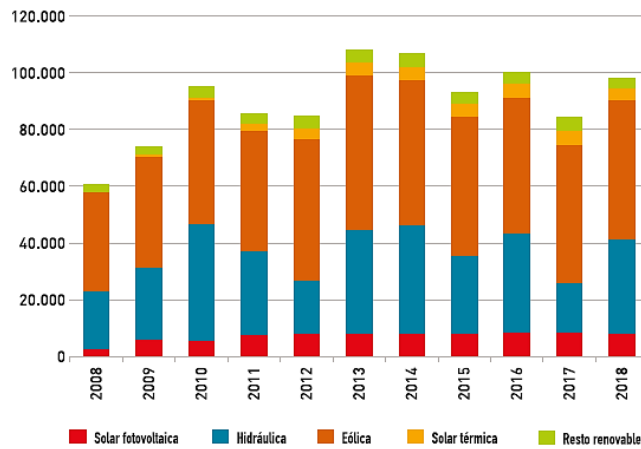


Figura 1.1. Evolución de generación renovable en España (GWh). [2]

Por comunidades, en términos de potencia instalada, Castilla La Mancha y Andalucía siguen liderando el ranking con 925 MW y 881 MW instalados respectivamente.

En cuanto a potencia generada, Castilla La Mancha y Andalucía siguen siendo las principales comunidades con 1575 GWh y 1470 GWh generados respectivamente.

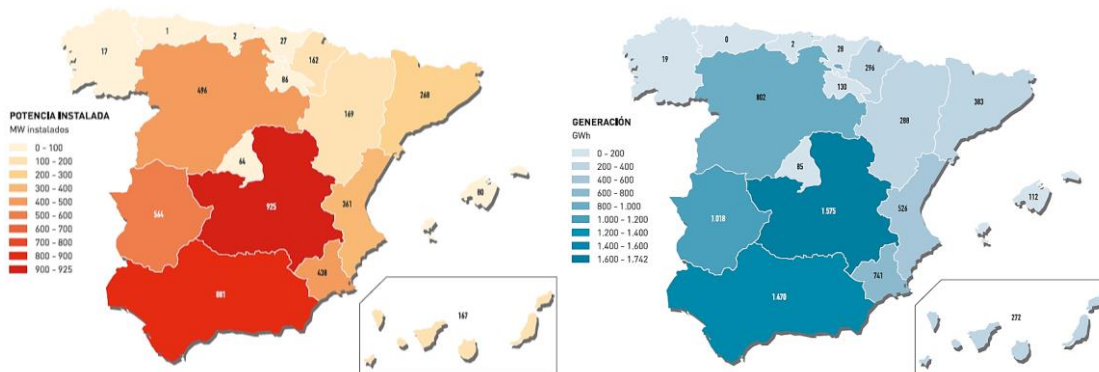


Figura 1.2. Potencia instalada fotovoltaica (MW) y generación de electricidad con energía fotovoltaica (GWh) por Comunidad Autónoma. [2]

Según estimaciones realizadas por UNEF [2] (Unión Española Fotovoltaica), se puede observar el crecimiento exponencial que esta experimentando el autoconsumo en España, debido en gran medida a las sucesivas leyes y real decretos que se están aprobando en los últimos años.

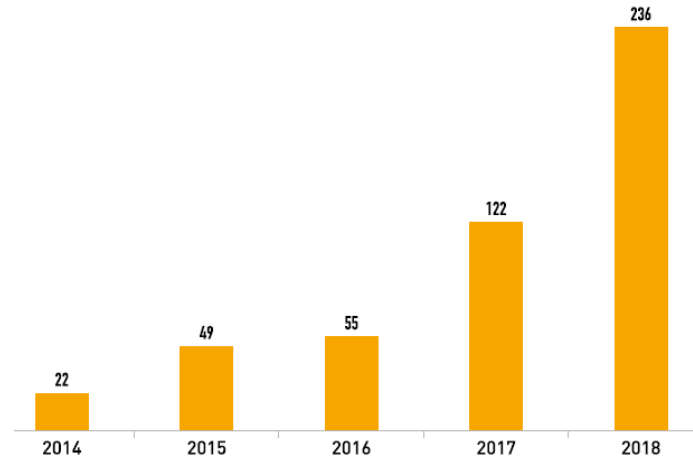


Figura 1.3. Estimación de la potencia instalada de autoconsumo fotovoltaico (MW). [2]

El futuro de la energía a corto plazo está en la energía solar fotovoltaica ya que procede de una fuente de energía renovable e ilimitada y en costes va a ser capaz de competir con las nuevas plantas de carbón.

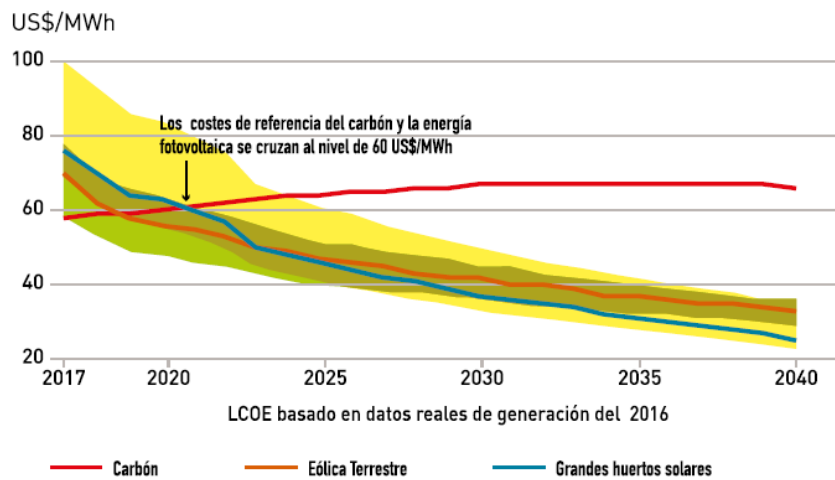


Figura 1.4. Evolución de los costes del carbón y las energías renovables. [2]

2. NORMATIVA

Desde su comienzo en 1998, el sector eléctrico español ha sufrido una gran revolución con la aprobación de sucesivas reformas que pretenden fomentar el uso de las energías renovables ofreciendo a los ciudadanos mayores facilidades e incentivos.

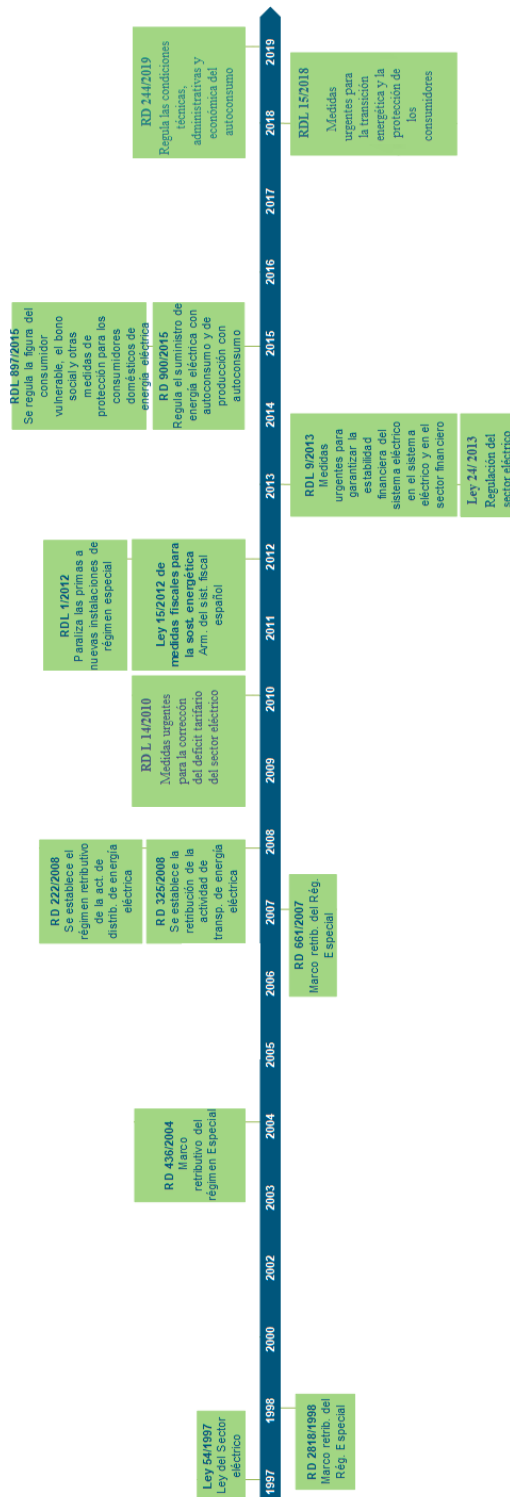


Figura 2.1. Evolución normativa del sector eléctrico

La ley 54/1997 [3], de 27 de noviembre, establece la regulación del sector eléctrico garantizando la protección del medio ambiente, la calidad del suministro y el menor coste. Destaca la liberación del transporte y la distribución permitiendo el acceso de terceros a las redes y la libre elección del suministrador. Se fija el objetivo de que en 2010 el 12 % del consumo de energía eléctrica sea de origen renovable.

El Real Decreto 2818/1998 [4], de 23 de diciembre, debido a los compromisos adquiridos por España en la reducción de los gases de efecto invernadero establece un régimen especial con incentivos para las instalaciones que no superen los 50 MW y que utilicen energías renovables, residuos o cogeneración. En el caso de instalaciones que superen los 50 MW y que utilicen energías renovables, residuos o biomasa obtendrán una prima.

El Real Decreto 436/2004 [5], de 12 de marzo, establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, establece el esquema legal y económico para el régimen especial, con el fin de consolidar el marco regulador y crear así un sistema estable y previsible. El titular de la instalación es libre de vender su producción o excedentes al distribuidor o bien vender dicha producción o excedentes directamente al mercado diario recibiendo un incentivo y una prima si tiene derecho a recibirla.

El Real Decreto 661/2007 [6], de 25 de mayo, establece el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Además, establece que aquellas instalaciones que tengan una elevada potencia y no puedan pertenecer al régimen especial puedan percibir una prima. Las instalaciones de co-combustión de biomasa y/o biogás en régimen ordinario también percibirán una prima.

El Real Decreto 1578/2008 [7], de 26 de septiembre, establece un nuevo régimen económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica a las que no sea de aplicación el Real Decreto 661/2007 [6]. También se reconoce las ventajas que presentan las instalaciones integradas en edificios. Por último, se establece un nuevo mecanismo de retribución mediante la inscripción en un mecanismo de asignación de retribución.

El Real Decreto-ley 14/2010 [8], de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. Por ello se abre la posibilidad de limitar las horas equivalentes de funcionamiento con derecho al régimen económico primado.

El Real Decreto-ley 1/2012 [9], de 27 de enero, suspende los incentivos económicos para las instalaciones de producción de energía eléctrica por medio de fuentes renovables, cogeneración y residuos.

La ley 15/2012 [10], de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, regula el impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica, que grava la realización de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica con un 7%.

El Real Decreto-ley 9/2012 [11], de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Durante los últimos años se ha creado un déficit en el sistema eléctrico español debido a que los gastos son muy

superiores a la recaudación por ello se adoptan una serie de medidas con el fin de garantizar la estabilidad del sistema eléctrico.

La ley 24/2013 [12], de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, tiene como finalidad establecer una regulación del sector para garantizar el suministro de energía eléctrica. Define autoconsumo como el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor y distingue varias modalidades de autoconsumo.

El Real Decreto 897/2015 [13], de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica. Se definen los requisitos que debe cumplir el consumidor vulnerable, el procedimiento de cálculo del bono social, así como las condiciones para solicitarlo.

El Real Decreto 900/2015 [14], de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. Se pretende desarrollar la actividad de autoconsumo de manera ordenada con el fin de garantizar la sostenibilidad económica y técnica del sistema eléctrico. Por ello se obliga a las instalaciones de autoconsumo a pagar por acceder a las redes de transporte y distribución.

El Real Decreto-ley 15/2018 [15], de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, aumenta el actual bono social en los casos más vulnerables al considerarlo insuficiente. Además, abre la posibilidad de sanción a las empresas comercializadoras que no cumplan con el bono social.

- Se incrementa la energía con derecho a descuento en un 15%
- Instalaciones que no superen los 100 kW están exentas de inscribirse en el registro administrativo
- Eliminación de los cargos y peajes a la energía eléctrica de origen renovable, cogeneración o residuos.
- Suspensión temporal del impuesto del 7% aprobado en 2012

Por último, destaca el derecho a autoconsumo de energía sin cargos, reconocimiento del autoconsumo colectivo y se facilita todo lo relacionado con los procedimientos administrativos y técnicos.

Por último, el Real Decreto 244/2019 [16], de 5 de abril, tiene por objeto establecer:

1. Las condiciones administrativas, técnicas y económicas para las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la ley 24/2013 [12], de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
2. La definición de instalaciones próximas a efectos de autoconsumo.
3. El desarrollo del autoconsumo individual y colectivo.
4. El mecanismo de compensación simplificada entre déficits de los autoconsumidores y excedentes de sus instalaciones de producción asociadas.
5. La organización, así como el procedimiento de inscripción y comunicación de datos al registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.

Este Real Decreto distingue dos modalidades de autoconsumo:

- **Autoconsumo sin excedentes.** Cuando los dispositivos físicos instalados impidan la inyección alguna de energía excedentaria a la red de transporte o distribución.
- **Autoconsumo con excedentes.** Cuando las instalaciones de generación puedan, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. Esta modalidad se divide a su vez en:
 - **Modalidad con excedentes acogida a compensación.** Pertencerán a esta modalidad, aquellos casos de suministro con autoconsumo con excedentes en los que voluntariamente el consumidor y el productor opten por acogerse a un mecanismo de compensación de excedentes. Esta opción solo será posible en aquellos casos en los que se cumpla con todas las condiciones que seguidamente se recogen:
 - La fuente de energía primaria sea de origen renovable.
 - La potencia total de las instalaciones de producción asociadas no sea superior a 100 kW.
 - Si resultase necesario realizar un contrato de suministro para servicios auxiliares de producción, que exista un único contrato de suministro con una empresa comercializadora.
 - El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo.
 - La instalación de producción no tenga otorgado un régimen retributivo adicional o específico.
 - **Modalidad con excedentes no acogida a compensación.** Pertencerán a esta modalidad, todos aquellos casos de autoconsumo con excedentes que no cumplan con alguno de los requisitos para pertenecer a la modalidad con excedentes acogida a compensación o que voluntariamente opten por no acogerse a dicha modalidad.

2.1. Condiciones administrativas Real Decreto 244/2019

Para los autoconsumidores de potencia inferior a 100 kW, que estén conectados a la red de baja tensión y la instalación esté en baja tensión, el contrato de acceso será realizado de oficio por la distribuidora, que, además, será la encargada de informar a la comercializadora.

La comunidad autónoma informará en 10 días a la distribuidora desde la recepción de la documentación que acredita la puesta en marcha de la instalación

Desde esta documentación, la distribuidora dispondrá de 5 días para remitir la modificación del contrato a comercializadora y autoconsumidor. Informará la modalidad de autoconsumo, en su caso las condiciones del coeficiente de reparto y la fecha de inicio.

Desde la recepción de esta modificación, el consumidor dispondrá de 10 días para notificar a la distribuidora cualquier discrepancia.

El resto de autoconsumidores, o puntos nuevos de suministro, deberán realizar una comunicación la distribuidora o a través de la comercializadora para que esta modifique de oficio el contrato existente. Esta dispondrá de un plazo de 10 días para modificar el contrato.

Los servicios auxiliares de producción se considerarán despreciables, y por tanto no requerirán de un contrato de suministro particular para el consumo de los servicios auxiliares de producción, cuando se cumplan las siguientes condiciones:

- Sean instalaciones próximas de red interior.
- Se trate de instalaciones de generación con tecnología renovable destinadas a para suministrar a uno o más consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo y su potencia instalada sea menor de 100 kW.
- En cómputo anual, la energía consumida por dichos servicios auxiliares de producción sea inferior al 1 % de la energía neta generada por la instalación.

También se podrá formalizar un único contrato de acceso conjunto para los servicios auxiliares de producción y para el consumo asociado, si cumplen los siguientes requisitos:

- Las instalaciones de producción estén conectadas en la red interior del consumidor.
- El consumidor y los titulares de las instalaciones de producción sean la misma persona física o jurídica.

En las modalidades de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación a las que resultase necesario realizar un contrato de suministro para servicios auxiliares de producción, el titular de cada instalación de producción próxima y asociada a las de consumo deberá suscribir un contrato de acceso con la empresa distribuidora para sus servicios auxiliares de producción directamente o a través de la empresa comercializadora, o modificar el existente, de acuerdo con la normativa de aplicación, para reflejar esta circunstancia.

La tramitación se simplificará en los siguientes casos:

- Las instalaciones en suelo urbanizado de menos de 15 kW o sin excedentes, no necesitan permisos de acceso y conexión. Con el certificado eléctrico para potencias de menos de 10 kW, será suficiente para legalizar la instalación.
- Para instalaciones de hasta 100 kW conectadas a baja tensión el contrato de acceso con la distribuidora será realizado de oficio por la empresa distribuidora.

2.2. Condiciones técnicas Real Decreto 244/2019

Existen dos tipos de autoconsumidores:

- Autoconsumo individual. Podrá acogerse a cualquier modalidad de autoconsumo (con o sin vertido). Si el autoconsumo es a través de red, necesariamente tendrá la consideración de “autoconsumo con excedentes” en cualquier modalidad.
- Autoconsumo colectivo. Solo podrá acogerse a las modalidades de autoconsumo con excedentes. Todos los autoconsumidores asociados a la misma instalación de generación deberán pertenecer a la misma modalidad de autoconsumo.

El consumidor y el propietario de la instalación podrán ser diferentes. Excepto en la modalidad de autoconsumo sin excedentes que el titular del punto de suministro y de la instalación serán el mismo.

En cuanto a los equipos de medidas, de forma general, solamente hace falta un equipo de medida bidireccional en el punto frontera.

Adicionalmente, las instalaciones de generación deberán disponer de un equipo de medida que registre la generación neta en cualquiera de los siguientes casos:

- Se realice autoconsumo colectivo.
- La instalación de generación sea una instalación próxima a través de red.
- La tecnología de generación no sea renovable, cogeneración o residuos.
- En autoconsumo con excedentes no acogida a compensación, si no se dispone de un único contrato de suministro según lo dispuesto en el artículo 9.2.
- Instalaciones de generación de potencia aparente nominal igual o superior a 12 MVA

Se estudiará que el contador de medida se ubique fuera del punto frontera si el coste de la instalación >10%.

Los elementos de almacenamiento se instalarán de tal forma que compartan equipo de medida y protecciones con la instalación de generación.

2.3. Condiciones económicas Real Decreto 244/2019

El mecanismo de compensación simplificada consistirá en un saldo en términos económicos de la energía consumida en el periodo de facturación con las siguientes características:

- Si tenemos un contrato de suministro con una comercializadora libre:
 - La energía horaria consumida de la red será valorada al precio horario acordado entre las partes.
 - La energía horaria excedentaria, será valorada al precio horario acordado entre las partes.
- En el caso de un contrato de suministro al precio voluntario para el pequeño consumidor con una comercializadora de referencia:
 - La energía horaria consumida de la red será valorada al coste horario de energía del precio voluntario para el pequeño consumidor en cada hora, TCUh, definido en el artículo 7 del Real Decreto 216/2014 [17], de 28 de marzo.
 - La energía horaria excedentaria, será valorada al precio medio horario, Pmh; obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario en la hora h, menos el coste de los desvíos CDSVh, definidos en los artículos 10 y 11 respectivamente del Real Decreto 216/2014 [17], de 28 de marzo.

En ningún caso, el valor económico de la energía horaria excedentaria podrá ser superior al valor económico de la energía horaria consumida de la red en el periodo de facturación, el cual no podrá ser superior a un mes.

La energía excedentaria no pagará el peaje a la generación ni su valor económico estará sujetos al Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (impuesto del 7%).

La energía horaria excedentaria de los consumidores acogidos al mecanismo de compensación simplificada no tendrá consideración de energía incorporada al sistema eléctrico de energía eléctrica y, en consecuencia, estará exenta de satisfacer los peajes de acceso establecidos en el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.

3. DESCRIPCIÓN INSTALACIONES TIPO AUTOCONSUMO Y AISLADA

En una instalación conectada a la red en la modalidad de autoconsumo los paneles solares captan la radiación solar y la transforman en energía eléctrica. La corriente continua generada por los paneles se transforma en corriente alterna para poder ser usada en la instalación. En caso de que esta energía no sea suficiente se podrá tomar de la red la necesaria.

Este tipo de instalaciones están compuestas principalmente por los siguientes elementos:

- Modulo o panel fotovoltaico
- Inversor
- Contador bidireccional

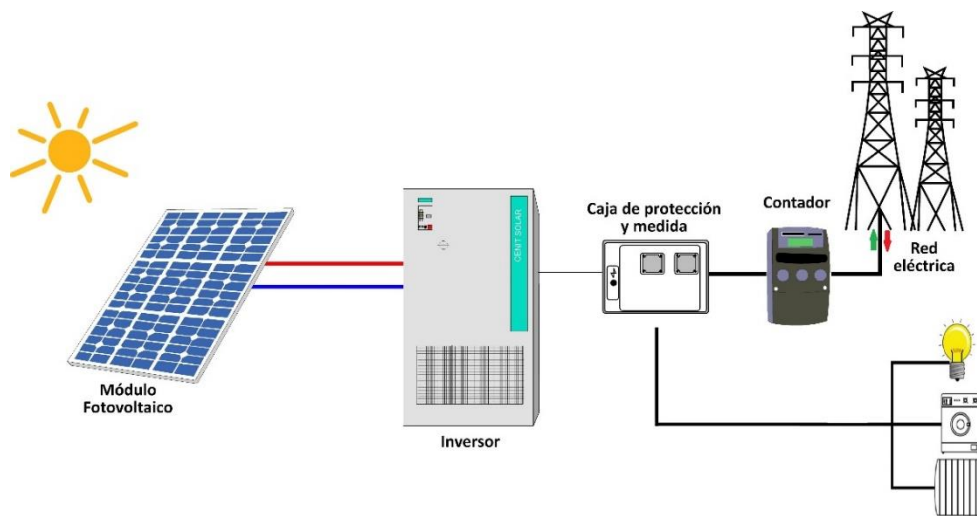


Figura 3.1. Esquema de instalación en autoconsumo. [18]

En una instalación solar fotovoltaica aislada los paneles solares captan la radiación solar y la transforman en energía eléctrica. Esta energía es almacenada en los acumuladores en caso de que no sea necesaria en ese instante o en caso contrario, la corriente continua generada por los paneles se transforma en corriente alterna para poder ser usada en la instalación.

Este tipo de instalaciones están compuestas principalmente por los siguientes elementos:

- Modulo o panel fotovoltaico
- Inversor
- Contador bidireccional
- Regulador de carga
- Baterías

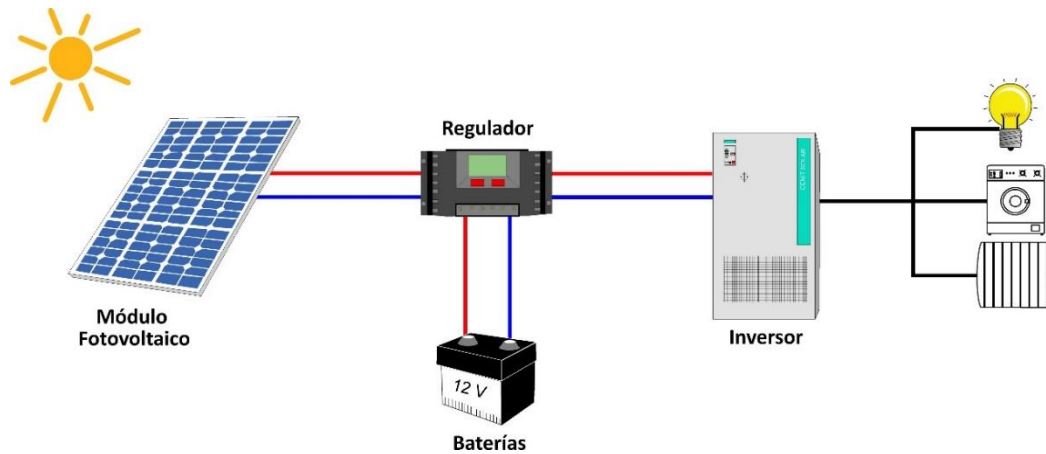


Figura 3.2. Esquema de instalación aislada. [18]

A continuación, se van a definir todos los componentes mencionados anteriormente tanto en autoconsumo como aislada.

3.1. Módulo o panel fotovoltaico

Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

Las células solares fotovoltaicas son los dispositivos encargados de transformar la radiación solar en energía eléctrica.

3.1.1. Clasificación en función de sus celdas

De forma general se distinguen tres tipos de paneles solares en función de cómo son sus celdas: monocristalinas, policristalinas y amorfas.

3.1.1.1. Células monocristalinas

Los paneles fabricados con células monocristalinas son las que presentan un mayor rendimiento y son más estables a lo largo del tiempo. Lógicamente también suelen ser los más caros.

Sus celdas se fabrican mediante un complejo procedimiento de cristalización controlado a altas temperaturas, cercanas a los 1500 °C, a partir de un solo germen que consigue un lingote cilíndrico formando una estructura cristalina única.



Figura 3.3. Célula monocristalina. [19]

3.1.1.2. Células policristalinas

Las células policristalinas son fabricadas a partir del silicio metalúrgico mediante procesos de solidificación menos exhaustivos. El crecimiento de los cristales de silicio no se controla por lo que se forman distintas estructuras cristalinas. Por ello se fabrican lingotes de forma rectangular que facilita la posterior conformación de las celdas fotovoltaicas.

Los paneles con células policristalinas tienen rendimientos inferiores a los paneles con células monocristalinas, así como costes más reducidos.



Figura 3.4. Célula policristalina. [19]

3.1.1.3. Células amorfas

El tercer método de fabricación consiste en depositar de forma controlada delgadas capas de material fotovoltaico sobre distintos materiales que actúan como soporte. El silicio, el

galio, el cobre, el telurio de cadmio o el selenio se fijan a plásticos, vidrios o tejidos permitiendo la fabricación de células flexibles o integradas en distintos materiales de construcción.

El espesor de las celdas se reduce cincuenta veces lo que permite además de ahorros considerables de materias primas, un abaratamiento de los paneles que integran este tipo de células y aplicaciones diversas: paneles flexibles, transparentes o de distintos colores, así como módulos fotovoltaicos integrados en tejas o vidrios.



Figura 3.5. Célula amorfa. [19]

Con la mejora de los distintos sistemas de fabricación se han ido reduciendo las diferencias en cuanto al rendimiento de los distintos tipos de celdas. Las economías de escala han permitido un abaratamiento de los productos y los avances tecnológicos permiten incrementar la eficiencia de todos los sistemas.

3.1.2. Parámetros eléctricos característicos

Los paneles fotovoltaicos se caracterizan, desde un punto de vista eléctrico, por una serie de parámetros o curvas. Los más representativos y que deben facilitar los fabricantes para poder evaluar los mismos son:

- **Potencia máxima.** Característica más importante del panel resultado de multiplicar la tensión máxima o de pico por la máxima intensidad de corriente o de pico.
- **Tensión a circuito abierto.** Voltaje máximo que proporciona el panel si no circula intensidad de corriente por sus circuitos.
- **Corriente de cortocircuito.** Máxima intensidad de corriente que proporciona el panel si no existe ninguna resistencia.
- **Eficiencia total.** Resultado de dividir la potencia eléctrica producida por el panel y la potencia de la radiación incidente sobre el mismo.

3.1.3. Tipos de conexiones

A la hora de dimensionar la instalación fotovoltaica habrá que encontrar un equilibrio entre la tensión y la intensidad eléctrica para garantizar que el sistema funcione de manera correcta.

Dependiendo de las características de la instalación, los paneles fotovoltaicos se pueden conectar en serie, en paralelo o en una combinación de ambas.

3.1.3.1. Conexión en serie

Consiste en conectar el polo positivo del primer panel fotovoltaico con el polo negativo del siguiente panel fotovoltaico y así sucesivamente formando una cadena. Las principales características de este tipo de instalación son:

- ✓ La tensión de cada uno de los paneles que conforman la instalación se suma
- ✓ La intensidad se mantiene constante
- ✓ Reducción del número de cables

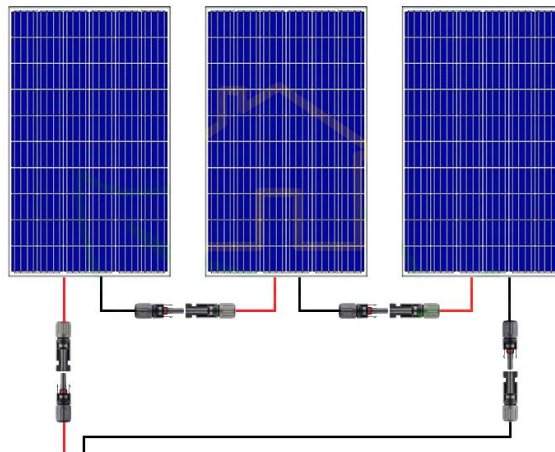


Figura 3.6. Conexión en serie. [20]

3.1.3.2. Conexión en paralelo

Consiste en conectar por un lado todos los polos positivos entre sí y por otro lado todos los polos negativos entre sí. Las principales características de este tipo de instalación son:

- ✓ La intensidad de cada uno de los paneles que conforman la instalación se suma
- ✓ La tensión se mantiene constante
- ✓ Aumento del número de cables

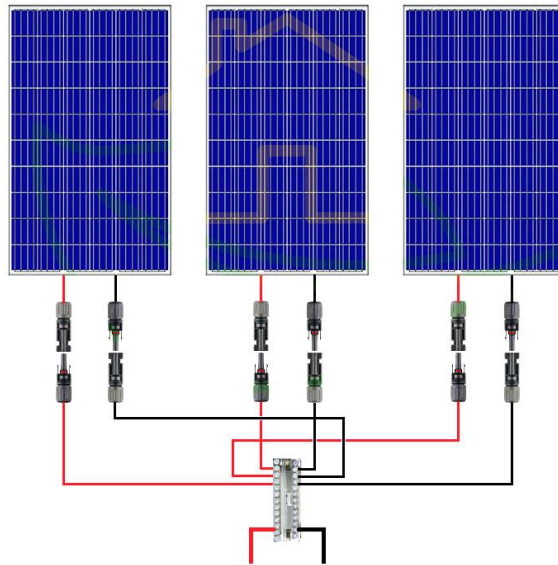


Figura 3.7. Conexión en paralelo. [20]

3.1.3.3. Conexión serie-paralelo

Consiste en combinar conexiones en serie y en paralelo con el fin de conseguir la tensión e intensidad necesarias para la instalación. Las principales características de este tipo de instalación son:

- ✓ Aumento de la intensidad
- ✓ Aumento de la tensión

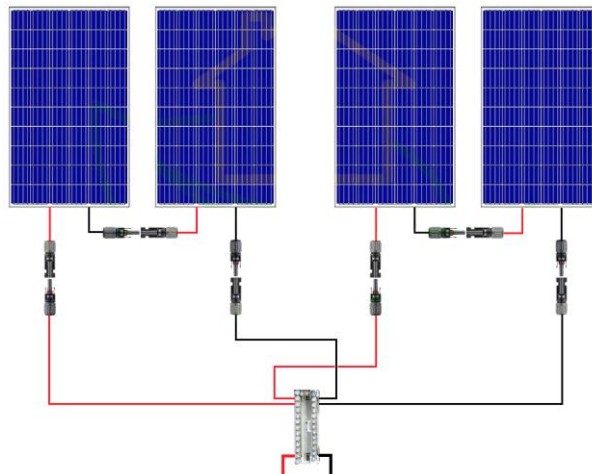


Figura 3.8. Conexión serie-paralelo. [20]

3.2. Batería

Fuente de tensión continua formada por un conjunto de vasos electroquímicos interconectados.

Se compone esencialmente de dos electrodos sumergidos en un electrolito donde se producen reacciones químicas debidas a su carga y su descarga.

3.2.1. Tipos de baterías

3.2.1.1. Baterías Monoblock

Son baterías de 6v o 12v con placas de plomo inundadas con electrolito con una esperanza de vida de 2 a 4 años dependiendo del uso.

Las baterías Monoblock están destinadas a pequeñas instalaciones solares donde se busque buena relación calidad precio.

3.2.1.2. Baterías de Ciclo Profundo

La cantidad de plomo contenida en las placas y la calidad de los elementos que forman las baterías permiten a las baterías de ciclo profundo recuperarse mejor de las descargas profundas y tener un número de ciclos más elevado.

Las baterías de ciclo profundo son un poco más grandes que las baterías monoblock y están pensadas para instalaciones solares de uso diario, pues tienen una durabilidad 3-4 veces mayor que una batería monoblock, pudiendo llegar hasta los 6-7 años de vida.

3.2.1.3. Baterías AGM

El electrolito es absorbido e inmovilizado por una malla de fibra de vidrio, además, poseen una válvula regulada que permite el escape de gases en caso necesario para evitar explosiones. Presenta muy buena respuesta a descargas profundas, elevado número de ciclos de carga y descarga y debido a su pequeña resistencia interna, aceptan tasas de corriente mucho mayores a las baterías de plomo ácido.

Debido a su excelente respuesta frente a descargas profundas y su elevado número de ciclos son unas baterías muy recomendadas para instalaciones solares pequeñas con consumos moderados. La esperanza de vida de estas baterías puede ser de unos 4 o 5 años.

3.2.1.4. Baterías estacionarias

Estas baterías tienen una larga vida útil, son perfectas para instalaciones que requieran un consumo diario y durante largos períodos de tiempo. Están compuestas por 6 vasos de 2v cada uno que pueden acumular grandes cantidades de energía.

3.2.1.5. Baterías litio

Las baterías de litio no tienen efecto memoria, capaces de utilizar el 100% de la capacidad de la batería, por lo que no tienen problemas con las descargas profundas, además, ocupan poco espacio, pesan poco y no emiten gases. La desventaja que actualmente tiene este tipo de baterías es su elevado coste.

3.3. Regulador de carga.

Dispositivo electrónico que controla constantemente el estado de carga de las baterías para realizar un llenado óptimo y alargar su vida útil evitando así las sobrecargas y sobredescargas.

El regulador de carga solar se instala entre los paneles fotovoltaicos y las baterías y básicamente se encarga de controlar el flujo de energía que circula entre ambos elementos.

El control de flujo de energía se realiza mediante el control de los parámetros de intensidad y voltaje al que se inyecta en la batería. Este flujo depende del algoritmo de carga de las baterías y de la energía generada por el campo fotovoltaico, determinando las fases o estados de carga.

3.3.1. Tipos de reguladores de carga

Existen 2 tipos de reguladores de carga para instalaciones fotovoltaicas: PWM o Modulación por anchura de pulsos y MPPT o Seguidor del Punto de Máxima Potencia.

3.3.1.1. PWM o convencional

Regulador de carga sencillo que actúa como un interruptor entre los paneles solares fotovoltaicos y las baterías. Cuando los paneles fotovoltaicos están conectados a un regulador de carga solar PWM estos están forzados a trabajar a la tensión de la batería lo que provoca pérdidas de rendimiento respecto al punto de máxima potencia (MPP) de los paneles fotovoltaicos.

Las ventajas de este tipo de regulador de carga solar son la sencillez, su reducido peso y el precio.



Figura 3.9. Regulador PWM. [21]

3.3.1.2. MPPT o maximizador

Regulador que controla el punto en el que los paneles solares fotovoltaicos producen la mayor cantidad de energía eléctrica.

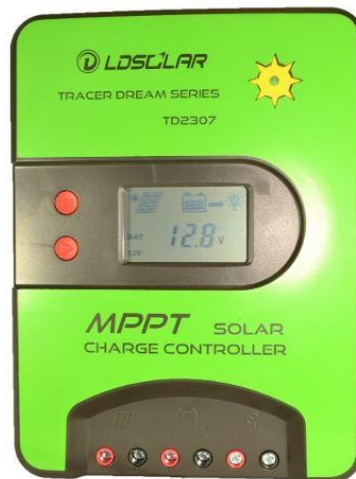
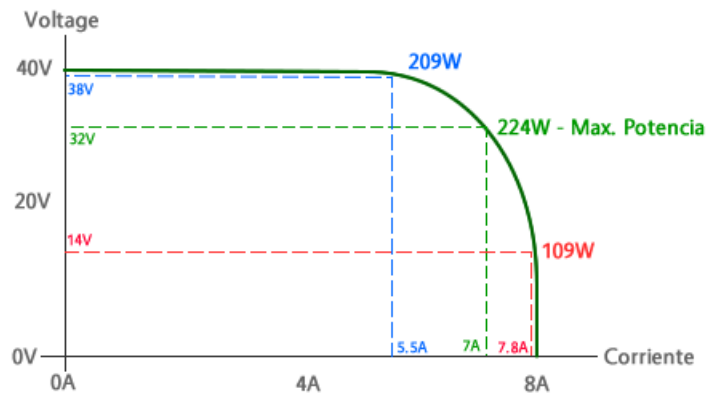


Figura 3.10. Regulador MPPT. [22]

Los reguladores MPPT siempre buscan el balance entre voltaje y corriente en el que los paneles solares operan a su máxima potencia.

Gráfica 1. Máxima potencia MPPT. [23]



3.4. Inversor

Convertidor de corriente continua que generan los paneles fotovoltaicos en corriente alterna que utilizan los electrodomésticos, la iluminación y otros aparatos electrónicos.

3.4.1. Funciones

Un inversor en una instalación fotovoltaica tendrá principalmente tres funciones:

3.4.1.1. Conversión de energía

Función principal de un inversor que consiste en convertir corriente continua en alterna para poder ser utilizadas por los distintos dispositivos eléctricos.

3.4.1.2. Optimización de energía

Mejora el rendimiento de la instalación maximizando la generación de energía de la instalación fotovoltaica.

3.4.1.3. Seguimiento y protección

Un inversor tiene la función de controlar los rendimientos energéticos de la instalación, así como avisar si existe algún problema.

3.4.2. Tipos de inversores

Existen tres tipos de inversores fotovoltaicos distintos:

3.4.2.1. Inversores String o de cadena

La energía que se produce se envía a un solo inversor que convierte la energía que generan los paneles fotovoltaicos en electricidad que puede ser usada por los diferentes dispositivos eléctricos. Al haber un único inversor colocado en cadena, este producirá tanta electricidad útil como la placa solar que menos produzca

Se tratan de inversores de bajo coste que están muy desarrollados y resultan fácil de mantener. Inversor ideal para instalaciones de pequeño tamaño.

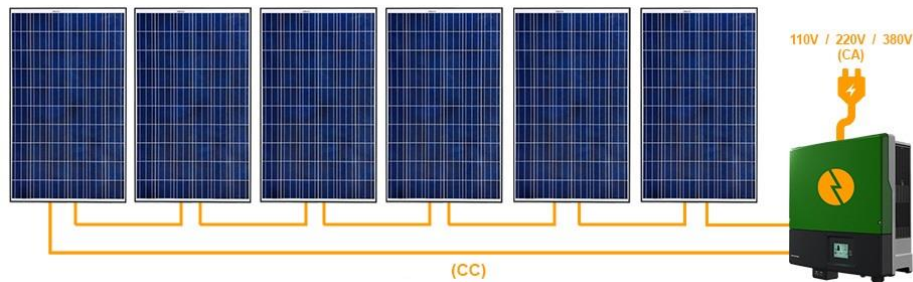


Figura 3.11. Inversor String. [24]

3.4.2.2. Microinversores

Cada panel fotovoltaico tendrá su propio inversor, lo que permite controlar el rendimiento de cada panel fotovoltaico y detectar más fácilmente algún posible fallo.

Resultan ser más eficientes que los inversores de cadena. Por el contrario, su mantenimiento es más complicado y son más caros que los String.



Figura 3.12. Microinversores. [24]

3.4.2.3. Optimizadores de potencia

Son una combinación de los dos tipos anteriores ya que cada panel fotovoltaico tendrá su propio inversor al igual que los microinversores que envía la energía a un inversor centralizado que se encarga de transformar la corriente continua en alterna. Son más baratos que los microinversores pero más caros que los inversores de cadena.

3.5. Contador bidireccional

Dispositivo capaz de medir tanto la energía generada por los paneles fotovoltaicos que es entregada a la red como la energía que es consumida de la red en tu residencia o empresa.

4. METODOLOGÍA DE CALCULO

Para el cálculo de una instalación fotovoltaica debemos de conocer los consumos de la vivienda que se va a estudiar.

La climatología de la región donde se va a encontrar también tendrá una gran influencia, principalmente la irradiación y las temperaturas.

Otro aspecto a tener en cuenta será la superficie que tenemos disponible para la instalación fotovoltaica tanto en suelo como en cubierta. La inclinación y la orientación de los paneles fotovoltaicos determinaran la eficiencia de la instalación.

4.1. Autoconsumo

La energía fotovoltaica generada se calculará así:

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

siendo

P_{mp} = Potencia pico de la instalación (kW)

$G_{dm}(\alpha, \beta)$ = Irradiación en kWh/m^2 , siendo α el azimut del generador y β su ángulo inclinación sobre la horizontal.

PR = Rendimiento energético de la instalación

G_{CEM} = Irradiación de referencia, $1 kWh/m^2$

Una vez obtenida la energía fotovoltaica generada habrá que buscar la relación entre módulos e inversores que cumpla los siguientes límites:

- La relación potencia pico (W_p) / potencia nominal inversor (W) debe estar entre los valores 1 y 1,15.
- A cada seguidor del punto PMP, se deben conectar módulos idénticos, idénticamente orientados, y evitando sombreado parcial.

Conectar los módulos en serie o paralelo va a modificar la intensidad o tensión del generador. La tensión del generador es la tensión de un módulo por el número de módulos en serie y la intensidad del generador es la intensidad de un módulo por el número de ramas en paralelo.

4.1.1. Número máximo de módulos por ramal

La tensión del circuito abierto del generador fotovoltaico debe ser siempre menor que la tensión máxima de entrada en el inversor, por lo que el número máximo de módulos por ramal, n_{max} , sería:

$$n_{max} = \frac{\text{Tensión máxima de entrada en el inversor (V)}}{\text{Tensión a circuito abierto del módulo a temperatura mínima}}$$

$$n_{max} = \frac{U_{max}(INV)}{U_{ca}(T_{min}panel)}$$

donde

$$U_{ca}(T_{min}panel) = U_{ca}(STC) + [(T_{min}panel - 25) \cdot \Delta U] \text{ con } \Delta U \text{ en mV/}^\circ\text{C}$$

$$U_{ca}(T_{min}panel) = U_{ca}(T_{min}panel) + [(T_{min}panel - 25) \cdot \Delta U/100] \text{ con } \Delta U \text{ en \%}^\circ\text{C}$$

La temperatura del panel bien sea mínima ($T_{min}panel$) o máxima ($T_{max}panel$) se calcula así:

$$T_p = T_a + \left(\frac{TONC - 20}{800} \right) \cdot I$$

siendo

T_p = Temperatura del módulo ($^\circ\text{C}$)

T_a = Temperatura ambiente ($^\circ\text{C}$)

I = Irradiancia (W/m^2)

TONC = Temperatura de Operacion Nominal de la Célula. Es la T^a que alcanza el módulo cuando inciden 800 W/m^2 con T^a ambiente de $20 \text{ }^\circ\text{C}$ y velocidad de viento de 1 m/s . En los módulos estándar es del orden de $47 \text{ }^\circ\text{C}$.

La temperatura mínima del panel se obtendrá a la temperatura mínima ambiente

En invierno para climas como el de España, se puede considerar una temperatura ambiente mínima de $-5 \text{ }^\circ\text{C}$ y a una irradiancia del orden de 100 W/m^2

En verano para climas como el de España, se puede considerar una temperatura ambiente máxima de $45 \text{ }^\circ\text{C}$ y a una irradiancia del orden de 1000 W/m^2

4.1.2. Número mínimo de módulos por ramal

El valor mínimo de la tensión de entrada al inversor debe ser menor o igual que la tensión de máxima potencia del generador fotovoltaico

El número mínimo de módulos por ramal, n_{min} , viene limitado por la tensión mínima de entrada al inversor.

$$n_{min} = \frac{\text{Tensión mínima de entrada al inversor en PMP}}{\text{Tensión del módulo PMP a temperatura máxima}}$$

$$n_{min} = \frac{U_{PMP}(INV)}{U_{PMP}(T_{maxpanel})}$$

donde

$$U_{ca}(T_{maxpanel}) = U_{ca}(STC) + [(T_{maxpanel} - 25) \cdot \Delta U] \text{ con } \Delta U \text{ en mV/}^\circ\text{C}$$

$$U_{ca}(T_{maxpanel}) = U_{ca}(T_{minpanel}) + [(T_{maxpanel} - 25) \cdot \Delta U/100] \text{ con } \Delta U \text{ en \%}/^\circ\text{C}$$

donde $T_{maxpanel}$ se calcula como se ha indicado anteriormente

4.1.3. Numero de ramales en paralelo

El número de ramales en paralelo se determina como

$$n_{ramales} = \frac{P_{PMP,FV}}{P_{PMP,ramal}}$$

Este número de ramales en paralelo además tiene que cumplir que la corriente de cortocircuito máxima de cada ramal por el número de ramales en paralelo sea menor que la corriente máxima admisible de entrada al inversor. Matemáticamente se determina mediante la expresión:

$$n_{ramales} \cdot I_{CC,ramal} \leq I_{max,INV}$$

La corriente de cortocircuito máxima de cada ramal, $I_{CC,ramal}$, corresponde a la temperatura máxima del módulo

$$I_{CC,ramal} = I_{CC}(T_{max}) = I_{CC}(STC) \cdot [1 + (T_{maxpanel} - 25) \cdot \Delta I/100] \text{ con } \Delta I \text{ en \%}/^\circ\text{C}$$

4.2. Aislada

El método simplificado de cálculo se ha basado en un balance energético diario en las condiciones más desfavorables, en un balance de energía en Wh/día.

El método utiliza valores medios mensuales de radiación global diaria y de la carga. Se considerarán sólo los valores correspondientes al mes más desfavorable en la relación carga-radiación. Además, se debe definir el número máximo de días de autonomía previstos para la instalación, en función de las características climáticas de la zona, el uso o finalidad de la instalación, y el número de usuarios.

Para dimensionar este tipo de instalaciones solares fotovoltaicas autónomas, debemos conocer:

- Datos sobre la radiación solar media diaria sobre una superficie inclinada en la zona donde se ubicará la instalación y según la época del año que se utilice (o la peor, que sería en invierno).
- Características del panel o generador fotovoltaico utilizado, valorando su rendimiento, η_p .
- Necesidades diarias del usuario, teniendo en cuenta todas las pérdidas que le afectan, K_T .
- Días de autonomía, D_{AUT} o días sin suficiente radiación y con servicio autónomo, y la capacidad de descarga P_D , de la batería utilizada.

4.2.1. Radiación solar diaria. HPS

La radiación solar diaria normalmente se expresa en KWh/m²/día, y se le llama HPS (horas de pico solar).

A efectos del dimensionado de los paneles nos interesa que se relacionen con las prestaciones expresadas por los ensayos de los módulos fotovoltaicos que se establecen para condiciones normalizadas expresando la máxima potencia que alcanza un módulo, llamándole “potencia máxima de pico” o intensidad máxima de pico y viene expresado en 1000 W/m², a 25 °C, o condición estándar de prueba CEM, o STC.

$$\text{Energía captada diaria} = HPS \cdot \eta_p \cdot W_p$$

4.2.2. Necesidades diarias del usuario. N_u

Debemos conocer el consumo de los receptores, expresados en vatios (W) (si viene en amperios, (A), multiplicar por el valor de la tensión de uso, normalmente 12 V) además de las horas hipotéticas o calculadas de uso de cada receptor.

Conocidas las necesidades del usuario, es aconsejable aumentarlas en un porcentaje de seguridad debido a las pérdidas por el cableado, desgaste del sistema, imprecisión de los datos, etc. que se suele establecer en valores del 10% al 25% dependiendo del tipo de instalación, la utilidad destinada, número de receptores y del número de usuarios que habiten la instalación, además de aumentarlo hay que dividirlo por el coeficiente de

pérdidas totales K_T , obteniendo el consumo máximo diario C_{max} , en unidades de vatios hora día, Whd.

- 1^{er} paso. Obtener los siguientes datos de consumos:
 - Potencia total máxima (todos los receptores simultáneamente). P_{max}
 - Intensidad total máxima (todos los receptores simultáneamente). I_{max}
 - Energía calculada después del regulador, a 12V. E_c
- 2^o paso. Aplicar un aumento del 20 % a la energía total calculada como factor de seguridad, para obtener un valor más realista que llamaremos necesidades del usuario, N_u :

$$N_u = E_c \cdot 1.2$$

- 3^{er} paso. Calcular el coeficiente de pérdidas totales de la instalación, K_T :

Toda instalación solar fotovoltaica se ve afectada por infinidad de pérdidas, tales como la autodescarga de la batería, por rendimiento del convertidor, si lo hay, por el del regulador, y por otros de difícil justificación, pero que la afectan de todos modos. Veamos los coeficientes de pérdidas que deben tenerse en cuenta:

K_A : por la autodescarga diaria de la batería, dada a 20 °C.

K_B : originada por el rendimiento de la batería.

K_C : debido al rendimiento del convertidor utilizado (si lo hay).

K_R : por el rendimiento del regulador empleado.

K_X : otras pérdidas no contempladas, por efecto Joule, caídas de tensión, etc.

D_{AUT} : días de autonomía con baja o nula insolación.

P_D : Profundidad de descarga de la batería, en tanto por uno.

El coeficiente de pérdidas totales K_T viene dado por la expresión:

$$K_T = [1 - (K_A + K_B + K_C + K_R + K_X)] \cdot \left[1 - \frac{(K_A \cdot D_{AUT})}{P_D} \right]$$

Los valores típicos de cada coeficiente, a falta de conocerlos exactamente al facilitarlos el fabricante son:

K_A : 0'005 a falta de datos del fabricante, (0'5% diario). Hay que recordar que aumenta con la temperatura, y varía con el tipo de batería, estimando el coeficiente de descarga diaria de:

- 0'002 para las de NiCd o de PbCa sin mantenimiento.

- 0'005 para las estacionarias de de plomo-ácido, Pb (de uso normal en instalaciones solares).
- 0'012 para cualquier otro tipo o muy deteriorada por el uso.

K_B : en general 0'05 y 0'1 para viejos acumuladores, para fuertes descargas, o bajas temperaturas.

K_C : contempla el rendimiento del convertidor c.c./c.a. que suele variar del 75 % - 95 % a falta de otros datos, se tomará el valor de 0'25 a 0'05, y 0 si no lo hay.

K_R : debido al rendimiento del regulador, en el que su tecnología electrónica es similar a la del convertidor, con valores comprendidos entre 0'1 a 0'01 (90 % – 99 % de η).

K_X : agrupa a cualquier otro tipo de pérdida no consideradas, tomando normalmente el valor de 0'15 cuando se conocen las potencias teóricas; 0'1 en general, sin conocer los rendimientos; puede reducirse hasta 0'05 si se han tenido en cuenta los rendimientos de cada carga instalada.

Todos ellos afectan al cálculo del consumo máximo estimado de la instalación o C_{max} .

$$C_{max} = \frac{N_u}{K_T}$$

- 4º paso: Calcular la energía del panel. Como conocemos las horas de pico solar aprovechables al cabo de un día, podremos calcular la energía que puede llegar a producir un panel solar elegido.

$$E_p = W_p \cdot HPS \cdot \eta_p$$

- 5º paso: Cálculo del número de paneles, conectados en paralelo.

$$N^{\circ}_{paneles} \geq \frac{C_{max}}{E_p}$$

Siempre se tomará la opción por exceso

- 6º paso: Capacidad del acumulador. El acumulador se dimensiona pensando en la autonomía de la instalación por si se producen períodos de días seguidos sin sol o con insolación insuficiente como en los días nublados.

Por otro lado, hay que conseguir que la profundidad de descarga máxima diaria no supere la tolerable por el tipo de acumulador elegido.

Si la descarga diaria provocada a la batería no supera el 15% de su capacidad se consiguen los valores aconsejados de profundidad de descarga.

Relacionando el consumo C_{max} por los días de autonomía y con el porcentaje de profundidad de descarga máxima esperado tendremos la capacidad expresada en vatios, pero hay que dividir por la tensión de servicio (12V) para obtener la capacidad adecuada del acumulador en Ah:

$$C_{BAT} \geq \frac{C_{max} \cdot \text{días de autonomía}}{P_D}$$

- 7º paso: Prueba de la descarga diaria sobre la batería elegida. El peor de los casos sería tener todos los receptores conectados a la vez, cosa poco probable y en todo caso a evitar;

$$\text{Descarga diaria} = \frac{C_{max}}{C_{BAT}} \cdot 100$$

$$P_D = \frac{C_{max} \cdot \text{días de autonomía}}{C_{BAT}} \cdot 100$$

No se puede superar el límite aconsejado de descarga diaria ni de profundidad de descarga máxima

5. DESCRIPCIÓN DEL COMPLEJO TURÍSTICO

El complejo turístico rural objeto de estudio está formado por cinco apartamentos bioclimáticos y un restaurante.

El complejo turístico rural se encuentra situado en la provincia de Almería, más concretamente, en el municipio de Serón a más de 1000 metros de altitud y en plena Sierra de los Filabres. Se trata de un enclave natural privilegiado en el que el sol brilla más de 300 días al año.



Figura 5.1. Distribución de apartamentos. [25]

El primer apartamento cuenta con una superficie de 30 m² de vivienda completamente equipada para 2 o 3 personas. Dispone de una habitación, baño, cocina con vitrocerámica, microondas, pequeños electrodomésticos, nevera, TV y chimenea.

El segundo apartamento cuenta con una superficie de 65 m² de vivienda completamente equipada para 5 personas junto con una terraza de 15 m². Dispone de 2 habitaciones, baño completamente equipado, salón-cocina con vitrocerámica, nevera, microondas, pequeños electrodomésticos y TV.

El tercer apartamento cuenta con una superficie de 70 m² de vivienda completamente equipada para 5 personas junto con una terraza de 15 m². Dispone de 2 habitaciones, baño completamente equipado, salón-cocina con vitrocerámica, nevera, microondas, pequeños electrodomésticos y TV.

El cuarto apartamento cuenta con una superficie de 45 m² de vivienda completamente equipada para 4 personas junto con una terraza de 10 m². Dispone de 2 habitaciones, baño

completamente equipado, salón-cocina con vitrocerámica, nevera, microondas, pequeños electrodomésticos y TV.

El quinto apartamento cuenta con una superficie de 70 m² de vivienda completamente equipada para 4 personas junto con una terraza de 10 m². Dispone de 2 habitaciones, baño completamente equipado, salón-cocina con vitrocerámica, nevera, microondas, pequeños electrodomésticos y TV.

El restaurante cuenta con una capacidad máxima de 30 comensales. En el interior de la cocina dispone de 2 frigoríficos, 1 congelador tipo arcón, 1 horno eléctrico, 1 microondas, 1 refrigerador, 2 freidoras y 4 campanas extractoras. Junto al restaurante se encuentra el servicio de lavandería para el uso y disfrute de los huéspedes que cuenta con 4 lavadoras además de una lavadora secadora.

5.1. Datos climáticos

Los datos climáticos necesarios para el estudio de una instalación solar fotovoltaica son principalmente los valores de radiación y de temperatura del lugar geográfico donde se encuentra situado el complejo turístico rural.

El complejo turístico rural se encuentra situado en la provincia de Almería, más concretamente, en el municipio de Serón a 1092 metros de altitud y en plena Sierra de los Filabres. Para el cálculo de la radiación y temperatura se han utilizado las coordenadas precisadas por Google Maps [25] (N 37° 20' 37.387", O 2° 30' 30.327").

Los valores de radiación y temperatura se obtendrán de PVGIS [26], aplicación oficial desarrollada por la Unión Europea que permite calcular la producción fotovoltaica en cualquier zona de Europa, Asia y América, permitiendo al usuario conocer las ventajas o desventajas que tendría instalar un equipo de autoconsumo en una zona geográfica determinada.

5.1.1. Radiación

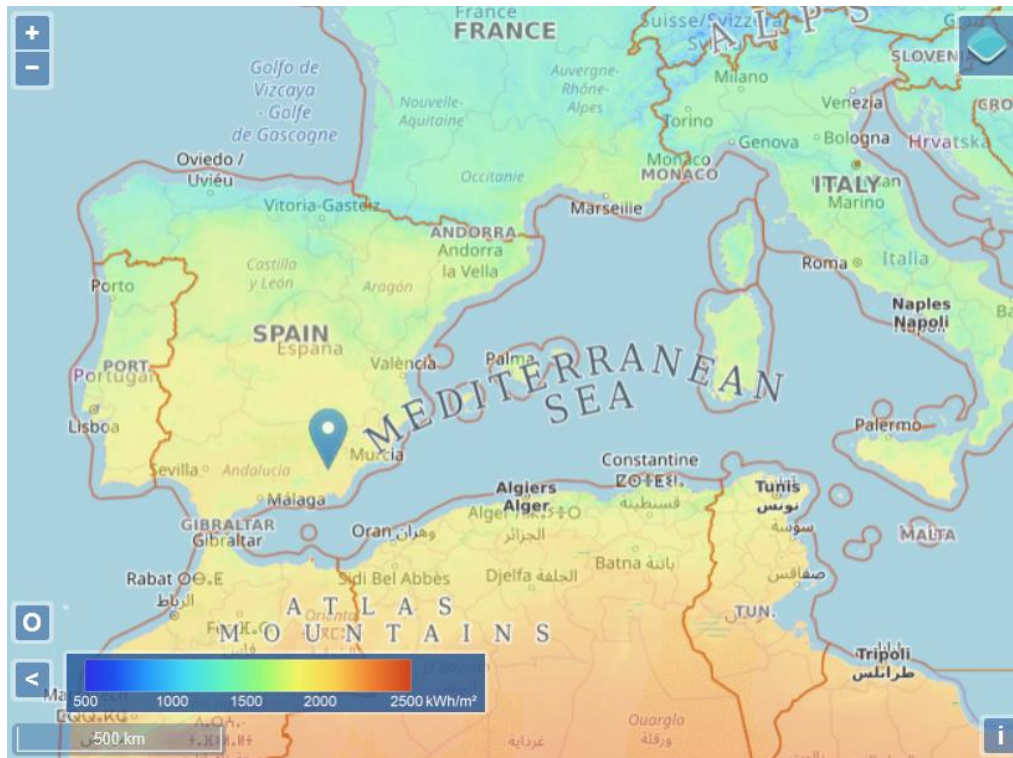


Figura 5.2. Mapa de radiación. [26]

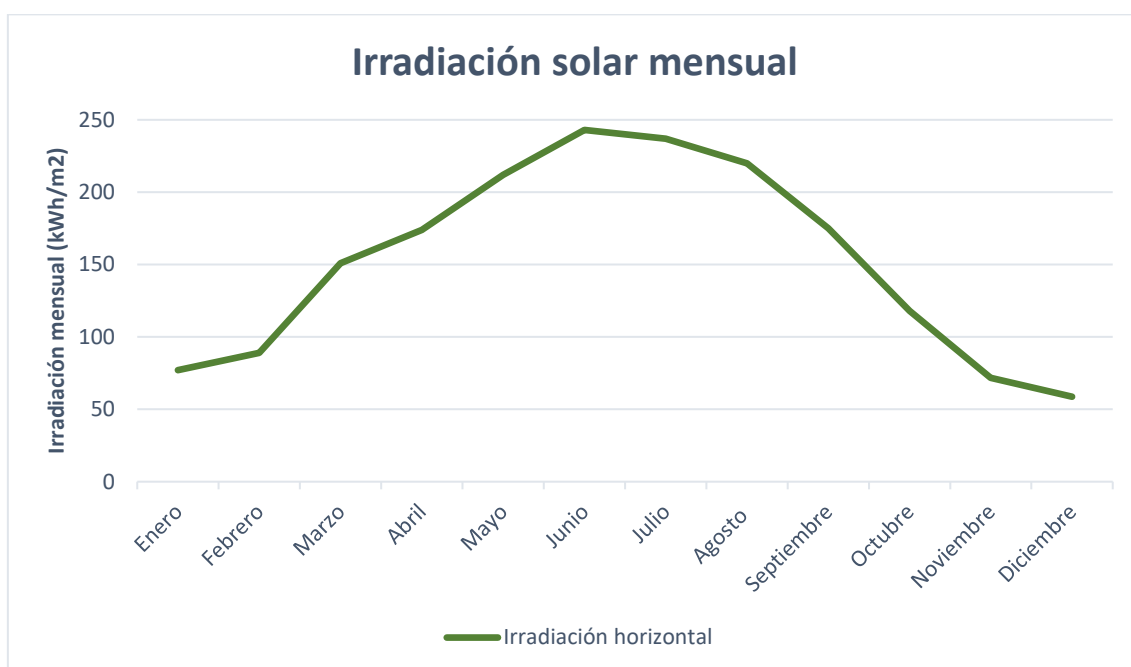
La radiación global horizontal se define como la radiación solar que incide sobre una superficie horizontal, resultado de sumar las componentes directa, difusa y de albedo.

Los valores de radiación horizontal de la zona estudiada, Almería, a lo largo de un año son los que se muestran a continuación:

Tabla 1. Irradiación horizontal. [26]

<i>Irradiación horizontal (kWh/m²)</i>	
<i>Enero</i>	77
<i>Febrero</i>	88,9
<i>Marzo</i>	151
<i>Abril</i>	174
<i>Mayo</i>	212
<i>Junio</i>	243
<i>Julio</i>	237
<i>Agosto</i>	220
<i>Septiembre</i>	175
<i>Octubre</i>	118
<i>Noviembre</i>	71,8
<i>Diciembre</i>	58,7

Gráfica 2. Irradiación horizontal. [26]



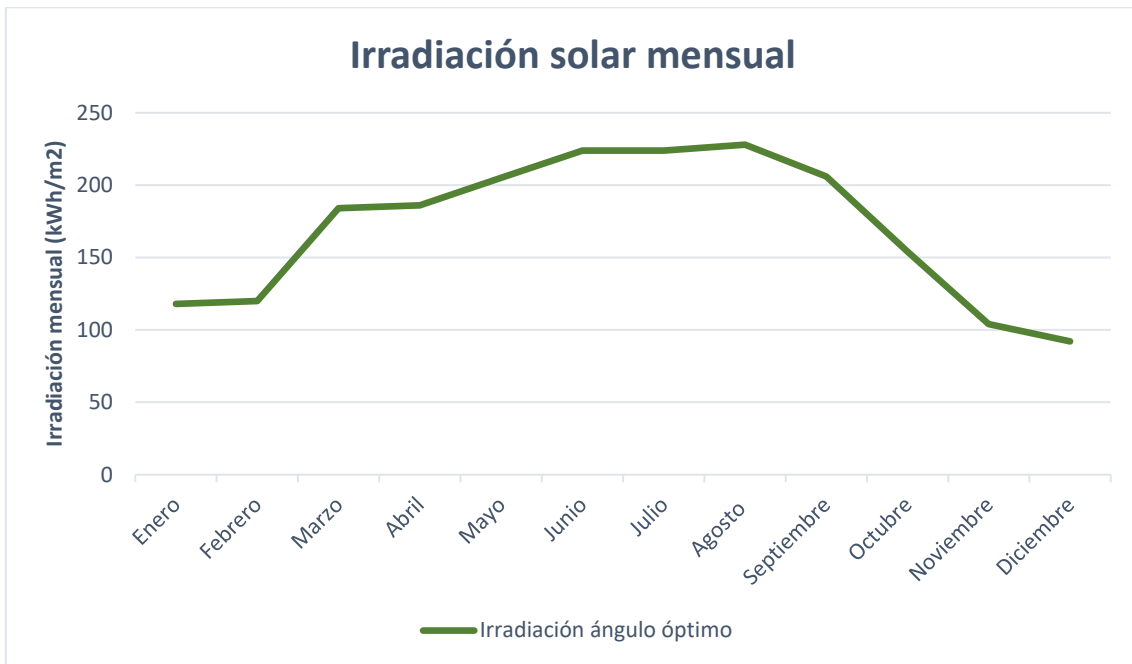
La radiación de ángulo óptimo se define como la suma mensual de la radiación solar que llega, por metro cuadrado, a un plano orientado hacia el ecuador con un ángulo de inclinación que permite maximizar la radiación solar recibida a lo largo del año, expresado en kWh/m².

Los valores de radiación de ángulo óptimo de la zona estudiada, Almería, a lo largo de un año son los que se muestran a continuación:

Tabla 2. Irradiación ángulo óptimo. [26]

<i>Irradiación ángulo óptimo (kWh/m²)</i>	
<i>Enero</i>	118
<i>Febrero</i>	120
<i>Marzo</i>	184
<i>Abril</i>	186
<i>Mayo</i>	205
<i>Junio</i>	224
<i>Julio</i>	224
<i>Agosto</i>	228
<i>Septiembre</i>	206
<i>Octubre</i>	154
<i>Noviembre</i>	104
<i>Diciembre</i>	92,1

Gráfica 3. Irradiación ángulo óptimo. [26]



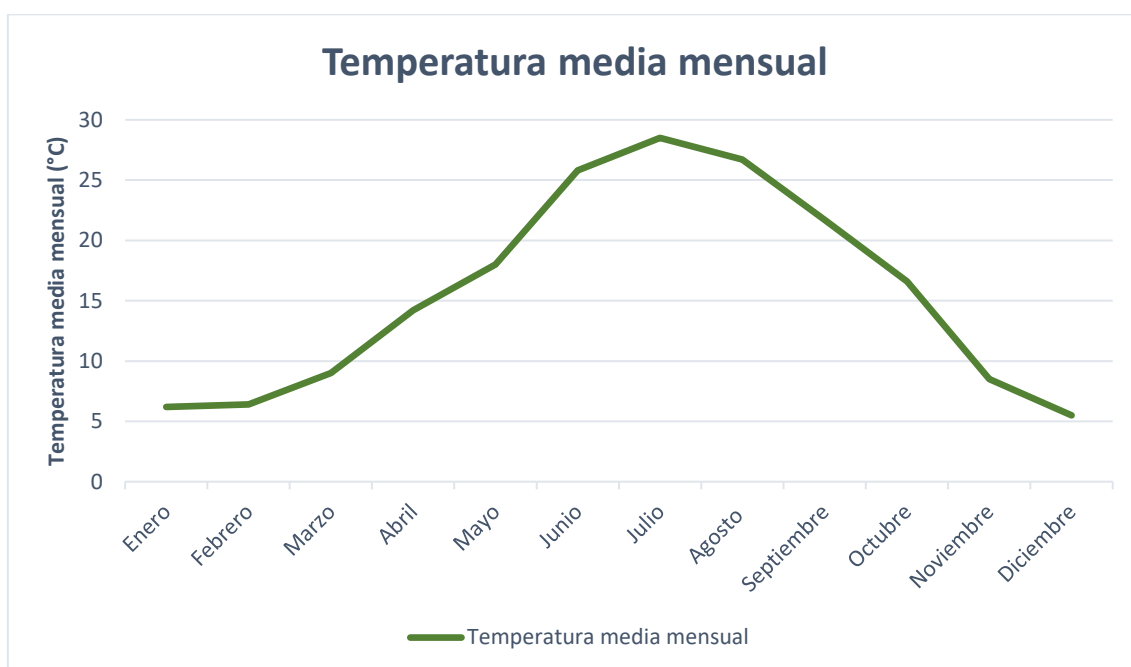
5.1.2. Temperatura

Una vez obtenidas las radiaciones mensuales durante un intervalo de tiempo de un año, a continuación, se va a realizar lo mismo con las temperaturas propias de la ubicación del complejo turístico rural.

Tabla 3. Temperatura media mensual. [26]

<i>Temperatura media mensual (°C)</i>	
<i>Enero</i>	6,2
<i>Febrero</i>	6,4
<i>Marzo</i>	9
<i>Abril</i>	14,2
<i>Mayo</i>	18
<i>Junio</i>	25,8
<i>Julio</i>	28,5
<i>Agosto</i>	26,7
<i>Septiembre</i>	21,7
<i>Octubre</i>	16,6
<i>Noviembre</i>	8,5
<i>Diciembre</i>	5,5

Gráfica 4. Temperatura media mensual. [26]



5.2. Datos de superficie

El complejo turístico rural objeto de estudio está localizado en el municipio de Serón (Almería) siendo su latitud N $37^{\circ} 20' 37.387''$, su longitud O $2^{\circ} 30' 30.327''$ y por último su altitud 1092 m.

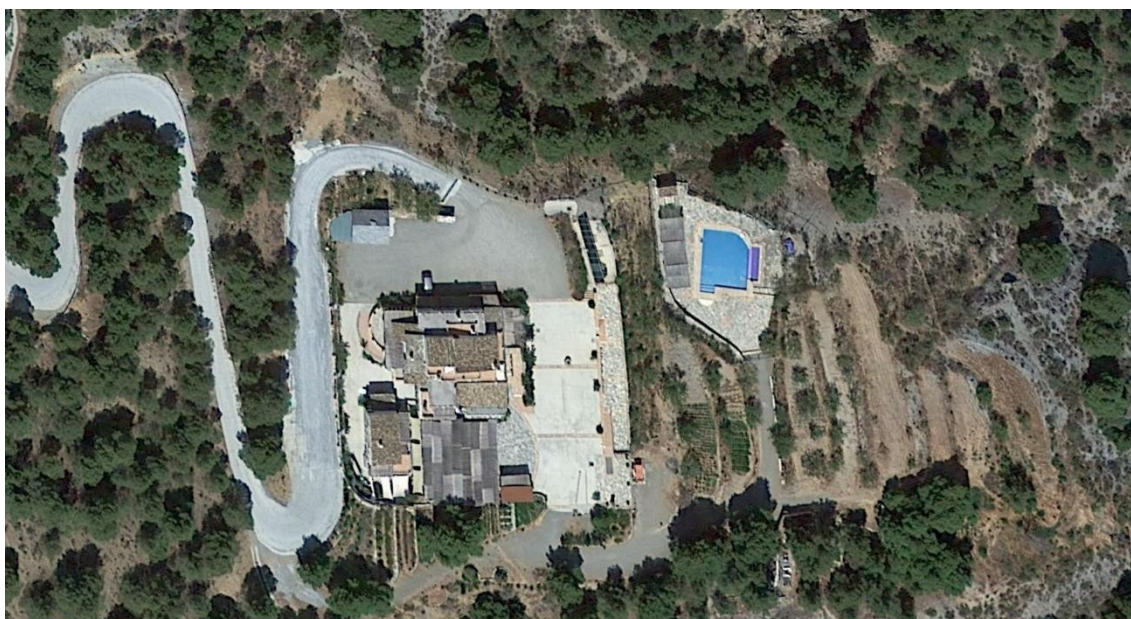


Figura 5.3. Vista aérea. [25]

En primer lugar, se muestra la superficie en suelo disponible para la instalación de los paneles fotovoltaicos necesarios.



Figura 5.4. Medición superficie en suelo. [25]

El resultado obtenido de las mediciones ha sido una superficie de 1401 m² que se corresponde con la superficie coloreada de la Figura 5.4.

A continuación, se muestra la superficie en cubierta disponible para la instalación de los paneles fotovoltaicos necesarios.



Figura 5.5. Medición superficie en cubierta. [25]

El resultado obtenido de las mediciones ha sido una superficie de 475.1 m² que se corresponde con las superficies coloreadas de la Figura 5.5.

5.3. Datos de consumo

Los datos de la potencia de cada elemento se han obtenido de la página electrocalculator mientras que el tiempo de funcionamiento diario se ha estimado.

El primer apartamento con una superficie de 30 m² de vivienda cuenta con vitrocerámica, microondas, pequeños electrodomésticos, nevera y TV.

Tabla 4. Potencia del primer apartamento

	<i>Cantidad</i>	<i>Potencia (W)</i>
<i>Bombillas</i>	6	7
<i>Campana extractora</i>	1	500
<i>Frigorífico</i>	1	110
<i>Microondas</i>	1	1200
<i>TV</i>	1	156
<i>Vitrocera mica</i>	1	3600

El segundo apartamento con una superficie de 65 m² de vivienda cuenta con vitrocerámica, pequeños electrodomésticos, nevera, microondas y TV.

Tabla 5. Potencia del segundo apartamento

	<i>Cantidad</i>	<i>Potencia (W)</i>
<i>Bombillas</i>	12	7
<i>Campana extractora</i>	1	500
<i>Frigorífico</i>	1	110
<i>Microondas</i>	1	1200
<i>TV</i>	1	156
<i>Vitrocera mica</i>	1	3600

El tercer apartamento con una superficie de 70 m² de vivienda cuenta con vitrocerámica, nevera, microondas, pequeños electrodomésticos y TV.

Tabla 6. Potencia del tercer apartamento

	<i>Cantidad</i>	<i>Potencia (W)</i>
<i>Bombillas</i>	15	7
<i>Campana extractora</i>	1	500

<i>Frigorífico</i>	1	110
<i>Microondas</i>	1	1200
<i>TV</i>	1	156
<i>Vitrocerámica</i>	1	3600

El cuarto apartamento con una superficie de 45 m² de vivienda cuenta con vitrocerámica, nevera, microondas, pequeños electrodomésticos y TV.

Tabla 7. Potencia del cuarto apartamento

	<i>Cantidad</i>	<i>Potencia (W)</i>
<i>Bombillas</i>	9	7
<i>Campana extractora</i>	1	500
<i>Frigorífico</i>	1	110
<i>Microondas</i>	1	1200
<i>TV</i>	1	156
<i>Vitrocerámica</i>	1	3600

El quinto apartamento con una superficie de 70 m² de vivienda con vitrocerámica, nevera, microondas, pequeños electrodomésticos y TV.

Tabla 8. Potencia del quinto apartamento

	<i>Cantidad</i>	<i>Potencia (W)</i>
<i>Bombillas</i>	14	7
<i>Campana extractora</i>	1	500
<i>Frigorífico</i>	1	110
<i>Microondas</i>	1	1200
<i>TV</i>	1	156
<i>Vitrocerámica</i>	1	3600

El restaurante cuenta con una capacidad máxima de 30 comensales. En el interior de la cocina dispone de 2 frigoríficos, 1 congelador tipo arcón, 1 horno eléctrico, 1 microondas, 1 refrigerador, 2 freidoras y 4 campanas extractoras.

Tabla 9. Potencia del restaurante

	<i>Cantidad</i>	<i>Potencia (W)</i>
<i>Bombillas</i>	20	7
<i>Campana extractora</i>	4	500
<i>Congelador tipo Arcón</i>	1	250

<i>Freidora</i>	2	2000
<i>Frigorífico</i>	2	110
<i>Horno eléctrico</i>	1	2600
<i>Microondas</i>	1	1200
<i>Refrigerador</i>	1	176

El servicio de lavandería cuenta con 4 lavadoras. Además, se dispone de una piscina al aire libre.

Tabla 10. Potencia de lavandería

	<i>Cantidad</i>	<i>Potencia</i> (W)
<i>Lavadora</i>	4	1000
<i>Bomba piscina</i>	1	800

El consumo diario del complejo turístico rural durante los meses de abril a septiembre será:

Tabla 11. Consumo de abril a septiembre

	<i>Cantidad</i>	<i>Potencia</i> (W)	<i>Tiempo funcionando</i> (h/día)	<i>Consumo</i> (Wh/día)
<i>Bombillas</i>	75	7	5	2625
<i>Bomba piscina</i>	1	800	4	3200
<i>Campana extractora</i>	9	500	1,5	6750
<i>Congelador tipo arcón</i>	1	250	14	3500
<i>Freidora</i>	2	2000	1	4000
<i>Frigorífico</i>	7	110	12	10780
<i>Horno eléctrico</i>	1	2600	2	5200
<i>Lavadora</i>	4	1000	1	4000
<i>Microondas</i>	6	1200	0,5	3600
<i>Refrigerador</i>	1	176	14	2464
<i>TV</i>	7	156	3	3276
<i>Vitrocerámica</i>	5	3600	2,5	45000
<i>Total</i>				94395

El consumo diario del complejo turístico rural durante los meses de octubre a marzo será:

Tabla 12. Consumo de octubre a marzo

	<i>Cantidad</i>	<i>Potencia (W)</i>	<i>Tiempo funcionando (h/dia)</i>	<i>Consumo (Wh/dia)</i>
<i>Bombillas</i>	75	7	8	4200
<i>Bomba piscina</i>	1	800	0	0
<i>Campana extractora</i>	9	500	1,5	6750
<i>Congelador tipo arcón</i>	1	250	12	3000
<i>Freidora</i>	2	2000	1	4000
<i>Frigorífico</i>	7	110	12	9240
<i>Horno eléctrico</i>	1	2600	2	5200
<i>Lavadora</i>	4	1000	2	8000
<i>Microondas</i>	6	1200	0,5	3600
<i>Refrigerador</i>	1	176	12	2112
<i>TV</i>	7	37,8	4	1058,4
<i>Vitrocerámica</i>	5	3600	2,5	45000
Total				92160,4

6. PREDIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Una vez conocidos los consumos del complejo turístico rural, así como los datos climatológicos y la superficie disponible para la instalación de paneles fotovoltaicos estamos en disposición de realizar el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica.

6.1. Instalación en autoconsumo

La superficie disponible en cubierta mencionada anteriormente no estará disponible en su totalidad, sino que quedará reducida a 360,7 m², superficie con orientación sur. Por su parte la superficie en suelo (1401 m²) si será válida en su totalidad. La prioridad será la colocación del mayor número de paneles solares posibles en cubierta procediendo a colocar los sobrantes sobre el suelo en caso de que sea necesario.

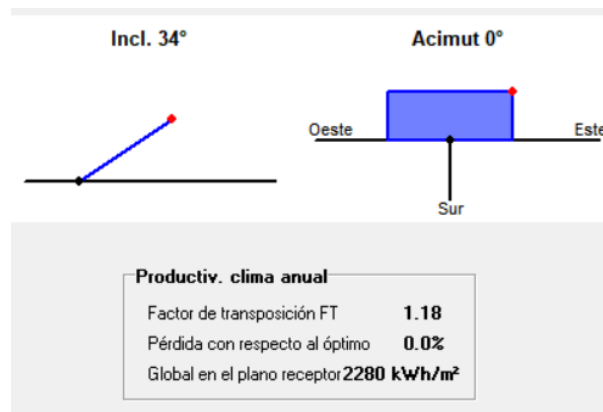


Figura 6.1. Inclinación y Azimut. [27]

La potencia total del complejo turístico rural será de 43,9 kW. En la práctica no se llega a utilizar toda esta potencia a la vez por lo que, se ha de aplicar un factor de uniformidad de 0,5.

$$Potencia = Factor\ uniformidad \cdot Potencia\ estimada = 0,5 \cdot 43,9 = 21,95\ kW$$

Generador FV

Sub-array name and Orientation
 Name: Generador FV
 Orient.: Plano Inclinado Fijo
 Inclinación: 34°
 Acimut: 0°

Ayuda al Dimensionado
 No sizing Entrar Phom deseada: 21.9 kWp
 Resize Superficie disponible(módulos): 119 m²

Selección del módulo FV
 Disponible actualmente: Módulos aprox. necesarios: 73
 AEG 300 Wp 27V Si-mono AS-M605-300 Since 2017 Manufacturer 2017
 Tensiones de dimensionado (C): 27.5 V
 Voc (-10°C): 44.1 V
 Use Optimizer

Selección del inversor
 Disponible actualmente: 50 Hz 60 Hz
 AEG Industrial Solar Gn 12 kW 180 - 800 V TL 50/60 AS-IC01-12000-2 (12kw,three-phase with 2 M Since 2017
 N° de inversores: 2 Tensión Funciona.: 180-800 V Pglobal inversor: 24.0 kWac
 Utilice característica m Tensión máx de entrada: 1000 V **Inversor con 2 MPPT**

Diseño del generador FV
N° de módulos y cadenas
 Mód. en serie: 21 entre 7 y 22
 N° de cadenas: 4 única posibilidad 4
 Pérdida sobrecarga: 0.0 % Pérd. sobrecarg
 Relación Pnom: 1.05
N° módulos: 84 Superficie 137 m²

Cond. de funcionamiento
 Vmpp (60°C): 578 V
 Vmpp (20°C): 693 V
 Voc (-10°C): 925 V

Irradiancia plano: 1000 W/m²
 Impp (STC): 37.4 A
 Isc (STC): 39.4 A
 Isc (en STC): 39.4 A

Máx. en bases STC
 Pmáx en funcionamiento en 1000 W/m² y 50°C: 22.7 kW
Potencia nom gener. (STC) 25.2 kWp

Figura 6.2. Selección componentes de la instalación en autoconsumo. [27]

Para la instalación fotovoltaica se han seleccionado paneles fotovoltaicos de la marca AEG modelo AS-M605-300 cuyas características se pueden encontrar en el catálogo del fabricante adjunto en el Anexo 1.

El inversor seleccionado también pertenece a la marca AEG modelo AS-IC01-2 cuyas características se pueden encontrar en el catálogo del fabricante adjunto en el Anexo 2.

Como se puede apreciar nuestra instalación contara con 2 inversores, así como 84 módulos divididos en 4 cadenas que ocuparan una superficie total de 137 m².

Todos los detalles de la instalación se encuentran recogidos en un informe adjunto en el Anexo 3. A continuación se va a realizar un análisis de lo más relevante.

La siguiente gráfica muestra las producciones normalizadas por kWh instalado y día, así como las pérdidas del generador fotovoltaico y del inversor. En general las pérdidas son mayores en los meses de mayor producción energética, ya que son porcentuales.

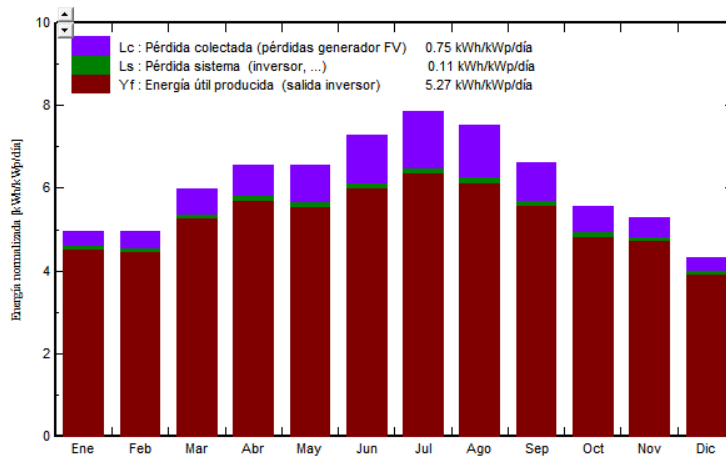


Figura 6.3. Producciones normalizadas en autoconsumo (por kWp instalado). [27]

En esta gráfica se muestra el factor de rendimiento que disminuye en los meses verano, debido a que pese a aumentar la irradiación incidente sobre los paneles fotovoltaicos, la producción energética evoluciona proporcionalmente pero no en la misma magnitud. Con lo que, paradójicamente, en los meses de mayor producción obtenemos el menor rendimiento.

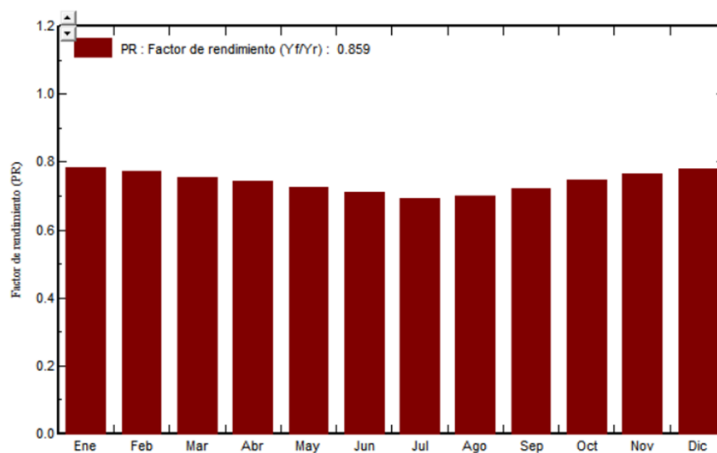


Figura 6.4. Factor de rendimiento en autoconsumo (PR). [27]

El software PVsyst nos proporciona, una vez realizada la correspondiente simulación, la generación total de energía por horas de cada mes. En la tabla se han eliminado las horas cuya generación es nula.

Tabla 13. Generación de energía en autoconsumo

	<i>6H</i>	<i>7H</i>	<i>8H</i>	<i>9H</i>	<i>10H</i>	<i>11H</i>	<i>12H</i>	<i>13H</i>	<i>14H</i>	<i>15H</i>	<i>16H</i>	<i>17H</i>	<i>18H</i>	<i>19H</i>
<i>Enero</i>	0	0	0	193	381	484	539	556	502	422	317	149	0	0
<i>Febrero</i>	0	0	21	190	324	405	471	469	439	382	294	153	3	0
<i>Marzo</i>	0	1	129	290	426	512	556	564	523	464	361	226	76	0
<i>Abril</i>	0	44	193	347	460	511	562	559	513	454	356	221	87	1
<i>Mayo</i>	6	73	218	347	452	506	537	546	528	451	352	222	89	12
<i>Junio</i>	14	57	215	359	470	535	566	563	536	476	380	251	104	26
<i>Julio</i>	5	62	211	366	490	581	621	630	602	538	434	290	122	26
<i>Agosto</i>	0	49	204	372	501	566	605	610	581	516	412	270	110	9
<i>Septiembre</i>	0	29	182	335	459	523	561	563	532	457	339	201	52	0
<i>Octubre</i>	0	1	149	304	418	496	521	534	501	422	295	137	1	0
<i>Noviembre</i>	0	0	95	274	414	495	543	534	486	423	265	46	0	0
<i>Diciembre</i>	0	0	0	188	355	449	496	509	467	375	229	3	0	0

Por lo tanto, el balance de energía global, teniendo en cuenta que durante la noche se consumirá energía de la red mientras que por el día se verterán los excedentes queda:

Tabla 14. Balance energía producida y consumida mensualmente en autoconsumo

<i>Mes</i>	<i>Generación (kWh)</i>	<i>Consumo (kWh)</i>	<i>Diferencia (kWh)</i>
<i>Enero</i>	3543	2857	+686
<i>Febrero</i>	3151	2580	+571
<i>Marzo</i>	4128	2857	+1271
<i>Abril</i>	4308	2832	+1476
<i>Mayo</i>	4339	2926	+1413
<i>Junio</i>	4552	2832	+1720
<i>Julio</i>	4978	2926	+2052
<i>Agosto</i>	4805	2926	+1879
<i>Septiembre</i>	4233	2832	+1401
<i>Octubre</i>	3779	2857	+922
<i>Noviembre</i>	3575	2765	+810
<i>Diciembre</i>	3071	2857	+214

Se puede apreciar como analizando mes a mes durante todo el año la instalación fotovoltaica produce más energía de la que consume. Por ello la modalidad más adecuada a la que acogerse será *autoconsumo con excedentes acogida a compensación*. Esta modalidad nos permite verter a la red en las horas en las que más energía se produce y coger de la red en las horas en las que el consumo supera a la producción.

6.2. Instalación en aislada

Para el diseño de la instalación aislada fijaremos las pérdidas admisibles en el 2% y los días de autonomía en 3, así como el voltaje batería (48 V).

The screenshot shows a software interface with three tabs: 'Specified User's needs', 'Pre-sizing suggestions', and 'System summary'. The 'Pre-sizing suggestions' tab is active. It contains several input fields and output values:

- 'Av. daily needs': 93.3 kWh/day
- 'Enter accepted LOL': 2.0 %
- 'Enter requested autonomy': 3.0 day(s)
- 'Battery (user) voltage': 48 V
- 'Suggested capacity': 6941 Ah
- 'Suggested PV power': 24.4 kWp (nom.)

There is a 'Detailed pre-sizing' button at the bottom left of the interface.

Figura 6.5. Selección autonomía y pérdidas admisibles de la instalación aislada. [27]

A la hora de seleccionar la batería deberemos tener en cuenta tanto el voltaje como la capacidad. A mayor capacidad de la batería menor será el número de baterías necesarias para la instalación.

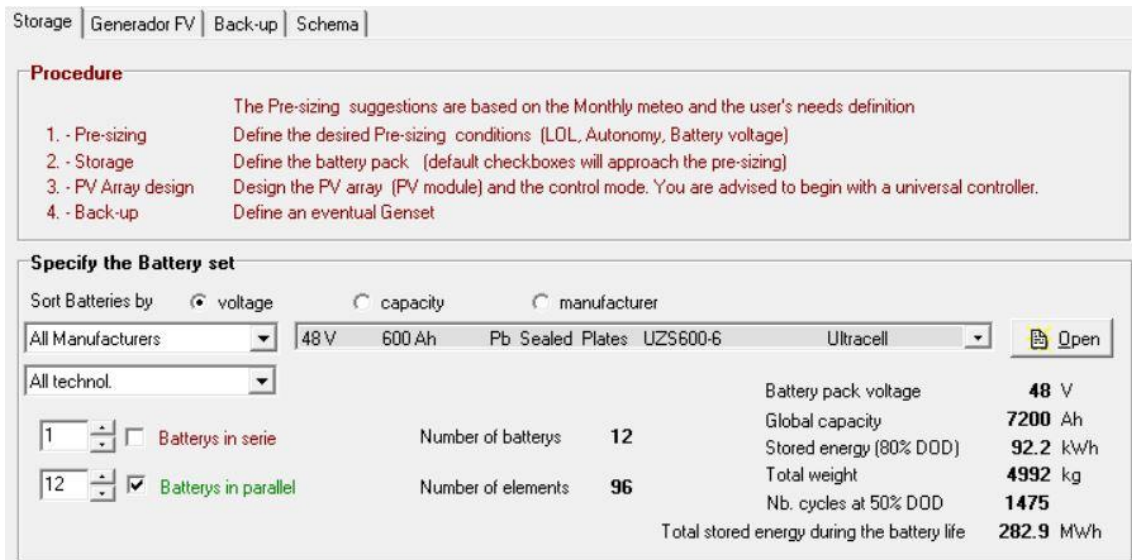


Figura 6.6. Selección batería de la instalación aislada. [27]

De entre todas las baterías hemos seleccionado la de la marca Ultracell modelo UZS600-6 cuyas características se pueden encontrar en el catálogo del fabricante adjunto en el Anexo 4.

El número de baterías en serie determina la tensión total del conjunto:

$$Tensión\ total = Tensión\ batería \cdot N^{\circ}\ baterías\ en\ serie = 48 \cdot 1 = 48\ V$$

El número de ramas en paralelo se ajusta para obtener la capacidad total deseada, siendo esta la suma de las capacidades en paralelo.

$$Cap.\ total = Cap.\ batería \cdot N^{\circ}\ baterías\ en\ paralelo = 600 \cdot 12 = 7200\ Ah$$

La energía que se puede almacenar en el conjunto de baterías viene determinada por su tensión y capacidad totales

$$Energ.\ almacenada = Tensión\ total \cdot Cap.\ total = 48 \cdot 7200 = 345,6\ kWh$$

Una vez seleccionadas las baterías, pasaremos a establecer las características de los módulos y su disposición. Para finalizar con el diseño de la instalación debemos seleccionar las características del regulador.



Figura 6.7. Selección paneles fotovoltaicos y regulador de la instalación aislada. [27]

Para la instalación fotovoltaica se han seleccionado paneles fotovoltaicos de la marca AEG modelo AS-M605-300 cuyas características se pueden encontrar en el catálogo del fabricante adjunto en el Anexo 1.

El regulador seleccionado es universal siendo los parámetros determinantes a la hora de seleccionar uno u otro la tensión de entrada, que se debe ajustar a la de salida de los módulos, y la tensión de salida, que se ajustará a la del conjunto de baterías.

Como se puede apreciar nuestra instalación contará con 96 módulos divididos en 12 cadenas que ocuparán una superficie total de 156 m².

Todos los detalles de la instalación se encuentran recogidos en un informe adjunto en el Anexo 5. A continuación se va a realizar un análisis de lo más relevante.

La siguiente gráfica muestra las producciones normalizadas por kWh instalado y día, así como las pérdidas del generador fotovoltaico y del sistema y carga de batería. En general las pérdidas son mayores en los meses de mayor producción energética, ya que son porcentuales.

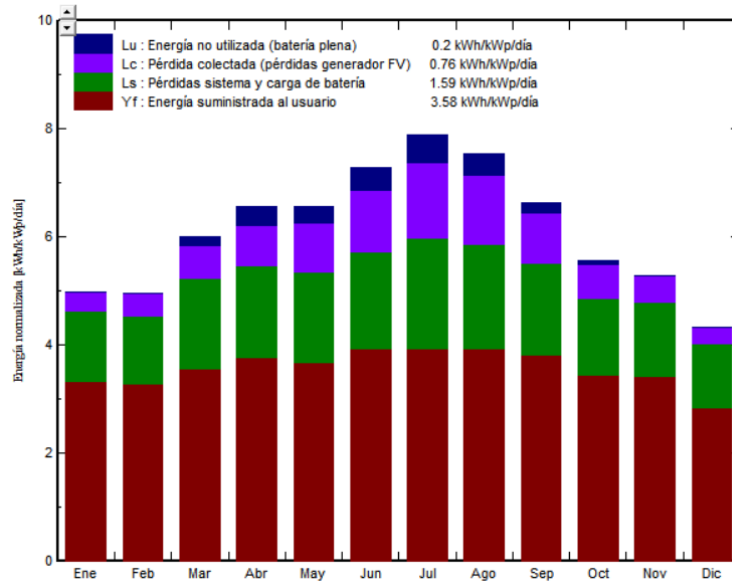


Figura 6.8. Producciones normalizadas en aislada (por kWp instalado). [27]

En esta gráfica se muestra el factor de rendimiento que disminuye en los meses verano, debido a que pese a aumentar la irradiación incidente sobre los paneles fotovoltaicos, la producción energética evoluciona proporcionalmente pero no en la misma magnitud. Con lo que, paradójicamente, en los meses de mayor producción obtenemos el menor rendimiento.

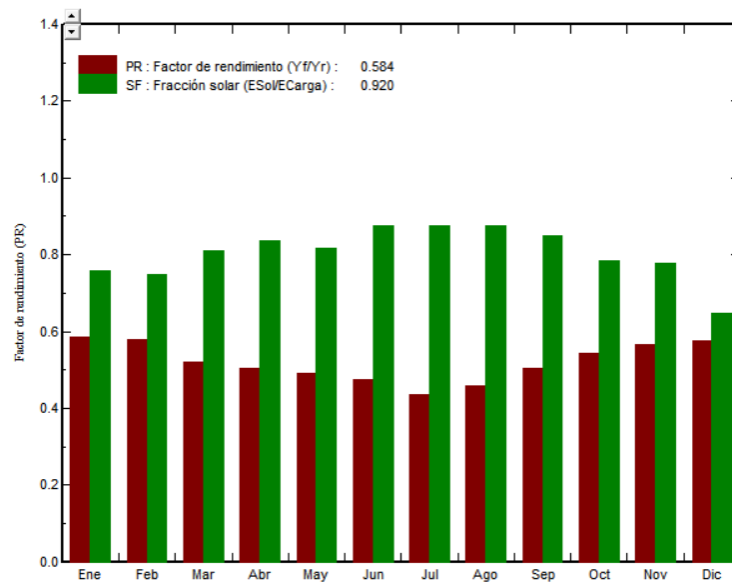


Figura 6.9. Factor de rendimiento en aislada (PR). [27]

En la siguiente gráfica aparece el estado de carga de la batería mensualmente. Apreciamos claramente que en los meses de menor irradiación la carga media de la batería se reduce

notablemente, hasta mínimos por debajo de 30 %. Mientras que en la mayoría de los meses mantiene una carga cercana al 65 %

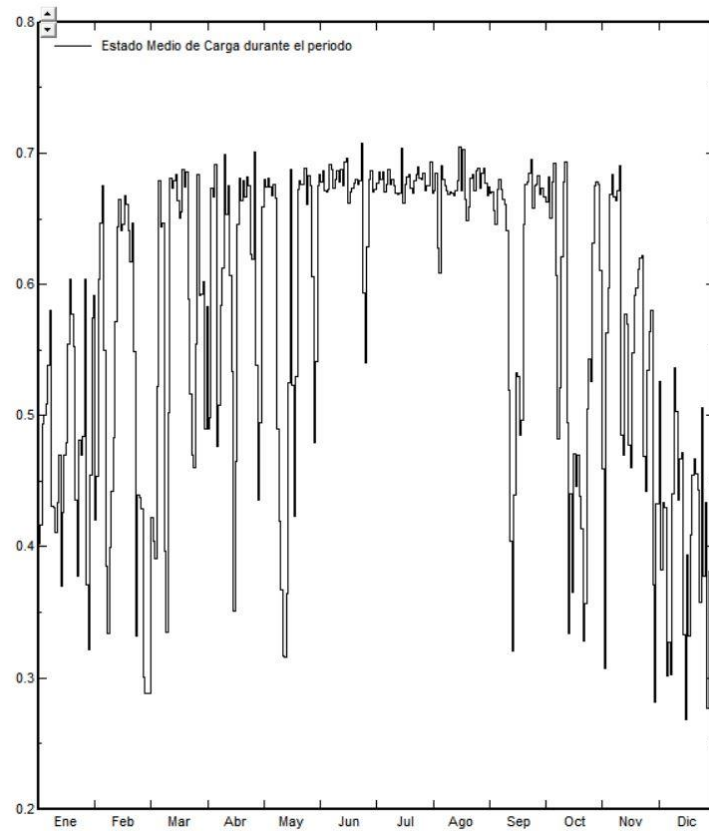


Figura 6.10. Estado de distribución de carga diaria en aislada. [27]

Por lo tanto, el balance de energía generada y energía consumida queda:

Tabla 15. Balance energía producida y consumida mensualmente en instalación aislada

	<i>Generación (kWh)</i>	<i>Consumo (kWh)</i>	<i>Diferencia (kWh)</i>
<i>Enero</i>	3834	2857	+977
<i>Febrero</i>	3421	2580	+841
<i>Marzo</i>	4492	2857	+1635
<i>Abril</i>	4705	2832	+1873
<i>Mayo</i>	4744	2926	+1818
<i>Junio</i>	4976	2832	+2144
<i>Julio</i>	5451	2926	+2525
<i>Agosto</i>	5248	2926	+2322
<i>Septiembre</i>	4611	2832	+1779
<i>Octubre</i>	4106	2857	+1249
<i>Noviembre</i>	3876	2765	+1111
<i>Diciembre</i>	3326	2857	+469

Se puede apreciar como analizando mes a mes durante todo el año la instalación fotovoltaica produce más energía de la que consume. Esto se debe a que como criterio de diseño de la instalación fotovoltaica se ha establecido un periodo de 3 días de autonomía.

6.3. Resumen características técnicas de la instalación

En definitiva, la instalación fotovoltaica en autoconsumo estará formada por los siguientes elementos:

Tabla 16. Elementos instalación fotovoltaica en autoconsumo

<i>Elemento</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Marca</i>	<i>Modelo</i>
<i>Modulo fotovoltaico</i>	84	AEG	AS-M605-300
<i>Inversor</i>	2	AEG	AS-IC01-2

Por otro lado, la instalación fotovoltaica aislada queda compuesta por los siguientes elementos:

Tabla 17. Elementos instalación fotovoltaica aislada

<i>Elemento</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Marca</i>	<i>Modelo</i>
<i>Modulo fotovoltaico</i>	96	AEG	AS-M605-300
<i>Batería</i>	12	Ultracell	UZS600-6
<i>Inversor</i>	1	Genérico	

7. ANALISIS ECONÓMICO

Una vez realizado el predimensionamiento de la instalación y comprobado la viabilidad técnica del proyecto, se va a realizar un análisis económico, para comprobar si la instalación solar fotovoltaica es o no rentable económicamente.

El análisis de la rentabilidad de la inversión consiste esencialmente en determinar la relación entre las utilidades y el capital invertido.

7.1. Parámetros de viabilidad económica

Los parámetros utilizados para determinar la viabilidad económica son:

- **Inversión.** Cantidad de recursos que se invierten con el objetivo de obtener un beneficio.
 - Capital fijo. Conjunto de bienes que se adquieren al inicio y que se utilizan a lo largo de su vida útil.
 - Capital circulante. Capital necesario para el funcionamiento normal del proyecto
- **Costes.** Cantidad de recursos necesarios para producir un producto o servicio. Se dividen en costes de producción, costes financieros y costes de depreciación.
- **Ingresos.** Cantidad de recursos recibidos por la venta de productos o servicios
- **Beneficio bruto.** Se obtiene de restar el importe de los gastos a los ingresos antes de deducir los impuestos y las amortizaciones correspondientes.

$$B_B = I - C$$

Siendo

$$I = \text{ingresos}$$

$$C = \text{costes}$$

- **Beneficio neto.** Se obtiene de restar el importe de los impuestos al beneficio bruto.

$$B_N = B_B - I_M$$

Siendo

$$B_B = \text{Beneficio bruto}$$

$$I_M = \text{Impuestos}$$

- **Cash-flow** se define como la diferencia entre los fondos generados cada año y las inversiones realizadas durante el mismo año y todo ello a lo largo de la vida del proyecto.

$$CF_N = B_N - A - PP$$

Siendo

$$\begin{aligned}CF_N &= \text{Cash flow neto} \\ B_N &= \text{Beneficio neto} \\ A &= \text{Amortización} \\ PP &= \text{Pago a principal}\end{aligned}$$

7.2. Técnicas de rentabilidad económica

Las técnicas que permiten evaluar la rentabilidad son:

- **Período de retorno de la inversión o Pay-Back.** Es el número de años en que la inversión se recupera vía facturación, cobros o utilidades, considerando el término inversión como la suma total de activos del proyecto.

La forma correcta de evaluar el Pay-Back (PB) es aplicar la siguiente fórmula:

$$\sum_{t=0}^{PB} \frac{CF_t^*}{(1+i)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+i)^t}$$

donde

I_t = Inversiones correspondientes al año t (inversiones distribuidas a lo largo del tiempo).

n = número de años en los que se invierte

CF_t^* = Cash Flow parcial del año t = beneficios netos + amortizaciones.

i = Tasa de actualización

$$i = e + k \cdot (1 + e) + r$$

donde e = Interés del capital

k = inflación anual

r = prima de riesgo

t = número de años

- **Valor actualizado neto (VAN).** Es el valor actualizado de todos los flujos de caja esperados, es decir, la diferencia entre el valor actual de los cobros menos el valor también actualizado de los pagos.

$$VAN = -I_0 + \sum_{n=0}^t \frac{CF_t}{(1+i)^n}$$

Donde

I_0 = valor de inversión propia

CF = cash flow

i = tasa de actualización

t = número de años

- **Tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR).** Es la tasa de actualización a la cual el valor actual de los ingresos de efectivo es igual al valor actual de las salidas de efectivo. Dicho de otro modo, es el interés para el cual el valor actual neto es cero (r).

$$VAN = -I_0 + \sum_{n=0}^t \frac{CF_t}{(1+i)^n} = 0$$

7.3. Facturación

Una factura de luz está compuesta por diferentes conceptos e importes:

- Facturación por potencia contratada.

Parte fija de la factura que no depende del consumo, sino que depende únicamente de la potencia contratada.

Se calcula multiplicando los kW contratados por el precio del kW de tu tarifa y por el número de días de periodo de facturación.

- Facturación por la energía consumida.

Parte de la factura que depende de la energía consumida. Se calcula multiplicando los kW consumidos durante el periodo de facturación por el precio del kWh de la tarifa contratada.

- Impuestos de electricidad.

Impuesto del 5.11269632% que establece el Gobierno, aplicado al importe tanto de la energía consumida como de la potencia contratada.

- Alquiler de equipos de medida y control.

Parte de la factura que se paga por el alquiler del contador, siempre y cuando, este pertenezca a la compañía.

- IVA. Impuesto sobre el consumo del 21 % que establece el Gobierno.

DETALLE DE LA FACTURA		8
LUZ		
Importe por potencia contratada		
(X,XX kW x X,XXXXX Eur/kW x XX días).....		XX,XX €
(X,XX kW x X,XXXXX Eur/kW x XX días).....		XX,XX €
En dicho importe, facturación por peaje de acceso		
(X,XX kW x XX,XXXXX Eur/kW y año x (XX/365) días	XX,XX€	
(X,XX kW x XX,XXXXX Eur/kW y año x (XX/365) días	XX,XX€	
		XX,XX €
Importe por energía consumida		
(XXX kWh x X,XXXXX Eur/kWh).....		XX,XX €
(XXX kWh x X,XXXXX Eur/kWh).....		XX,XX €
En dicho importe, facturación por peaje de acceso		
XXX kWh x X,XXXXX Eur/kWh y año x (XX/365) días	XX,XX€	
XXX kWh x XXXXXX Eur/kWh y año x (XX/365) días	XX,XX€	
		XXX,XX €
SUBTOTAL		XXX,XX €
OTROS CONCEPTOS		
GASTOS RECONEXIÓN.....	XX,XX €	
Servicio Asistencia Eléctrica.....	X,XX €	
Impuesto electricidad (XXX,XX x X,XXXXXXX %)	X,XX €	
SUBTOTAL		XX,XX €
IMPORTE TOTAL	XXX,XX €	
IVA NORMAL (21%)		XX,XX €
TOTAL IMPORTE FACTURA		XXX,XX €
Precios de los términos del peaje de acceso publicados en Orden IET/2444/2014 (BOE 26-12-2014). Precio del alquiler de los equipos de medida y control en Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre.		

Figura 7.1. Factura de luz. [28]

Al analizar la factura de una vivienda, se debe de tener en cuenta la potencia contratada, así como la tarifa a la que esta acogida. En nuestro caso:

- Potencia contratada 22 kW
- Tarifa con discriminación horaria.

Tabla 18. Horarios tarifa de acceso 3.0

	Invierno	Verano
P1. Punta	18 - 22 h	11 - 15 h
P2. Valle	22 - 24 h y 8 -18 h	15 - 24 h y 8 -11 h
P3. Supervalle	24 h - 8 h	24 h - 8 h

Tabla 19. Factura mensual sin instalación fotovoltaica

<i>Concepto</i>	<i>Importe</i>
Importe por potencia contratada P1	
x kW x 42,203054 €/kW año x [N/365] días	X €
Importe por potencia contratada P2	
x kW x 25,601311 €/kW año x [N/365] días	X €
Importe por potencia contratada P3	
x kW x 18,211416 €/kW año x [N/365] días	X €
Importe por energía consumida P1	
x kWh x 0,115861 €/kWh	X €
Importe por energía consumida P2	
x kWh x 0,098177 €/kWh	X €
Importe por energía consumida P3	
x kWh x 0,071132 €/kWh	X €
Otros conceptos	
Impuesto	
electricidad x € x 5,11269632%	X €
Alquiler equipos N días x 0,026551€/ día	X €
	X €
Subtotal	
IMPORTE TOTAL	X €
IVA (21%) x € x 21%	X €
IMPORTE TOTAL DE LA FACTURA	X €

7.4. VAN complejo turístico rural sin instalación fotovoltaica

Tabla 20. Calculo coste de producción sin instalación fotovoltaica

Mes	Consumo (kWh)			Importe por potencia contratada (€)			Importe por energía consumida (€)			Impuesto electricidad (€)	Alquiler equipos (€)	IVA (€)	Total mensual (€)
	P1	P2	P3	P1	P2	P3	P1	P2	P3				
Enero	999,95	1714,2	142,85	78,86	47,84	34,03	115,86	168,30	10,16	23,26	0,82	100,61	579,73
Febrero	903	1548	129	71,22	43,21	30,73	104,62	151,98	9,18	21,01	0,74	90,87	523,56
Marzo	999,95	1714,2	142,85	78,86	47,84	34,03	115,86	168,30	10,16	23,26	0,82	100,61	579,73
Abril	708	1982,4	141,6	76,31	46,29	32,93	82,03	194,63	10,07	22,61	0,80	97,79	563,46
Mayo	731,5	2048,2	146,3	78,86	47,84	34,03	84,75	201,09	10,41	23,36	0,82	101,04	582,19
Junio	708	1982,4	141,6	76,31	46,29	32,93	82,03	194,63	10,07	22,61	0,08	97,64	562,60
Julio	731,5	2048,2	146,3	78,86	47,84	34,03	84,75	201,09	10,41	23,36	0,82	101,04	582,19
Agosto	731,5	2048,2	146,3	78,86	47,84	34,03	84,75	201,09	10,41	23,36	0,82	101,04	582,19
Septiembre	708	1982,4	141,6	76,31	46,29	32,93	82,03	194,63	10,07	22,61	0,80	97,79	563,46
Octubre	999,95	1714,2	142,85	78,86	47,84	34,03	115,86	168,30	10,16	23,26	0,82	100,61	579,73
Noviembre	967,75	1659	138,25	76,31	46,29	32,93	112,12	162,88	9,83	22,51	0,80	97,37	561,05
Diciembre	999,95	1714,2	142,85	78,86	47,84	34,03	115,86	168,30	10,16	23,26	0,82	100,61	579,73

Sumando el valor total de la factura durante los doce meses del año obtenemos los costes de producción del primer año.

$$\begin{aligned} \text{Costes de producción 1}^{\text{er}} \text{ año} &= 579,73 + 523,56 + 579,73 + 563,46 + 582,19 + 562,60 + 582,19 + 582,19 + 563,46 + 579,73 + 561,05 + \\ &+ 579,73 = \mathbf{6.839,62 \text{ €}} \end{aligned}$$

Los costes de producción para los siguientes años se calcularán:

$$\text{Costes de producción año}_N = \text{Costes de producción año}_{N-1} \cdot (1 + \text{IPC})$$

siendo el IPC= 0,8 %. Por lo tanto, el Cash Flow durante 25 años quedara de la siguiente forma:

Tabla 21. Calculo Cash Flow sin instalación fotovoltaica

Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<i>Inversión</i>	0,00												
<i>Inversión propia</i>	0,00												
<i>Préstamo (Financiación)</i>	0,00												
<i>Ingresos</i>		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Costes</i>													
<i>Costes de funcionamiento</i>		6839,62	6894,34	6949,49	7005,09	7061,13	7117,62	7174,56	7231,95	7289,81	7348,13	7406,91	7466,17
<i>Costes financieros</i>		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Costes de depreciación</i>		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Beneficio bruto</i>		-6839,62	-6894,34	-6949,49	-7005,09	-7061,13	-7117,62	-7174,56	-7231,95	-7289,81	-7348,13	-7406,91	-7466,17
<i>Impuestos 0,00 %</i>		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Beneficio neto</i>		-6839,62	-6894,34	-6949,49	-7005,09	-7061,13	-7117,62	-7174,56	-7231,95	-7289,81	-7348,13	-7406,91	-7466,17
<i>Pago a principal</i>		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Cash Flow</i>	0,00	-6839,62	-6894,34	-6949,49	-7005,09	-7061,13	-7117,62	-7174,56	-7231,95	-7289,81	-7348,13	-7406,91	-7466,17

Años	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
<i>Inversión</i>													
<i>Inversión propia</i>													
<i>Préstamo (Financiación)</i>													
<i>Ingresos</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Costes</i>													
<i>Costes de funcionamiento</i>	7525,90	7586,11	7646,79	7707,97	7769,63	7831,79	7894,44	7957,60	8021,26	8085,43	8150,11	8215,31	8281,04
<i>Costes financieros</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Costes de depreciación</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Beneficio bruto</i>	-7525,90	-7586,11	-7646,79	-7707,97	-7769,63	-7831,79	-7894,44	-7957,60	-8021,26	-8085,43	-8150,11	-8215,31	-8281,04
<i>Impuestos</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Beneficio neto</i>	-7525,90	-7586,11	-7646,79	-7707,97	-7769,63	-7831,79	-7894,44	-7957,60	-8021,26	-8085,43	-8150,11	-8215,31	-8281,04
<i>Pago a principal</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Cash Flow</i>	-7525,90	-7586,11	-7646,79	-7707,97	-7769,63	-7831,79	-7894,44	-7957,60	-8021,26	-8085,43	-8150,11	-8215,31	-8281,04

siendo la tasa de actualización

$$i = e + k \cdot (1 + e) + r = 3,4 \%$$

donde $e = 1,5 \%$

$k = 0,79 \%$

$r = 1,1 \%$

Por tanto, el VAN del complejo turístico rural sin instalación fotovoltaica será:

$$VAN = -I_0 + \sum_{n=0}^{25} \frac{CF_t}{(1+i)^n} = -123.888,20 \text{ €}$$

7.5. VAN complejo turístico rural con instalación fotovoltaica autoconsumo

Para calcular la inversión se va a realizar una estimación del importe total de la instalación conociendo el precio de los paneles solares y teniendo en cuenta los siguientes porcentajes:

Tabla 22. Distribución del presupuesto

<i>Concepto</i>	<i>Porcentaje (%)</i>
<i>Paneles solares</i>	50
<i>Inversor</i>	15
<i>Estructura paneles</i>	10
<i>Contador bidireccional</i>	2
<i>Protecciones instalación</i>	5
<i>Mano de obra</i>	5
<i>Gestiones y tramites</i>	5
<i>Materiales</i>	8

Sabiendo que cada panel fotovoltaico tiene un precio de 218,20 € y que su porcentaje respecto del presupuesto total es del 50 %, obtenemos que el coste total de la instalación es:

$$\text{Coste total instalación} = \frac{218,20 \cdot 84}{0,5} = 36.657,60 \text{ €}$$

Por lo que el coste de la instalación quedara dividido de la siguiente forma:

Tabla 23. Coste de la instalación autoconsumo

<i>Concepto</i>	<i>Coste (€)</i>
<i>Paneles solares</i>	18.328,80
<i>Inversor</i>	5.498,64
<i>Estructura paneles</i>	3.665,76

<i>Contador bidireccional</i>	733,15
<i>Protecciones instalación</i>	1.832,88
<i>Mano de obra</i>	1.832,88
<i>Gestiones y tramites</i>	1.832,88
<i>Materiales</i>	2.932,61

Los costes de producción serán los referentes a la factura eléctrica y a los costes de mantenimiento. Según se ha analizado en el apartado 6.1. la instalación se ha diseñado para que la diferencia entre la energía producida y la energía consumida sea todos los meses positiva. Por ello se ha acogido a la modalidad de *autoconsumo con excedentes acogida a compensación*.

Por tanto, el único término de la factura eléctrica al que se tiene que hacer frente es al de la potencia contratada, ya que se trata de la parte fija de la factura que no depende del consumo, sino que depende únicamente de la potencia contratada. Esta potencia contratada se reducirá a 15 kW ya que durante la noche el consumo es menor.

Tabla 24. Calculo coste de factura eléctrica instalación fotovoltaica autoconsumo

<i>Mes</i>	<i>Importe por potencia contratada (€)</i>			<i>Impuesto electricidad (€)</i>	<i>IVA (€)</i>	<i>Total mensual</i>
	<i>P1</i>	<i>P2</i>	<i>P3</i>			
<i>Enero</i>	53,77	32,62	23,20	5,60	24,19	139,37
<i>Febrero</i>	48,56	29,46	20,96	5,06	21,85	125,89
<i>Marzo</i>	53,77	32,62	23,20	5,60	24,19	139,37
<i>Abril</i>	52,03	31,56	22,45	5,42	23,41	134,88
<i>Mayo</i>	53,77	32,62	23,20	5,60	24,19	139,37
<i>Junio</i>	52,03	31,56	22,45	5,42	23,41	134,88
<i>Julio</i>	53,77	32,62	23,20	5,60	24,19	139,37
<i>Agosto</i>	53,77	32,62	23,20	5,60	24,19	139,37
<i>Septiembre</i>	52,03	31,56	22,45	5,42	23,41	134,88
<i>Octubre</i>	53,77	32,62	23,20	5,60	24,19	139,37
<i>Noviembre</i>	52,03	31,56	22,45	5,42	23,41	134,88
<i>Diciembre</i>	53,77	32,62	23,20	5,60	24,19	139,37

$$\begin{aligned} \text{Costes de factura electrica anual} &= 139,37 + 125,89 + 139,37 + 134,88 + 139,37 + \\ &+ 134,88 + 139,37 + 139,37 + 134,88 + 139,37 + 134,88 + 139,37 = \mathbf{1.641,00 \text{ €}} \end{aligned}$$

Los costes de mantenimiento consideraremos que anualmente se pueden aproximar al 1% del coste total de la instalación.

$$\text{Costes de mantenimiento} = 36.657,6 \cdot 0,01 = \mathbf{366,58 \text{ €}}$$

Por lo que los costes de producción del primer año serán:

$$\begin{aligned} \text{Costes de producción 1}^{\text{er}} \text{ año} &= \text{Factura electrica} + \text{Costes de mantenimiento} = \\ &= 1.641 + 366,58 = \mathbf{2.007,58 \text{ €}} \end{aligned}$$

Los costes de producción para los siguientes años se calcularán:

$$\text{Costes de producción año}_N = \text{Costes de producción año}_{N-1} \cdot (1 + IPC)$$

siendo el IPC= 0,8 %.

No se tendrán ingresos como tal, pero si un ahorro en la factura que dejamos de pagar. Este ahorro será la parte de la factura eléctrica del consumo energético ya que como se ha comentado anteriormente en todo momento la producción de energía será más elevada que el consumo de energía.

Por lo tanto, el Cash Flow durante 25 años quedara de la siguiente forma:

Tabla 25. Calculo Cash Flow con instalación fotovoltaica autoconsumo

Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<i>Inversión</i>	36657,60												
<i>Inversión propia</i>	36657,60												
<i>Préstamo (Financiación)</i>	0,00												
<i>Ingresos</i>		5198,62	5240,21	5282,13	5324,39	5366,98	5409,92	5453,20	5496,82	5540,80	5585,12	5629,81	5674,84
<i>Costes</i>													
<i>Costes de funcionamiento</i>		2007,58	2023,64	2039,83	2056,15	2072,60	2089,18	2105,89	2122,74	2139,72	2156,84	2174,09	2191,49
<i>Costes financieros</i>		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Costes de depreciación</i>		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Beneficio bruto</i>		3191,04	3216,57	3242,30	3268,24	3294,39	3320,74	3347,31	3374,08	3401,08	3428,29	3455,71	3483,36
<i>Impuestos</i>		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Beneficio neto</i>		3191,04	3216,57	3242,30	3268,24	3294,39	3320,74	3347,31	3374,08	3401,08	3428,29	3455,71	3483,36
<i>Pago a principal</i>		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Cash Flow</i>	-36657,60	3191,04	3216,57	3242,30	3268,24	3294,39	3320,74	3347,31	3374,08	3401,08	3428,29	3455,71	3483,36

Años	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
<i>Inversión</i>													
<i>Inversión propia</i>													
<i>Préstamo (Financiación)</i>													
<i>Ingresos</i>	5720,24	5766,00	5812,13	5858,63	5905,50	5952,74	6000,36	6048,37	6096,75	6145,53	6194,69	6244,25	6294,20
<i>Costes</i>													
<i>Costes de funcionamiento</i>	2209,02	2226,69	2244,50	2262,46	2280,56	2298,80	2317,19	2335,73	2354,42	2373,25	2392,24	2411,38	2430,67
<i>Costes financieros</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Costes de depreciación</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Beneficio bruto</i>	3511,22	3539,31	3567,63	3596,17	3624,94	3653,94	3683,17	3712,64	3742,34	3772,28	3802,45	3832,87	3863,54
<i>Impuestos</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Beneficio neto</i>	3511,22	3539,31	3567,63	3596,17	3624,94	3653,94	3683,17	3712,64	3742,34	3772,28	3802,45	3832,87	3863,54
<i>Pago a principal</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Cash Flow</i>	3511,22	3539,31	3567,63	3596,17	3624,94	3653,94	3683,17	3712,64	3742,34	3772,28	3802,45	3832,87	3863,54

siendo la tasa de actualización la misma que en el caso anterior

$$i = e + k \cdot (1 + e) + r = 3,4 \%$$

donde $e = 1,5 \%$

$$k = 0,79 \%$$

$$r = 1,1 \%$$

Por tanto, el VAN del complejo turístico rural con instalación fotovoltaica en autoconsumo será:

$$VAN = -I_0 + \sum_{n=0}^{25} \frac{CF_t}{(1+i)^n} = +21.142,71 \text{ €}$$

7.6. VAN complejo turístico rural con instalación fotovoltaica aislada

Para calcular la inversión se va a realizar al igual que en el caso de autoconsumo una estimación del importe total de la instalación conociendo el precio de los paneles solares y teniendo en cuenta los siguientes porcentajes:

Tabla 26. Distribución del presupuesto

<i>Concepto</i>	<i>Porcentaje (%)</i>
<i>Paneles solares</i>	25
<i>Inversor</i>	5
<i>Baterías</i>	50
<i>Estructura paneles</i>	4
<i>Contador bidireccional</i>	1
<i>Protecciones instalación</i>	3
<i>Mano de obra</i>	5
<i>Gestiones y tramites</i>	2
<i>Materiales</i>	5

Sabiendo que cada panel fotovoltaico tiene un precio de 218,20 € y que su porcentaje respecto del presupuesto total es del 18 %, obtenemos que el coste total de la instalación es:

$$\text{Coste total instalación} = \frac{218,20 \cdot 96}{0,25} = 83.788,80 \text{ €}$$

Por lo que el coste de la instalación quedara dividido de la siguiente forma:

Tabla 27. Coste de la instalación aislada

<i>Concepto</i>	<i>Coste (€)</i>
<i>Paneles solares</i>	20.947,14
<i>Inversor</i>	4.189,44
<i>Baterías</i>	41.894,40
<i>Estructura paneles</i>	3.351,52
<i>Contador bidireccional</i>	837,89
<i>Protecciones instalación</i>	2.513,66
<i>Mano de obra</i>	4.189,44
<i>Gestiones y tramites</i>	1.675,78
<i>Materiales</i>	4.189,44

Los costes de mantenimiento consideraremos que anualmente se pueden aproximar al 1% del coste total de la instalación.

$$\text{Costes de mantenimiento} = 83.788,8 \cdot 0,01 = \mathbf{837,88 \text{ €}}$$

Por lo que los costes de producción del primer año serán:

$$\text{Costes de producción 1}^{\text{er}} \text{ año} = \text{Costes de mantenimiento} = \mathbf{837,88 \text{ €}}$$

Los costes de producción para los siguientes años se calcularán:

$$\text{Costes de producción año}_N = \text{Costes de producción año}_{N-1} \cdot (1 + IPC)$$

siendo el IPC= 0,8 %.

No se tendrán ingresos como tal, pero si un ahorro en la factura que dejamos de pagar.

Además, se considerará que la vida útil de las baterías es de 15 años por lo que habrá que realizar en el año 15 de nuevo una inversión con un coste de 41.894,40 €.

Por lo tanto, el Cash Flow durante 25 años quedara de la siguiente forma:

Tabla 28. Calculo Cash Flow con instalación fotovoltaica aislada

Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<i>Inversión</i>	83788,80												
<i>Inversión propia</i>	83788,80												
<i>Préstamo (Financiación)</i>	0,00												
<i>Ingresos</i>		6839,62	6894,34	6949,49	7005,09	7061,13	7117,62	7174,56	7231,95	7289,81	7348,13	7406,91	7466,17
<i>Costes</i>													
<i>Costes de funcionamiento</i>		837,88	844,58	851,34	858,15	865,02	871,94	878,91	885,94	893,03	900,17	907,38	914,63
<i>Costes financieros</i>		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Costes de depreciación</i>		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Beneficio bruto</i>		6001,74	6049,75	6098,15	6146,94	6196,11	6245,68	6295,65	6346,01	6396,78	6447,95	6499,54	6551,53
<i>Impuestos</i>		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Beneficio neto</i>		6001,74	6049,75	6098,15	6146,94	6196,11	6245,68	6295,65	6346,01	6396,78	6447,95	6499,54	6551,53
<i>Pago a principal</i>		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Cash Flow</i>	-83788,80	6001,74	6049,75	6098,15	6146,94	6196,11	6245,68	6295,65	6346,01	6396,78	6447,95	6499,54	6551,53

Años	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
<i>Inversión</i>			41894,40										
<i>Inversión propia</i>			41894,40										
<i>Préstamo (Financiación)</i>			0,00										
<i>Ingresos</i>	7525,90	7586,11	7646,79	7707,97	7769,63	7831,79	7894,44	7957,60	8021,26	8085,43	8150,11	8215,31	8281,04
<i>Costes</i>													
<i>Costes de funcionamiento</i>	921,95	929,33	936,76	944,26	951,81	959,42	967,10	974,84	982,64	990,50	998,42	1006,41	1014,46
<i>Costes financieros</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Costes de depreciación</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Beneficio bruto</i>	6603,95	6656,78	6710,03	6763,71	6817,82	6872,37	6927,34	6982,76	7038,62	7094,93	7151,69	7208,91	7266,58
<i>Impuestos</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Beneficio neto</i>	6603,95	6656,78	6710,03	6763,71	6817,82	6872,37	6927,34	6982,76	7038,62	7094,93	7151,69	7208,91	7266,58
<i>Pago a principal</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Cash Flow</i>	6603,95	6656,78	6710,03	6763,71	6817,82	6872,37	6927,34	6982,76	7038,62	7094,93	7151,69	7208,91	7266,58

siendo la tasa de actualización la misma que en el caso anterior

$$i = e + k \cdot (1 + e) + r = 3,4 \%$$

donde $e = 1,5 \%$

$k = 0,79 \%$

$r = 1,1 \%$

Por tanto, el VAN del complejo turístico rural con instalación fotovoltaica aislada será:

$$VAN = -I_0 + \sum_{n=0}^{25} \frac{CF_t}{(1+i)^n} = -448,99 \text{ €}$$

7.7. Resumen del análisis económico

En definitiva, mediante la realización del análisis económico obtenemos para cada caso de estudio el siguiente VAN:

Tabla 29. Resumen VAN distintos casos de estudio

<i>Caso</i>	<i>VAN</i>
<i>Complejo turístico sin instalación fotovoltaica</i>	-123.888,20 €
<i>Complejo turístico con instalación fotovoltaica en autoconsumo</i>	+21.142,71 €
<i>Complejo turístico con instalación fotovoltaica aislada</i>	-448,99 €

Se puede apreciar mediante los datos obtenidos una vez realizados el análisis económico que la instalación de paneles solares en el complejo turístico rural supone un ahorro en un periodo de 25 años.

En el caso de la instalación en autoconsumo,

$$\text{Ahorro económico} = 123.888,20 + 21.142,71 = \mathbf{145.030,91 \text{ €}}$$

En el caso de la instalación aislada,

$$\text{Ahorro económico} = 123.888,20 - 448,99 = \mathbf{123.439,21 \text{ €}}$$

Por lo tanto, podemos concluir que económicamente lo más rentable en un periodo de 25 años será la *instalación en autoconsumo* ya que el ahorro económico será bastante superior a la instalación aislada.

8. Bibliografía

[1] IRENA (International Renewable Energy Agency). Disponible en:

<http://resourceirena.irena.org/gateway/>

[2] EL DESARROLLO ACTUAL DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA. Disponible en:

https://unef.es/wp-content/uploads/dlm_uploads/2018/09/11092018-informe_final.pdf

[3] España. Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. «BOE» núm. 285, de 28 de noviembre de 1997, páginas 35097 a 35126. Disponible en:

<https://www.boe.es/eli/es/l/1997/11/27/54>

[4] España. Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. «BOE» núm. 312, de 30 de diciembre de 1998, páginas 44077 a 44089. Disponible en:

<https://www.boe.es/eli/es/rd/1998/12/23/2818>

[5] España. 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. «BOE» núm. 75, de 27 de marzo de 2004, páginas 13217 a 13238. Disponible en:

<https://www.boe.es/eli/es/rd/2004/03/12/436>

[6] España. Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. «BOE» núm. 126, de 26/05/2007. Disponible en:

<https://www.boe.es/eli/es/rd/2007/05/25/661/con>

[7] España. 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. «BOE» núm. 234, de 27 de septiembre de 2008, páginas 39117 a 39125. Disponible en:

<https://www.boe.es/eli/es/rd/2008/09/26/1578>

[8] España. Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. «BOE» núm. 312, de 24 de diciembre de 2010, páginas 106386 a 106394. Disponible en:

<https://www.boe.es/eli/es/rdl/2010/12/23/14>

[9] España. Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de

cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos. «BOE» núm. 24, de 28 de enero de 2012, páginas 8068 a 8072. Disponible en:

<https://www.boe.es/eli/es/rdl/2012/01/27/1>

[10] España. Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. «BOE» núm. 312, de 28 de diciembre de 2012, páginas 88081 a 88096. Disponible en:

<https://www.boe.es/eli/es/l/2012/12/27/15>

[11] España. Real Decreto-ley 9/2012, de 16 de marzo, de simplificación de las obligaciones de información y documentación de fusiones y escisiones de sociedades de capital. «BOE» núm. 66, de 17 de marzo de 2012, páginas 24363 a 24372. Disponible en:

<https://www.boe.es/eli/es/rdl/2012/03/16/9>

[12] España. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. «BOE» núm. 310, de 27/12/2013. Disponible en:

<https://www.boe.es/eli/es/l/2013/12/26/24/con>

[13] España. Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica. «BOE» núm. 242, de 7 de octubre de 2017, páginas 97743 a 97775. Disponible en:

<https://www.boe.es/eli/es/rd/2017/10/06/897>

[14] España. Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. «BOE» núm. 243, de 10 de octubre de 2015, páginas 94874 a 94917. Disponible en:

<https://www.boe.es/eli/es/rd/2015/10/09/900>

[15] España. Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. «BOE» núm. 242, de 6 de octubre de 2018, páginas 97430 a 97467. Disponible en:

<https://www.boe.es/eli/es/rdl/2018/10/05/15>

[16] España. Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. «BOE» núm. 83, de 6 de abril de 2019, páginas 35674 a 35719. Disponible en:

<https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244>

[17] España. Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. «BOE» núm. 77, de 29 de marzo de 2014, páginas 27397 a 27428. Disponible en:

<https://www.boe.es/eli/es/rd/2014/03/28/216>

- [18] Cenit Solar. NUESTRO SOCIO DE FUTURO EL SOL. Disponible en:
http://www.cenitsolar.com/fotovoltaica_red_esquema.php
- [19] Instalaciones y Eficiencia Energética. PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS. ¿CUÁL ELEGIMOS?. Disponible en:
<https://instalacionesyeficienciaenergetica.com/paneles-solares-fotovoltaicos/>
- [20] AutoSolar Perú. Conexión en serie y en paralelo de paneles solares. Disponible en:
<https://autosolar.pe/blog/aspectos-tecnicos/conexion-en-serie-y-en-paralelo-de-paneles-solares>
- [21] Victron Energy. BLUE POWER. Disponible en:
<https://www.victronenergy.com.es/solar-charge-controllers/bluesolar-pwm#high-quality-photos>
- [22] LDSOLAR. Disponible en:
<https://www.ldsolarpv.com/es/td2307-30a-mppt-solar-controller.html>
- [23] Websolar.com. Disponible en:
<https://webosolar.com/foro/controlador-carga-mppt-punto-maxima-potencia/>
- [24] PORTALSolar. Microinversor solar. Disponible en:
<https://www.portalsolar.com.br/micro-inversor-solar-grid-tie.html>
- [25] Google Earth (7.3.2.5776) [Software]. Disponible para descargar en:
<https://www.google.com/intl/es/earth/>
- [26] PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM. Disponible en:
https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html
- [27] PVsyst (6.70) [Software]. Disponible para descargar en:
<https://www.pvsyst.com/features/>
- [28] Endesa. La factura de luz Endesa. Disponible en:
<https://www.endesa.com/es/te-ayudamos/factura-luz-ml>
- [29] Alejandro Sáez Pastor, PVGIS para el cálculo de instalaciones fotovoltaicas. Disponible en:
<http://www.fisica.uji.es/priv/web%20master%20SIH007/treballs%202017/PVGIS%20trabajo.pdf>
- [30] Energía y Sociedad. Regulación española de las energías renovables. Disponible en:
<http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-5-regulacion-espanola-de-las-energias-renovables/>

[31] Apuntes asignatura Proyectos de Ingeniería. Nieto Morote, Ana María. Universidad Politécnica de Cartagena.

9. Anexos

9.1. Anexo 1. Hoja de características modulo fotovoltaico AEG AS-M605

AEG PHOTOVOLTAIC MODULE
AS-M605

290 - 310 Wp
60 MONOCRYSTALLINE CELLS

AEG solar modules combine the most advanced technology with high reliability in manufacture to offer you a product meant for high achievements.

HIGH EFFICIENCY SOLAR MODULES

The AEG solar module AS-M605 is designed to maximize efficiency, allowing you to gain extra yields and boost the performances of your plant.

THOROUGHLY TESTED AND GUARANTEED

The manufacturing processes of AEG solar modules follow rigorous quality criteria to provide a guaranteed and long-lasting product.

COMPREHENSIVELY CERTIFIED

AEG solar modules and production facilities are compliant with the the latest standards to guarantee safety and reliability. Production facilities are certified according to ISO 9001, ISO 14001 and OHSAS 18001. AEG solar products are certified among others by:

YOUR ADVANTAGE AT A GLANCE

Premium solar panel with quality components
High efficiency - up to 310 Wp
Product certified IEC 61215, IEC 61730
10 years Product warranty
25 years linear Power warranty

More on: www.aeg-industrialsolar.de

PHOTOVOLTAIC MODULE AS-M605

AEG

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC¹

Nominal Power (P _{max})	[Wp]	290	295	300	305	310
Tolerance on Nominal Power P _{max} ²	[W]	0-5	0-5	0-5	0-5	0-5
Maximum Power Voltage (V _{mp})	[V]	32.0	32.1	32.2	32.4	32.6
Maximum Power Current (I _{mp})	[A]	9.07	9.20	9.32	9.42	9.51
Open Circuit Voltage (V _{oc})	[V]	39.2	39.4	39.5	39.9	40.1
Short Circuit Current (I _{sc})	[A]	9.65	9.73	9.84	9.94	10.04
Module Efficiency (η _m)		17.8%	18.1%	18.4%	18.7%	19.1%
Maximum System Voltage	[V]	1000	1000	1000	1000	1000
Series Fuse Maximum Rating	[A]	15	15	15	15	15

ELECTRICAL CHARACTERISTICS NOCT³

Product type: AS-M606B-xxx (xxx=280-300)		290	295	300	305	310
Maximum Power (P _{max})	[W]	212	216	219	223	227
Maximum Power Voltage (V _{mp})	[V]	29.6	29.8	30.0	30.3	30.6
Maximum Power Current (I _{mp})	[A]	7.17	7.25	7.30	7.36	7.42
Open Circuit Voltage (V _{oc})	[V]	36.1	36.3	36.5	36.9	37.1
Short Circuit Current (I _{sc})	[A]	7.79	7.86	7.97	8.05	8.13

MECHANICAL CHARACTERISTICS

Solar cells	60 (6 x 10) monocrystalline silicon, 156.75 x 156.75 mm (6") cells
Front glass	3.2 mm (1.25") high-transparency AR coating glass
Backsheet	White backsheet
Encapsulant	EVA (Ethylene-Vinyl Acetate)
Frame	Anodized aluminum alloy, silver colour
Junction box	IP67 rated, 3 bypass diodes
Cables	UV resistant cable 900 / 1000 mm (35.43" / 39.37"), sec.4.0 mm ²
Connectors	MC4 compatible connectors
Dimensions	1640 mm x 992 mm x 40 mm (64.6" x 39" x 1.57")
Weight	18.5 kg (40.8 lbs)
Maximum load	Wind: 2400 Pa / Snow: 5400 Pa

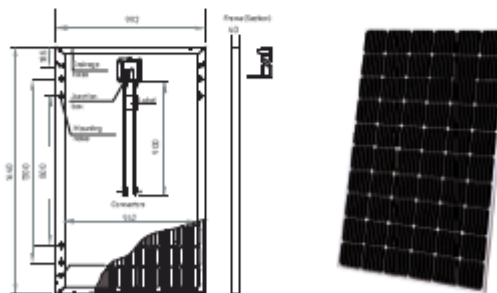
TEMPERATURE CHARACTERISTICS

NOCT	45°C ± 2°C
P _{max} Temp. Coefficient (γ)	-0.40 %/K
V _{oc} Temp. Coefficient (β)	-0.31 %/K
I _{sc} Temp. Coefficient (α)	0.06 %/K
Operating temperature	-40°C to + 85°C

PACKING CONFIGURATION

Packing configuration	26 pcs / pallet
Loading capacity	728 pcs / 40 ft HC

TECHNICAL DRAWINGS



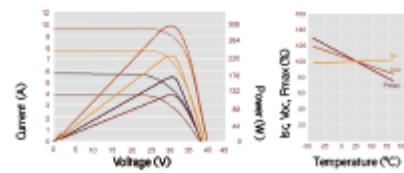
Module dimensions in the technical drawing are approximate in mm only tolerance 0.5mm (±0.02")
 1) Standard Test Conditions (STC) irradiance 1000W/m² air mass 1.5, Cell Temperature (T_{cell}) 25°C (room temperature) capacity within ± 1%
 2) Nominal Operating Cell Temperature (NOCT) irradiance 800W/m² wind speed 1m/s Cell Temperature (T_{cell}) 45°C (room temperature) capacity within ± 1%
 3) At less than 10% of the maximum Peak Power of STC for the first year, power output declines to zero (less than 10% per year, based on 10)
 4) Solar Solutions Ltd's specifications are standard and subject to change without notice. Contact: AEG-INDUSTRIALSOLAR (AEG) (Germany) 0140-400-500-810
 All rights reserved. trademark and trade names belong to their respective owners.

WARRANTIES

Product warranty	10 years
Performance warranty	25 years, linear ³

I-V CURVES / IRRADIANCES

Test temperature: 25 °C Module: 305 Wp



CONTACT US

Solar Solutions GmbH | Schneckenhofstrasse 19 | 60596 Frankfurt am Main | Germany
 Tel: +49 69 400 500 810 | Fax: +49 69 400 500 819 | Mail: info@aeg-industrialsolar.de
www.aeg-industrialsolar.de

9.2. Anexo 2. Hoja de características inversor AEG AS-IC01-2 SERIES



GRID-TIED INVERTER AS-IC01-2 SERIES



**12kW TO 30 kW
GRID-TIED THREE-PHASE INVERTER, 2 MPPT**

AEG AS-IC01-2 inverters belong to a new generation of PV string inverters specifically developed for residential systems.

COMPACT DESIGN AND EFFICIENCY FOR SMALL- AND MEDIUM-SIZE INSTALLATIONS

AS-IC01-2 an ideal choice for medium size installations and allow extreme planning flexibility for your solar installation.

EASY OPERABILITY AND ALL-ROUND MONITORING

AEG AS-IC01-2 features a global, integrated monitoring and management systems supporting a wide range of portable devices for easy operability

COMPREHENSIVELY CERTIFIED

AEG products and production facilities are compliant with the the latest standards to guarantee safety and reliability. Production facilities comply with ISO 9001, ISO 14001 and OHSAS 18001. AEG inverters are certified a.o. IEC 62109-1/2, EN 61000-6-2/3, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VDE0124, C10/T1. The products are tested by independent, acknowledged institutions, among others by:



YOUR ADVANTAGE AT A GLANCE

- Wide voltage range for medium scale plants
- Compact size, easy operation, global monitoring
- Combining RS485 + WiFi
- Comprehensive certification range for the international markets
- 5 years Product warranty (15/20 years optional)

More on: www.aeg-industrialsolar.de



INPUT (DC)	12000	15000	17000	20000	25000	30000
Max. DC Input power (W)	12500	15600	17500	20800	26000	31200
Max. DC Input Voltage (V)	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Starting Voltage	200	200	200	300	300	300
MPPT Operating Voltage Range (V)	180-800	180-800	180-800	280-800	280-800	280-800
Operation Voltage	350 - 800	400 - 800	400-800	450-800	480-800	480-800
Number of MPPT / String per MPPT	2/2	2/2	2/2	2/3	2/3	2/3
Max. DC Current (A) per MPPT x Nt. of MPPT	19 x 2	21 x 2	23 x 2	25 x 2	30 x 2	33 x 2
Isc PV (A)	21 x 2	23.5 x 2	25.5 x 2	27 x 2	33 x 2	36 x 2
Maximum backflow current (inv. backflow to array) (A)	0	0	0	0	0	0
DC switch	Integrated					
OUTPUT (AC)						
Rated Output Power (W)	12000	15000	17000	20000	25000	30000
Max. AC Output Current (A)	193	241	273	320	400	480
Maximum Output Overcurrent Protection (A)	38.2	47.7	54.0	63.3	79.9	95
Maximum Output Fault Current (A)	250A @ 41.6 ms			472A @ 110.4 ms		
AC inrush current	Less than 10A			Less than 20A		
Voltage (V) / Frequency (Hz)	320-460 Vac, 50 Hz (47-51.5 Hz)					
Power Factor	-0.8 ~ +0.8 (adjustable)					
THDi	<3% (at rated power)					
AC Output	Three-phase (L1, L2, L3, N, PE) / (L1, L2, L3, PE)					
SYSTEM						
Cooling	Air cooling					
Max. Efficiency (%)	98.20	98.30	98.30	98.40	98.40	98.50
Euro-Efficiency (%)	97.60	97.80	97.80	98.00	98.00	98.00
MPPT Efficiency (%)	99.90					
Protection Rating	IP65					
Power Consumption at Night (W)	<1					
Operating Temperature	-25°C ~ +60°C (derate after 45°C)					
Relative Humidity	4 ~100%, Condensation					
Max. altitude (m)	±2000 (derate if the altitude >2000)					
Overvoltage Protection Class and Safety Class	ACIII, PVII; Safety Class I					
Protection	PV array insulation protection, PV array/leakage current protection, Ground fault monitoring, Grid monitoring, Island protection, DC monitoring, Short current protection					
MECHANICAL PARAMETERS						
Dimensions (H x W x D, mm)	610 x 480 x 230			660 x 520 x 250		
Weight (kg)	36			53		
DC Terminal	BC03A, BC03B					
Installation	Wall mounting					
Grid Standards	DIN VDE 0126-1-1:2013; VDE-AR-N 4105:2011; DIN VDE V 0124-100:2012; C10/11					
Safety certificates / EMC category	IEC 62109-1:2010; IEC 62109-2:2011; EN 61000-6-2:2005; EN 61000-6-3/A1:2011					
Topology and Isolation Mode	Non-isolated; transformerless					
Noise (dB)	±55					
DISPLAY AND COMMUNICATION						
Display	LCD					
System Language	English, German, Dutch					
Communication Mode	RS485 + WiFi (Standard), Ethernet (Optional)					
WARRANTIES						
Product warranty	5 years (optional: 10/15/20 years)					



AS-IC01-12000-17000-2



AS-IC01-25000-30000-2

CONTACT US

Solar Solutions GmbH | Schneckenhofstrasse 19 | 60596 Frankfurt am Main | Germany
Tel: +49 69 400 500 810 | Fax: +49 69 400 500 819 | Mail: info@aeg-industrialsolar.de

9.3. Anexo 3. Informe PVsyst Instalación fotovoltaica conectada a red

PVSYST V6.70		05/03/20	Página 1/3
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación			
Proyecto : PROYECTO CONECTADA A RED			
Lugar geográfico	Almería	País	Espana
Ubicación	Latitud 37.32° N	Longitud	-2.51° W
Hora definido como	Hora Legal Huso hor. UT+1	Altitud	1107 m
	Albedo 0.20		
Datos climatológicos:	Almería	Meteonorm 7.1 (1996-2010), Sat=100% - Síntesis	
Variante de simulación : Nueva variante de simulación			
	Fecha de simulación	05/03/20 12h51	
Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	No 3D scene defined	
Orientación Plano Receptor	Inclinación	34°	Acimut 0°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso Perez, Meteonorm
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos		
Sombras cercanas	Sin sombreado		
Características generador FV			
Módulo FV	Si-mono	Modelo	AS-M605-300
Original PVsyst database		Fabricante	AEG
Número de módulos FV		En serie	21 módulos
Nº total de módulos FV		Nº módulos	84
Potencia global generador		Nominal (STC)	25.20 kWp
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	607 V
Superficie total		Superficie módulos	137 m²
		En paralelo	4 cadenas
		Pnom unitaria	300 Wp
		En cond. funciona.	22.71 kWp (50°C)
		I mpp	37 A
Inversor		Modelo	AS-IC01-12000-2 (12kw,three-phase with 2 MPPT)
Original PVsyst database		Fabricante	AEG Industrial Solar GmbH
Características		Tensión Funciona.	180-800 V
		Pnom unitaria	12.0 kWac
Banco de inversores		Nº de inversores	2 unidades
		Potencia total	24 kWac
		Relación Pnom	1.05
Factores de pérdida Generador FV			
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	274 mOhm	Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas -0.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas 1.0 % en MPP
Strings Mismatch loss			Fracción de Pérdidas 0.10 %
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo 0.05
Necesidades de los usuarios :	Carga ilimitada (red)		

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

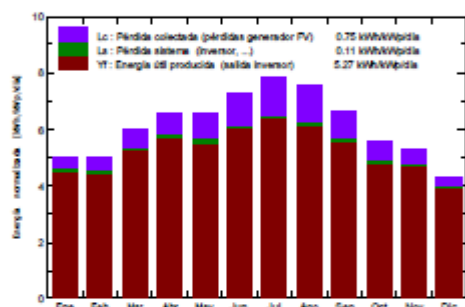
Proyecto : **PROYECTO CONECTADA A RED**

Variante de simulación : **Nueva variante de simulación**

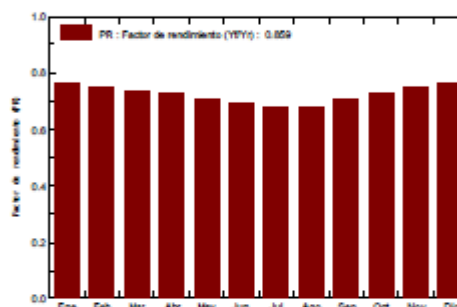
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Orientación Campos FV	inclinación	34°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	AS-M605-300	Pnom	300 Wp
Generador FV	N° de módulos	84	Pnom total	25.20 kWp
Inversor	AS-IC01-12000-2 (12kw,three-phase with 2 MPPT)		Pnom	12.00 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	2.0	Pnom total	24.00 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Resultados principales de la simulación				
Producción del Sistema	Energía producida	48.46 MWh/año	Produc. específico	1923 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	85.95 %		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 25.20 kWp



Factor de rendimiento (PR)



Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	89.4	25.39	3.20	153.9	150.5	3.616	3.544	0.914
Febrero	95.5	34.24	5.75	138.6	135.5	3.219	3.149	0.901
Marzo	149.5	51.80	8.84	185.6	180.8	4.213	4.127	0.882
Abril	183.7	58.40	10.86	196.5	190.8	4.400	4.308	0.870
Mayo	212.9	62.16	15.47	203.1	196.9	4.438	4.339	0.848
Junio	241.8	57.58	21.25	218.3	211.1	4.649	4.552	0.827
Julio	264.2	42.23	23.68	244.1	236.9	5.087	4.979	0.809
Agosto	226.7	46.27	22.99	233.6	227.0	4.905	4.805	0.816
Septiembre	167.8	51.39	18.24	199.0	194.0	4.320	4.232	0.844
Octubre	125.6	43.73	13.64	172.2	168.2	3.860	3.779	0.871
Noviembre	95.8	26.02	7.00	158.5	155.2	3.651	3.574	0.895
Diciembre	77.4	26.68	4.12	133.7	130.8	3.140	3.071	0.912
Año	1930.3	525.88	12.96	2237.3	2177.7	49.498	48.459	0.859

Leyendas: GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
GlobInc	Global Incidente plano receptor	PR	Factor de rendimiento

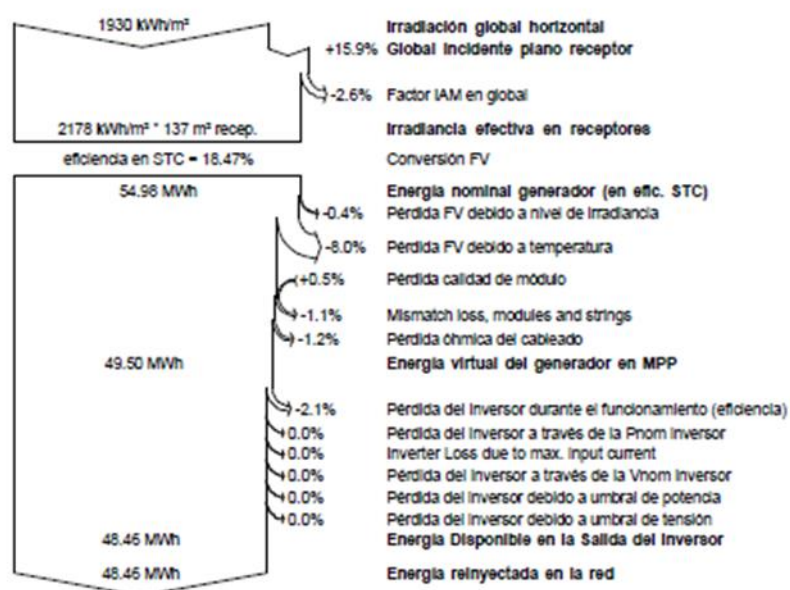
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : **PROYECTO CONECTADA A RED**

Variante de simulación : **Nueva variante de simulación**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Orientación Campos FV	inclinación	34°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	AS-M605-300	Pnom	300 Wp
Generador FV	N° de módulos	84	Pnom total	25.20 kWp
Inversor	AS-IC01-12000-2 (12kw,three-phase with 2 MPPT)		Pnom	12.00 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	2.0	Pnom total	24.00 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga limitada (red)			


Diagrama de pérdida durante todo el año



9.4. Anexo 4. Hoja de características batería Rolls 12-CS-11PS


UZS600-6

6V 600AH



Quality In Every Language®

UZS600-6



Physical Specification


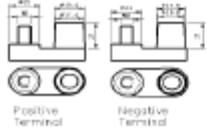
Part Number	UZS600-6
Length	295 ± 2 mm
Width	178 ± 2 mm
Container Height	405 ± 2 mm
Total Height (with terminal)	408 ± 2 mm
Without Electrolyte	34.5 kg
With Electrolyte	52.0 kg

Specifications

	Nominal Voltage	6V
	Nominal Capacity (120HR)	600AH
Terminal Type	Standard Terminal	F22
Container Material	Standard Option	ABS
Rated Capacity	120hr, 1.80V/cell, 25°C	600.0 AH/ 5.00A
	100hr, 1.80V/cell, 25°C	550.0 AH/ 5.50A
	10hr, 1.80V/cell, 25°C	360.0 AH/ 36.0A
	5hr, 1.75V/cell, 25°C	324.0 AH/ 64.8A
	1hr, 1.60V/cell, 25°C	202.0 AH/ 202A
Max Discharge Current	1300A (5s)	
Internal Resistance	Approx 2.5mΩ	
Discharge Characteristics	Operating Temp. Range	Discharge: -15°C~50°C(5°F~122°F)
		Charge: -10°C~50°C(14°F~122°F)
		Storage: -20°C~50°C(-4°F~122°F)
	Nominal Operating Temp. Range	25±3°C
	Float Charging Voltage (25°C)	6.60 ~ 6.72V at 25°C Temp. Coefficient -18mV/°C
	Cycle Charging Voltage (25°C)	7.05 ~ 7.20V at 25°C Temp. Coefficient -30mV/°C
	Capacity affect by Temperature (10HR)	40°C 102%
	25°C 100%	
	0°C 85%	
	-15°C 65%	
Design Floating Life at 20°C	20 Years	
Self Discharge	Ultracell batteries may be stored for up to 6 months at 25°C(77°F) and then a refresh charge is required. For higher temperatures the time interval will be shorter.	


Dimensions

■ F22 Terminal

1

ALL DATA IS SUBJECT TO CHANGE WITHOUT NOTICE



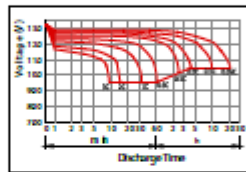
Constant Current Discharge (Amperes) at 25°C

F.V/TIME	30min	60min	2h	3h	4h	5h	6h	8h	10h	20h	24h	48h	100h	120h
1.60V	328	202	128	94.7	79.1	66.6	56.6	43.3	36.6	19.8	17.2	9.12	5.64	5.11
1.65V	321	199	127	94.1	78.7	66.2	56.2	43.0	36.6	19.8	17.2	9.10	5.61	5.10
1.70V	311	194	126	92.8	77.6	65.3	55.5	42.4	36.5	19.7	17.1	9.06	5.60	5.07
1.75V	304	190	124	92.2	77.0	64.8	55.1	42.1	36.3	19.6	17.0	9.03	5.56	5.04
1.80V	293	184	121	89.4	74.7	62.9	53.4	40.9	36.0	19.4	16.9	8.86	5.50	5.00

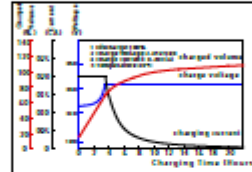
Constant Power Discharge (Watts) at 25°C

F.V/TIME	30min	60min	2h	3h	4h	5h	6h	8h	10h	20h	24h	48h	100h	120h
1.60V	647	404	247	186	155	131	111	85.7	72.9	39.6	247	18.4	11.6	10.5
1.65V	634	398	245	184	154	130	111	85.2	72.8	39.5	245	18.4	11.5	10.5
1.70V	614	388	243	182	152	129	109	84.0	72.6	39.4	243	18.3	11.5	10.4
1.75V	599	380	240	181	151	128	109	83.4	72.1	39.2	240	18.2	11.4	10.3
1.80V	577	369	233	175	146	124	105	80.9	71.6	38.9	233	17.8	11.1	10.0

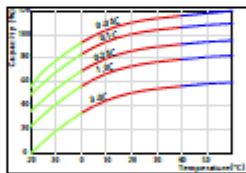
Discharge Characteristics



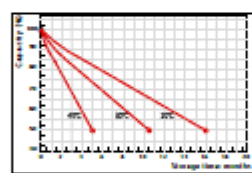
Float Charging Characteristics



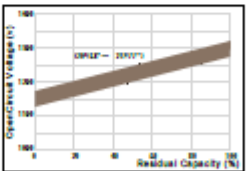
Effect of Temperature on Capacity



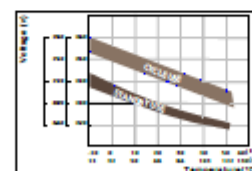
Self Discharge Characteristics



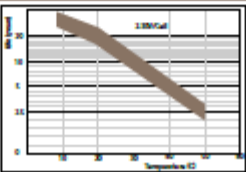
Relationship for Open Circuit Voltage & Residual Capacity



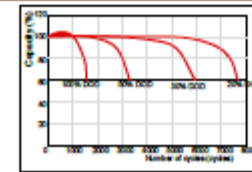
Relationship for Charging Voltage & Temperature



Floating Life on Temperature



Cycle Life on D.O.D



9.5. Anexo 5. Informe PVsyst Instalación fotovoltaica aislada

PVSYST V6.70		06/04/20		Página 1/3									
Sistema Aislado: Parámetros de la simulación													
Proyecto :		AISLADA											
Lugar geográfico	Almeria	País	Espana										
Ubicación	Latitud 37.32° N	Longitud	-2.51° W										
Hora definido como	Hora Legal Huso hor. UT+1	Altitud	1107 m										
Datos climatológicos:	Albedo 0.20	Almeria	Meteonorm 7.1 (1996-2010), Sat=100% - Síntesis										
Variante de simulación : Nueva variante de simulación													
		Fecha de simulación	06/04/20 11h02										
Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	Stand-alone system											
Orientación Plano Receptor	Inclinación	34°	Acimut	0°									
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm									
Características generador FV													
Módulo FV	Si-mono	Modelo	AS-M605-300										
Original PVsyst database		Fabricante	AEG										
Número de módulos FV		En serie	8 módulos	En paralelo	12 cadenas								
N° total de módulos FV		N° módulos	96	Pnom unitaria	300 Wp								
Potencia global generador		Nominal (STC)	28.80 kWp	En cond. funciona.	25.95 kWp (50°C)								
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	231 V	I mpp	112 A								
Superficie total		Superficie módulos	156 m²										
Factores de pérdida Generador FV													
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s									
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	35 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC									
Pérdida Diodos en Serie	Caída de Tensión	0.7 V	Fracción de Pérdidas	0.3 % en STC									
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	-0.5 %									
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP									
Strings Mismatch loss			Fracción de Pérdidas	0.10 %									
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05									
Parámetro del Sistema													
Batería	Tipo de sistema	Sistema Aislado											
	Modelo	UZS600-6											
	Fabricante	Ultracell											
Características del banco de baterías	Tensión	16 V	Capacidad Nominal	7200 Ah									
	N° de unidades	12 en paralelo											
	Temperatura	Fijo (20°C)											
Regulador	Modelo	Universal controller with MPPT converter											
	Tecnología	MPPT converter		Coef. temp.	-5.0 mV/°C/elem.								
Convertidor	Eficiencias Máx. y EURO	97.0 / 95.0 %											
Umbral de Regulación Baterías	Threshold commands as	SOC calculation											
	Carga	SOC = 0.90 / 0.75	i.e. approx.	26.4 / 16.7 V									
	Descarga	SOC = 0.20 / 0.45	i.e. approx.	14.1 / 16.3 V									
Necesidades de los usuarios : valores mensuales													
Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año	
2857	2580	2857	2832	2926	2832	2926	2926	2832	2857	2765	2857	34047	kWh/mth

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

Sistema Aislado: Resultados principales

Proyecto : AISLADA

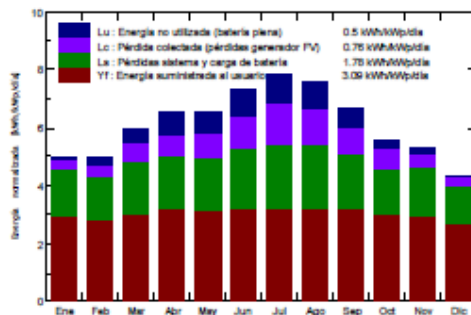
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado	acimut	0°
Orientación Campos FV	inclinación	34°	Pnom	300 Wp
Módulos FV	Modelo	AS-M805-300	Pnom total	28.80 kWp
Generador FV	N° de módulos	96	Tecnología	Pb-ácido, cerrada, placas
Batería	Modelo	UZS800-6	Tensión/Capacidad	16 V / 7200 Ah
Banco de baterías	N° de unidades	12	Global	34.0 MWh/año
Necesidades de los usuarios	valores mensuales			

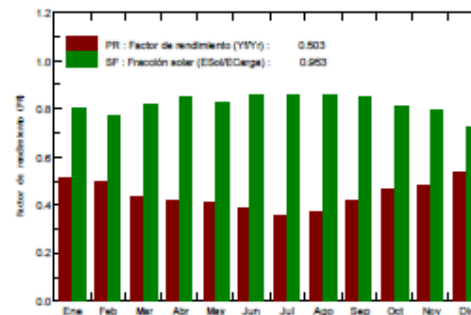
Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	Energía disponible	52.79 MWh/año	Produc. específico	1833 kWh/kWp/año
	Energía utilizada	32.44 MWh/año	Exced. (inutilizado)	5.29 MWh/año
	Factor de rendimiento (PR)	50.34 %	Fracción solar SF	95.27 %
Pérdida de carga	Fracción de tiempo	4.5 %	Energía faltante	1.61 MWh/año

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 28.80 kWp



Factor de rendimiento (PR) y Fracción solar SF

Nueva variante de simulación
Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E Avail MWh	EUnused MWh	E Misc MWh	E User MWh	E Load MWh	SolFrac
Enero	89.4	150.5	3.834	0.060	0.208	2.649	2.857	0.927
Febrero	95.5	135.5	3.421	0.177	0.259	2.321	2.580	0.900
Marzo	149.5	180.8	4.492	0.448	0.146	2.711	2.857	0.949
Abril	183.7	190.8	4.705	0.645	0.035	2.797	2.832	0.987
Mayo	212.9	196.9	4.744	0.632	0.118	2.808	2.926	0.960
Junio	241.8	211.1	4.976	0.739	0.000	2.832	2.832	1.000
Julio	264.2	236.9	5.451	0.935	0.000	2.926	2.926	1.000
Agosto	226.7	227.0	5.248	0.759	0.000	2.926	2.926	1.000
Septiembre	167.8	194.0	4.611	0.510	0.035	2.797	2.832	0.988
Octubre	125.6	168.2	4.106	0.261	0.162	2.695	2.857	0.943
Noviembre	95.8	155.2	3.876	0.125	0.205	2.560	2.765	0.926
Diciembre	77.4	130.8	3.326	0.000	0.443	2.414	2.857	0.845
Año	1930.3	2177.7	52.789	5.290	1.611	32.436	34.047	0.953

Legendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	E Misc	Energía faltante
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	E User	Energía suministrada al usuario
	E Avail	Energía Solar Disponible	E Load	Necesidad de energía del usuario (Carga)
	EUnused	Pérdida de energía no utilizada (batería plena)	SolFrac	Fracción solar (EUsol/ECargo)

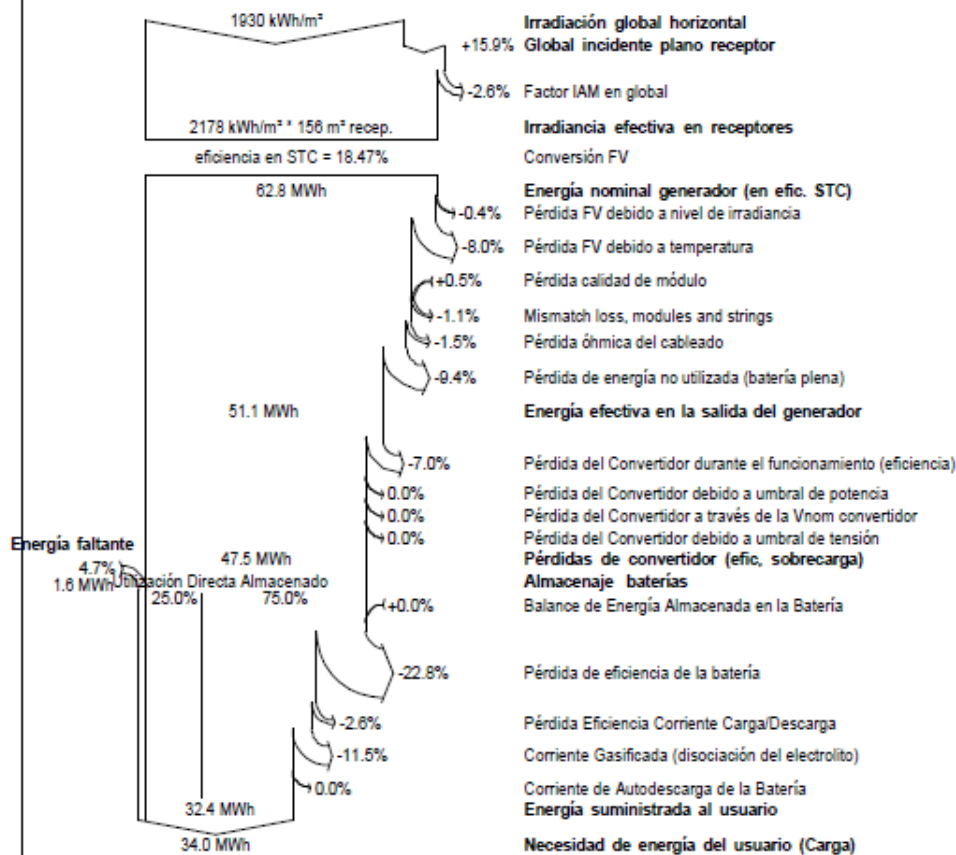
Sistema Aislado: Diagrama de pérdidas

Proyecto : AISLADA

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado		
Orientación Campos FV	inclinación	34°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	AS-M605-300	Pnom	300 Wp
Generador FV	N° de módulos	96	Pnom total	28.80 kWp
Batería	Modelo	UZS600-8	Tecnología	Pb-ácido, cerrada, placas
Banco de baterías	N° de unidades	12	Tensión/Capacidad	16 V / 7200 Ah
Necesidades de los usuarios	valores mensuales		Global	34.0 MWh/año

Diagrama de pérdida durante todo el año



Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.