



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Grado

Viabilidad de una instalación fotovoltaica en una
residencia particular acogida a la modalidad de
autoconsumo

Autor/es

Antonio José Floría Zubález

Director/es

María Paz Comech Moreno

EINA
2016



Escuela de
Ingeniería y Arquitectura
Universidad Zaragoza

DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD

(Este documento debe acompañar al Trabajo Fin de Grado (TFG)/Trabajo Fin de Máster (TFM) cuando sea depositado para su evaluación).

D./D^a. Antonio José Floría Zubález

con nº de DNI 29135356-Z en aplicación de lo dispuesto en el art.

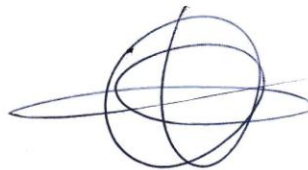
14 (Derechos de autor) del Acuerdo de 11 de septiembre de 2014, del Consejo de Gobierno, por el que se aprueba el Reglamento de los TFG y TFM de la Universidad de Zaragoza,

Declaro que el presente Trabajo de Fin de (Grado/Máster)
Grado _____, (Título del Trabajo)

Viabilidad de una instalación fotovoltaica en una residencia particular acogida a la modalidad de autoconsumo

es de mi autoría y es original, no habiéndose utilizado fuente sin ser citada debidamente.

Zaragoza, 13 de abril de 2016



Fdo: Antonio José Floría Zubález

Viabilidad de una instalación fotovoltaica en una residencia particular acogida a la modalidad de autoconsumo

Resumen

Este trabajo fin de grado, en adelante TFG, se basa en el auge de las energías renovables en los últimos años y en la publicación del RD 900/2015 sobre el autoconsumo en octubre del año pasado, para plantear un caso de estudio que aúna estas dos características mediante su aplicación en una instalación fotovoltaica que desea instalarse en una vivienda vacacional.

Para ello, tras realizar un análisis de las implicaciones que el citado RD tiene en instalaciones del tipo analizado, el proceso llevado a cabo para realizar este estudio de viabilidad comienza con el dimensionamiento de la instalación, teniendo en cuenta limitaciones como el espacio disponible o la orientación.

El siguiente paso es conocer la energía generada por la instalación fotovoltaica, considerando el recurso solar disponible en el emplazamiento y las posibles pérdidas que se producen en la instalación. Para ello, se comparan los resultados obtenidos por ocho módulos fotovoltaicos de diferentes fabricantes, para seleccionar el que más se adecúa a este caso y así tener ya la instalación completamente diseñada.

Tras el estudio energético y el dimensionamiento de la instalación, se realiza un estudio del consumo de la vivienda tomando como referencia un histórico de demanda real de energía de los últimos cuatro años. El objetivo de este punto es valorar los hábitos de consumo en la vivienda para, posteriormente, tenerlos en cuenta en el estudio económico de los siguientes puntos.

Tras esto, se llevan a cabo los estudios económicos principales de este TFG. En estos estudios se realiza el cálculo del posible ahorro que la nueva instalación puede conllevar en este caso particular, teniendo en cuenta la energía generada mediante la instalación y el consumo de la vivienda, para el que se han considerado los hábitos de consumo. Se analizan dos supuestos que aparecen en el RD900/2015: instalación sin y con sistema de acumulación. En este punto, se aplica el RD 900/2015 para obtener los peajes a los que debe someterse la instalación en cada uno de los dos supuestos anteriores. La viabilidad económica de la instalación se ha valorado mediante el VAN y el Payback.

Finalmente se extraen las conclusiones del estudio.

Tabla de contenido

Tabla de contenido	3
1 Introducción.....	5
2 El autoconsumo y RD 900/2015	7
2.1 Peaje de acceso a las redes	8
2.2 Cargos asociados a los costes del sistema eléctrico	8
2.3 Cargo por otros servicios del sistema.....	8
3 Descripción del emplazamiento	9
4 Estudio energético de la instalación fotovoltaica	11
4.1 Ángulo de inclinación.....	11
4.2 Distancia mínima	13
4.2.1 Número de módulos fotovoltaicos.....	15
4.3 Potencia generada en condiciones STC.....	16
4.4 Energía bruta.....	16
4.5 Pérdidas en la instalación fotovoltaica.....	17
4.5.1 Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal.....	17
4.5.2 Pérdidas de mismatch o de conexionado.....	18
4.5.3 Pérdidas por polvo y suciedad	18
4.5.4 Pérdidas angulares y espectrales	18
4.5.5 Pérdidas por temperatura de operación de la célula	18
4.5.6 Pérdidas por orientación e inclinación.....	19
4.5.7 Pérdidas por sombreado.....	20
4.5.8 Pérdidas en el inversor.....	20
4.5.9 Pérdidas en el cableado.....	20
4.6 Análisis del consumo de la instalación.....	21
4.7 Dimensionamiento de elementos.....	23
4.7.1 Instalación no gestionable	23
4.7.2 Instalación gestionable.....	24
5 Estudio económico de la instalación fotovoltaica.....	25
5.1 Definición de demandas tipo.....	26
5.2 Análisis comparativo de la instalación no gestionable/gestionable	26
5.2.1 Análisis económico de la instalación sin sistema de acumulación.....	27
5.2.2 Análisis económico de la instalación con sistema de acumulación	28
5.3 Aplicación del RD 900/2015 en los dos supuestos analizados.....	30
5.3.1 Cálculo de los cargos por otros servicios del sistema.....	32
6 Resultados del estudio	34

7	Conclusiones.....	36
8	Referencias	37
9	Anexos.....	0
A1	Estudio energético.....	34
A1.1	Distancia mínima	34
A1.2	Número de módulos.....	35
A1.3	Potencia generada en condiciones STC.....	36
A1.4	Energía bruta.....	37
A1.5	Pérdidas	38
A2	Estudio económico	39
A2.1	Demandas tipo.....	39
	Demanda Baja	39
	Gráfica demanda baja.....	41
	Demanda alta	42
	Gráfica demanda alta	44
A2.2	Resultados sin sistema de acumulación.....	45
A2.3	Resultados con sistema de acumulación.....	46
A2.4	Resultados influencia RD 900/2015 en el ahorro	47
A2.5	Resultados generales.....	48
A3	Hojas de características	49
A3.1	Módulos fotovoltaicos	49
A3.2	Inversores	58
	Inversor sistema no gestionable	58
	Inversor sistema gestionable.....	59
A3.3	Regulador de carga.....	60
A3.4	Batería.....	61

1 Introducción

El aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero debidos al constante desarrollo industrial ha provocado el aumento de la temperatura media del planeta. Esto ha ocasionado numerosos efectos entre los que se podrían destacar: el adelanto de los eventos asociados a la primavera como la migración de aves o la puesta de huevos, inundaciones en zonas montañosas debido al desbordamiento de los lagos glaciares, aumento de las temperaturas en ríos y lagos con las debidas consecuencias a nivel de flora y fauna, etc. La constante investigación en este tema y la continua publicación de estudios, ha provocado un auge de las energías renovables en los últimos tiempos.

Este trabajo está orientado a la instalación a pequeña escala de generación de energía renovable mediante una estación fotovoltaica en un entorno urbano. Este tipo de sistemas tiene numerosas ventajas, ya que acerca la generación al punto de consumo, evitando las pérdidas debidas al transporte y puede conllevar ventajas económicas el propietario de la instalación.

En este TFG se analiza la instalación de módulos fotovoltaicos en una finca particular considerando las limitaciones de la ubicación en cuanto a espacio, orientación, etc. Se analiza también desde un punto de vista económico teniendo en cuenta la nueva normativa sobre autoconsumo publicada el pasado año en el RD 900/2015. Cabe destacar en este sentido la ambigüedad del documento y la falta de certeza de una aplicación real y prolongada en el tiempo debido a la relativa inestabilidad política del país en estos momentos.

La metodología empleada en el estudio mostrado en este TFG es como sigue. Para comenzar, se procede a realizar un estudio energético de la instalación FV teniendo en cuenta la ubicación del emplazamiento, la orientación de las placas solares y el espacio disponible para la instalación de los módulos.

Se han tenido en cuenta a la hora de realizar los cálculos ocho modelos de módulos solares.

Tabla 1. Módulos fotovoltaicos analizados.

Marca	Modelo
ATERSA	A-260M GSE
ATERSA	A-300M GSE
SCHOTT	SCHOTT PERFORM MONO 260
SOLAR WORLD	SW 260
SOLAR WORLD	SW 285 BLACK
SUN POWER	SW 285
SUN POWER	SPR-E18-295-COM
SUN POWER	E20-327

Para seleccionar el modelo más adecuado se hace uso de los resultados obtenidos del estudio energético y de los datos de un histórico real de demanda de la vivienda. A partir de estos datos se realiza el estudio económico de dos posibles alternativas, en la primera de ellas, se valora la instalación de módulos fotovoltaicos, y en la segunda la instalación de módulos fotovoltaicos más un sistema de acumulación mediante baterías electroquímicas. Posteriormente se valora el efecto del RD 900/2015 sobre el ahorro que generaría la instalación según los peajes de cada una de las alternativas analizadas.

La estructura de este documento es la siguiente. En el capítulo 2 se define el autoconsumo y se muestra un análisis del RD 900/2015 teniendo en cuenta las características de la instalación bajo estudio. En el capítulo 3 se describe el emplazamiento en el que va a realizarse la instalación. También muestra una visualización básica en tres dimensiones donde se puede observar el aspecto final de los módulos fotovoltaicos. En el capítulo 4, se muestra todo el proceso de cálculo además de un pequeño análisis del histórico de demanda de energía en la vivienda en la que se basa este TFG y un pequeño apartado donde se explica cómo se han dimensionado los elementos de los distintos supuestos. El capítulo 5 muestra el estudio económico de la instalación, cuyos principales resultados se resumen en el capítulo 6. Las conclusiones de este TFG se detallan en el capítulo 7.

2 El autoconsumo y RD 900/2015

El término autoconsumo hace referencia a la disposición de poder consumir la energía que se está generando en la propia instalación. De este modo se puede llegar al aislamiento energético, dicha situación se consigue cuando se es capaz de generar toda la energía que se va a requerir en cualquier momento pudiendo ser totalmente independiente de una conexión a la red de distribución.

Cabe destacar que la instalación que compete en este momento no es un caso de aislamiento energético. Así pues, la vivienda a estudiar se encuentra conectada a la red de distribución además de a las placas fotovoltaicas definidas en este TFG.

En relación con estos conceptos de autoconsumo y dado el actual cambio en la legislación vigente, se hace necesario nombrar el RD 900/2015, el cual tiene el objetivo de establecer unas condiciones técnicas, administrativas y económicas para las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica, citadas en el artículo 9 de la vigente ley 24/2013, de 26 de diciembre.

En el RD 900/2015 se definen dos tipos de modalidades de autoconsumo: Tipo I y Tipo II. La instalación fotovoltaica que va a analizarse es del Tipo I ya que cumple con los requisitos citados en el artículo 5:

- La potencia contratada ha de ser menor o igual a 100 kW, siendo en este caso en particular 4,4 kW.
- La suma de potencia instalada en la instalación fotovoltaica debe ser menor o igual que la potencia contratada, cumpliendo este punto ya que se instalará una potencia inferior en todos los casos del estudio.
- El titular del punto de suministro ha de ser el mismo que el de todos los equipos de la instalación generadora y los de consumo.
- Tanto el punto de suministro como la instalación fotovoltaica deben cumplir los requisitos técnicos en concreto del RD 1699/2011, que regula la conexión a red de instalaciones de producción de pequeña potencia.

Por otra parte, en la ley del sector eléctrico, dentro del artículo 9.4, se indica que todo consumidor acogido a la modalidad de autoconsumo tiene la obligación de inscribirse en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica que tiene como objetivo el control y seguimiento de los consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo. Además de tener carácter obligatorio, también es público y gratuito.

Respecto a la gestión de inscripción en el registro de los consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo Tipo I, ésta puede ser llevada a cabo por la empresa instaladora, en nombre del titular del punto de suministro.

Tal y como muestra el artículo 19.4 del RD 900/2015, esta instalación de Tipo I deberá ser inscrita en la sección primera ya que la potencia contratada es menor de 100 kW.

Por último en el título V del presente Real Decreto se desarrolla toda la información acerca de los peajes asociados al autoconsumo.

Tal y como se cita en el punto 3 del artículo 9 de la Ley 24/2013, del 27 de noviembre, toda instalación generadora de energía eléctrica acogida a la modalidad de autoconsumo, ha de contribuir a los costes y servicios del sistema por la energía autoconsumida.

Es ahora, con la aprobación del RD 900/2015, cuando se ha explicado más detalladamente todos y cada uno de los peajes existentes, siendo éstos:

- Peaje de acceso a las redes, artículo 16.
- Cargos asociados a los costes del sistema eléctrico, artículo 17.
- Cargo por otros servicios del sistema, artículo 18.

2.1 Peaje de acceso a las redes

Este peaje tal y como está declarado en el RD 1164/2001 tiene tres aspectos en relación al autoconsumo, éstos son desarrollados más específicamente dentro del artículo 16 punto 2 del RD 900/2015:

- Término de facturación por potencia: el control de la potencia contratada será realizado en el punto frontera con la red de distribución.
- Término de facturación de energía activa: la demanda horaria¹ será la energía a considerar para el cálculo de dicho término.
- Término de facturación por potencia reactiva: será el medidor de dicha potencia situado en el punto frontera el que dictará la medida.

2.2 Cargos asociados a los costes del sistema eléctrico

De acuerdo al artículo 17 del RD 900/2015, este cargo está compuesto de dos partes: una fija y otra variable, que se procede a describir para una instalación acogida a la modalidad de autoconsumo Tipo I:

- Parte fija: se aplicará sobre la potencia de cargos².
- Parte variable: a la energía resultante de la suma de la demanda horaria y el autoconsumo horario³, es al que se le aplicará este cargo.

2.3 Cargo por otros servicios del sistema

Este cargo se define como el pago a realizar por la función de respaldo que el conjunto del sistema eléctrico ofrece para poder llevar a cabo la aplicación de autoconsumo. Los ingresos percibidos por el pago de este cargo tienen el objetivo de cubrir los gastos de los servicios de ajuste del sistema.

Este cargo se aplicará a la energía correspondiente al autoconsumo horario.

¹ Demanda horaria: saldo neto horario de energía eléctrica recibida de la red de transporte o distribución.

² Potencia de cargos: potencia requerida por la instalación del consumidor en un periodo tarifario.

³ Autoconsumo horario: consumo horario neto de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o de un productor con el que se comparten instalaciones de conexión a la red conectados a través de una línea directa.

3 Descripción del emplazamiento

En este TFG se analiza la viabilidad de una pequeña instalación fotovoltaica que va a ser ubicada en una vivienda de verano. En este estudio es importante tener en cuenta tanto el recurso solar disponible en la zona como las limitaciones impuestas por el espacio disponible. Debido a ello, en este capítulo se realiza una breve descripción del emplazamiento, que se encuentra situado en una urbanización a las afueras de la población de San Carlos de la Rápita (Tarragona) a unos 4 km por la antigua carretera N-340.

A continuación se muestran dos figuras para ubicar el emplazamiento de la instalación.

En la *Figura 1. Ubicación urbanización*, se puede observar dónde se ubica la urbanización con respecto a San Carlos de la Rápita.

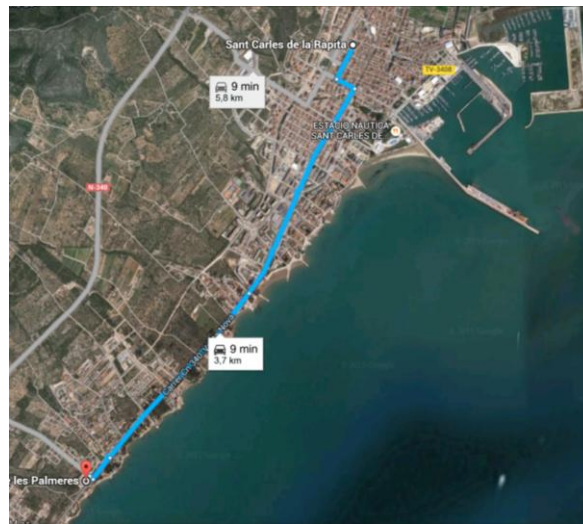


Figura 1. Ubicación urbanización.

Por otro lado, la *Figura 2. Ubicación en la urbanización*, sitúa el lugar dentro de la urbanización donde se instalarán los módulos fotovoltaicos.



Figura 2. Ubicación en la urbanización.

Las coordenadas del lugar donde se procederá a instalar las placas fotovoltaicas son:

Latitud: 40.594355.

Longitud: 0.568026.

La instalación irá ubicada en un torreón de la terraza superior, como puede observarse en la *Figura 3. Visualización 3D*. Este torreón tiene unas medidas de 1710x3585 mm. Respecto a la orientación, el ángulo azimut de las placas solares se hará coincidir con la alineación que dispone el mismo edificio, siendo de -9° (este).

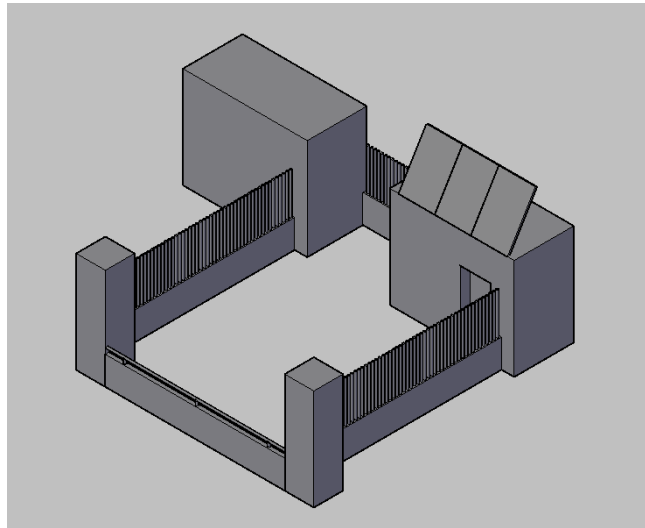


Figura 3. Visualización 3D.

4 Estudio energético de la instalación fotovoltaica

En este capítulo se describe el proceso seguido para el estudio energético de la instalación FV y al mismo tiempo se muestran los resultados más importantes a tener en cuenta en dicho proceso.

Hay que tener en cuenta que se va a realizar el estudio para dos supuestos distintos: uno en el que la instalación emplea sistema de acumulación y otra en la que no.

El objetivo de este estudio es realizar una selección de los módulos fotovoltaicos, un cálculo de la cantidad de módulos a instalar y conocer la energía disponible con la futura instalación a lo largo del año. Además, al final del capítulo se procederá a dimensionar los elementos necesarios para cada uno de los dos supuestos teniendo en cuenta también los hábitos de consumo en la instalación.

El estudio energético se ha realizado para un total de ocho modelos distintos de paneles solares cuyos datos se muestra en el *Anexo A3 Hojas de características*.

La información más relevante de estos ocho modelos se muestra en La Tabla 2. Módulos fotovoltaicos analizados.

Tabla 2. Módulos fotovoltaicos analizados.

Marca	Modelo	Potencia nominal [W]	Eficiencia [%]
ATERSA	A-260M GSE	260	15,950
ATERSA	A-300M GSE	300	15,410
SCHOTT	SCHOTT PERFORM MONO 260	260	15,900
SOLAR WORLD	SW 260	260	15,510
SOLAR WORLD	SW 285 BLACK	285	16,700
SUN POWER	SW 285	285	17,000
SUN POWER	SPR-E18-295-COM	295	18,300
SUN POWER	E20-327	327	20,400

En este capítulo se muestra el procedimiento seguido con estos ocho modelos de forma general.

Más adelante en el *Anexo A1 Estudio energético* se podrán observar con mayor detenimiento y precisión todos los cálculos realizados.

4.1 Ángulo de inclinación

Según el Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético (IDAE) en su Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, existen tres tipos de instalaciones a partir de las cuales se concreta qué nivel de pérdidas se puede tener

por orientación e inclinación. Hay que saber que este porcentaje de pérdidas, dará el ángulo óptimo de inclinación (β) de las placas solares.

El IDAE según la funcionalidad de los módulos distingue entre:

- Integración arquitectónica: aquellos módulos que cumplan doble funcionalidad, tanto arquitectónica como energética.
- Superposición: placas solares que se encuentran paralelos a la envolvente del edificio.
- General: el resto de configuraciones.

De acuerdo con estas tres definiciones, la disposición de este caso es superposición, ya que no cumple doble funcionalidad y está ubicada en la parte superior del edificio.

El Anexo II del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, indica a través de una tabla que el límite de pérdidas que se pueden tener respecto a orientación e inclinación es de un 20%.

Para obtener la inclinación adecuada es necesario tener en cuenta los datos de la instalación, que ya se han comentado en el capítulo 3 *Descripción del emplazamiento*:

- Latitud (φ): $40.594^\circ = 40^\circ 35' 38.4''$
- Longitud: $0.568026^\circ = 0^\circ 34' 4.8936''$
- Azimut(α): 9° este = -9°

Con este dato, se acude ahora al gráfico que proporciona el IDAE, el cual puede observarse en la Figura 4. Gráfico ángulo de inclinación. El primer paso es cruzar el ángulo de azimut, -9° (línea roja) con el área que representa el 20% de pérdidas (línea amarilla), para después transportar dicho cruce hacia el eje del ángulo de inclinación, obteniendo como resultado un ángulo óptimo entre 0° y 65° (línea azul).

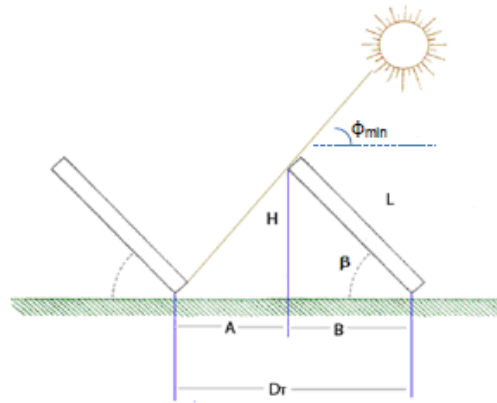


Figura 5. Esquema distancia mínima

Los datos de partida son el ángulo de inclinación de los módulos fotovoltaicos (β) y el dato de longitud (L) del propio módulo que viene como una de las especificaciones en la ficha técnica del fabricante.

A través de conceptos de trigonometría calculamos las longitudes B y H , como sigue:

$$\begin{aligned}
 B &= L \cdot \cos(\beta) \\
 H &= L \cdot \text{sen}(\beta)
 \end{aligned}$$

La distancia mínima es función de la altura que toma el sol, por lo que estudiando el caso más desfavorable en cuanto a altitud del sol, éste es el solsticio de invierno como puede apreciarse en la Figura 6. Esquema altura del sol.

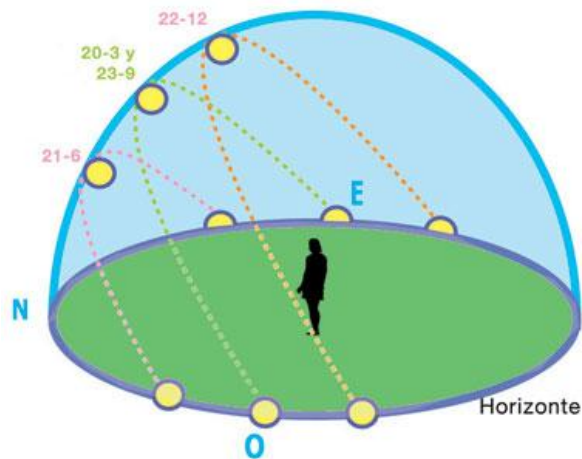


Figura 6. Esquema altura del sol

El ángulo entre la superficie terrestre y el sol, durante el equinoccio de primavera en el ecuador, latitud 0° , es 90° . De este modo se deduce que para cualquier otra latitud dicho ángulo será:

$$\phi_{\text{equinoccio}} = 90 - \phi$$

Por lo tanto, dado que el sol traza una trayectoria 23° más baja en invierno, se estima que el ángulo mínimo durante el mediodía del solsticio de invierno puede ser calculado así:

$$\phi_{\text{mínimo}} = 90 - \phi - 23$$

De este modo ya se conoce la incidencia del sol sobre la instalación, accediendo así al cálculo del término A.

$$A = \frac{H}{\text{tg}(\phi_{\text{min}})}$$

En este momento ya se está en disposición de calcular la distancia mínima entre hileras sin más que realizar la siguiente operación:

$$D_T = A + B$$

En el *Anexo A1.1 Distancia mínima*, se muestran los resultados para los distintos modelos.

4.2.1 Número de módulos fotovoltaicos

El área en la que se van a ubicar los módulos fotovoltaicos tiene unas medidas de 1710x3585 mm.

Dado que la disposición que se va a adoptar para la instalación de los módulos es siguiendo la orientación de la finca, -9° este, la distancia mínima fuerza a colocar únicamente una hilera de placas solares. Esto es debido a que la distancia mínima calculada para evitar el sombreado entre módulos es mayor que la longitud de la que se dispone físicamente.

Respecto a la cantidad de módulos solares que se pueden colocar, ésta viene delimitada por el ancho del torreón y la medida de los propios paneles. Dichos cálculos quedan representados en el *Anexo A1.2 Número de módulos*.

Para calcular cuántos módulos caben en el ancho del torreón se ha realizado la siguiente operación.

$$N^{\circ} \text{módulos}_{\text{ancho}} = \frac{\text{Anchura del torreón}}{\text{Anchura del módulo}}$$

Cabe destacar que se ha reducido en 500mm la anchura del torreón para poder dejar un espacio libre en el torreón y que la ergonomía para realizar posibles tareas de mantenimiento sea mayor.

En el caso del cálculo para averiguar cuantas filas de módulos es posible instalar, se han tenido en cuenta dos factores: la distancia mínima y la profundidad del torreón.

Se realiza el siguiente cálculo:

$$N^{\circ} \text{módulos}_{profundo} = \frac{\text{Profundidad del torreón}}{\text{Distancia mínima}}$$

Dado que los resultados que ofrece esta operación son inferiores a la unidad, se confirma que únicamente se puede instalar una fila de módulos solares.

Así pues, la instalación queda caracterizada por una fila de 3 módulos.

En la Figura 3. Visualización 3D, se puede observar en tres dimensiones el torreón y la disposición de los módulos.

4.3 Potencia generada en condiciones STC

En este apartado se va a realizar el cálculo de potencia que la instalación fotovoltaica es capaz de generar en condiciones estándar de operación (STC) según la siguiente expresión.

$$P_{generada \text{ en STC}} = N^{\circ} \text{módulos} \cdot P_{nominal}$$

Las condiciones estándar de operación o STC permiten comparar diferentes módulos con distintas características y son los que permiten definir las condiciones "nominales" de operación. Las condiciones STC son:

- Irradiancia: $1000 \frac{W}{m^2}$
- Distribución espectral: AM=1,5.
- Temperatura de la célula: 25°C.
- Incidencia normal.

Los resultados para todos los modelos estudiados se pueden observar en el Anexo A1.3 Potencia generada en condiciones STC.

4.4 Energía bruta

A continuación se calcula la energía que se obtendría gracias al conjunto de paneles solares teniendo en cuenta la irradiación recibida por los módulos fotovoltaicos.

La ecuación que define este término es la siguiente:

$$E_{bruta.mensual} = \frac{H \cdot P_n}{G_{STC}} \cdot \text{Días del mes}$$

donde:

- H: Irradiación con una inclinación (β) de 37°.

Las unidades de este término son: $\frac{Wh}{m^2 \cdot día}$

- P_n : Potencia nominal del conjunto de la instalación, es decir la Potencia nominal calculada en el apartado anterior.
- Sus unidades son: W_p
- GSTC: Radiación en condiciones STC, tiene un valor fijo de $1000 \frac{W}{m^2}$.
- Días del mes: La energía bruta se ha calculado mensualmente debido a las unidades de irradiación que proporciona el PVGIS. Así, este término llamado "días del mes" es la cantidad de días de cada mes.

Tras aplicar esta expresión las unidades de la energía bruta mensual son: Wh.

A la hora de realizar los cálculos se ha subdividido la ecuación en dos partes: la que afecta a los módulos y la referente a los meses del año.

Por un lado se aplica la fórmula:

$$P_{total} = P_{nominal} \cdot N^{\circ} \text{módulos}$$

y por otra parte se realiza el siguiente cálculo:

$$H_{media/mes} = \frac{H_{media} \cdot N^{\circ} \text{días del mes}}{G_{STC}}$$

Cabe destacar que existen en estos cálculos dos tipos de variables, unas han sido calculadas, como la P_n , mientras que otras se han extraído de hojas de características como puede ser la irradiación media, siendo ésta extraída de la base de datos del PVGIS.

Los resultados arrojados por este razonamiento se detallan en el *Anexo A1.4 Energía bruta*.

4.5 Pérdidas en la instalación fotovoltaica

Se van a tener en cuenta un total de nueve tipos de pérdidas, que tienen en cuenta que la instalación no se encuentra trabajando en condiciones STC y las cuales tendrán su efecto sobre la energía bruta, dando como resultado un valor de energía neta. Algunas de ellas serán tomadas a modo de estimación, en cambio otras serán calculadas.

4.5.1 Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal

Debido a la complejidad del proceso de fabricación de las células fotovoltaicas los módulos presenta cierta tolerancia a la potencia generada. Además, las condiciones climatológicas a las que están expuestos producen el degradado del mismo y, por tanto, unas pérdidas adicionales que deben ser consideradas.

Así pues existen dos factores: tolerancia de fabricación y degradación, quedando la expresión para su cálculo así:

$$Pérdidas_{no\ cumplimto.} = Tolerancia + Degradación \cdot Años\ estimados$$

4.5.2 Pérdidas de mismatch o de conexionado

Este tipo de pérdidas son ocasionadas por la conexión de varios módulos cuyas potencias son ligeramente diferentes. Como ya se ha comentado, existe cierta tolerancia en cuanto a la potencia generada debido a los procesos de fabricación. Si se conectan módulos de diferentes características entre sí, la tensión y la corriente estarán limitadas por la del módulo que presente peores condiciones. Estas pérdidas pueden reducirse en caso de que se realice una preselección de los módulos antes del conexionado.

El rango de pérdidas debido a esta causa oscila desde el 1% hasta un 4%.

En este estudio se ha estimado un valor típico del 2%.

4.5.3 Pérdidas por polvo y suciedad

Las pérdidas por polvo y suciedad dependen mucho del emplazamiento en el que se encuentre la instalación.

Pueden variar desde un 0% hasta un 8%.

En particular para este caso se ha considerado un 7% ya que al encontrarse relativamente próxima a la costa los niveles de polvo y/o arena serán elevados.

4.5.4 Pérdidas angulares y espectrales

En condiciones STC se asumen que los rayos de sol inciden de forma perpendicular a los módulos. Así pues, cabe entender una pérdida de energía por no cumplir esta condición. Suele rondar entre un 3% y un 4%.

Al no implementar un sistema de seguimiento solar, las placas van a estar fijas y por este motivo el estudio toma como referencia el caso más desfavorable, considerando un 4% para este tipo de pérdidas.

4.5.5 Pérdidas por temperatura de operación de la célula

La temperatura de la célula es un término que depende de muchos factores como pueden ser: la irradiancia, la temperatura o la refrigeración, entre otros.

Para el cálculo de estas pérdidas, se emplea el término C , que se define así:

$$C = \frac{T_{TONC}^a - T_{amb}^a}{G_{TONC}}$$

siendo:

- T_{TONC}^a : Dato del fabricante correspondiente a la temperatura de funcionamiento de la célula.
- T_{amb}^a : Dato de temperatura estándar de 20°C.
- G_{TONC} : Irradiancia estándar para dicha condición, TONC, de 800W/m².
 - TONC: acrónimo de Temperatura de Operación Nominal de la Célula. Este concepto lleva asociado una características de medición concretas que son:
 - Irradiancia: 800 $\frac{W}{m^2}$.
 - Distribución espectral AM: 1,5.
 - Temperatura ambiente: 20°C.
 - Velocidad del viento: 1 $\frac{m}{s}$.

Para el siguiente paso se hará uso de la base de datos PVGIS, donde tras introducir las coordenadas del emplazamiento, se obtendrá como resultado la irradiancia (G) durante las horas de sol en periodos de 15 minutos.

Así mismo, también se dará la temperatura ambiente media en las horas del sol para cada mes.

Con toda esta información ya se puede calcular la temperatura de la célula con la siguiente ecuación:

$$T^a_{célula} = T^a_{amb.mes} + C \cdot G_{mes}$$

Por lo tanto la energía generada teniendo en cuenta las pérdidas por temperatura, queda:

$$E_{T^a_{célula}} = E_{bruta} \left(1 + \frac{\gamma}{100} \cdot (T^a_{célula} - T^a_{STC}) \right)$$

Quedando la expresión de las pérdidas así:

$$Pérdidas_{T^a_{célula}} = \frac{E_{bruta} - E_{T^a_{célula}}}{E_{bruta}} \cdot 100$$

Los resultados arrojados por estos cálculos son mostrados en el *Anexo A1.5 Pérdidas*.

4.5.6 Pérdidas por orientación e inclinación

Estas pérdidas, como su propio nombre indica, están influenciadas por el ángulo de azimut (α), la inclinación de los paneles (β) y por la latitud del emplazamiento (ϕ). Quedando su expresión así:

$$Pérdidas_{orientación\ e\ inclinación} = 100(1.2 \cdot 10^{-4}(\beta - \phi + 10)^2 + 3.5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2)$$

4.5.7 Pérdidas por sombreado

En el caso concreto analizado en este estudio se han despreciado las pérdidas por sombreado ya que la instalación se encuentra situada en primera línea de playa sin ninguna barrera arquitectónica a la vista.

4.5.8 Pérdidas en el inversor

Tras haber realizado un análisis de las opciones que el mercado de inversores ofrece, se ha decantado por la casa Victron ya que tiene modelos que encajan en las condiciones para los supuestos que se van a estudiar más adelante. Estos casos son: Sistema no auto gestionable y un sistema auto gestionable. Estos inversores presentan una eficacia máxima del 94%.

Este dato se ha recogido de la hoja de características del inversor que puede verse en el *Anexo A3.2 Inversores*.

4.5.9 Pérdidas en el cableado

En referencia a la ITC 19 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión[2], punto 2.2.2. Sección de los conductores. Caídas de tensión, donde se estiman los límites de caídas de tensión para los conductores, se ha considerado el caso más desfavorable para la instalación a estudiar, esto es un 5% de caída de tensión que es el límite para los usos en general.

Los valores más característicos obtenidos durante el proceso de cálculo para los diferentes módulos son mostrados en la Tabla 3. Resultados del estudio energético.

Tabla 3. Resultados del estudio energético.

Marca	Modelo	Distancia mínima [mm]	Nº Módulos [uds]	Energía generada [Wh]
ATERSA	A-260M GSE	3107	3	175,88
	A-300M GSE	3707	3	202,94
SCHOTT	SCHOTT PERFORM MONO 260	3130	3	180,04
SOLAR WORLD	SW 260	3173	3	176,18
	SW 285 BLACK	3173	3	192,96
	SW 285	3173	3	193,12
SUN POWER	SPR-E18-295-COM	2953	3	138,55
	E20-327	2953	3	153,58

La cantidad de energía bruta representada en la anterior tabla es el promedio corresponde a periodos de dos meses, frecuencia de emisión de las facturas:

4.6 Análisis del consumo de la instalación

La *Figura 7. Histórico de consumos* representa la energía consumida en la instalación desde diciembre de 2012. En ella se observa un patrón de consumo de energía que viene dado por la condición de estacionalidad del tipo de vivienda, cuyo uso se concentra en los meses de verano.

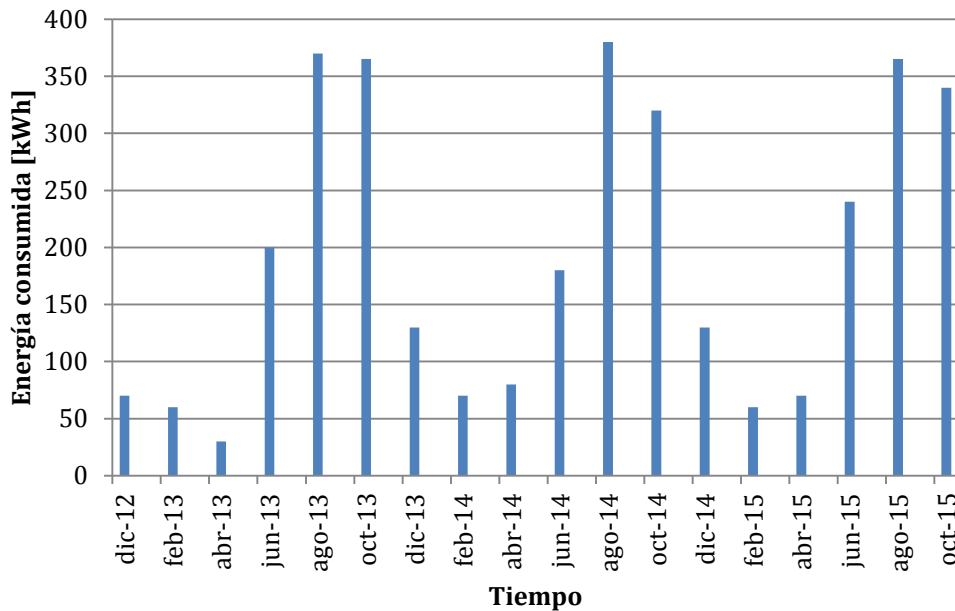


Figura 7. Histórico de consumos

Como podemos ver en la *Figura 8. Tendencia de consumos*, ésta no ha cambiado desde el año 2013 por lo que no se prevé que vayan a existir cambios considerables en el patrón de consumo en la vivienda por lo que este estudio se puede extrapolar al futuro.

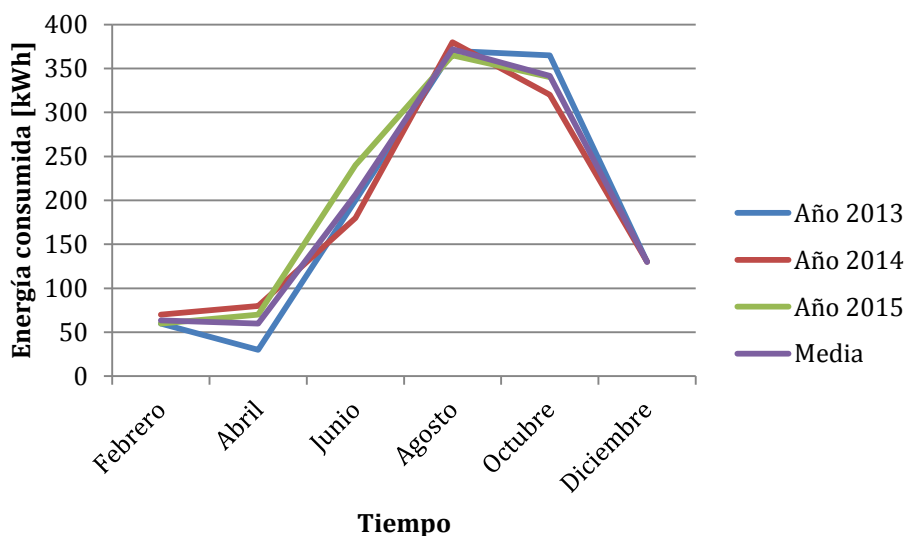


Figura 8. Tendencia de consumos

En referencia a los aspectos técnicos del contrato que tiene la vivienda, la potencia contratada, como se ha comentado en el capítulo 2 *El autoconsumo y RD 900/2015*, es de 4,4 kW y su tarifa de acceso es 2.0A.

A partir de este análisis y de los cálculos mostrados en el *Anexo A1.5 Pérdidas*, se selecciona el módulo ATERSA A-300M GSE.

Antes de comenzar con la parte económica del estudio se va a realizar una breve explicación de la factura eléctrica.

Son tres las partes que componen la ya citada factura eléctrica, a continuación se procede a describir más detalladamente:

- Parte fija: este concepto está relacionado con la potencia que la vivienda tiene contratada. Al ser ésta, la potencia contratada, un valor que raramente cambia, salvo cambio de contrato, es la parte de la factura que menos varía. Entiéndase que es la que menor variación puede tener ya que el precio por la potencia contratada que dispone la entidad competente puede variar, aunque muy ligeramente.

Respecto al precio por potencia contratada, en la *Figura 9. Tendencia precio término de Potencia contratada*, se puede observar cómo ha variado a lo largo del tiempo desde el año 2012 hasta el día de hoy.

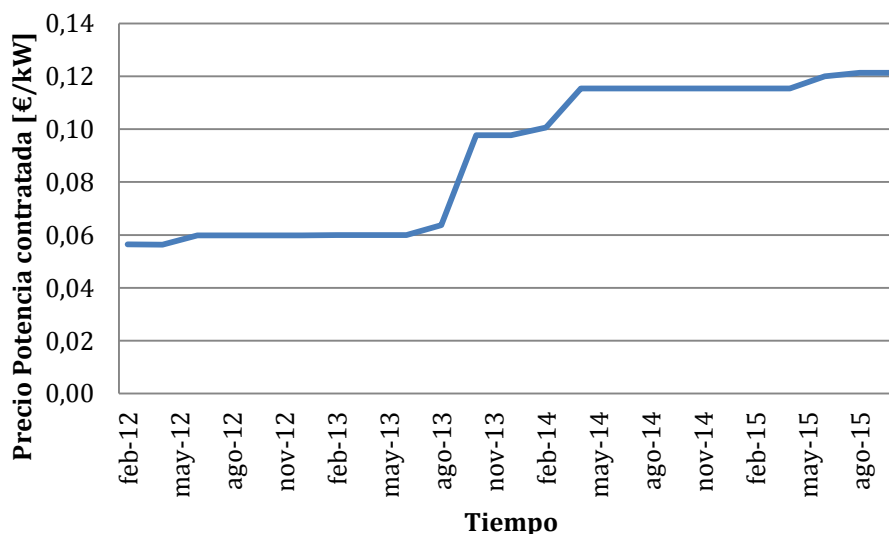


Figura 9. Tendencia precio término de Potencia contratada

- Parte variable: este concepto tiene relación con el consumo de energía que se hace en la vivienda.

Al contrario que en la parte fija, la parte variable al estar unida a la energía consumida, hace que si en un periodo de facturación no se requiere energía por parte de la instalación el valor de este concepto será nulo.

En referencia al precio por energía consumida, en la *Figura 10. Tendencia precio término de Energía consumida*, se puede observar cómo ha ido variando este valor a lo largo de los cuatro años de histórico.

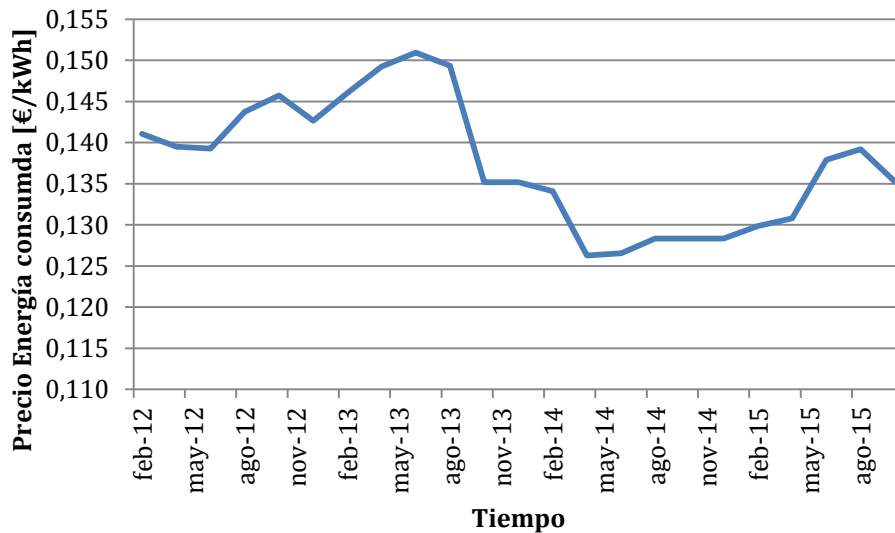


Figura 10. Tendencia precio término de Energía consumida

- Parte extra: en este término vienen reflejados conceptos como descuentos en impuestos de la factura por parte de la empresa distribuidora o el alquiler del contador.

Tras haber realizado una pequeña introducción de la factura eléctrica, es el momento de indicar que dado que la instalación generadora únicamente va a tener efecto sobre la parte variable, el estudio económico se centrará exclusivamente sobre ésta.

4.7 Dimensionamiento de elementos

En este apartado se van a dimensionar los demás elementos de la instalación que configuran los dos supuestos analizados.

A partir del *Anexo A3.2 Inversores* se pueden observar sus hojas de características.

4.7.1 Instalación no gestionable

En este supuesto son necesarios:

- Módulos solares.
Tanto el modelo de los módulos como su número han sido definidos mediante el estudio realizado en el apartado 4.6 *Análisis del consumo de la instalación*.
- Inversor.
El dimensionado del inversor debe determinarse según varios factores, entre los que destacan la potencia nominal y el rango de tensión de entrada en el lado DC.

La potencia viene determinada por la potencia que el conjunto de paneles solares es capaz de generar.

Por otro lado la tensión de entrada en el lado DC viene determinada por el punto de operación de los módulos fotovoltaicos, tiene una gran dependencia con la temperatura. Se debe aplicar la siguiente expresión:

$$V_{pmp} = \frac{\beta}{100} \cdot V_{pmp_STC} \cdot (T_{c_emp} - T_{c_STC}) + V_{pmp_STC}$$

siendo:

- V_{pmp} : Tensión en el punto de máxima potencia [V].
- β : Coeficiente de temperatura a la tensión de circuito abierto [%/°C].
- V_{pmp_STC} : Tensión en el punto de máxima potencia en condiciones estándar [V].
- T_{c_emp} : Temperatura de la célula en el emplazamiento [°C].
- T_{c_STC} : Temperatura de la célula en condiciones estándar [°C].

Para el modelo que se ha escogido el rango de tensión de entrada queda definido entre los valores de 35.76-43 V.

Conocidos ambos datos, se ha considerado escoger el inversor Phoenix 48/800 ya que cumple ambas condiciones.

4.7.2 Instalación gestionable

En el supuesto de que la instalación sea gestionable, es decir, que disponga de sistema de acumulación, los elementos que conforman la instalación son:

- Módulos solares
Tal y como se ha comentado en el apartado anterior, éstos han sido dimensionados previamente en el 4.6 Análisis del consumo de la instalación.
- Baterías de acumulación
Se ha seleccionado un nivel de tensión de la batería de 24V, teniendo en cuenta el rango de operación de los módulos fotovoltaicos que está en torno a los 30 V

Para el dimensionamiento de la capacidad requerida se ha buscado que a lo largo del año se minimice el consumo de energía procedente de la red, por lo que se ha buscado el mayor consumo en horas de no producción fotovoltaica, que se produce en los meses de verano y es de 2089 Wh. La capacidad viene definida por la siguiente expresión:

$$Q = \frac{\text{Consumo} \cdot \text{Margen seguridad}}{\text{Tensión sistema} \cdot \text{Profundidad descarga}}$$

donde:

- Consumo: 2089 Wh
- Margen de seguridad: 20%
- Tensión del sistema: 24 V
- Profundidad de descarga: 75%

Con estas características la capacidad requerida para la batería es de 139 Ah.

A partir de este valor se opta por la instalación de dos baterías del modelo UPower Monoblock SPO165, 12 V 165Ah en serie.

- Regulador de carga

Este elemento viene dimensionado con la corriente con la que es capaz de trabajar. Este elemento trabaja con dos niveles de corriente por lo que quedará dimensionado por el valor más grande.

Para conocer ambos niveles de corriente se aplica la expresión.

$$I = \frac{P}{V}$$

Siendo:

- I: corriente [A].
- P: Potencia [W].
- V: Tensión [V].

Los rangos de corriente calculados son: 37,5-54,16 A, por lo que el regulador deberá soportar valores superiores a 54,16 A. Cumpliendo estas condiciones se encuentra el Solar TS60 Morning Star 60A.

- Inversor

En este supuesto el inversor viene alimentado por el regulador de carga así que será éste quien defina el inversor junto a la potencia demandada por la instalación. Conociendo que el regulador va a trabajar en un nivel de tensión de 24V y que la potencia máxima consumida es de 2164 W, se selecciona el inversor Phoenix C24/1600.

5 Estudio económico de la instalación fotovoltaica

En este capítulo se resume el estudio de viabilidad económica de la instalación para los dos supuestos analizados a 25 años vista, tiempo suficiente como para comprobar si el proyecto puede llegar a ser rentable.

Para considerar el comportamiento de la instalación durante estos 25 años se ha tenido en cuenta la variación en tres elementos: potencia generada, potencia consumida y precio de la energía. Se ha considerado que tanto la potencia consumida como el precio de la energía tendrán un aumento del 0.30%, que corresponde al IPC del año 2013. Respecto a la potencia generada, se ha considerado degradación de los módulos fotovoltaicos según los datos proporcionados por el fabricante, que estima que durante los 10 primeros años su producto sufre una degradación de un 1% al año, y tras este periodo y hasta el año 25, la degradación es de un 0.6% al año.

5.1 Definición de demandas tipo

Para realizar el cálculo de los posibles ahorros que se obtienen mediante la instalación de cada uno de los supuestos analizados, es necesario considerar los hábitos de consumo en la vivienda. Por tratarse de una vivienda vacacional en la que existe un consumo muy diferenciado entre los meses de verano e invierno se han definido dos “días tipo”. El día tipo “Demanda baja” se corresponde con los meses de invierno en los que apenas hay consumo ya que la vivienda permanece desocupada. El día tipo “Demanda alta” se corresponde con los meses de verano en los que la vivienda está ocupada y se producen los mayores consumos.

Estos días tipo de demanda representan el consumo a lo largo del día en la vivienda en intervalos de 15 minutos. Han sido definidos partiendo de los valores del histórico de facturación de la misma y teniendo en cuenta los hábitos de consumo y el factor de simultaneidad. Los días tipo de demanda se muestran en los *Anexos A2.1 Demandas tipo*.

Los días tipo se han empleado para realizar la estimación del consumo a lo largo de un año típico y poder así extrapolarla para un periodo de 25 años. Para configurar dicho año típico se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones para los distintos meses:

- Enero: demanda baja.
- Febrero: demanda baja.
- Marzo: demanda baja.
- Abril: demanda baja y demanda alta (fines de semana).
- Mayo: demanda baja y demanda alta (fines de semana).
- Junio: demanda baja y demanda alta (fines de semana).
- Julio: demanda alta.
- Agosto: demanda alta.
- Septiembre: demanda baja y demanda alta (fines de semana).
- Octubre: demanda baja.
- Noviembre: demanda baja.
- Diciembre: demanda baja.

5.2 Análisis comparativo de la instalación no gestionable/gestionable

Este estudio económico se va a realizar para dos supuestos:

- Autoconsumo directo, es decir instalación sin sistemas de acumulación o no gestionable.
- Autoconsumo con baterías o instalación gestionable, es decir con sistemas de acumulación.

Además, para analizar la viabilidad económica se van a representar dos conceptos:

- El ahorro anual de cada supuesto con respecto a la situación actual en la que no existe ningún tipo de energía renovable en la vivienda.

- La viabilidad económica de llevar cada uno de los casos a la realidad mediante el uso del valor actual neto (VAN) y el plazo de recuperación de la inversión (Payback)

El "Valor Anual Neto", o VAN, sirve como indicador para valorar si una inversión es viable. Este concepto actualiza al valor actual de los flujos de caja futuros de un proyecto. Queda definido mediante la siguiente expresión:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

siendo:

- V_t : flujo de caja en cada periodo t .
- K : tipo de interés.
- n : número de periodos considerados.
- I_0 : inversión inicial.

El concepto plazo de recuperación de la inversión o "Payback", es más relativo ya que solo tiene en cuenta los sentidos de los flujos de caja, es decir si se trata de un ingreso o un egreso. Viene caracterizado por la expresión:

Payback =

$$|\text{Último periodo con flujo negativo}| + \frac{|\text{Último flujo acumulado negativo}|}{|\text{Flujo de caja en el siguiente periodo}|}$$

Cabe destacar que en este apartado no se tienen en cuenta los cargos por otros servicios del sistema que el RD 900/2015 introduce, que se evaluarán en el siguiente apartado.

5.2.1 Análisis económico de la instalación sin sistema de acumulación

Para este supuesto los elementos que conforman el sistema de generación son los módulos solares y el inversor. Los precios de estos elementos formarían la inversión inicial junto al coste de realizar la instalación y el de otros elementos tales como la estructura soporte, el cableado y el resto de elementos necesarios para su conexión.

Independientemente del tipo de demanda que tenga el mes, el ahorro calculado tiene en cuenta cuatro factores: Potencia generada, potencia consumida, intervalo de tiempo y precio de la energía.

Así, teniendo en cuenta estos cuatro factores, el ahorro para cada intervalo de 15 minutos queda definido por dos situaciones:

- Si $P_{\text{generada}} > P_{\text{consumida}}$: En este caso, al no disponer de sistema de acumulación, el ahorro obtenido será el correspondiente a la potencia consumida, ya que se estaría perdiendo potencia generada por los módulos fotovoltaicos. En esta situación el ahorro obtenido viene representado por la siguiente ecuación:

$$Ahorro_{sin.baterías1} = Potencia\ consumida \cdot Tiempo \cdot Precio\ energía$$

- Si $P_{generada} < P_{consumida}$: En esta segunda situación, los paneles no son capaces de generar toda la potencia que la vivienda demanda por lo que debe absorberse esa energía desde la red, con su correspondiente coste. Por ello, el ahorro vendría representado por la potencia generada, como muestra la siguiente ecuación:

$$Ahorro_{sin.baterías2} = Potencia\ generada \cdot Tiempo \cdot Precio\ energía$$

En la *Figura 11. Ahorro sin baterías*, se puede observar la evolución del ahorro en el importe de factura eléctrica a lo largo de los 25 años analizados.

La tendencia que se observa en el gráfico viene relacionada con la potencia de generación de los módulos. Dentro del año tipo, se da en más ocasiones el caso en el que la potencia generada es menor que la consumida en los intervalos de estudio. Por lo tanto, la razón de esta tendencia es que la potencia generada por los paneles solares se va reduciendo con el tiempo.

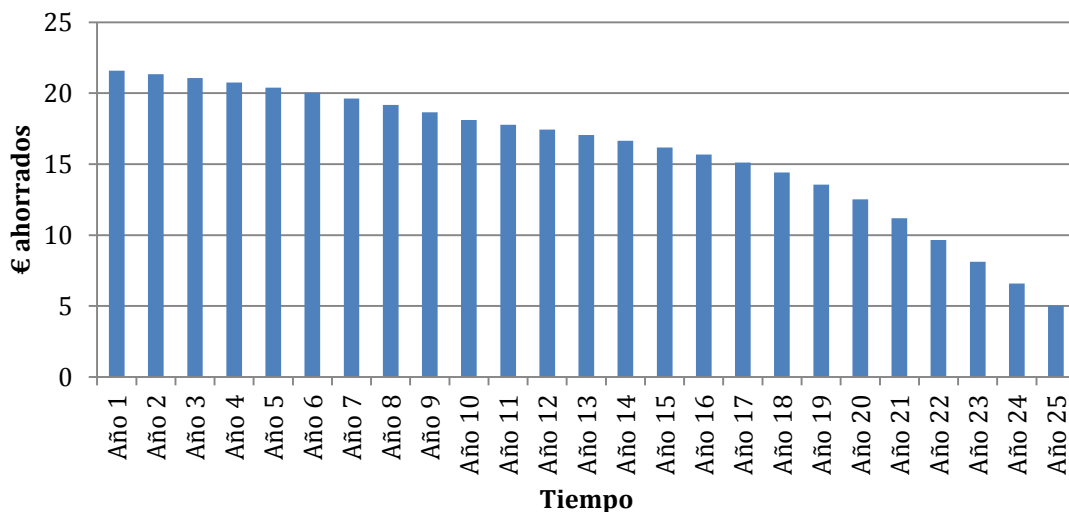


Figura 11. Ahorro sin baterías

A partir de estos valores se ha podido calcular el VAN, dando como resultado un valor de -1756,57 €. Este valor negativo demuestra que la inversión para realizar este proyecto no se aconsejable desde el punto de vista económico por conllevar bastantes riesgos. Con estos valores el plazo de recuperación de la inversión es de 89 años.

En el Anexo A2.2 *Resultados sin sistema de acumulación* se puede visualizar los cálculos obtenido a lo largo de los 25 años.

5.2.2 Análisis económico de la instalación con sistema de acumulación

Para el cálculo del ahorro en este apartado, también se han tenido en cuenta la potencia generada, la potencia consumida, los intervalos de tiempo, el precio de la

energía y además la capacidad de la batería junto con los costes adicionales debidos a dicha batería y al regulador de carga.

Teniendo de referencia estos elementos, el ahorro para cada 15 minutos viene representado por dos situaciones:

- Si $P_{generada} > P_{consumida}$: En este caso, al disponer de sistema de acumulación, el ahorro está relacionado con la potencia consumida ya que la potencia demandada por la vivienda queda totalmente suministrada por los paneles solares. En esta situación, la batería tendría un saldo positivo, es decir estaría en estado de carga o en flotación, teniendo siempre en cuenta los límites establecidos por sus especificaciones. Así, el ahorro obtenido viene representado por la siguiente ecuación:

$$Ahorro_{con\ baterías} = Potencia\ consumida \cdot Tiempo \cdot Precio\ energía$$

- Si $P_{generada} < P_{consumida}$: En esta segunda situación, la instalación fotovoltaica no es capaz de suministrar la potencia requerida por la instalación, y la batería abastecerá a la vivienda. Por tanto, el ahorro obtenido en esta situación estará definido, al igual que en el caso anterior, por la potencia consumida. Cabe destacar que este ahorro sólo se dará si la batería tiene la suficiente capacidad. El dimensionamiento de la batería en este trabajo, se ha realizado a partir del peor caso posible para poder considerar que siempre se cumpla esta situación.

En la *Figura 12. Ahorro con baterías*, se representa el ahorro obtenido durante los 25 años, en este caso. La tendencia que se observa en esta situación es debida a que el ahorro está íntimamente relacionado con la potencia consumida por la instalación gracias al soporte del sistema de acumulación. Para este término, la potencia consumida, se ha considerado un aumento en función del IPC, por lo que esta es la razón principal de la tendencia en este supuesto.

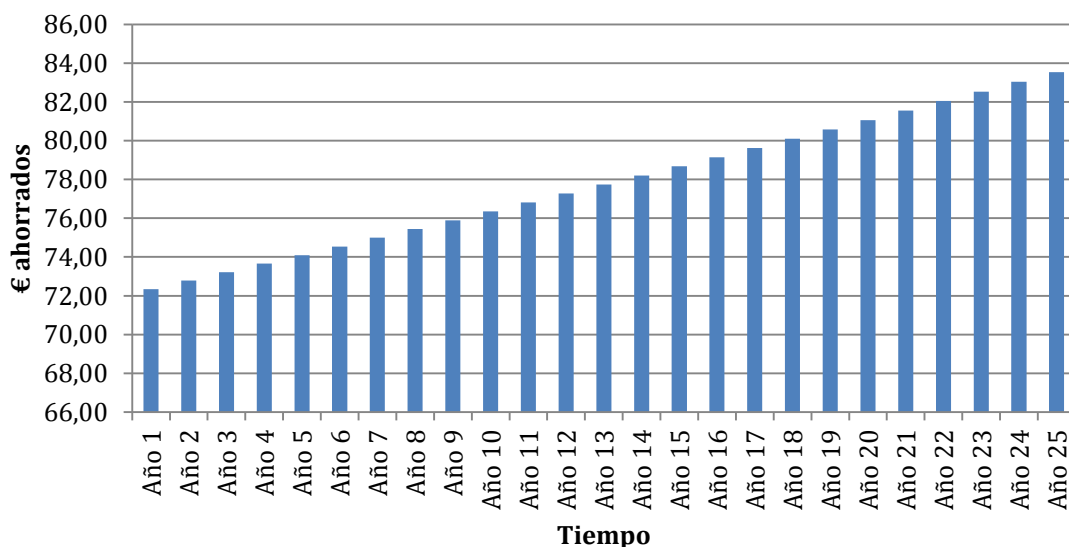


Figura 12. Ahorro con baterías

En este supuesto ha de tenerse en cuenta, además de los módulos solares y el inversor, los costes asociados a la batería y el regulador de carga. Los precios de estos elementos formarían la inversión inicial junto al coste de realizar la instalación y el de otros elementos tales como la estructura soporte, el cableado y el resto de elementos necesarios para su conexión.

Para realizar el cálculo del VAN para esta situación se han tomado las mismas consideraciones que para el apartado anterior, obteniendo un VAN de -2316.18€. La conclusión extraída del proceso es la misma que en la situación sin sistema de acumulación, la inversión no es viable económicamente. Además el plazo de recuperación de la inversión queda estimado en 42 años.

Los resultados obtenidos en este proceso vienen representados en el anexo A2.3. *Resultados con sistema de acumulación.*

5.3 Aplicación del RD 900/2015 en los dos supuestos analizados

El objetivo de este apartado del trabajo es analizar la influencia que tiene el RD 900/2015 sobre la viabilidad del proyecto teniendo en cuenta los costes asociados a los posibles peajes aplicados a la instalación.

En el capítulo 2. *El autoconsumo y RD 900/2015*, se resumen de forma general las nuevas ideas que aparecen en este Real Decreto. El objetivo de este apartado es identificar en qué situaciones son de aplicación los nuevos cargo por otros servicios del sistema que trae consigo el RD 900/2015.

Tal y como indica el documento legal citado anteriormente, en su disposición transitoria primera, punto 3, será de aplicar dos tipos de cargos: los cargos fijos y los cargos variables.

En lo que respecta a los cargos fijos, se indica: "tanto para la modalidad de autoconsumo tipo 1 como para la modalidad tipo 2 la aplicación de dichos cargos fijos se realizará sobre la diferencia entre la potencia de aplicación de cargos definida en el artículo 3⁴ y la potencia a facturar a efectos de aplicación de los peajes de acceso." Por tanto un aspecto importante es realizar correctamente el cálculo de esa diferencia de potencia.

Los cargos fijos van relacionados con la siguiente expresión:

$$\text{Cargos fijos} = Pa - Pb$$

siendo:

- Pa: potencia de aplicación de cargos.
- Pb: potencia a facturar a efectos de aplicación de los peajes de acceso.

A continuación se van a definir ambos conceptos:

⁴ Potencia de aplicación de cargos: potencia requerida por la instalación del consumidor en un periodo tarifario

- Potencia de aplicación de cargos:

El cálculo de este término viene definido en el Anexo I del real decreto y en él se distingue entre dos casos: se dispone del contador que registra la energía total consumida y el otro caso es cuando no se dispone de dicho contador.

En el caso que atañe a este estudio, no se dispone de contador por lo que en el Anexo I, punto 9, apartado b, es donde se indica cómo actuar en este supuesto.

En este momento se vuelve a distinguir dos nuevos casos:

- Sistema no gestionable: en esta situación el RD900/2015 establece que la potencia de aplicación de cargos es igual a la potencia a facturar a efectos de aplicación de los peajes de acceso.

Por lo que siguiendo la nomenclatura usada anteriormente: $P_a = P_b$

- Sistema gestionable: en este supuesto la potencia de aplicación de cargos viene definida por la siguiente expresión:

$$P_a = P_b + P_{max.generación}$$

- Potencia a facturar a efectos de aplicación de los peajes de acceso:

Este término hace referencia a la potencia que se factura en el suministro, o lo que es lo mismo, la potencia contratada.

Tras haber analizado el documento legal, la situación queda definida como sigue:

- Sin sistema de acumulación:

$$Cargos\ fijos = P_b - P_b = 0$$

- Con sistema de acumulación:

$$Cargos\ fijos = P_b + P_{max.generación} - P_b = P_{max.generación}$$

Este valor de cargo fijo ha de ser multiplicado por el valor constante marcado en la disposición transitoria primera, punto 3. Éste tiene un valor para el caso del estudio de 8.989169 €/kW.

Por lo tanto, la parte fija de este cargo va ligada a la instalación de sistemas de acumulación tal y como se ha explicado anteriormente. Por lo que si se decide implementar sistemas de acumulación se deberá pagar esta parte fija del peaje por otros cargos del sistema.

Por otro lado, la aplicación de la parte variable de este cargo viene definida en el RD 900/2015 en su disposición transitoria primera, punto 3, donde especifica que estarán exentos de este pago los consumidores cuya instalación esté conectada en baja tensión y tengan una potencia contratada inferior a 10 kW. La instalación a estudiar cumple este caso por lo que la parte variable de este cargo no tiene aplicación en esta situación.

5.3.1 Cálculo de los cargos por otros servicios del sistema

Tal y como se ha explicado en el apartado anterior, a la instalación sin sistemas de acumulación no se le aplica el cargo por otros servicios del sistema, es decir el coste del peaje es cero. Por tanto, la aplicación del RD no tiene ningún efecto sobre los resultados calculados en el apartado 5.2.1 *Análisis económico de la instalación sin sistema de acumulación*.

Por otro lado, en el supuesto de instalar dichos sistemas de acumulación, el RD 900/2015 sí implica costes adicionales debidos a los peajes de acceso, cuya parte fija se calcula como la diferencia entre la potencia de aplicación de cargos y la potencia a facturar a efectos de aplicación de los peajes de acceso.

Por tanto, el ahorro calculado para la situación en la que la instalación dispone de sistemas de acumulación es todavía menor al mostrado en el apartado 5.2.2. *Análisis económico de la instalación con sistema de acumulación* al tener que pagar la parte fija del cargo por otros servicios del sistema.

Como ya se ha comentado anteriormente, el ahorro en esta situación vendrá definido por la siguiente ecuación:

$$\text{Ahorro}_{\text{con peaje}} = (\text{Potencia consumida} \cdot \text{Tiempo} \cdot \text{Precio energía}) - \text{Peaje}$$

Ahora bien, el término "Peaje" según el Anexo I del RD 900/2015, queda definido de la siguiente manera:

$$\text{Peaje} = P_{\text{max.generada.periodo}} \cdot \text{Cargo fijo}$$

Los resultados obtenidos en esta situación en comparación con los obtenidos en el apartado 5.2.2. *Análisis económico de la instalación con sistema de acumulación* están reflejados en la *Figura 13. Ahorro con baterías antes/después del RD 900/2015*.

La viabilidad del proyecto en este supuesto es todavía menor por el peaje, llegando a obtener un VAN de -2362 € y un plazo de recuperación de la inversión de 46 años.

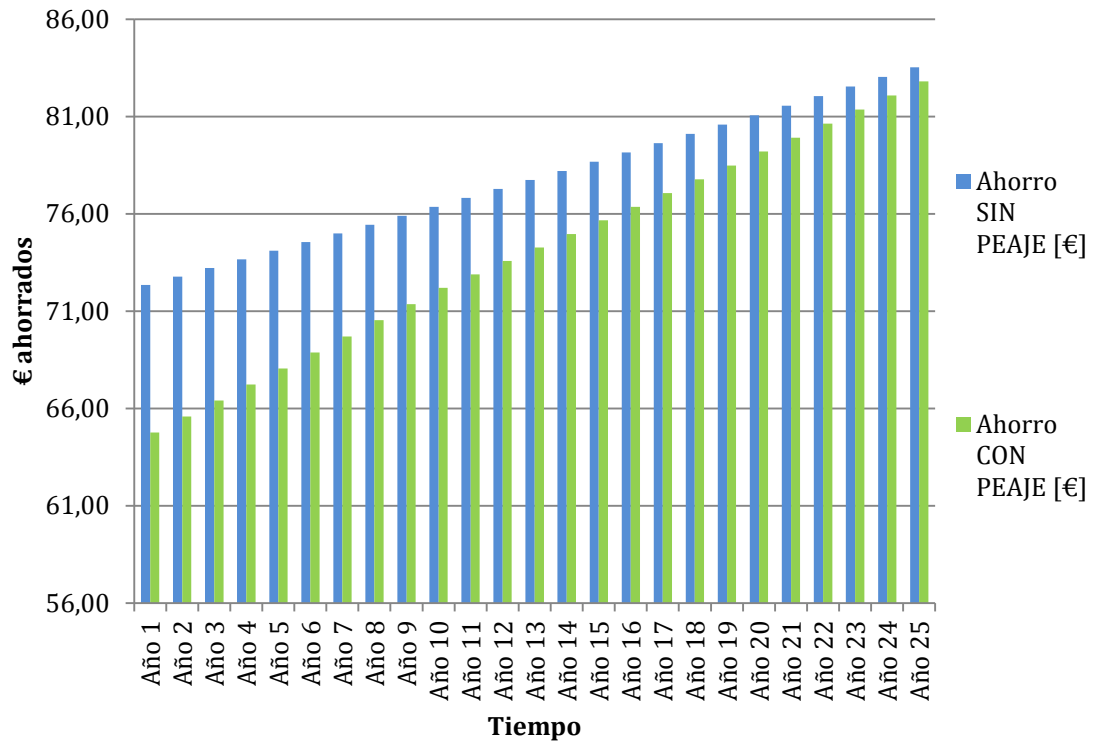


Figura 13. Ahorro con baterías antes/después del RD 900/2015.

6 Resultados del estudio

Tras la realización de los cálculos resumidos en los capítulos anteriores cuyos resultados se detallan en los anexos, se selecciona el módulo A-300M GSE de la casa ATERSA ya que es la opción que mayor demanda es capaz de cubrir en los meses con más potencia requerida. Los cálculos se han realizado tomando como referencia la base de datos PVGIS para el recurso solar en el emplazamiento.

Debido a que se han estudiado dos casos distintos, instalación con y sin sistema de acumulación, las condiciones técnicas de dicha instalación han obligado a diseñar dos situaciones con dos inversores diferentes. Finalmente, se seleccionaron dos inversores de la casa Victron Energy.

Tras el dimensionado de la instalación con un total de tres módulos dispuestos en una única hilera, se realiza el estudio económico y el impacto sobre la factura eléctrica. Teniendo en cuenta al análisis energético realizado en el capítulo 4 y el económico del capítulo 5 se pueden extraer las conclusiones del estudio.

Para la instalación fotovoltaica sin sistema de acumulación, el ahorro medio es de 15,81 €. A pesar de este importe ahorrado, la inversión inicial hace que el proyecto no sea viable tal y como muestra el valor negativo del VAN. La aplicación del RD 900/2015 no afecta a los ahorros mostrados, ya que en este supuesto el peaje a aplicar es nulo.

Para el supuesto en la que la instalación cuenta con sistema de acumulación, el importe medio ahorrado a lo largo de los 25 años de estudio es un total de 77,81 €, cantidad notablemente superior a la obtenida en el caso de no instalar baterías. Sin embargo, la inversión inicial es considerablemente mayor debido a la necesidad de instalar baterías y regulador de carga, por lo que el valor del VAN es también negativo, y el proyecto sigue sin tener viabilidad económica. Al aplicar los peajes que se establecen en el RD 900/2015, el posible ahorro es todavía menor, de unos 74,07€, que hacen todavía menos viable la instalación.

Los principales resultados de este apartado se pueden ver en la *Tabla 4. Resultados económicos* y en la *Figura 14. Resultados generales*.

Tabla 4. Resultados económicos

	Sin aplicar los peajes del RD900/2015		Aplicando los peajes del RD900/2015	
	Sin sistema de acumulación	Con sistema de acumulación	Sin sistema de acumulación	Con sistema de acumulación
Ahorro medio anual [€]	15,91	77,81	15,91	74,07
VAN [€]	-1756,57	-2316,18	No aplica	-2362
PAYBACK [años]	89	42	89	46

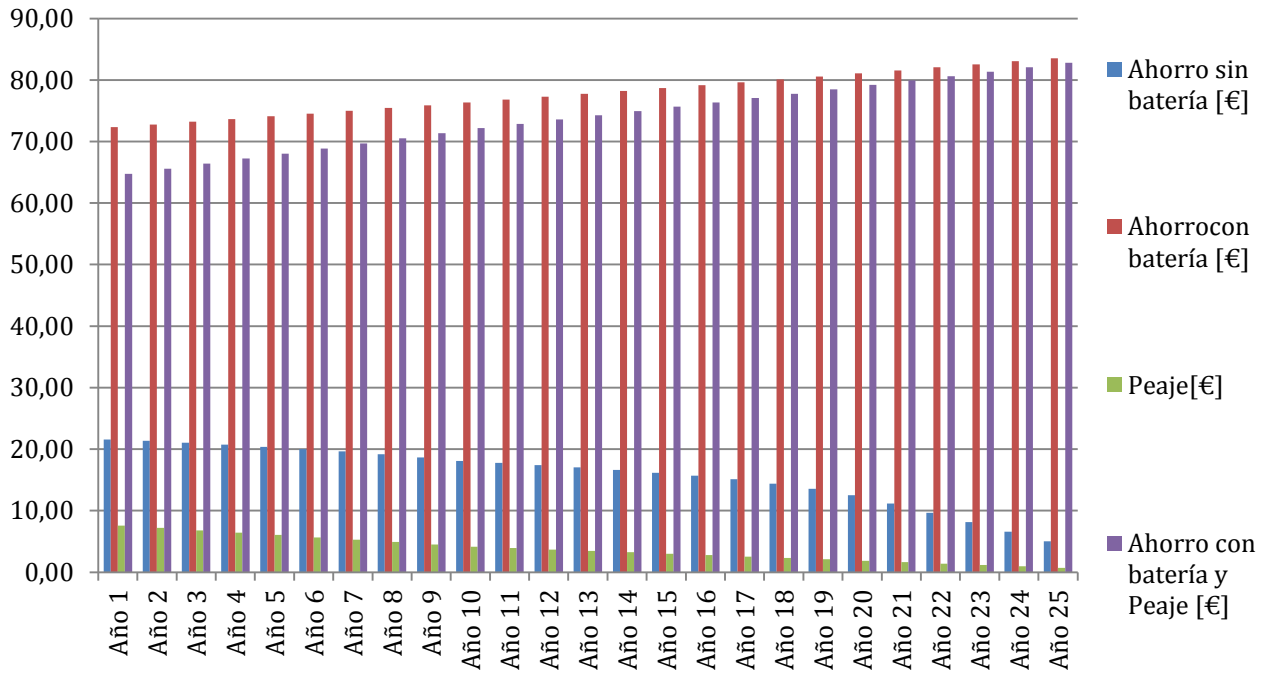


Figura 14. Resultados generales.

7 Conclusiones

El principal objetivo de este TFG es analizar la viabilidad de una pequeña instalación fotovoltaica en una vivienda vacacional acogida a la modalidad de autoconsumo según el RD 900/2015 publicado el pasado octubre.

Son claramente distinguibles dos apartados en todo el trabajo, por un lado el estudio energético y por otro el económico.

El estudio energético comenzó por la caracterización de la instalación fotovoltaica en cuanto a número de módulos instalados. Cabe destacar que se trabajó con ocho modelos distintos de módulos para contrastar la información final y poder así extraer la mejor solución para este caso particular.

Tras esto, llegó el momento de cuantificar la energía generada por dichos módulos. Para ello, se realizó un estudio energético en el que se tuvieron en cuenta hasta un total de nueve tipos de pérdidas, intentando así que los resultados obtenidos fueran lo más veraces posibles.

A continuación, se realizó un estudio del consumo de la vivienda para poder distinguir entre los ocho modelos distintos estudiados, el que mejor se comportara en la situación de estudio en términos de demanda cubierta.

Tras el diseño y el cálculo energético, se pasó a analizar el impacto sobre el importe de la factura. Se tuvieron en cuenta dos supuestos, en el primero se plantea un sistema no gestionable, es decir sin sistema de acumulación y en el segundo un sistema gestionable, con sistema de acumulación. En ambos casos se estudió la aplicación de los peajes según el RD 900/2015 sobre ambas instalaciones y sus consecuencias en el importe de la factura.

Tras estos dos estudios, se analizó la viabilidad en los dos supuestos mediante el cálculo del Valor Actual Neto, VAN, para cada una de las situaciones, además de calcular el plazo de recuperación de la inversión, Payback.

Respecto a la aplicación del RD 900/2015, se realizó un profundo análisis del documento legal del que se pudieron extraer diversas conclusiones. Entre dichas conclusiones destaca aquella que relaciona la aplicación de los cargos por otros servicios del sistema con la instalación de sistemas de acumulación para este caso particular de estudio en el que no existe un contador que registre la energía consumida total por el usuario.

A lo largo del estudio se emplearon diversas herramientas como la base de datos del PVGIS para el recurso solar o material extra que ayudó en las estimaciones de los cálculos como el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión o el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red.

8 Referencias

- [1] Ángel Antonio Bayod Rújula. *Sistemas fotovoltaicos*. Zaragoza: Prensas Universitarias de Zaragoza, 2009.
- [2] Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.
- [3] Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red.
- [4] Apuntes de la asignatura Instalaciones de producción eléctrica con energías renovables.
- [5] ESPAÑA. 2015. Real decreto 900/2015, de 10 octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de protección con autoconsumo. Boletín Oficial del Estado, 10 de octubre de 2015, 243, pp. 94874-94917.
- [6] ESPAÑA. 2013. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico. Boletín Oficial del Estado, 27 de diciembre de 2013, 310, pp. 105198-105294.
- [7] Institute for Energy and Transport. *Photovoltaic Geographical Information System* [sitio web]. [Consulta: 20 enero 2016]. Disponible en: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>.
- [8] Histórico de facturas eléctricas de la vivienda.
- [9] Energías renovables – el periodismo de las energías limpias [sitio web]. [Consulta: 16-23 mayo 2016]. Disponible en: <http://www.energias-renovables.com/>

9 Anexos

A1 Estudio energético

A1.1 Distancia mínima

	ATERSA		SCHOTT	SOLAR WORLD			SUN POWER	
	A-260M GSE	A-300M GSE	SCHOTT PERFORM MONO 260	SW 260	SW 285 BLACK	SW 285	SPR-E18- 295-COM	E20-327
Potencia nominal [Wp]	260,000	300,000	260,000	260,000	285,000	285,000	295,000	327,000
Tensión máxima potencia Vmp [V]	31,800	37,570	31,400	30,700	31,300	31,300	54,200	54,700
Tensión circuito abierto Vca [V]	38,610	45,670	38,400	38,900	39,700	39,700	63,300	64,900
Corriente cortocircuito Icc [A]	8,690	8,530	8,800	9,180	9,840	9,840	5,830	6,460
Eficiencia [%]	15,950	15,410	15,900	15,510	16,700	17,000	18,300	20,400
Tª funcionamto. Célula [°C]	46,000	46,000	48,000	46,000	48,000	46,000	45,000	45,000
Coef. Tª Vca [%/°C]	-0,320	-0,320	-0,310	-0,300	-0,310	-0,300	-0,176	-0,176
Largo [mm]	1640,000	1957,000	1652,000	1675,000	1675,000	1675,000	1559,000	1559,000
Ancho[mm]	997,000	997,000	990,000	1001,000	1001,000	1001,000	1046,000	1046,000
B [mm]	1405,754	1677,476	1416,040	1435,755	1435,755	1435,755	1336,324	1336,324
H [mm]	844,662	1007,930	850,843	862,689	862,689	862,689	802,944	802,944
A [mm]	1701,141	2029,959	1713,588	1737,445	1737,445	1737,445	1617,121	1617,121
Distancia mínima [mm]	3106,895	3707,435	3129,628	3173,201	3173,201	3173,201	2953,445	2953,445

A1.2 Número de módulos

	ATERSA		SCHOTT	SOLAR WORLD		SUN POWER		
	A-260M GSE	A-300M GSE	SCHOTT PERFORM MONO 260	SW 260	SW 285 BLACK	SW 285	SPR-E18- 295-COM	E20-327
Nº módulos por ancho [uds]	3,094	3,094	3,116	3,082	3,082	3,082	2,949	2,949
	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	2,000	2,000
Nº filas por profundidad [uds]	0,389	0,326	0,387	0,381	0,381	0,381	0,410	0,410
	1,389	1,326	1,387	1,381	1,381	1,381	1,410	1,410
	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Nº módulos total [uds]	3	3	3	3	3	3	2	2

A1.3 Potencia generada en condiciones STC

	ATERSA		SCHOTT	SOLAR WORLD			SUN POWER	
	A-260M GSE	A-300M GSE	SCHOTT PERFORM MONO 260	SW 260	SW 285 BLACK	SW 285	SPR-E18- 295-COM	E20-327
Potencia nominal [Wp]	260	300	260	260	285	285	295	327
NºMódulos [uds]	3	3	3	3	3	3	2	2
Potencia generada	780	900	780	780	855	855	590	654

A1.4 Energía bruta

	ATERSA		SCHOTT	SOLAR WORLD			SUN POWER	
	A-260M GSE	A-300M GSE	SCHOTT PERFORM MONO 260	SW 260	SW 285 BLACK	SW 285	SPR-E18-295-COM	E20-327
Potencia nominal [Wp]	260	300	260	260	285	285	295	327
Nº módulos [uds]	3	3	3	3	3	3	2	2
Potencia total [W]	780	900	780	780	855	855	590	654

Nº días mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31

Irradiación media por mes [Wh]	3810	4790	5940	5940	6320	6570	6740	6370	5850	5130	4140	3520
--------------------------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Media [Wh]
A-260M GSE	92125,80	104613,60	143629,20	138996,00	152817,60	153738,00	162973,20	154026,60	136890,00	124043,40	96876,00	85113,60	128820,25
A-300M GSE	106299,00	120708,00	165726,00	160380,00	176328,00	177390,00	188046,00	177723,00	157950,00	143127,00	111780,00	98208,00	148638,75
SCHOTT PERFORM MONO 260	92125,80	104613,60	143629,20	138996,00	152817,60	153738,00	162973,20	154026,60	136890,00	124043,40	96876,00	85113,60	128820,25
SW 260	92125,80	104613,60	143629,20	138996,00	152817,60	153738,00	162973,20	154026,60	136890,00	124043,40	96876,00	85113,60	128820,25
SW 285 BLACK	100984,05	114672,60	157439,70	152361,00	167511,60	168520,50	178643,70	168836,85	150052,50	135970,65	106191,00	93297,60	141206,81
SW 285	100984,05	114672,60	157439,70	152361,00	167511,60	168520,50	178643,70	168836,85	150052,50	135970,65	106191,00	93297,60	141206,81
SPR-E18-295-COM	69684,90	79130,80	108642,60	105138,00	115592,80	116289,00	123274,60	116507,30	103545,00	93827,70	73278,00	64380,80	97440,96
E20-327	77243,94	87714,48	120427,56	116542,80	128131,68	128903,40	136646,76	129145,38	114777,00	104005,62	81226,80	71364,48	108010,83

A1.5 Pérdidas

	A-260M GSE	A-300M GSE	SCHOTT PERFORM MONO 260	SW 260	SW 285 BLACK	SW 285	SPR-E18-295-COM	E20-327
Tª funcionamto. Célula [°C]	46	46	48	46	48	46	45	45
C por módulo	0,0325	0,0325	0,0350	0,0325	0,0350	0,0325	0,0313	0,0313

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Irradiancia	408,351	464,610	503,936	464,627	443,263	445,644	472,684	479,585	476,143	474,256	421,103	397,600
Tª media del mes	11,800	11,800	13,200	14,900	17,800	21,600	24,200	25,000	22,900	20,200	15,600	12,700

	Tª Célula por mes											
A-260M GSE	25,071	26,900	29,578	30,000	32,206	36,083	39,562	40,587	38,375	35,613	29,286	25,622
A-300M GSE	25,071	26,900	29,578	30,000	32,206	36,083	39,562	40,587	38,375	35,613	29,286	25,622
SCHOTT PERFORM MONO 260	26,092	28,061	30,838	31,162	33,314	37,198	40,744	41,785	39,565	36,799	30,339	26,616
SW 260	25,071	26,900	29,578	30,000	32,206	36,083	39,562	40,587	38,375	35,613	29,286	25,622
SW 285 BLACK	26,092	28,061	30,838	31,162	33,314	37,198	40,744	41,785	39,565	36,799	30,339	26,616
SW 285	25,071	26,900	29,578	30,000	32,206	36,083	39,562	40,587	38,375	35,613	29,286	25,622
SPR-E18-295-COM	24,561	26,319	28,948	29,420	31,652	35,526	38,971	39,987	37,779	35,020	28,759	25,125
E20-327	24,561	26,319	28,948	29,420	31,652	35,526	38,971	39,987	37,779	35,020	28,759	25,125

	Energía Bruta teniendo en cuenta pérdidas por Tª [Wh]											
A-260M GSE	92104,746	103977,611	141525,124	136771,890	149293,723	148285,377	155378,786	146344,241	131031,264	119830,563	95547,378	84944,190
A-300M GSE	106274,706	119974,166	163298,220	157813,719	172261,988	171098,512	179283,215	168858,740	151189,921	138266,034	110246,975	98012,527
SCHOTT PERFORM MONO 260	91813,851	104259,366	143142,854	138525,343	152300,141	153217,424	162421,353	153505,047	136426,474	123623,374	96547,966	84825,395
SW 260	92106,061	104017,360	141656,629	136910,896	149513,965	148626,166	155853,437	146824,389	131397,435	120093,865	95630,417	84954,778
SW 285 BLACK	100961,692	113997,243	155205,384	149999,219	163769,598	162730,365	170579,199	160678,961	143831,114	131497,042	104780,138	93117,704
SW 285	100962,413	114019,029	155277,458	150075,406	163890,308	162917,143	170839,344	160942,119	144031,804	131641,352	104825,649	93123,507
SPR-E18-295-COM	69738,744	78947,095	107887,698	104320,183	114239,500	114134,581	120243,323	113434,167	101216,081	92172,948	72793,146	64366,636
E20-327	77303,625	87510,848	119590,770	115636,271	126631,582	126515,281	133286,667	125738,890	112195,452	102171,370	80689,351	71348,780

	Pérdidas por Tª											
A-260M GSE	0,023	0,608	1,465	1,600	2,306	3,547	4,660	4,988	4,280	3,396	1,371	0,199
A-300M GSE	0,023	0,608	1,465	1,600	2,306	3,547	4,660	4,988	4,280	3,396	1,371	0,199
SCHOTT PERFORM MONO 260	0,339	0,339	0,339	0,339	0,339	0,339	0,339	0,339	0,339	0,339	0,339	0,339
SW 260	0,021	0,570	1,373	1,500	2,162	3,325	4,369	4,676	4,012	3,184	1,286	0,187
SW 285 BLACK	0,022	0,589	1,419	1,550	2,234	3,436	4,514	4,832	4,146	3,290	1,329	0,193
SW 285	0,021	0,570	1,373	1,500	2,162	3,325	4,369	4,676	4,012	3,184	1,286	0,187
SPR-E18-295-COM	-0,077	0,232	0,695	0,778	1,171	1,853	2,459	2,638	2,249	1,764	0,662	0,022
E20-327	-0,077	0,232	0,695	0,778	1,171	1,853	2,459	2,638	2,249	1,764	0,662	0,022

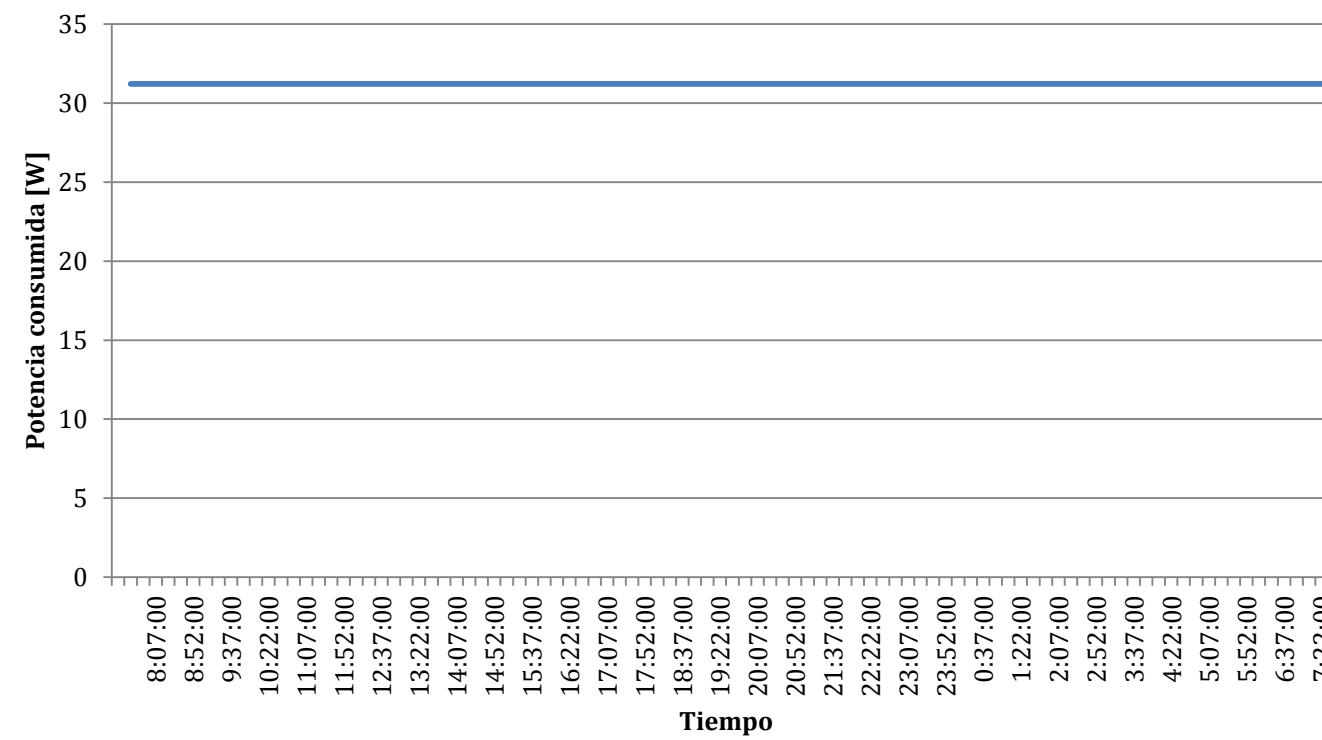
A2 Estudio económico
A2.1 Demandas tipo
Demanda Baja

Microondas 800W	Frigorífico 150W	Vitrocerámica 5700W	Horno 3580W	Lavavajillas 2400W	Lavadora 2200W	AACC 5000W	Lámparas 118W	TV 200W	Tomas 1000W	Hora	Pcon [W]
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	7:37:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	7:52:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	8:07:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	8:22:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	8:37:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	8:52:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	9:07:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	9:22:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	9:37:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	9:52:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	10:07:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	10:22:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	10:37:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	10:52:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	11:07:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	11:22:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	11:37:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	11:52:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	12:07:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	12:22:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	12:37:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	12:52:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	13:07:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	13:22:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	13:37:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	13:52:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	14:07:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	14:22:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	14:37:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	14:52:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	15:07:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	15:22:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	15:37:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	15:52:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	16:07:00	31,21

0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	16:22:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	16:37:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	16:52:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	17:07:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	17:22:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	17:37:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	17:52:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	18:07:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	18:22:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	18:37:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	18:52:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	19:07:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	19:22:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	19:37:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	19:52:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	20:07:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	20:22:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	20:37:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	20:52:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	21:07:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	21:22:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	21:37:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	21:52:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	22:07:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	22:22:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	22:37:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	22:52:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	23:07:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	23:22:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	23:37:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	23:52:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	0:07:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	0:22:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	0:37:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	0:52:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	1:07:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	1:22:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	1:37:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	1:52:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	2:07:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	2:22:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	2:37:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	2:52:00	31,21

0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3:07:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3:22:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3:37:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3:52:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4:07:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4:22:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4:37:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4:52:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5:07:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5:22:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5:37:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5:52:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6:07:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6:22:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6:37:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6:52:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7:07:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7:22:00	31,21
0	31,21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7:37:00	31,21

Gráfica demanda baja



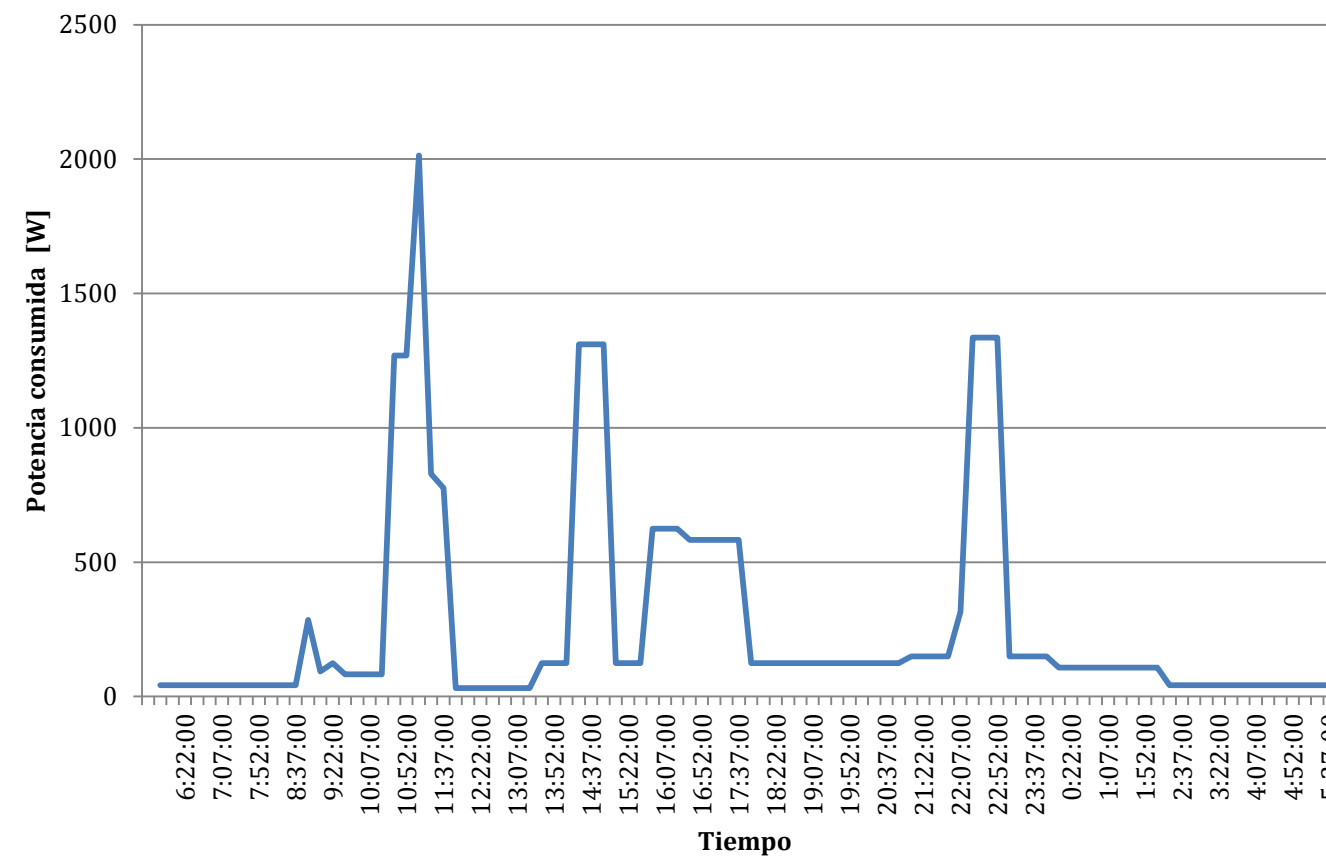
Demanda alta

Microondas 800W	Frigorífico 150W	Vitrocerámica 5700W	Horno 3580W	Lavavajillas 2400W	Lavadora 2200W	AACC 5000W	Lámparas 118W	TV 200W	Tomas 1000W	Hora	Pcon [W]
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,40	5:52:00	41,61
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,40	6:07:00	41,61
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,40	6:22:00	41,61
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,40	6:37:00	41,61
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,40	6:52:00	41,61
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,40	7:07:00	41,61
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,40	7:22:00	41,61
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,40	7:37:00	41,61
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,40	7:52:00	41,61
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,40	8:07:00	41,61
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,40	8:22:00	41,61
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,40	8:37:00	41,61
166,45	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,55	41,61	20,81	8:52:00	284,62
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,61	20,81	9:07:00	93,63
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,61	52,01	9:22:00	124,83
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	52,01	9:37:00	83,22
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	52,01	9:52:00	83,22
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	52,01	10:07:00	83,22
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	52,01	10:22:00	83,22
0,00	31,21	1185,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	52,01	10:37:00	1269,15
0,00	31,21	1185,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	52,01	10:52:00	1269,15
0,00	31,21	1185,93	744,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	52,01	11:07:00	2014,00
0,00	31,21	0,00	744,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	52,01	11:22:00	828,07
0,00	31,21	0,00	744,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11:37:00	776,05
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11:52:00	31,21
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12:07:00	31,21
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12:22:00	31,21
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12:37:00	31,21
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12:52:00	31,21
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13:07:00	31,21
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13:22:00	31,21
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,61	52,01	13:37:00	124,83
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,61	52,01	13:52:00	124,83
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,61	52,01	14:07:00	124,83
0,00	31,21	1185,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,61	52,01	14:22:00	1310,76
0,00	31,21	1185,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,61	52,01	14:37:00	1310,76
0,00	31,21	1185,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,61	52,01	14:52:00	1310,76
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,61	52,01	15:07:00	124,83
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,61	52,01	15:22:00	124,83

0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,61	52,01	15:37:00	124,83
0,00	31,21	0,00	0,00	499,34	0,00	0,00	0,00	41,61	52,01	15:52:00	624,17
0,00	31,21	0,00	0,00	499,34	0,00	0,00	0,00	41,61	52,01	16:07:00	624,17
0,00	31,21	0,00	0,00	499,34	0,00	0,00	0,00	41,61	52,01	16:22:00	624,17
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	457,73	0,00	0,00	41,61	52,01	16:37:00	582,56
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	457,73	0,00	0,00	41,61	52,01	16:52:00	582,56
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	457,73	0,00	0,00	41,61	52,01	17:07:00	582,56
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	457,73	0,00	0,00	41,61	52,01	17:22:00	582,56
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	457,73	0,00	0,00	41,61	52,01	17:37:00	582,56
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,61	52,01	17:52:00	124,83
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,61	52,01	18:07:00	124,83
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,61	52,01	18:22:00	124,83
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,61	52,01	18:37:00	124,83
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,61	52,01	18:52:00	124,83
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,61	52,01	19:07:00	124,83
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,61	52,01	19:22:00	124,83
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,61	52,01	19:37:00	124,83
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,61	52,01	19:52:00	124,83
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,61	52,01	20:07:00	124,83
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,61	52,01	20:22:00	124,83
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,61	52,01	20:37:00	124,83
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,61	52,01	20:52:00	124,83
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,55	41,61	52,01	21:07:00	149,39
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,55	41,61	52,01	21:22:00	149,39
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,55	41,61	52,01	21:37:00	149,39
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,55	41,61	52,01	21:52:00	149,39
166,45	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,55	41,61	52,01	22:07:00	315,83
0,00	31,21	1185,93	0,00	0,00	0,00	0,00	24,55	41,61	52,01	22:22:00	1335,31
0,00	31,21	1185,93	0,00	0,00	0,00	0,00	24,55	41,61	52,01	22:37:00	1335,31
0,00	31,21	1185,93	0,00	0,00	0,00	0,00	24,55	41,61	52,01	22:52:00	1335,31
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,55	41,61	52,01	23:07:00	149,39
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,55	41,61	52,01	23:22:00	149,39
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,55	41,61	52,01	23:37:00	149,39
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,55	41,61	52,01	23:52:00	149,39
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,55	41,61	10,40	0:07:00	107,77
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,55	41,61	10,40	0:22:00	107,77
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,55	41,61	10,40	0:37:00	107,77
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,55	41,61	10,40	0:52:00	107,77
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,55	41,61	10,40	1:07:00	107,77
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,55	41,61	10,40	1:22:00	107,77
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,55	41,61	10,40	1:37:00	107,77
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,55	41,61	10,40	1:52:00	107,77
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,55	41,61	10,40	2:07:00	107,77

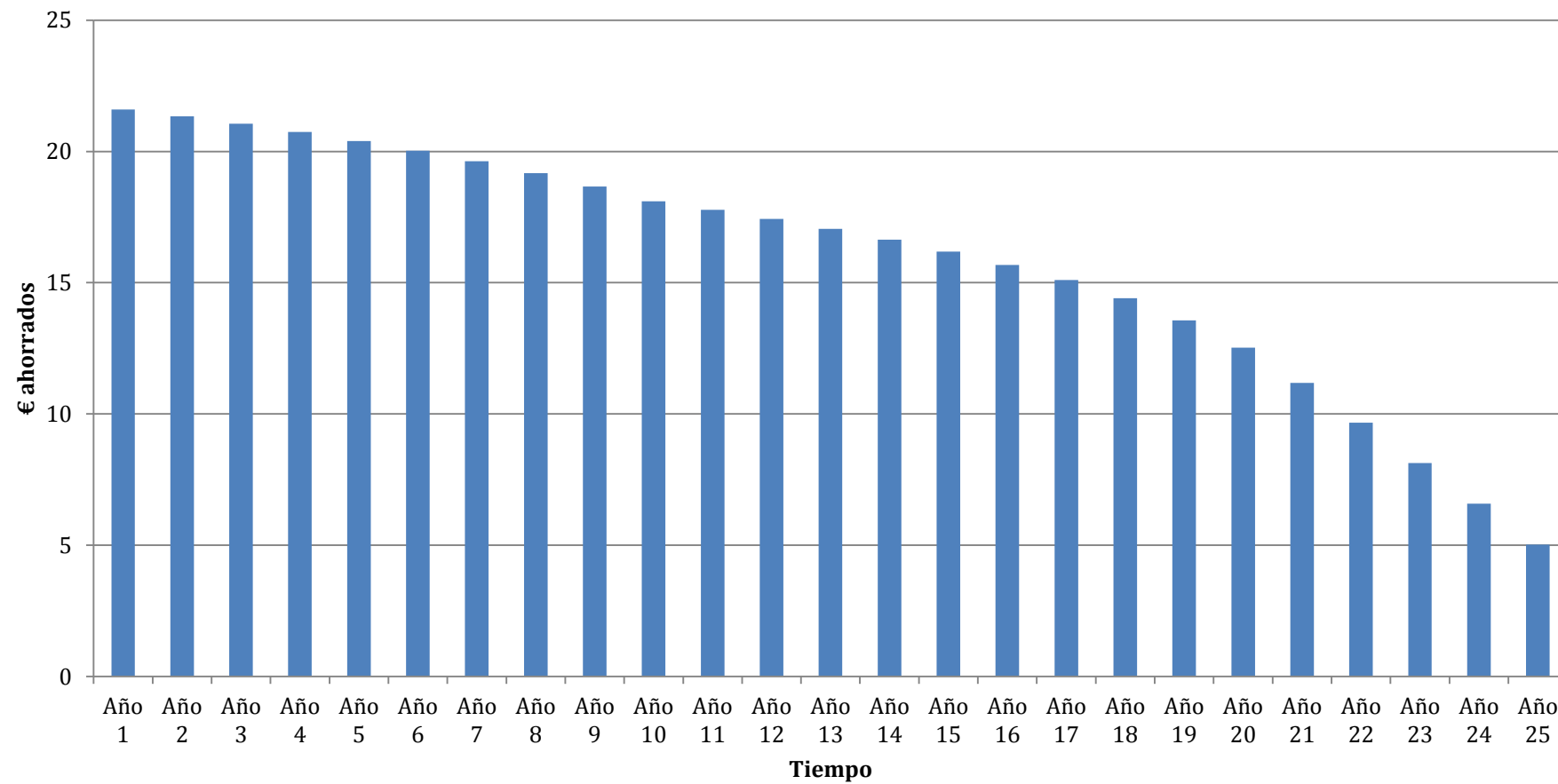
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,40	2:22:00	41,61
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,40	2:37:00	41,61
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,40	2:52:00	41,61
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,40	3:07:00	41,61
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,40	3:22:00	41,61
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,40	3:37:00	41,61
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,40	3:52:00	41,61
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,40	4:07:00	41,61
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,40	4:22:00	41,61
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,40	4:37:00	41,61
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,40	4:52:00	41,61
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,40	5:07:00	41,61
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,40	5:22:00	41,61
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,40	5:37:00	41,61
0,00	31,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,40	5:52:00	41,61

Gráfica demanda alta



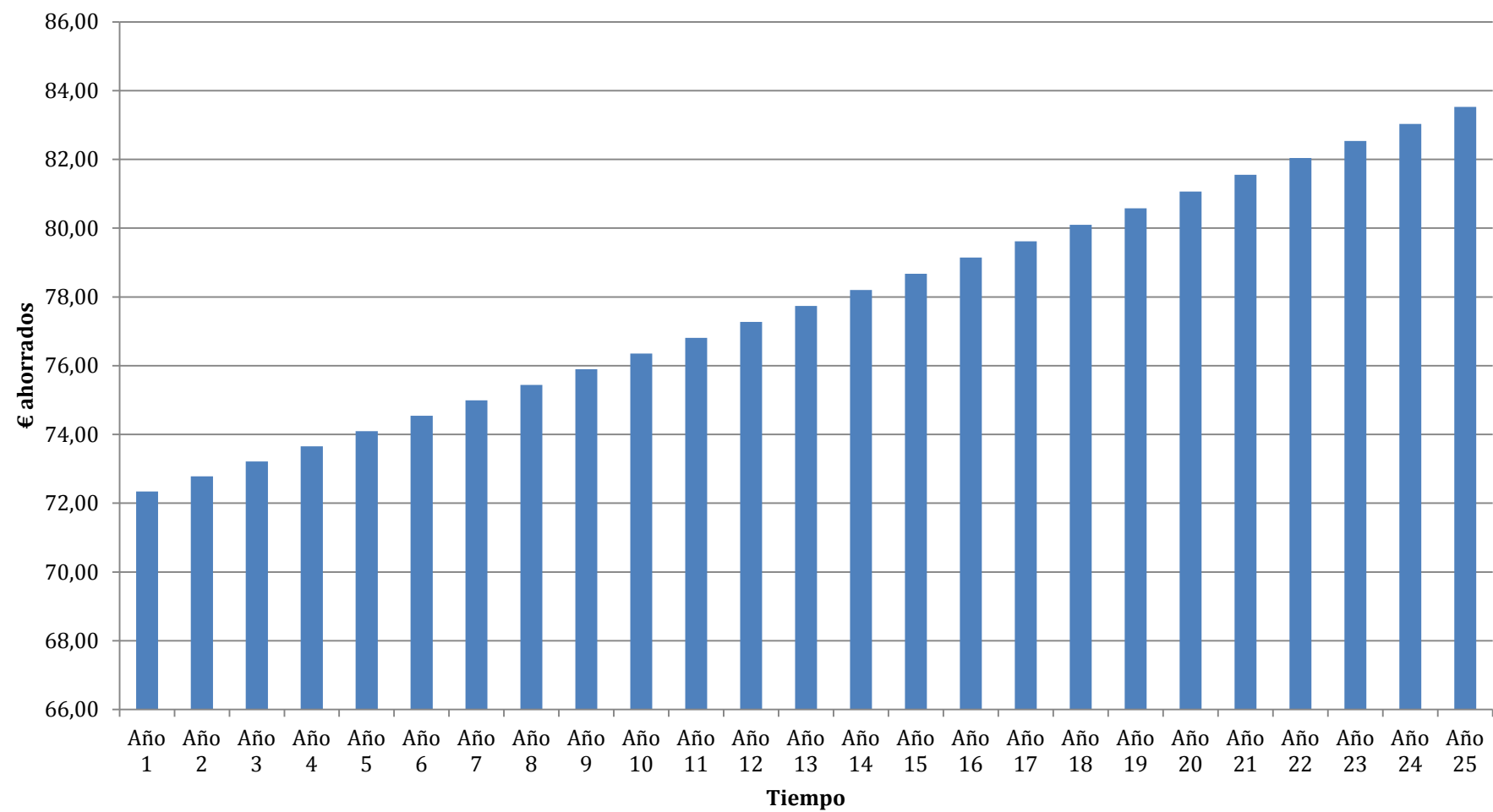
A2.2 Resultados sin sistema de acumulación

	Importe ahorrado anual [€]																								
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Enero	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,15	1,15	1,14	1,13	1,12	1,11	1,10	1,09	1,07	1,05	1,02	0,98	0,93	0,84	0,75	0,66	0,57	0,48	0,39	0,30
Febrero	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,14	1,13	1,12	1,12	1,11	1,10	1,09	1,07	1,05	1,03	0,99	0,94	0,86	0,76	0,65	0,55	0,44	0,34
Marzo	1,42	1,42	1,43	1,43	1,42	1,42	1,42	1,41	1,40	1,39	1,39	1,38	1,37	1,36	1,34	1,32	1,29	1,26	1,22	1,15	1,04	0,90	0,76	0,61	0,47
Abril	1,59	1,58	1,57	1,57	1,56	1,54	1,53	1,51	1,49	1,47	1,46	1,44	1,42	1,40	1,38	1,35	1,31	1,27	1,21	1,14	1,01	0,87	0,73	0,59	0,45
Mayo	1,75	1,74	1,73	1,72	1,70	1,69	1,67	1,65	1,62	1,60	1,58	1,56	1,54	1,52	1,49	1,46	1,42	1,38	1,32	1,24	1,11	0,96	0,81	0,65	0,50
Junio	1,88	1,86	1,84	1,82	1,79	1,77	1,74	1,70	1,67	1,63	1,60	1,58	1,55	1,52	1,49	1,46	1,41	1,37	1,31	1,23	1,12	0,97	0,81	0,66	0,50
Julio	3,85	3,74	3,62	3,49	3,34	3,19	3,03	2,85	2,67	2,48	2,36	2,25	2,13	2,01	1,90	1,78	1,66	1,54	1,42	1,30	1,17	1,02	0,86	0,69	0,53
Agosto	3,58	3,48	3,36	3,24	3,11	2,97	2,84	2,69	2,53	2,35	2,25	2,14	2,03	1,92	1,81	1,70	1,59	1,47	1,36	1,24	1,12	0,96	0,81	0,66	0,50
Septiembre	1,63	1,61	1,60	1,59	1,57	1,55	1,53	1,51	1,49	1,46	1,44	1,42	1,40	1,37	1,34	1,31	1,28	1,23	1,18	1,11	0,99	0,86	0,72	0,58	0,45
Octubre	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,32	1,32	1,31	1,30	1,29	1,28	1,27	1,26	1,24	1,22	1,19	1,15	1,10	1,02	0,90	0,77	0,65	0,53	0,40
Noviembre	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,15	1,15	1,14	1,13	1,12	1,11	1,10	1,08	1,07	1,04	1,01	0,96	0,89	0,79	0,70	0,60	0,51	0,41	0,31
Diciembre	1,10	1,11	1,11	1,11	1,11	1,10	1,10	1,09	1,08	1,07	1,06	1,05	1,04	1,02	1,00	0,97	0,92	0,86	0,78	0,69	0,61	0,53	0,44	0,36	0,27
TOTAL	21,59	21,34	21,06	20,74	20,39	20,02	19,62	19,17	18,66	18,10	17,78	17,43	17,05	16,64	16,18	15,68	15,10	14,41	13,56	12,52	11,19	9,66	8,13	6,58	5,03



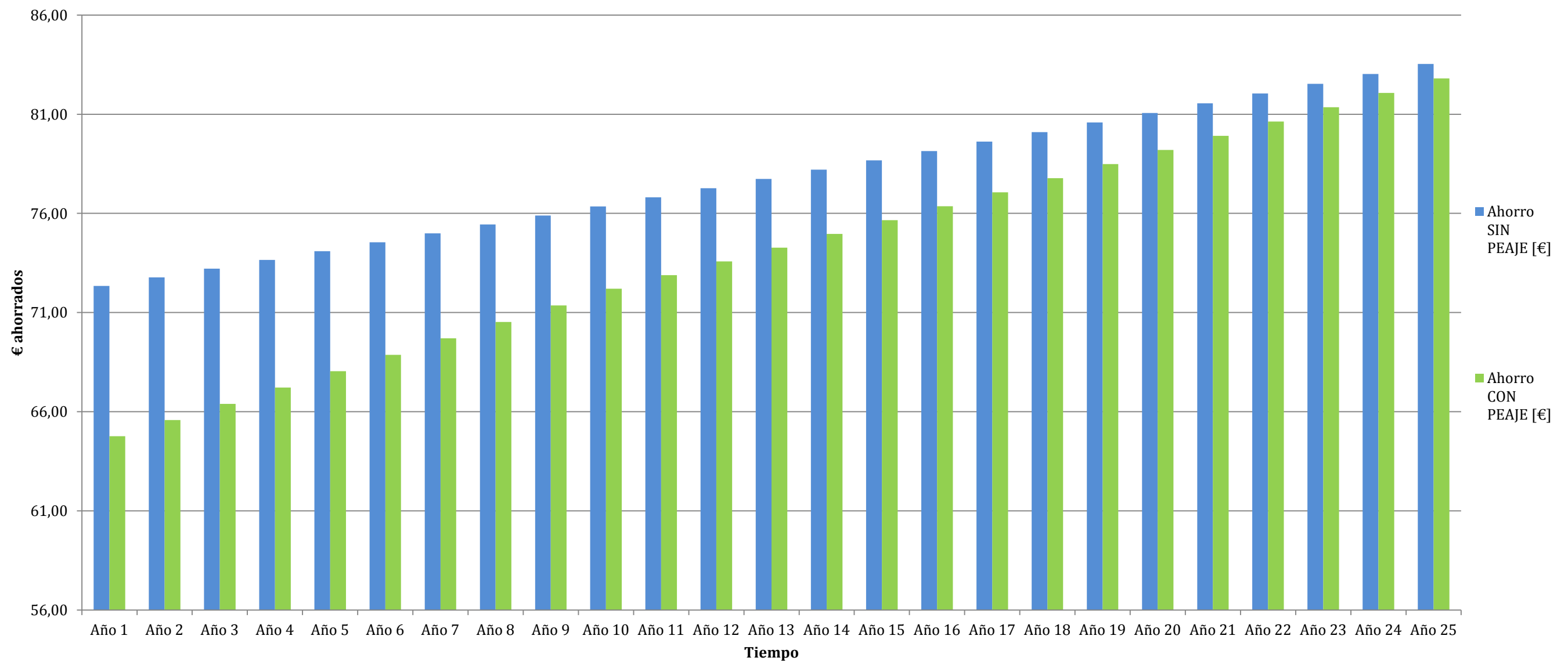
A2.3 Resultados con sistema de acumulación

	Importe ahorro anual [€]																								
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Enero	3,23	3,25	3,27	3,28	3,30	3,32	3,34	3,36	3,38	3,40	3,43	3,45	3,47	3,49	3,51	3,53	3,55	3,57	3,59	3,62	3,64	3,66	3,68	3,70	3,73
Febrero	2,91	2,93	2,95	2,97	2,98	3,00	3,02	3,04	3,06	3,08	3,09	3,11	3,13	3,15	3,17	3,19	3,21	3,23	3,25	3,27	3,28	3,30	3,32	3,34	3,36
Marzo	3,23	3,25	3,27	3,28	3,30	3,32	3,34	3,36	3,38	3,40	3,43	3,45	3,47	3,49	3,51	3,53	3,55	3,57	3,59	3,62	3,64	3,66	3,68	3,70	3,73
Abril	4,14	4,16	4,19	4,21	4,24	4,26	4,29	4,32	4,34	4,37	4,39	4,42	4,45	4,47	4,50	4,53	4,55	4,58	4,61	4,64	4,66	4,69	4,72	4,75	4,78
Mayo	4,24	4,27	4,29	4,32	4,34	4,37	4,40	4,42	4,45	4,48	4,50	4,53	4,56	4,59	4,61	4,64	4,67	4,70	4,73	4,75	4,78	4,81	4,84	4,87	4,90
Junio	6,27	6,31	6,34	6,38	6,42	6,46	6,50	6,54	6,58	6,62	6,66	6,70	6,74	6,78	6,82	6,86	6,90	6,94	6,98	7,02	7,07	7,11	7,15	7,20	7,24
Julio	18,97	19,09	19,20	19,32	19,43	19,55	19,67	19,78	19,90	20,02	20,14	20,26	20,39	20,51	20,63	20,76	20,88	21,01	21,13	21,26	21,39	21,51	21,64	21,77	21,90
Agosto	18,97	19,09	19,20	19,32	19,43	19,55	19,67	19,78	19,90	20,02	20,14	20,26	20,39	20,51	20,63	20,76	20,88	21,01	21,13	21,26	21,39	21,51	21,64	21,77	21,90
Septiembre	5,15	5,18	5,22	5,25	5,28	5,31	5,34	5,37	5,41	5,44	5,47	5,50	5,54	5,57	5,60	5,64	5,67	5,71	5,74	5,78	5,81	5,84	5,88	5,92	5,95
Octubre	1,76	1,77	1,78	1,79	1,81	1,82	1,83	1,84	1,85	1,86	1,87	1,88	1,89	1,91	1,92	1,93	1,94	1,95	1,96	1,98	1,99	2,00	2,01	2,02	2,04
Noviembre	1,71	1,72	1,73	1,74	1,75	1,76	1,77	1,78	1,79	1,80	1,81	1,82	1,83	1,84	1,86	1,87	1,88	1,89	1,90	1,91	1,92	1,93	1,95	1,96	1,97
Diciembre	1,76	1,77	1,78	1,79	1,81	1,82	1,83	1,84	1,85	1,86	1,87	1,88	1,89	1,91	1,92	1,93	1,94	1,95	1,96	1,98	1,99	2,00	2,01	2,02	2,04
TOTAL	72,34	72,78	73,22	73,66	74,10	74,54	74,99	75,44	75,90	76,35	76,81	77,27	77,74	78,20	78,67	79,15	79,62	80,10	80,58	81,07	81,55	82,04	82,54	83,03	83,53



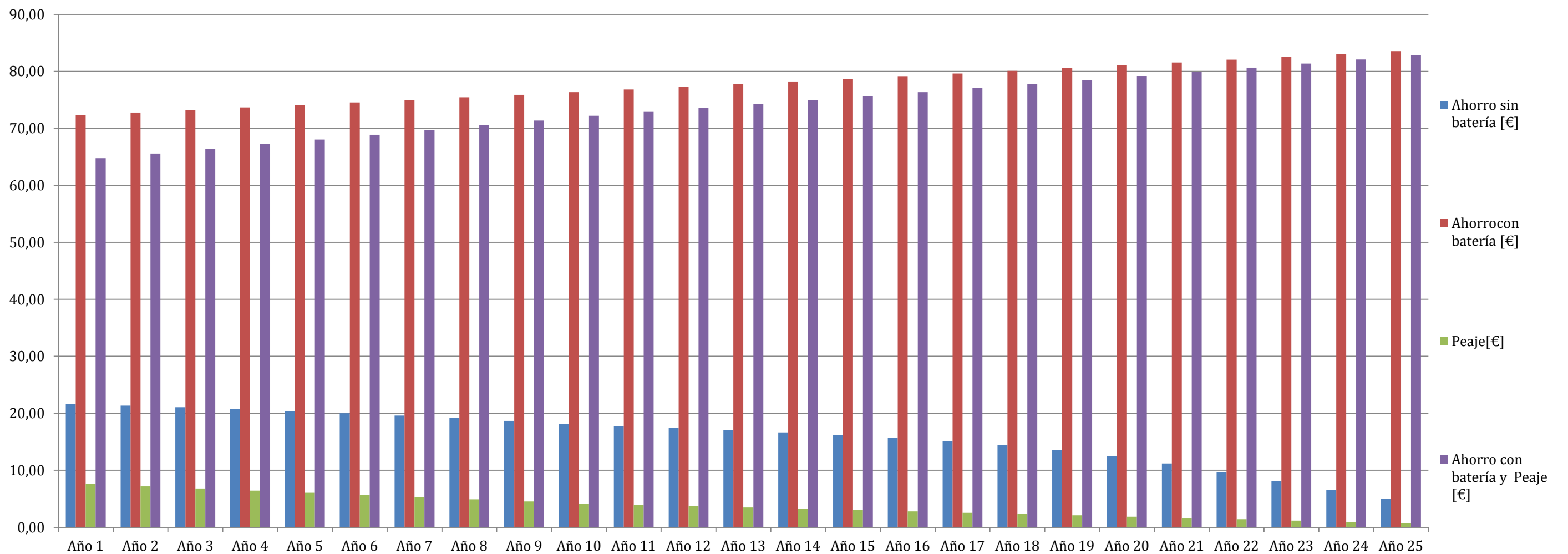
A2.4 Resultados influencia RD 900/2015 en el ahorro

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Ahorro sin Peaje [€]	72,34	72,78	73,22	73,66	74,10	74,54	74,99	75,44	75,90	76,35	76,81	77,27	77,74	78,20	78,67	79,15	79,62	80,10	80,58	81,07	81,55	82,04	82,54	83,03	83,53
Peaje[€]	7,57	7,20	6,81	6,43	6,05	5,67	5,29	4,91	4,53	4,15	3,92	3,70	3,47	3,24	3,01	2,78	2,55	2,33	2,10	1,87	1,64	1,41	1,18	0,96	0,73
Ahorro con Peaje [€]	64,77	65,58	66,40	67,22	68,04	68,87	69,70	70,53	71,36	72,20	72,89	73,58	74,27	74,96	75,66	76,36	77,07	77,77	78,48	79,20	79,91	80,63	81,36	82,07	82,80



A2.5 Resultados generales

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Ahorro sin batería [€]	21,59	21,34	21,06	20,74	20,39	20,02	19,62	19,17	18,66	18,10	17,78	17,43	17,05	16,64	16,18	15,68	15,10	14,41	13,56	12,52	11,19	9,66	8,13	6,58	5,03
Ahorro con batería [€]	72,34	72,78	73,22	73,66	74,10	74,54	74,99	75,44	75,90	76,35	76,81	77,27	77,74	78,20	78,67	79,15	79,62	80,10	80,58	81,07	81,55	82,04	82,54	83,03	83,53
Peaje[€]	7,57	7,20	6,81	6,43	6,05	5,67	5,29	4,91	4,53	4,15	3,92	3,70	3,47	3,24	3,01	2,78	2,55	2,33	2,10	1,87	1,64	1,41	1,18	0,96	0,73
Ahorro con batería y Peaje [€]	64,77	65,58	66,40	67,22	68,04	68,87	69,70	70,53	71,36	72,20	72,89	73,58	74,27	74,96	75,66	76,36	77,07	77,77	78,48	79,20	79,91	80,63	81,36	82,07	82,80



A3 Hojas de características

A3.1 Módulos fotovoltaicos

A-260M GSE (ATERSA)

Módulos fotovoltaicos para el futuro

A-xxxM GSE (xxx = potencia nominal)

Características eléctricas

Potencia Máxima (P _{max})	250 W	255 W	260 W	265 W	270 W
Tensión Máxima Potencia (V _{mp})	31.31 V	31.57 V	31.80 V	32.08 V	32.31 V
Corriente Máxima Potencia (I _{mp})	7.99 A	8.08 A	8.18	8.27 A	8.36 A
Tensión de Circuito Abierto (V _{oc})	38.03 V	38.32 V	38.61	38.86 V	39.12 V
Corriente en Cortocircuito (I _{sc})	8.52 A	8.60 A	8.69	8.79 A	8.88 A
Eficiencia del Módulo (%)	15.34	15.65	15.95	16.26	16.57
Tolerancia de Potencia (W)			0/+5		
Máxima Serie de Fusibles (A)			15		
Máxima Tensión del Sistema			DC 1000 V (IEC) / DC 600 V (UL)		
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)			46±2		

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m², espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C.
Tolerancias medida STC: ±3% (P_{mp}); ±10% (I_{sc}, V_{oc}, I_{mp}, V_{mp}).

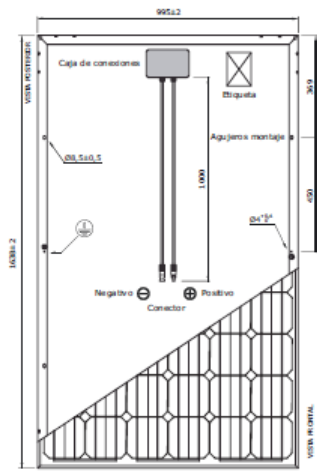
Especificaciones mecánicas

Dimensiones (± 2.0 mm.)	1638x995x40 mm.
Peso	18.7 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	5400 Pa
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa

Materiales de construcción

Cubierta frontal (material/espesor)	Cristal templado/grado PV/3.2 mm
Células (cantidad/tipo/dimensiones)	60 células (6x10)/Monocristalina/156 x 156 mm
Marco (material/color)	Aleación de aluminio anodizado/plata
Caja de conexiones (protección/nº diodos)	IP65/3 diodos
Cable (longitud/succión) / Conector	1000 mm/4 mm ² /Compatible MC4

Vista genérica construcción módulo



El dibujo no está a escala

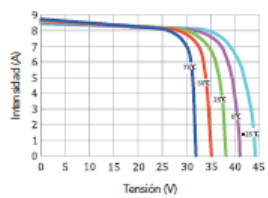
Características de temperatura

Coef. Temp. de I _{sc} (TK I _{sc})	0.09% /°C
Coef. Temp. de V _{oc} (TK V _{oc})	-0.32% /°C
Coef. Temp. de P _{max} (TK P _{max})	-0.41% /°C
Temperatura de Funcionamiento	-40 a +85 °C

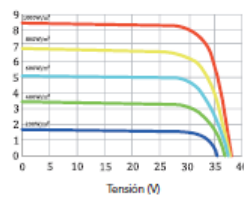
Embalaje

Módulos/palet	26 pzas
Palets/contenedor 40'	26 pzas
Módulos/contenedor 40'	728 pzas

Temperatura Varía (A-250M GSE)



Irradiación Varía



NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.

www.atersa.com • atersa@elecnor.com

Madrid (España) +34 915 178 452 • Valencia (España) +34 961 038 430 • Italia +39 335 250 781

Revisado: 29/07/14
Ref.: MU-6M 6x10-GSE-A
© Atersa SL, 2014



A-300M GSE (ATERSA)

Módulos fotovoltaicos para el futuro

A-XXXM GSE (xxx = potencia nominal)

Características eléctricas

	300 W	305 W	310 W	315 W	320 W
Potencia Máxima (P _{max})	300 W	305 W	310 W	315 W	320 W
Tensión Máxima Potencia (V _{mp})	37.57 V	37.83 V	38.01 V	38.33 V	38.64 V
Corriente Máxima Potencia (I _{mp})	7.99 A	8.07 A	8.16 A	8.23 A	8.29 A
Tensión de Circuito Abierto (V _{oc})	45.67 V	45.98 V	46.19 V	46.48 V	46.70 V
Corriente en Cortocircuito (I _{sc})	8.53 A	8.60 A	8.67 A	8.74 A	8.81 A
Eficiencia del Módulo (%)	15.41	15.66	15.92	16.18	16.43
Tolerancia de Potencia (W)					0/+5
Máxima Serie de Fusibles (A)					15
Máxima Tensión del Sistema					DC 1000 V (IEC) / DC 600 V (UL)
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)					46±2

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m², espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C.
Tolerancias media STC: ±3% (P_{max}); ±10% (V_{oc}, V_{mp}, I_{mp}).

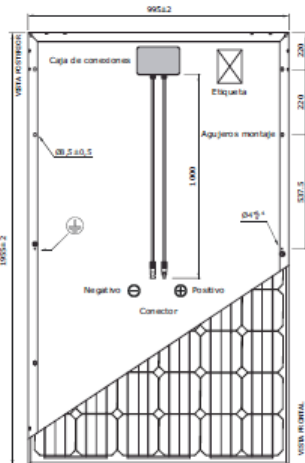
Especificaciones mecánicas

Dimensiones (± 2.0 mm.)	1955x995x50 mm.
Peso	27.3 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	5400 Pa
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa

Materiales de construcción

Cubierta frontal (material/tipo/espesor)	Cristal templado/grado PV/4.0 mm.
Células (cantidad/tipo/dimensiones)	72 células (6x12)/Monocristalina/156 x 156 mm.
Marco (material/color)	Alcación de aluminio anodizado/plata
Caja de conexiones (protección/nº diodos)	IP65/3 diodos
Cable (longitud/acción)/ Conector	1000 mm./ 4 mm ² / Compatible MC4

Vista genérica construcción módulo



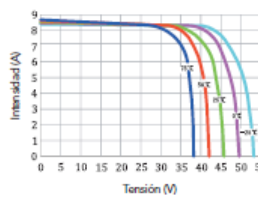
Características de temperatura

Coef. Temp. de I _{sc} (TK I _{sc})	0.09% /°C
Coef. Temp. de V _{oc} (TK V _{oc})	-0.32% /°C
Coef. Temp. de P _{max} (TK P _{max})	-0.41% /°C
Temperatura de Funcionamiento	-40 a +85 °C

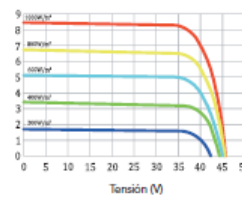
Embalaje

Módulos/paleta	20 piezas
Paleta/contenedor 40'	22 piezas
Módulos/contenedor 40'	440 piezas

Temperatura Varía (A-300M GSE)



Irradiación Varía



NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.

www.atersa.com • atersa@elecnor.com
Madrid (España) +34 915 178 452 • Valencia (España) +34 961 038 430 • Italia +39 335 250 781

Revisado: 29/07/14
Ref.: MU-6M 6x12-GSE-A
© Atersa SL, 2014



SCHOTT PERFORM MONO 260 (SCHOTT)

Datos técnicos

Datos bajo condiciones estándar de prueba (STC)

Tipo de módulo	SCHOTT PERFORM™ MONO				
	≥ 255	≥ 260	≥ 265	≥ 270	
Potencia nominal [Wp]	P_{mpp}	31,1	31,4	31,6	31,9
Tensión nominal [V]	U_{mpp}	8,23	8,30	8,39	8,48
Corriente nominal [A]	I_{mpp}	38,2	38,4	38,6	38,9
Tensión en circuito abierto [V]	U_{oc}	8,71	8,80	8,86	8,91
Corriente de cortocircuito [A]	I_{sc}	15,6	15,9	16,2	16,5
Eficiencia del módulo (%)	η				

STC (1000 W/m², AM 1,5, temperatura de la célula 25°C)
Tolerancia de potencia (clasificación positiva) -0 W/ +4,99 W

Datos a temperatura de servicio nominal de las células (NOCT)

Potencia nominal [Wp]	P_{mpp}	186	188	192	195
Tensión nominal [V]	U_{mpp}	28,1	28,3	28,6	28,9
Tensión en circuito abierto [V]	U_{oc}	34,8	35,0	35,2	35,4
Corriente de cortocircuito [A]	I_{sc}	6,57	6,63	6,70	6,76
Temperatura [°C]	T_{NOCT}	48,0	48,0	48,0	48,0

NOCT (800 W/m², AM 1,5, velocidad del viento 1 m/s, temperatura ambiente 20°C)

Datos bajo irradiación débil

Con una irradiación débil de 200 W/m² (AM 1,5 y temperatura de la célula 25°C) se alcanza un 96 % de la eficiencia STC (1000 W/m²).

Coefficientes de temperatura

Potencia [%/K]	P_{mpp}	-0,43
Tensión en circuito abierto [%/K]	U_{oc}	-0,31
Corriente de cortocircuito [%/K]	I_{sc}	+0,03

Características

Células solares por módulo	60
Tipo de célula solar	monocristalina (pseudo-cuadrada, 156 mm x 156 mm)
Caja de conexiones	IP65 con tres diodos de derivación
Conectores	Conectores Tyco IP67
Medidas de caja de conexiones [mm]	110 x 115 x 25
Cobertura frontal	Vidrio solar con bajo contenido en hierro 3,2 mm
Recubrimiento posterior	Hoja laminar
Material del marco	Aluminio anodizado, negro

Dimensiones y peso

Dimensiones [mm]	1.652 x 990
Altura del marco [mm]	35
Peso [kg]	19,0

Valores límite

Tensión máx. admisible [V_{oc}]	1000
Máx. corriente de retorno [I_g] [A]*	20
Temperatura de módulo admisible [°C]	-40 ... +85
Carga máx. (según IEC 61215 ed. 2)	5.400 N/m ² ó 550 kg/m ²
Clase de aplicación (según IEC 61730)	A
Clase de fuego (según IEC 61730)	C

* No aplicar al módulo ninguna tensión externa superior a U_{oc}

Homologación y certificados

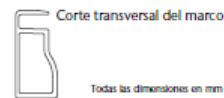
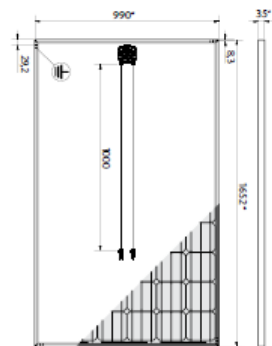
Los módulos están certificados y homologados según IEC 61215 ed. 2 e IEC 61730, la clase de protección eléctrica II y las directivas CE. SCHOTT Solar está además certificada y registrada según ISO 9001 e ISO 14001.

La tolerancia de medición de la potencia nominal es del ± 4 %.

Ver indicaciones para la instalación y el manejo de este producto en las **Instrucciones de Instalación**. Todos los valores indicados en la presente hoja de datos están sujetos a eventuales modificaciones sin publicación previa. Las especificaciones pueden variar ligeramente. Todos los datos se ajustan a la norma EN 50380.

SCHOTT Solar AG
Hattenbergstrasse 10
55122 Mainz
Alemania
Tel.: +49(0)6131/66-14099
Fax: +49(0)6131/66-14105
solar.sales@schottsolar.com
www.schottsolar.com

SCHOTT Solar, S.L.
C/. Pi y Gibert, 1-25
08930 Sant Adrià de Besòs,
(Barcelona)
Tel.: 932283213
Fax: 932283261
solar.sales@schottsolar.com
www.schottsolar.com



Todas las dimensiones en mm



SW 260 (Solar World)

Sunmodule Plus
SW 260 - 270 mono



PERFORMANCE UNDER STANDARD TEST CONDITIONS (STC)*

		SW 260	SW 265	SW 270
Maximum power	P_{max}	260 Wp	265 Wp	270 Wp
Open circuit voltage	U_{oc}	38.9 V	39.0 V	39.2 V
Maximum power point voltage	U_{mp}	30.7 V	30.8 V	30.9 V
Short circuit current	I_{sc}	9.18 A	9.31 A	9.44 A
Maximum power point current	I_{mp}	8.56 A	8.69 A	8.81 A
Module efficiency	η_m	15.51 %	15.81 %	16.1 %

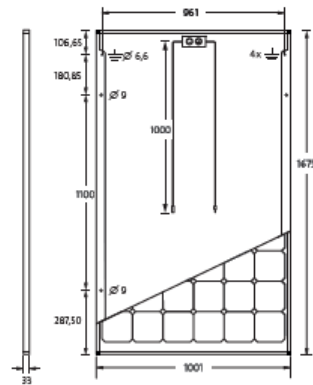
Measuring tolerance (P_{max}) traceable to TUV Rheinland: +/- 2% (TUV Power controlled)

*STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5

PERFORMANCE AT 800 W/m², NOCT, AM 1.5

		SW 260	SW 265	SW 270
Maximum power	P_{max}	194.2 Wp	197.8 Wp	201.3 Wp
Open circuit voltage	U_{oc}	35.6 V	35.7 V	35.9 V
Maximum power point voltage	U_{mp}	28.1 V	28.2 V	28.3 V
Short circuit current	I_{sc}	7.42 A	7.53 A	7.63 A
Maximum power point current	I_{mp}	6.92 A	7.02 A	7.12 A

Minor reduction in efficiency under partial load conditions at 25°C: at 200 W/m², 100% (+/-2%) of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved.



DIMENSIONS

Length	1675 mm
Width	1001 mm
Height	33 mm
Frame	Clear anodized aluminum
Weight	18.0 kg

COMPONENT MATERIALS

Cells per module	60
Cell type	Mono crystalline
Cell dimensions	156 mm x 156 mm
Front	tempered glass (EN 12150)

THERMAL CHARACTERISTICS

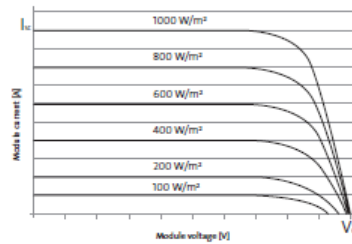
NOCT	46 °C
TC I_{sc}	0.040 %/K
TC U_{oc}	-0.30 %/K
TC P_{max}	-0.41 %/K

ADDITIONAL DATA

Power sorting	-0 Wp / +5 Wp
J-Box	IP65
Connector	FFA

PARAMETERS FOR OPTIMAL SYSTEM INTEGRATION

Maximum system voltage SC II	1000 V
Maximum reverse current	25 A
Load / dynamic load	5.4 / 2.4 kN/m ²
Number of bypass diodes	3
Operating range	-40 °C to +85 °C



SolarWorld AG reserves the right to make specification changes without notice.
This data sheet complies with the requirements of EN 50380.

2015-06-01EN

SW 285 BLACK (Solar World)

Sunmodule Plus
SW 275 - 285 mono black



PERFORMANCE UNDER STANDARD TEST CONDITIONS (STC)*

		SW 275	SW 280	SW 285
Maximum power	P_{max}	275 Wp	280 Wp	285 Wp
Open circuit voltage	U_{oc}	39.4 V	39.5 V	39.7 V
Maximum power point voltage	U_{mp}	31.0 V	31.2 V	31.3 V
Short circuit current	I_{sc}	9.58 A	9.71 A	9.84 A
Maximum power point current	I_{mp}	8.94 A	9.07 A	9.2 A
Module efficiency	η_{mod}	16.4 %	16.7 %	16.7 %

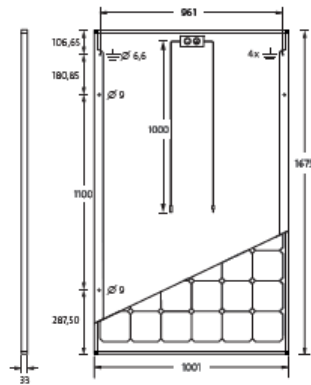
Measuring tolerance (P_{max}) traceable to TUV Rheinland: +/- 2% (TUV Power controlled)

*STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5

PERFORMANCE AT 800 W/m², NOCT, AM 1.5

		SW 275	SW 280	SW 285
Maximum power	P_{max}	203.1 Wp	207.2 Wp	211.1 Wp
Open circuit voltage	U_{oc}	35.7 V	35.8 V	36 V
Maximum power point voltage	U_{mp}	28.1 V	28.3 V	28.4 V
Short circuit current	I_{sc}	7.75 A	7.85 A	7.96 A
Maximum power point current	I_{mp}	7.22 A	7.33 A	7.43 A

Minor reduction in efficiency under partial load conditions at 25°C: at 200 W/m², 100% (+/-2%) of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved.



DIMENSIONS

Length	1675 mm
Width	1001 mm
Height	33 mm
Frame	Black anodized aluminum
Weight	18.0 kg

COMPONENT MATERIALS

Cells per module	60
Cell type	Mono crystalline
Cell dimensions	156 mm x 156 mm
Front	tempered glass (EN 12750)

THERMAL CHARACTERISTICS

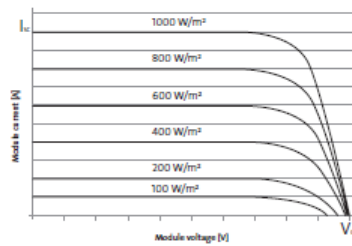
NOCT	48 °C
TC I_{sc}	0.044 %/K
TC U_{oc}	-0.31 %/K
TC P_{max}	-0.43 %/K

ADDITIONAL DATA

Power sorting	-0 Wp / +5 Wp
J-Box	IP65
Connector	HA

PARAMETERS FOR OPTIMAL SYSTEM INTEGRATION

Maximum system voltage SC II	1000 V
Maximum reverse current	25 A
Load / dynamic load	5 A / 2.4 kN/m ²
Number of bypass diodes	3
Operating range	-40 °C to +85 °C



SolarWorld AG reserves the right to make specification changes without notice.
This data sheet complies with the requirements of EN 50380.

2015-06-01EN

SW 285 (Solar World)

Sunmodule Plus

SW 280 - 290 mono



PERFORMANCE UNDER STANDARD TEST CONDITIONS (STC)*

		SW 280	SW 285	SW 290
Maximum power	P_{max}	280 Wp	285 Wp	290 Wp
Open circuit voltage	U_{oc}	39.5 V	39.7 V	39.9 V
Maximum power point voltage	U_{mp}	31.2 V	31.3 V	31.4 V
Short circuit current	I_{sc}	9.71 A	9.84 A	9.97 A
Maximum power point current	I_{mp}	9.07 A	9.20 A	9.33 A
Module efficiency	η_{mod}	16.7 %	17 %	17.3 %

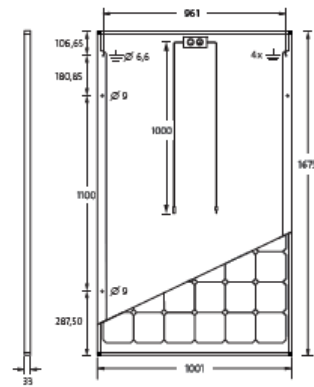
Measuring tolerance (P_{max}) traceable to TUV Rheinland: +/- 2% (TUV Power controlled)

*STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5

PERFORMANCE AT 800 W/m², NOCT, AM 1.5

		SW 280	SW 285	SW 290
Maximum power	P_{max}	209.2 Wp	213.1 Wp	217.1 Wp
Open circuit voltage	U_{oc}	36.1 V	36.4 V	36.6 V
Maximum power point voltage	U_{mp}	28.5 V	28.7 V	28.8 V
Short circuit current	I_{sc}	7.85 A	7.96 A	8.06 A
Maximum power point current	I_{mp}	7.33 A	7.43 A	7.54 A

Minor reduction in efficiency under partial load conditions at 25°C: at 200 W/m², 100% (+/-2%) of the STC efficiency (1000 W/m²) is achieved.



DIMENSIONS

Length	1675 mm
Width	1001 mm
Height	33 mm
Frame	Clear anodized aluminum
Weight	18.0 kg

COMPONENT MATERIALS

Cells per module	60
Cell type	Mono crystalline
Cell dimensions	156 mm x 156 mm
Front	tempered glass (EN 12150)

THERMAL CHARACTERISTICS

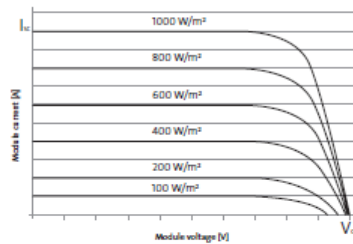
NOCT	46 °C
$TC I_{sc}$	0.040 %/K
$TC U_{oc}$	-0.30 %/K
$TC P_{max}$	-0.41 %/K

ADDITIONAL DATA

Power sorting	-0 Wp / +5 Wp
J-Box	IP65
Connector	HA

PARAMETERS FOR OPTIMAL SYSTEM INTEGRATION

Maximum system voltage SC II	1000 V
Maximum reverse current	25 A
Load / dynamic load	5 A / 2.4 kN/m ²
Number of bypass diodes	3
Operating range	-40 °C to +85 °C



SolarWorld AG reserves the right to make specification changes without notice.
This data sheet complies with the requirements of EN 50380.

2015-06-01EN

SPR E18-295-COM y SPR E20-327-COM (Sun Power)



MORE ENERGY. FOR LIFE.™

**PANELES SOLARES DE USO
COMERCIAL DE LA SERIE E**

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS

APLICABLE A: SPR-E20-435-COM, SPR-E19-410-COM, SPR-E20-327-COM, SPR-E19-310-COM, SPR-E18-295-COM

PRUEBAS Y CERTIFICACIONES		GARANTÍA, RESISTENCIA AL IMPACTO, CORRIENTE NOMINAL DE FUSIBLES, CAJA DE CONEXIONES	
Pruebas estándar	IEC 61215, IEC 61730, UL 1703, clasificación contra incendios Clase C	GARANTÍAS	GARANTÍA DE POTENCIA LINEAL DURANTE 25 AÑOS
Pruebas de calidad	ISO 9001:2008, ISO 14001:2004		GARANTÍA LIMITADA DEL PRODUCTO DURANTE 25 AÑOS
Conformidad con EHS	RoHS, OHSAS 18001:2007, PV Cycle	Resistencia al impacto	Granizo de 25 mm de diámetro a 23 m/s
Prueba de amoníaco	IEC 62716	Fusible máximo por serie	Valor nominal de 20 A
Prueba de niebla salina	IEC 61701 (máximo nivel)	Conectores	Compatible con MC4 con longitudes de cable de 700 mm (128 células) y 1000 mm (96 células)
Prueba PID	Sin degradación inducida potencial: 1000 V	Caja de conexiones	Caja de conexiones, IP 65, tamaño máximo (cm) 2,5 x 11,5 x 13,1. Para obtener más detalles, póngase en contacto con el equipo de ventas regional.
Carga máxima	Viento: 2400 Pa, 245 kg/m ² frontal y posterior Nieve: 5400 Pa, 550 kg/m ² frontal		
Temperaturas de funcionamiento	Entre -40 °C y +85 °C		

PRINCIPALES CERTIFICACIONES DE LA SERIE E PARA EL MERCADO GLOBAL		
Módulos comerciales	Módulos de 96 células	Módulos de 128 células
Principales certificaciones de mercado*	TUV, CEC, JET, KEMCO, MCS, FSEC, CSA, UL	TUV, MCS, CEC, FSEC, CSA, UL
* Existen opciones disponibles en los mercados indicados, pero es posible que no todos los códigos de artículo individuales estén disponibles en todos los mercados.		

**DATOS ELÉCTRICOS
CONDICIONES DE PRUEBA ESTÁNDAR (STC)**

Módulo	Número de células	En condiciones de prueba estándar							
		Potencia nominal [W]	Tolerancia de potencia [%]	Tensión en el punto de máxima potencia Vmp [V]	Corriente en el punto de máxima potencia Imp [A]	Tensión de circuito abierto Voc [V]	Corriente de cortocircuito, Isc [A]	Tensión máxima del sistema, UL Vmax [V]	Tensión máxima del sistema, IEC Vmax [V]
SPR-E20-435-COM	128	435	+/- 5	72,9	5,97	85,6	6,43	1000	1000
SPR-E19-410-COM	128	410	+/- 5	72,9	5,62	85,3	6,01	1000	1000
SPR-E20-327-COM	96	327	+5/-3	54,7	5,98	64,9	6,46	1000	1000
SPR-E19-310-COM	96	310	+5/-3	54,7	5,67	64,4	6,05	1000	1000
SPR-E18-295-COM	96	295	+5/-3	54,2	5,45	63,3	5,83	1000	1000

SUNPOWER

MORE ENERGY. FOR LIFE.™

PANELES SOLARES DE USO
COMERCIAL DE LA SERIE E
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS

DATOS ELÉCTRICOS (continuación)

COEFICIENTES DE TEMPERATURA Y VALORES DE EFICIENCIA

Módulo	En STC		Datos de temperatura básicos				Valores de eficiencia		
	Potencia nominal [W]	Potencia media [W]	Coef. temp. de corriente [Isc] [mA/C]	Coef. temp. de tensión [Voc] [mV/C]	Coef. temp. potencia [%/°C]	NOCT a 20 °C [valor +/- 2 °C]	Eficiencia de potencia media [%]	Potencia máxima nominal por área de unidad [W/m²]	Potencia máxima nominal por área de unidad [W/pie²]
SPRE20-435-COM	435	448	3,5	-235,5	-0,38%	45,0	20,7%	207,2	19,2
SPRE19-410-COM	410	412	3,5	-235,5	-0,38%	45,0	19,1%	190,6	17,7
SPRE20-327-COM	327	332	3,5	-176,6	-0,38%	45,0	20,4%	203,6	18,9
SPRE19-310-COM	310	314	3,5	-176,6	-0,38%	45,0	19,3%	192,5	17,9
SPRE18-295-COM	295	298	3,5	-176,6	-0,38%	45,0	18,3%	187,7	17,4

RENDIMIENTO EN NOCT

[800 W/m², 20 °C temperatura ambiente, 1 m/s velocidad del viento]

Módulo	En STC Potencia nominal [W]	Datos eléctricos nominales en NOCT (NOCT: 800 W/m², 20 °C temp. amb., 1 m/s velocidad del viento)						% en NOCT de v. nominal
		Pnom en NOCT [W]	Vmpp en NOCT [V]	Impp en NOCT [A]	Voc en NOCT [V]	Isc en NOCT [A]		
SPRE20-435-COM	435	324	67,3	4,81	80,1	5,20	74,5%	
SPRE19-410-COM	410	311	68,7	4,53	79,8	4,86	75,9%	
SPRE20-327-COM	327	248	51,5	4,82	60,8	5,22	75,9%	
SPRE19-310-COM	310	235	51,5	4,57	60,3	4,90	76,0%	
SPRE18-295-COM	295	224	51,0	4,39	59,2	4,72	76,0%	

RENDIMIENTO A BAJA IRRADIACIÓN

[200 W/m², 25 °C de temperatura de célula, masa de aire de 1,5 SSID*]

Módulo	En STC Potencia nominal	Irradiación frente a potencia a baja irradiación (200 W/m² y a 25 °C [coeficientes SNL])			
		Pmpp a baja irradiación [W]	Vmpp a baja irradiación [V]	Impp a baja irradiación [A]	% de potencia nominal
SPRE20-435-COM	435	83,6	69,4	1,20	19,2%
SPRE19-410-COM	410	78,7	69,4	1,13	19,2%
SPRE20-327-COM	327	62,8	52,0	1,21	19,2%
SPRE19-310-COM	310	59,6	52,0	1,14	19,2%
SPRE18-295-COM	295	56,7	51,5	1,10	19,2%

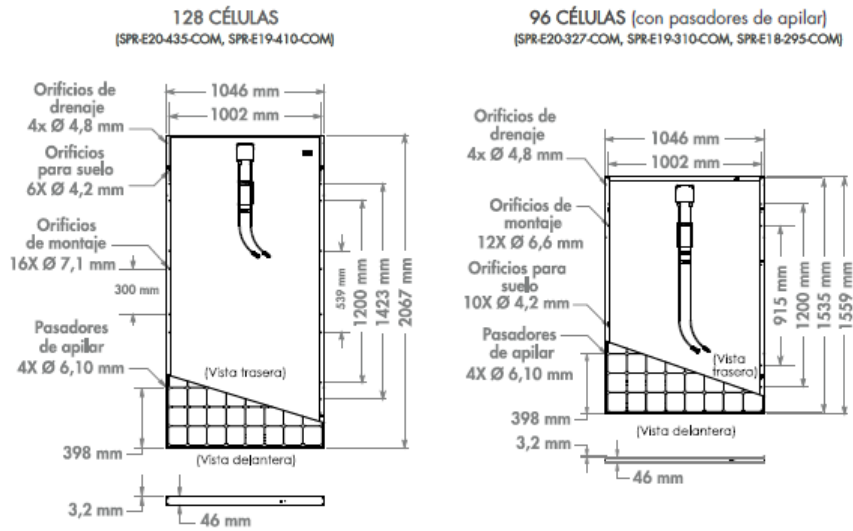
*SSID = Distribución de irradiación del espectro solar

SUNPOWER®

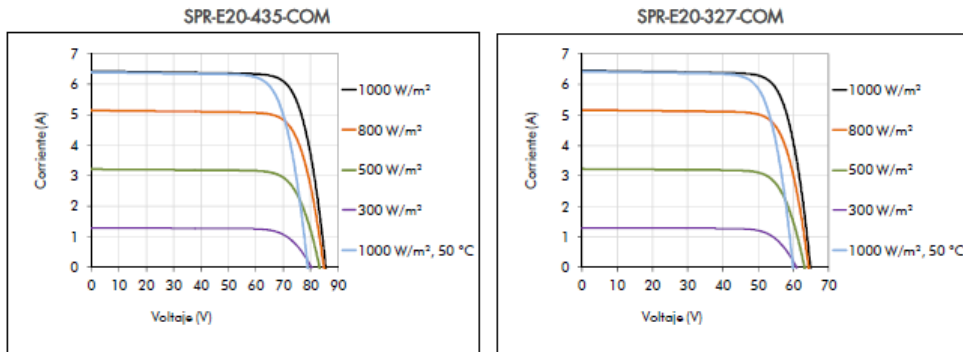
MORE ENERGY. FOR LIFE.™

PANELES SOLARES DE USO
COMERCIAL DE LA SERIE E
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS

DIMENSIONES DE LOS MÓDULOS



CURVAS CORRIENTE/TENSIÓN DE LOS PRINCIPALES MODELOS



A3.2 Inversores

Inversor sistema no gestionable

Inversor Phoenix	12 Volt 24 Volt 48 Volt	12/180 24/180	12/350 24/350 48/350	12/800 24/800 48/800	12/1200 24/1200 48/1200
Potencia CA cont. de salida a 25 °C (VA) (3)		180	350	800	1200
Potencia cont. a 25 °C / 40 °C (W)		175 / 150	300 / 250	700 / 650	1000 / 900
Pico de potencia (W)		350	700	1600	2400
Tensión / frecuencia CA de salida (4)	110VAC o 230VAC +/- 3% 50Hz o 60Hz +/- 0,1%				
Rango de tensión de entrada (V DC)	10,5 - 15,5 / 21,0 - 31,0 / 42,0 - 62,0		9,2 - 17,3 / 18,4 - 34,0 / 36,8 - 68,0		
Alarma de batería baja (V DC)	11,0 / 22 / 44		10,9 / 21,8 / 43,6		
Apagado por batería baja (V DC)	10,5 / 21 / 42		9,2 / 18,4 / 36,8		
Autorrecuperación de batería baja (V DC)	12,5 / 25 / 50		12,5 / 25 / 50		
Eficacia máx. 12 / 24 / 48 V (%)	87 / 88	89 / 89 / 90	91 / 93 / 94	92 / 94 / 94	
Consumo en vacío 12 / 24 / 48 V (W)	2,6 / 3,8	3,1 / 5,0 / 6,0	6 / 6 / 6	8 / 9 / 8	
Consumo en vacío en modo de ahorro	n. a.	n. a.	2	2	
Protección (2)	a - e				
Temperatura de funcionamiento	-40 to +50°C (refrigerado por ventilador)				
Humedad (sin condensación)	max 95%				
CARACA					
Material y color	aluminio (azul RAL 5012)				
Conexiones de la batería	1)	1)	1)	1)	1)
Tomos de corriente CA estándar	230V: IEC-320 (IEC-320 enchufe incluido), CEE 7/4 (Schuko) 120V: Nema 5-15R				
Otros enchufes (bajo pedido)	BS 1363 (Reino Unido) AN/NZS 3112 (Australia/Nueva Zelanda)				
Tipo de protección	IP 20				
Peso en (kg / lbs)	2,7 / 5,4	3,5 / 7,7	6,5 / 14,3	8,5 / 18,7	
Dimensiones (al x an x p en mm.) (al x an x p en pulgadas)	72x132x200 2,8x5,2x7,9	72x155x237 2,8x6,1x9,3	104 x 194 x 305 4,1 x 7,6 x 12,0	104 x 194 x 305 4,1 x 7,6 x 12,0	
ACCESORIOS					
Interruptor on/off remoto	Conector bifásico				
Conmutador de transferencia automático	Filax				
NORMATIVAS					
Seguridad	EN 60335-1				
Emisiones / Normativas	EN55014-1 / EN 55014-2/ EN 61000-6-2 / EN 61000-6-3				
1) Cables de batería de 1,5 metros (12/180 con encandador de cigarrillos)					
2) Protección					
a) Cortocircuito de salida	d) Tensión de la batería demasiado baja				
b) Sobrecarga	e) Temperatura demasiado alta				
c) Tensión de la batería demasiado alta					
3) Carga no lineal, factor de cresta 3:1					
4) La frecuencia puede ajustarse por medio del conmutador DIP (sólo en modelos 750VA)					



Alarma de la batería

Indica que la tensión está demasiado alta o baja por medio de una alarma visual y sonora, y señalización remota.



Monitor de baterías BMV-700

El monitor de baterías BMV-700 dispone de un avanzado sistema de control por microprocesador combinado con un sistema de medición de alta resolución de la tensión de la batería y de la carga/descarga de corriente. Aparte de esto, el software incluye unos complejos algoritmos de cálculo para determinar exactamente el estado de la carga de la batería. El BMV-700 muestra de manera selectiva la tensión, corriente, Ah consumidos o tiempo restante de carga de la batería. El monitor también almacena una multitud de datos relacionados con el rendimiento y uso de la batería.

Inversor sistema gestionable

INVERSOR PHOENIX

230VAC/50HZ

[12V: 180-5000 VA]
[24V: 180-5000 VA]
[48V: 180-5000 VA]

CARACTERÍSTICAS DEL 230VAC/50HZ

- SinusMax – Diseño superior**
Un verdadero inversor sinusoidal con una eficiencia optimizada que no compromete su rendimiento. Al utilizar tecnología híbrida de alta frecuencia, obtenemos como resultado un producto de la mayor calidad, de dimensiones compactas, ligero y capaz de suministrar electricidad, sin problemas, a cualquier carga.
- Potencia de arranque adicional**
Una de las características singulares de la tecnología SinusMax es su muy alta potencia de arranque. Los inversores Phoenix, sin embargo, están bien dotados para alimentar cargas difíciles, como son frigoríficos, compresores, motores eléctricos y aparatos similares.
- Potencia prácticamente ilimitada gracias a su funcionamiento en paralelo y trifásico.**
Hasta 10 unidades Phoenix 24/5000 pueden conectarse en paralelo para alcanzar una potencia de salida de 50 KVA. También puede configurarse para funcionamiento trifásico.
- Transferencia de la carga a otra fuente CA: el conmutador de transferencia automático**
Si fuese necesario añadir un conmutador de transferencia automático en modelos con una capacidad de 1200 VA o superior, recomendamos utilizar el Phoenix MultiPlus en vez de este. El conmutador está incluido en estos productos y la función de cargador del MultiPlus puede deshabilitarse. Para los modelos de menor potencia recomendamos el uso de nuestro conmutador de transferencia automático "Filax". Los ordenadores y demás equipos electrónicos continuarán funcionando sin interrupción, ya que tanto el Filax como el Phoenix MultiPlus disponen de un tiempo de conmutación muy corto (menos de 20 milisegundos).
- Interfaz para el ordenador**
Todos los modelos de 1200 VA, o superiores, disponen de un interfaz de ordenador RS-485. Junto con el software VEConfigure se pueden personalizar todos los parámetros de los inversores. Los inversores también pueden conectarse a VEnet, la red de control de Victron Energy.

ACCESORIOS



BMV-600-5
Monitor de baterías



Panel de control del
inversor Phoenix (PIV)



Funcionamiento y
seguimiento controlado
por ordenador (Interfaz
Victron MK2)



Alarma de la batería:
Indica que la tensión
es demasiado alta o
demasiado baja por
medio de una alarma
visual y sonora y de un relé
de señalización remota.

Phoenix 12 Voltios Inversor 14 Voltios 48 Voltios	12/180 24/180	12/350 24/350 48/350	12/750 24/750 48/750	C12/1200 C24/1200	C12/1600 C24/1600	C12/2000 C24/2000	12/3000 24/3000 48/3000	24/5000 48/5000
Rango de tensión de entrada (VCC)	10.5 - 15.5 21.0 - 31.0 42.0 - 62.0	10.5 - 15.5 21.0 - 31.0 42.0 - 62.0	10.5 - 15.5 21.0 - 31.0 42.0 - 62.0	9.5 - 16 19.5 - 32.2	9.5 - 16 19.5 - 33	9.5 - 16 19.5 - 33	9.5 - 16 19.5 - 33 38 - 66	9.5 - 16 19.5 - 33 38 - 66
Potencia cont. de salida a 25 °C	180	350	750	1200 (3)	1600 (3)	2000 (3)	3000 (3)	5000 (3)
Potencia cont. a 25 °C/40 °C (W)	175 / 150	300 / 250	700 / 650	1000 / 900 (4)	1300 / 1200 (4)	1600 / 1450 (4)	2500 / 2000 (4)	4500 / 4000 (4)
Rico de potencia (W)	350	700	1400	2400	2300 3000	4000	6000	10000
Eficiencia máx. 12/24/48 V (%)	91 / 92 / 92	90 / 91 / 92	91 / 93 / 94	93 / 94	93 / 94	93 / 94	93 / 94 / 95	94 / 95
Consumo en vacío 12/24/48 (W)	2.2 / 3.0 / 4.0	3.0 / 3.5 / 4.0	12 / 12 / 12	8 / 11	8 / 11	10 / 10	15 / 15 / 16	25
Consumo en vacío en modo de ahorro (AES) n.a.	n.a.	n.a.	3/4/5	5/8	5/8	8/10	10/10/12	20/20
Controlador del relé multifunción o relé (2)				relay	relay	relay	relay x2	relay x2
Protección (4)	a,b,d,h	a,b,d,h	a,b,d,h	a,b,d,c,d,f,g,h	a,b,d,c,d,f,g,h	a,b,d,c,d,f,g,h	a-h	a-h
Características comunes	Salida: 120 V ± 2%, 60 Hz ± 0,2% (seleccionable por interruptor) Temperatura de funcionamiento: -20 to +50°C Humedad: máx. 95%							

CARCARA

Material y color	Aluminio (azul RAL 5012)							
Conexión de la batería	1)	1)	Conex. rosca	1)	1)	Pernos M8	Pernos M8	Pernos M8
Conexión 230 V AC	IEC-320 (enchufe IEC-320 incluido) o Schuko			G-ST18I	G-ST18I	Abrazadera de resorte	Abrazadera de tornillo	
Tipo de protección	IP20	IP20	IP20	IP21	IP21	IP21	IP21	IP21
Peso (kg)	2.7	3.5	2.7	10	10	12	18	30
Dimensiones (al x an x p en mm)	72x132x200	72x155x237	72x180x295	375x214x110	375x214x110	520x255x125	362x258x218	444x328x240

ACCESORIOS

Panel remoto				✓ (PIV)	✓ (PIV)	✓ (PIV)	✓ (PIV)	✓ (PIV)
Interruptor on/off remoto	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Conmutador de transferencia automático	FILAX	FILAX	FILAX	Phoenix multi				Quattro

NORMATIVAS

Seguridad	EN 60950	EN 60335-1
Emissiones/Normativas	EN 55014-1 / EN55014-2	
Directiva de automoción	95/54/EC and 2004/104/EC	

1) Cables de batería de 1,5 metros

2) Relé multifunción que puede configurarse como alarma general, subtensión CC o señal de arranque para el generador

3) Puede funcionar en paralelo o en trifásico 4) Protección

a. Cortocircuito de salida

b. Sobrecarga

e. Detección de polaridad invertida de la bater. f. 230 VCA en la salida del Inversor

h. Temperatura demasiado alta

c. Tei g. Or lado baja

A3.3 Regulador de carga

CONTROL DE CARGA

CONTROL DE CARGA

CONTROL DE DERIVACIÓN

- Diseño PWM (Modulación por ancho de pulso) en serie, de voltaje constante para suministrar una carga de batería altamente eficiente
- Cuatro etapas de carga para incrementar la capacidad y vida útil de la batería: carga masiva, PWM regulación, flotante y de eualización.
- En paralelo para conjuntos solares más grandes de hasta 300 A, o más

Especificaciones eléctricas

- Corriente nominal solar en carga o en derivación: TriStar-45 45A, TriStar-60 60A
- Voltaje del sistema 12-48V
- Precisión: 12/24V: $\leq 0.1\%$ $\pm 50\text{mV}$, 48V: $\leq 0.1\%$ $\pm 100\text{mV}$
- Voltaje mínimo para operar 9V
- Máximo voltaje solar (V_{oc}) 125V
- Consumo propio: Controlador <20mA, Medidor 7.5mA

Especificaciones ambientales

- Temperatura del ambiente de operación: Controlador -40°C a $+45^{\circ}\text{C}$, Medidor -40°C a $+60^{\circ}\text{C}$
- Temperatura de almacenamiento: -55°C a $+85^{\circ}\text{C}$
- Humedad: 100% (sin condensación)
- Tropicalización: Cobertura conforme en ambos lados de todas las placas de circuito impreso

- Permite arrancar grandes cargas incluyendo motores y bombas sin daños para el controlador
- Permite picos de corriente de arranque de hasta 300 A
- Protección contra cortocircuitos y sobrecarga con reconexión automática
- El LVD está compensado por corriente y tiene una demora para evitar falsas desconexiones.

Protecciones electrónicas

- Protección contra polaridad invertida (cualquier combinación)
- Protección ante cortocircuitos
- Protección contra excesos de corriente
- Protección contra rayos y picos de tensión, usando supresores de transitorios de voltaje de 4500 W
- Protección contra alta temperatura a través de una reducción automática de corriente o apagado completo
- Previene corrientes en reversa desde la batería por la noche.

Especificaciones mecánicas

- Dimensiones: Altura: 26.0cm/10.3 pulgadas, Ancho: 12.7cm/5.0 pulgadas, Profundidad: 7.1cm/2.8 pulgadas
- Peso: 1.6 kg /3.5 lb
- Cable más grande: 35mm²/2 AWG
- Pasacables: Excéntrico 2.5/3.2cm (1.0/1.25 pulgadas)
- Encapsulado: Tipo 1, calificado para interiores

Opciones del TriStar:

- **Medidor del TriStar** — Visor de 2 x 16 montado al controlador que proporciona información del sistema y el controlador, adquisición de datos, gráficos de barras y elección de 5 idiomas
- **Medidor remoto del TriStar** — Incluye 30 metros de cable para el montaje del medidor a distancia del controlador
- **Sensor remoto de temperatura** — Proporciona una carga compensada en temperatura mediante la medición de la temperatura en la batería (cable de 10 metros)

12.5V	25c	12.3A	Y	14.4 V	1335 TAN
1224.5Ah	PLUGUAPTS	A		12.3 V	11.3 MP2

Certificaciones

- Cumple con CE
- Listado en UL (UL 1741)
- cUL (CSA-C22.2 No.107.1-95)
- Cumple con el Código Eléctrico Nacional de los Estados Unidos
- Manufacturado en un establecimiento certificado según ISO 9001

GARANTÍA: Periodo de garantía de cinco años. Consulte con Morningstar o su distribuidor autorizado para información completa sobre las condiciones.

DISTRIBUIDOR AUTORIZADO DE MORNINGSTAR:



1098 Washington Crossing Road
Washington Crossing, PA 18977 USA
Tel: 215-321-4457 Fax: 215-321-4458
E-mail: info@morningstarcorp.com
Website: www.morningstarcorp.com

IMPRESO EN ESTADOS UNIDOS 2125-R1-703

A3.4 Batería

Master
U-power

UP-SPO SERIES

UP-SPO165



Product design features

- Maintenance free product (SMF)
- Power Supply & Starting power suitable
- More than 300 cycles at 75% D.O.D.
- More than 800 cycles IEC 61427
- High resistance to deep and repetitive discharge cycles
- Internal gas recombination efficiency 98% - 99%
- One-way valve regulated system with flame-arrestor
- Delivered ready for use at 100% of its nominal capacity
- Long Service Life

Mechanical Characteristics

	SI Units	US Unit
Length	513 mm	20.1 inches
Width	189 mm	7.4 inches
Height	223 mm	8.7 inches
Approx. Weight	38.1 kg	

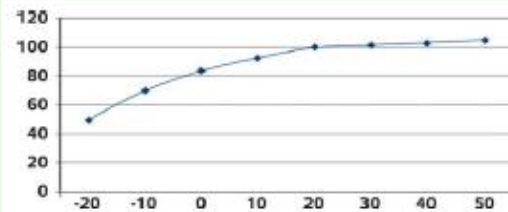
Electrical Characteristics

Nominal voltage	12 Volts
Nominal Capacity (20H)	140 Ah
Nominal Capacity (100H)	165 Ah
Electrolyte density	1.290 ± 0.015 g/ml

Battery Layout



Capacity vs. Operating Temperature



Other Specifications

Terminals	Standard cone
Handles	Yes (2)
QTY/PLT/Layer	32/1/3



Polígono industrial La Dehesa
C/ Dehesa Vieja, nº2 Nave 16
28052 Madrid (Spain)
Tel. (+34) 918 021 649
Fax. (+34) 917 750 542
info@masterbattery.es

