



Universidad de Valladolid



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería Eléctrica

Análisis de una instalación fotovoltaica para autoconsumo en una PIME

Autor:

Alonso Lobato, César

Tutor:

Pérez García, Julián M.
Dpto. INGENIERÍA ELÉCTRICA

Valladolid, Junio de 2019.



Resumen

Este proyecto habla de una instalación fotovoltaica de autoconsumo de una empresa del sector industrial, para ello explicaremos en que consiste la energía fotovoltaica y una instalación de este tipo.

Se describirán las características de la instalación y se desarrollará la normativa vigente en relación con estas. Se explicará la simulación de la instalación que se realiza, incluyendo posibles mejoras para optimizar la producción.

Posteriormente, se hará una comparación entre datos obtenidos de la simulación y de la instalación real, y se expondrá cómo se ha obtenido el perfil de consumo de la entidad.

Se realizará un análisis económico, se explicará en qué consisten los indicadores financieros y el proceso para obtener la rentabilidad y amortización. También se incluye un apartado de cálculo de la potencia de la instalación necesaria para optimizar el ahorro.

Finalmente se comentarán las conclusiones que se obtienen haciendo referencia a los objetivos que se plantean.

Palabras clave

ANÁLISIS, INSTALACIÓN, ELÉCTRICA, FOTOVOLTAICA, AUTOCONSUMO



Índice

Introducción	7
Objetivos	11
Descripción de la instalación.....	13
• Descripción general	13
• Esquema de la instalación	14
• Componentes de la instalación.....	15
❖ Panel solar fotovoltaico	15
❖ Inversor	16
❖ Dispositivo antivertido	17
❖ Instalación interior	17
❖ Red de alimentación en baja tensión.....	18
• Datos de generación	18
Marco normativo.....	19
• Descripción de la normativa	19
• Esquema de la normativa	25
Simulación de la instalación.....	26
• Procedimiento	26
• Resultados	31
• Posibles mejoras de la instalación	34
Comparación entre datos de simulación y de la instalación.....	36
• Tratamiento de datos.....	36
• Resultados	36
Consumo de energía eléctrica de la entidad.....	39
Balance económico de la instalación	42
Análisis financiero de la instalación	48
• Introducción	48
• VAN: Valor Actual Neto	48
• TIR: Tasa Interna de Rendimiento.....	50
• Resultados	53

Potencia fotovoltaica óptima	54
• Situación 1: Instalación con sistema antivertido	54
• Simulación situación 1	56
• Situación 2: Instalación con balance neto	57
• Simulación situación 2	58
Conclusiones	60
Bibliografía	63
Anexos	65

Introducción

La tecnología fotovoltaica consiste en la conversión directa de la energía luminosa en energía eléctrica [1] y para conseguir esta transformación se necesitan materiales semiconductores. Los materiales semiconductores son sustancias aislantes que al añadirles otros materiales [2], en cantidades controladas, hacen que se vuelvan conductores bajo ciertas circunstancias. Este es el caso del Silicio dopado con Fósforo y Boro, por ejemplo, que bajo los efectos de la radiación solar crea una diferencia de potencial entre los electrodos que se colocan en las caras opuestas del material.

Aprovechando esta tecnología se fabrica lo que conocemos como panel fotovoltaico. Uno de los problemas de estos paneles es que la energía eléctrica que generan es de tipo continua por lo que para su aprovechamiento en una red convencional es necesario un dispositivo que transforme esta energía en corriente alterna con una frecuencia determinada y a un nivel de tensión acorde al de la red a la que se conecta.

El elemento encargado de esta función es conocido como inversor. Este dispositivo, mediante electrónica de potencia, es capaz de transformar la energía en el tipo de energía deseada.

En definitiva, para tener una instalación fotovoltaica operativa se necesitan básicamente tres elementos: la radiación solar, que será la fuente de energía; los paneles solares, que serán los encargados de transformar la energía luminosa en energía eléctrica; y el inversor, que adecuará la energía eléctrica generada por los paneles a las características de la red eléctrica donde se vaya a conectar la instalación.

Entrando ahora en las diferentes configuraciones posibles de las instalaciones fotovoltaicas encontramos dos grandes grupos: instalaciones aisladas que, como la propia palabra nos da a entender, son aquellas que trabajan en una red sin ningún punto de conexión a la red general, o instalaciones conectadas a red. Dentro de este segundo grupo se encuentran las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo, es decir, la instalación se diseña para generar la energía necesaria para cubrir la demanda del edificio donde se ha instalado. En los casos de déficit, cubrirá la demanda restante con energía de la red general a la que se encuentra conectada, mientras que, en el caso de existir excedente, la energía será inyectada a la red.

En la ilustración 1 se muestra un esquema tipo con los elementos principales de la instalación que se han descrito anteriormente para una configuración de instalación conectada a red.

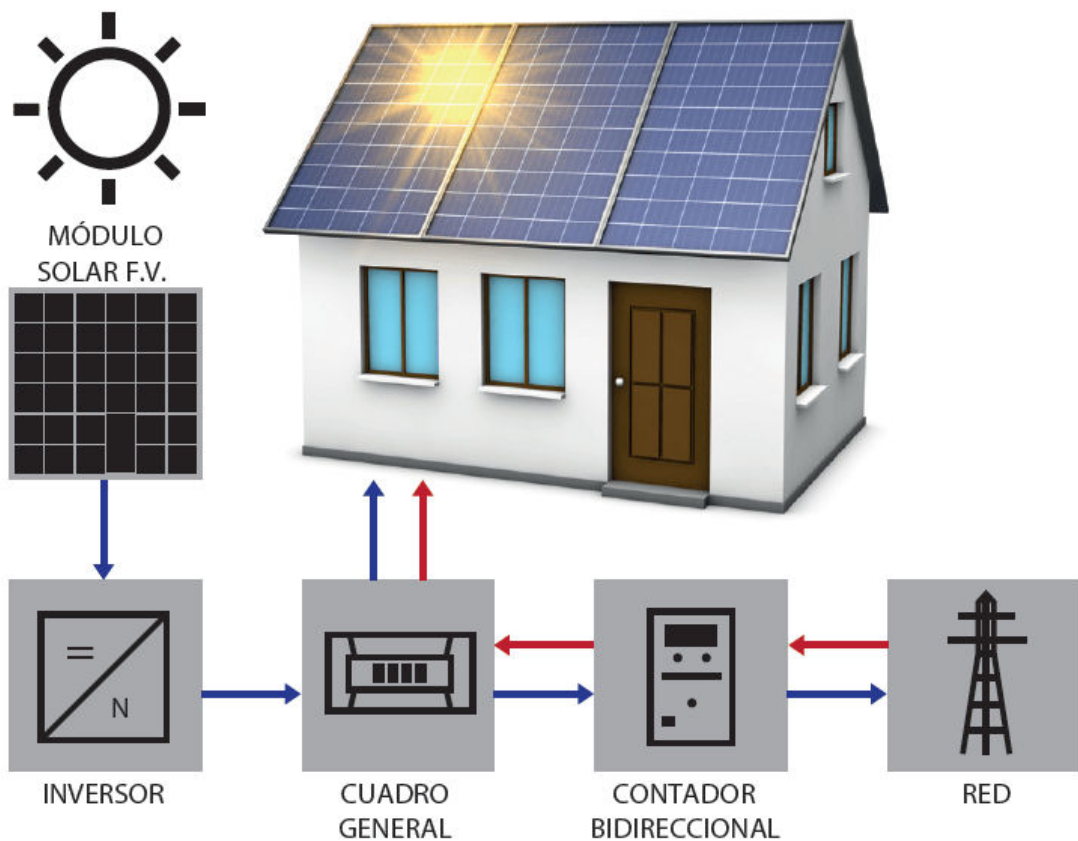


Ilustración 1 [3]

La principal ventaja de estas instalaciones es la reducción en el volumen de energía que se tiene que adquirir de la red general del distribuidor con el consiguiente ahorro económico. Además, se reducen las pérdidas en el transporte de la energía debido a la cercana ubicación del generador. Es una fuente renovable, su máximo de producción se obtiene al mediodía coincidiendo normalmente con el pico de consumo y se puede integrar en los edificios, entre otras ventajas.

Sin embargo, también presenta inconvenientes como el coste de la instalación, el bajo rendimiento que ofrecen los paneles, lo cual provoca que sea una fuente de energía cara, y también presenta, aunque reducido, un impacto ambiental debido a las materias primas que utiliza, su fabricación, transporte y reciclaje.

En cuanto al estado de esta tecnología en España, la península ibérica es la zona de Europa con el mayor nivel de radiación solar por metro cuadrado como se puede ver en el mapa de radiación (Ilustración 2). Sin embargo, las circunstancias económico-políticas del país han hecho que actualmente no sea uno de los líderes en potencia solar fotovoltaica instalada.

Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries

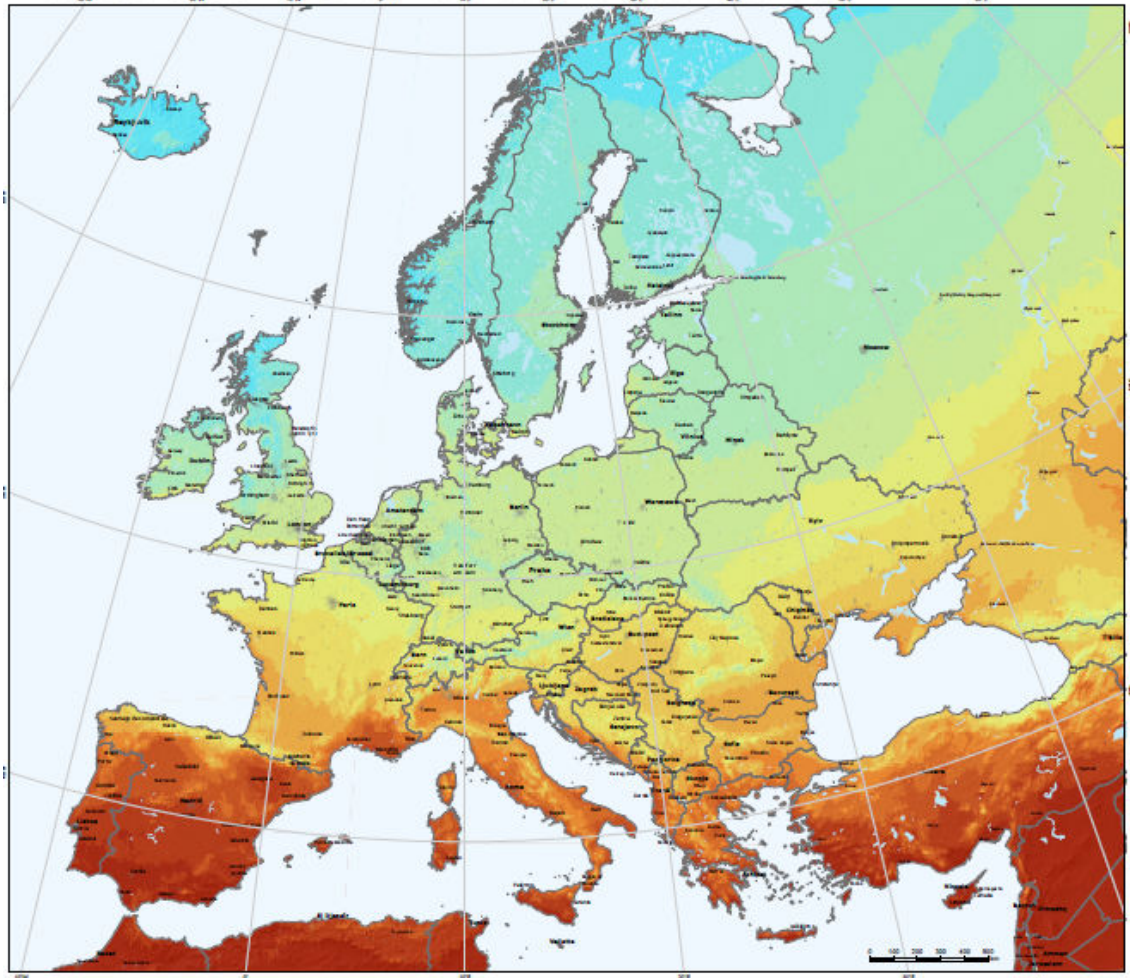


Ilustración 2 [4]

La primera “gran” instalación solar fotovoltaica en España se inauguró el 29 de Marzo de 1985 [5], siendo una instalación de tipo experimental con 100 kW de potencia que incluía dentro de la misma distintos tipos de paneles. Se puede decir que este fue el punto de partida de esta tecnología en nuestro país, ya que, aunque ya existían instalaciones fotovoltaicas, su potencia era muy pequeña en comparación con esta.

En la actualidad se están creando instalaciones fotovoltaicas de potencias que llegan a los 2000 MW [6] por lo que podemos apreciar el gran desarrollo de esta tecnología.

La evolución de la potencia instalada a lo largo de los años está vinculada a la disminución de los precios de los materiales, pero en mayor medida a la política vigente en cada año ya que al ser una tecnología con un coste elevado, es altamente dependiente de las subvenciones proporcionadas por el estado. Se

puede observar (Ilustración 3) como la potencia instalada en los últimos años se ha estancado de una forma muy notable debido a una política que no favorecía la inversión en este tipo de instalaciones, cuyos trámites de legalización son largos y están llenos de trabas.

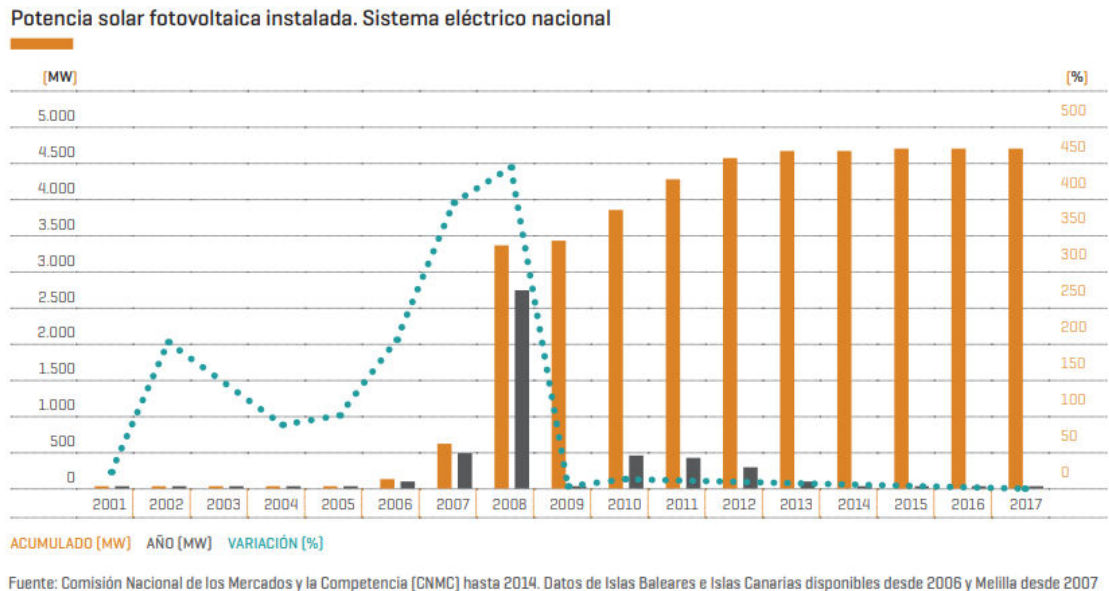


Ilustración 3 [7]

Esta tendencia se espera que cambie a partir de este año gracias a un cambio drástico en todo el proceso de documentación, así como en los requisitos exigidos para la puesta en marcha de estas instalaciones. Dicho cambio se encuentra en proceso de implantación debido a que el desarrollo del nuevo Real Decreto-Ley 15/2018 ha sido publicado recientemente mediante el Real Decreto 244/2019 del 5 de abril. Aun así, se comenta más en detalle las modificaciones que incorporará dicho documento en el apartado de *Marco normativo*.

Aun a expensas de las consecuencias que pueda conllevar el cambio en la normativa, durante el año 2018 se ha producido un auge en la realización de proyectos de tipo fotovoltaico. Concretamente a fecha 28 de Febrero de 2019, se encontraban en proceso de tramitación un total de 81.115 MW de potencia fotovoltaica según datos de Red Eléctrica de España [8].

Objetivos

Este trabajo de fin de grado se ha realizado buscando los siguientes objetivos:

- Comprobar que las simulaciones que se realizan con el programa PVsyst se ajustan a los valores reales de producción de la instalación que se simula.
- Estudiar posibles mejoras para la instalación objeto de estudio y los beneficios que supondrían.
- Comprobar la optimización del dimensionamiento de la instalación en base a los consumos de la entidad.
- Estudiar el ahorro que supone para una PYME una instalación fotovoltaica de autoconsumo de 10kWp de potencia.
- Comprobar el tiempo de amortización de una instalación fotovoltaica en función de la normativa vigente y la rentabilidad de la inversión que se realiza.



Descripción de la instalación

Descripción general

La instalación está formada, a grandes rasgos, por 4 elementos: los paneles solares, el inversor, el dispositivo antivertido o inyección 0, y la propia instalación eléctrica del edificio.

Los paneles solares son los encargados de transformar la energía que reciben de la radiación del sol en energía eléctrica. El problema que surge es que la energía eléctrica que generan los paneles es de tipo continuo, de tal forma que no es posible utilizarla en la instalación eléctrica existente. El inversor es el encargado de transformar la energía eléctrica a tipo alterno, trifásico, y adecuarla en cuanto a niveles de tensión y frecuencia para su aprovechamiento.

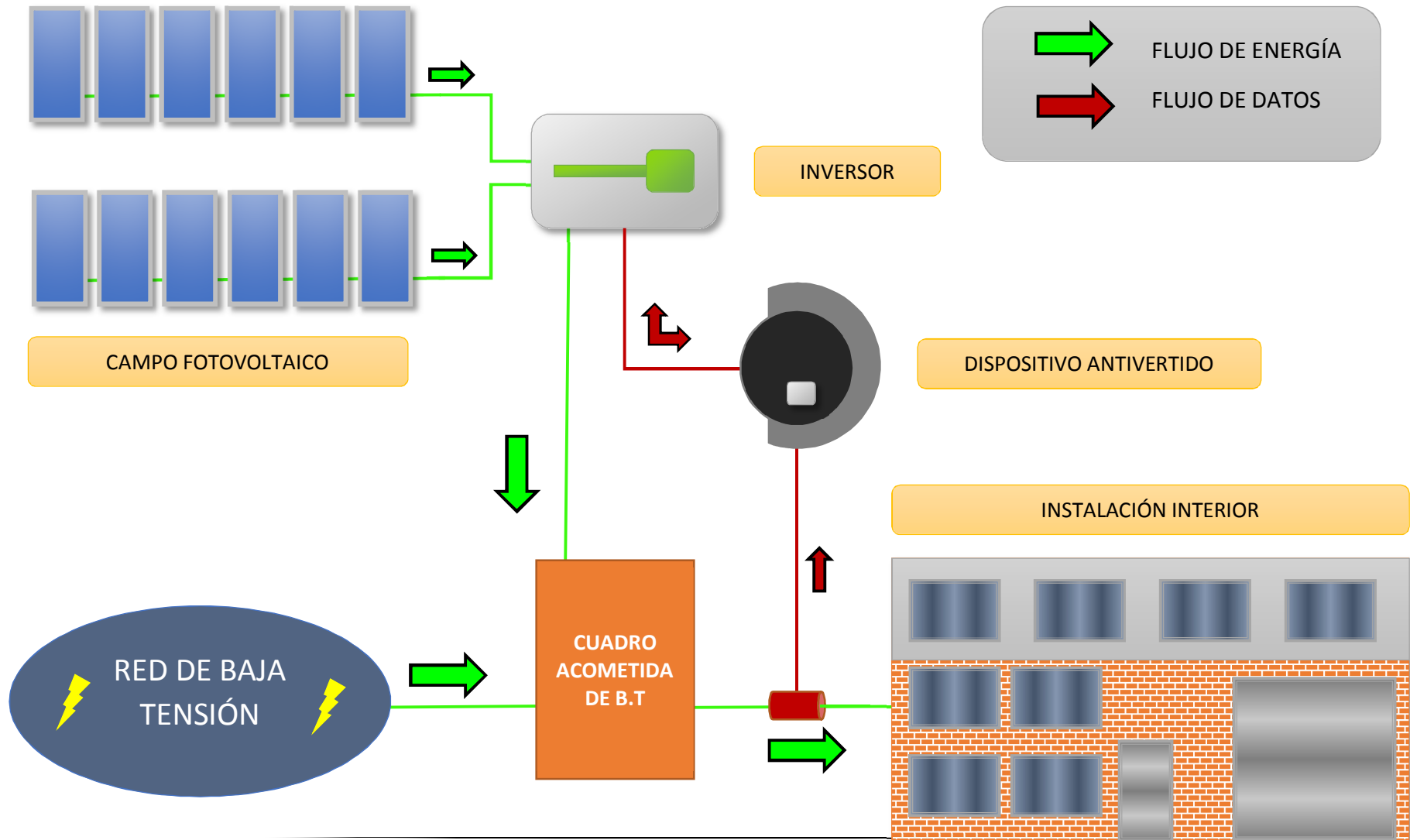
En principio no sería necesario ningún elemento más para que el sistema entrase en funcionamiento, pero en este caso se instala también un dispositivo antivertido debido a los requisitos técnicos y administrativos vigentes. Este dispositivo se instala para cumplir la condición técnica de evitar la inyección de energía a la red de baja tensión del distribuidor, de manera que como máximo se cubrirá la totalidad de la demanda de la instalación del consumidor. Para llevar a cabo esta función, este dispositivo a través de unos transformadores toroidales detecta el consumo de la instalación del consumidor y manda la orden del nivel de producción al inversor, que es capaz de ajustar la cantidad de energía que inyecta en la instalación.

En el caso de que la producción de los paneles solares no sea suficiente para cubrir la demanda del consumidor, la energía restante para cubrir la misma la proporcionará la red de baja tensión del distribuidor.

Respecto a las protecciones eléctricas, además de las incorporadas en el propio inversor, la instalación dispone de protecciones magnetotérmicas para corriente continua en cada una de las líneas provenientes de los paneles solares aguas arriba del inversor, protecciones magnetotérmicas para corriente alterna a la salida del inversor y en el punto de conexión de la instalación.

A continuación se muestra un esquema de las diferentes conexiones que se han descrito anteriormente, así como los flujos de datos y energía entre los diferentes elementos.

Esquema de la instalación



Componentes de la instalación

Panel solar fotovoltaico

Los módulos instalados pertenecen al fabricante Suntech, modelo STP280-24Vd (Ilustración 4). Son de tipo policristalino con 72 células por módulo, una potencia máxima de salida de 280 W (datos bajo ensayo STC: 1 kW/m², 25° C, AM=1,5) con una eficiencia del 14,4% según datos del fabricante.



Ilustración 4 [9]

La hoja con las especificaciones técnicas de los paneles fotovoltaicos se encuentra en el Anexo A.

Respecto a la disposición de los paneles en esta instalación, se han montado 38 paneles en dos series de 19 paneles cada una.

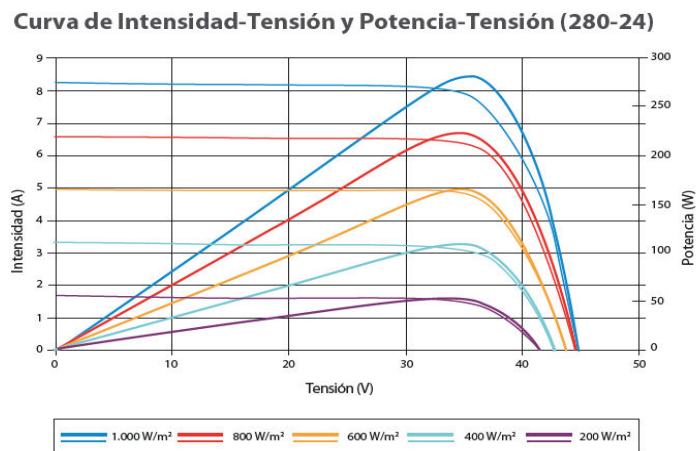


Ilustración 5 [9]

En la gráfica anterior, se muestra el funcionamiento de los paneles (Ilustración 5) donde se representan las curvas Intensidad-Tensión y Potencia-Tensión para diferentes niveles de irradiancia. Podemos apreciar que, para este modelo de panel, la máxima potencia se obtiene para una tensión aproximada de 35 V.

El cableado entre los paneles, y hasta el inversor, se ha realizado con conductor de 6 mm² de sección y procurando siempre realizar el trazado de menor longitud posible para reducir las pérdidas óhmicas en el mismo.

❖ Inversor

El equipo instalado en este caso se trata de un inversor trifásico de 10 kW de potencia nominal del fabricante Kostal Solar Electric (Ilustración 6) con una eficiencia del 97,7%, permite una entrada en corriente continua de hasta 800 V y ofrece una potencia pico de 10,8 kW según la hoja de especificaciones técnicas que se adjunta como Anexo B.



Ilustración 6 [10]

Este dispositivo dispone de una memoria interna que permite registrar los datos de generación de la instalación, así como alarmas o avisos debidos a un funcionamiento anómalo. Más concretamente, el equipo registra datos de tensión, corriente, potencia activa y frecuencia, entre otros, para cada una de las fases de salida.

Además, incorpora un puerto de Ethernet RJ45 mediante el cual se puede acceder a una interfaz gráfica para la consulta y configuración de los diferentes parámetros.

Las dos entradas de corriente continua provenientes de la instalación de paneles solares incorporan la función PMP (seguimiento del punto de máxima

potencia) de manera que el inversor ajusta los valores de tensión y corriente para optimizar la producción de energía.

El cableado desde este dispositivo hasta el punto de inyección a la red de la instalación se ha realizado con conductor de 10 mm² de sección para minimizar tanto la caída de tensión como la reducción de las pérdidas originadas por dicho cableado.

❖ Dispositivo antivertido

Se trata de un dispositivo que se conecta al inversor y le envía órdenes del nivel de producción de energía. Mediante unos transformadores toroidales que se conectan a la alimentación de la vivienda o local, el aparato mide el consumo instantáneo de la instalación y ajusta la producción de energía del campo fotovoltaico a través del inversor gracias a una conexión Ethernet con protocolo de comunicaciones TCP/IP.

En concreto el dispositivo instalado se trata del modelo Solar Log 300 (Ilustración 7), con capacidad para plantas fotovoltaicas de hasta 15 kWp del fabricante alemán Solare Datensysteme GmbH. Las características del dispositivo se adjuntan como Anexo C.



Ilustración 7 [11]

Dicho elemento se configura en este caso para que no se realice vertido de energía a la red, pero se cubra la demanda de la instalación en la medida de lo posible, ajustándose así a las exigencias legislativas a las que se acoge la modalidad de autoconsumo elegida.

❖ Instalación interior

La instalación del edificio parte del cuadro general ubicado en el interior de la nave en la planta baja, y da suministro a tres zonas. La primera de las zonas se trata de un edificio de oficinas con 3 plantas. La segunda zona, de una nave para almacenamiento de material y vehículos. La tercera zona, que podría

considerarse dentro de la anterior, se trata de un taller y un almacén que se encuentran ubicados en la zona final de la nave.

Esta instalación da suministro tanto para los equipos informáticos en la zona de oficinas como para las herramientas que se utilizan en la zona de taller, un termo eléctrico y un aparato de aire caliente en los vestuarios, dos emisores térmicos en el taller, un cargador para una máquina elevadora y todo el alumbrado que incluye el complejo.

❖ Red de alimentación en baja tensión

La instalación dispone de una acometida proveniente de la red de baja tensión de la compañía suministradora de la cual se obtenía originariamente toda la energía necesaria.

Esta acometida es de tipo trifásico a 400V y se conecta al cuadro general del edificio.

+ Datos de generación








El inversor realiza un registro de datos en intervalos de tiempo fijos, en este caso a través de la configuración de la que disponía el equipo, las mediciones se fijaron cada 15 minutos. Con el intervalo de tiempo fijado en 15 minutos, la memoria permite el registro de un máximo de 400 días, de esta manera disponemos de los datos de generación de un año completo.

Marco normativo

Descripción de la normativa

La regulación de las instalaciones solares fotovoltaicas en nuestro país, se encuentra definida a través de diferentes normas que se han ido publicando a lo largo de los años.

A continuación numeramos todas las normas que se van a tratar:

-  Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
-  Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
-  Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.
-  Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
-  Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
-  Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
-  Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

La normativa que regula la actividad de explotación de las instalaciones solares fotovoltaicas para autoconsumo queda definida inicialmente a través del Real Decreto 900/2015 del 9 de octubre [12].

Este Real Decreto define las condiciones administrativas, económicas y técnicas de las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica que se definen en artículo 9 de la Ley 24/2013 del 26 de diciembre [13], por ello empezaremos por explicar estas modalidades.

En primer lugar, se define qué se entiende por autoconsumo: “consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor”.

Y posteriormente se acotan las diferentes modalidades de autoconsumo como:

- a) Suministro con autoconsumo:
Consumidor con instalación de generación existente, destinada al consumo propio, conectada en el interior de la red de su punto de suministro y no inscrita en el registro como instalación de producción.
- b) Producción con autoconsumo:
Consumidor asociado a una instalación de producción inscrita en el registro de instalaciones de producción y conectada en el interior de su red.
- c) Producción con autoconsumo de un consumidor conectado mediante línea directa a una instalación de producción:
Consumidor asociado a una instalación de producción inscrita en el registro de instalaciones de producción a la que se conecta a través de una línea directa.
- d) Otras modalidades de consumo proveniente de una instalación de generación asociada a un consumidor:
Cualquier conexión no incluida dentro de las anteriores.

El Real Decreto 900/2015 [12] especifica las condiciones para los tipos a), b) y c) anteriormente descritos. A su vez, en el artículo 4, realiza una nueva clasificación de las modalidades de autoconsumo en dos tipos:

- a) Autoconsumo tipo 1:
Consumidor en un único punto de suministro/instalación en cuya red interior exista una o varias instalaciones de producción de energía eléctrica para el consumo propio y que no se encuentran inscritas en el registro de instalaciones de producción (modalidad tipo a) según la Ley 24/2013 [13]).
- b) Autoconsumo tipo 2:
Consumidor en un punto de suministro/instalación que se encuentra asociado a una o varias instalaciones de generación de energía eléctrica dadas de alta en el registro de instalaciones de producción conectadas a su red interior, que comparten infraestructura de conexión con éste o que se conectan a través de una línea directa (modalidades tipo b) y c) según la Ley 24/2013 [13]).

Una vez establecida la nueva clasificación, se procede a establecer las condiciones que deben cumplir cada una de las modalidades descritas:

a) Autoconsumo tipo 1:

- ✓ Potencia contratada por el consumidor menor o igual a 100 kW.
- ✓ Suma de potencias de instalaciones de generación menor o igual a la potencia contratada por el consumidor.
- ✓ El titular del punto de suministro debe ser el mismo que el de las instalaciones de consumo y de generación de su red.
- ✓ Las instalaciones de generación y punto de suministro deben cumplir los requerimientos técnicos de la normativa que les resulte de aplicación, destacando el Real Decreto 1699/2011 del 18 de noviembre [14] en el que se especifican las condiciones de conexión de instalaciones de producción de pequeña potencia.

b) Autoconsumo tipo 2:

- ✓ Suma de potencias de instalaciones de generación menor o igual a la potencia contratada por el consumidor.
- ✓ En caso de existir varias instalaciones de producción el titular de todas deberá ser el mismo.
- ✓ Las instalaciones de generación y punto de suministro deben cumplir los requerimientos técnicos de la normativa que les resulte de aplicación, destacando el Real Decreto 1955/2000, Real Decreto 1699/2011 y Real Decreto 413/2014.
- ✓ ...

Nos centraremos en la clasificación de autoconsumo tipo 1 que corresponde a la instalación que se estudia debido a que la potencia de la instalación de producción son 10 kW y se cumplen los requisitos que pide la norma.

Además, cabe destacar que esta instalación debido a su potencia y a disponer de un dispositivo antivertido de energía a la red estará exenta del pago de los estudios de acceso y conexión estipulados en el Real Decreto 1048/2013 [15], como se especifica en el artículo 7 del Real Decreto del que se está tratando.

A continuación, pasamos a describir los requisitos de medida para las instalaciones de autoconsumo que se exigen según el Real Decreto 1699/2011 [14]:

En primer lugar, deben cumplir el Reglamento unificado de puntos de medida que quedó fijado en el Real Decreto 1110/2007 del 24 de agosto [16], por lo que explicamos a continuación las pautas de este.

Según la clasificación que realiza esta normativa en el artículo 7, el punto de medida de la instalación objeto de estudio será de tipo 5 a): Puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 15kW.

Una vez clasificado el punto de medida los requisitos que debe cumplir son especificados en el artículo 9, donde explica que los equipos tipo 5 deben:

- ✓ Permitir la discriminación horaria de las medidas (6 periodos programables como mínimo).
- ✓ Registrar y almacenar la energía activa y reactiva en cada periodo.
- ✓ Registrar y almacenar el máximo de potencia cuarto-horaria junto con la fecha y hora de éste.
- ✓ Integrar sistema de telegestión y telemedida.

Finalmente, volviendo al Real Decreto 900/2015 [12], la modalidad de autoconsumo tipo 1 dispone de unos requisitos particulares de medida que se encuentran recogidos en el artículo 12 del documento y que, además de lo anteriormente explicado, exige la instalación de un equipo de medida que registre la energía neta generada, independiente del equipo de medida del punto frontera.

Dado que la instalación no vierte energía a la red la parte de la normativa relativa a la facturación de energía generada no se considera relevante en este caso.

A mayores de todo lo nombrado anteriormente, es de obligado cumplimiento el pliego de condiciones técnicas estipulado por la compañía distribuidora de red en la zona donde se realice la conexión, además de las condiciones fijadas por la comunidad autónoma y el ayuntamiento del municipio donde se encuentre la instalación.

Toda esta normativa estatal descrita ha sido modificada según el Real Decreto Ley 15/2018 del 5 de octubre [17], cuyo desarrollo final ha sido publicado en el nuevo Real Decreto 244/2019 del 5 de abril [18].

En este Real Decreto 244/2019 se establecen nuevamente las condiciones en los ámbitos administrativo, económico y técnico para las modalidades de autoconsumo que se establecen en la Ley 24/2013 y que se han descrito al principio de este apartado.

Además, se define el concepto de instalaciones próximas a efectos de autoconsumo y se desarrollan los términos de autoconsumo individual y colectivo.

Se desarrolla el mecanismo de compensación entre déficit y excedente de energía en instalaciones de autoconsumo que se mencionaba brevemente en el Real Decreto Ley 15/2018 [17] y se fijan los procedimientos de registro de instalaciones de autoconsumo.

La clasificación de las clases de autoconsumo se modifica aglutinando las instalaciones en dos principales tipos. La diferencia entre ambas la marca la inyección, o no, de excedentes de energía a la red de distribución. De manera que, en el caso de no haber excedentes de energía vertidos a red, sólo se considerará la existencia de un sujeto consumidor, mientras que en la otra situación se considerará una figura de productor y una de consumidor. De manera que esta es la nueva clasificación de las instalaciones:

- a) Suministro con autoconsumo sin excedentes: En estas instalaciones es necesario instalar un sistema antivertido que impida la inyección de energía excedente a la red de distribución o transporte (modalidades especificadas en el artículo 9.1 a) de la Ley 24/2013 [13]).
- b) Suministro con autoconsumo con excedentes: Estas instalaciones podrán inyectar el excedente de energía que produzcan en las redes de distribución y transporte (modalidades especificadas en el artículo 9.1 b) de la Ley 24/2013 [13]).

A su vez estas instalaciones con excedentes se subdividirán en:

- i. Modalidad con excedentes acogida a compensación: Aquellas instalaciones de suministro en las cuales el consumidor y el productor acuerdan un sistema de compensación de excedentes. Para poder optar por esta modalidad son necesarios varios requisitos entre los que destacan, que la fuente de energía primaria sea renovable, la suma de las potencias de las instalaciones de producción sea inferior a 100kW o, que tanto consumidor como productor asociado hayan realizado un contrato de compensación de excedentes, tal como se define en el artículo 14 del Real Decreto que estamos tratando.
- ii. Modalidad con excedentes no acogida a compensación: Aquellas instalaciones de suministro que no cumplan alguna de las exigencias necesarias para pertenecer al grupo a), o que directamente prefieran no acogerse a la modalidad anterior.

Además de esta clasificación, las instalaciones de autoconsumo pueden diferenciarse entre autoconsumo individual o colectivo en función del número de consumidores asociados a la instalación de generación.

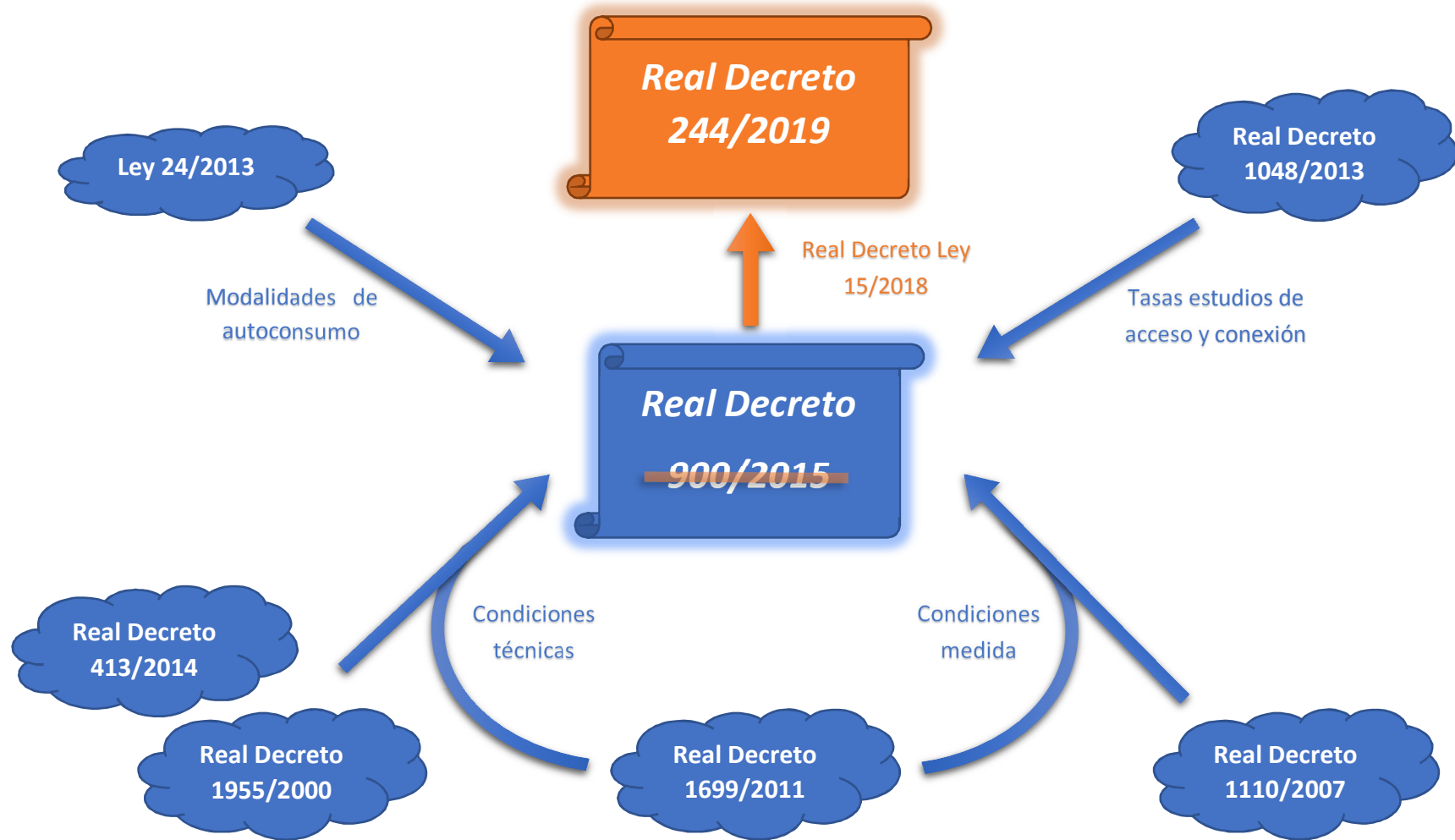
También se eliminan los permisos de acceso y conexión a la red que debe proporcionar la compañía distribuidora para instalaciones con potencias inferiores a 100 kW sin inyección de excedente o instalaciones con inyección de excedente, pero potencia inferior a 15 kW, simplificando de esta manera el problema del tiempo de legalización de las instalaciones.

Respecto a los requisitos de medida para las instalaciones de autoconsumo, para todas las modalidades se requiere de un equipo de medida bidireccional en el punto frontera de la instalación. Para situaciones como autoconsumo colectivo, instalaciones de generación próximas a través de red o ciertas tecnologías de generación descritas en la norma, entre otras situaciones, además del equipo de medida en el punto frontera se requiere de la instalación de un equipo que registre la generación neta de la instalación de producción.

Uno de los grandes cambios que aporta la nueva ley es el desarrollo de un mecanismo de compensación simplificada, o lo que en este documento denominaremos de aquí en adelante “balance neto”. Este balance consiste en una compensación económica de la energía excedentaria inyectada a red que, en este documento se supondrá que, será valorada al mismo precio que la energía consumida (según el artículo 14 del R.D. 244/2019 [18] el precio de la energía consumida y excedentaria debe ser acordado con la comercializadora para el caso de suministro a través de una de ellas).

A continuación se muestra un esquema (Esquema 1) en el que se sintetiza lo anteriormente descrito, indicando la relación de diferentes normas a las que se ha de recurrir y los requisitos que exige cada una de ellas.

Esquema de la normativa



Esquema 1

Simulación de la instalación

Procedimiento

La simulación de la instalación se ha realizado con el programa PVsyst con el objetivo de comparar los datos reales obtenidos del inversor instalado con los de la simulación.

Este programa es una herramienta para el estudio de proyectos de instalaciones solares fotovoltaicas. Permite obtener la producción del sistema, el estudio del sombreado mediante la generación de perfiles de obstáculos en tres dimensiones, el análisis de las pérdidas del sistema y representar en gráficas los distintos parámetros de funcionamiento de la instalación simulada entre otras muchas funciones. También permite diseñar instalaciones aisladas de red, de bombeo, e incluso con redes de corriente continua.

Para realizar la instalación, en primer lugar, se han importado los datos de radiación solar del punto en el que se localiza la instalación, a partir de la base de datos que proporciona la Organización Europea para la Explotación de Satélites Meteorológicos (EUMETSAT).

Para importar estos datos, accedemos a la herramienta del programa PVsyst “Importación de base clima” desde el menú “Meteo database” en la página principal de diseño de proyectos conectados a red. Una vez abierta la herramienta de importación, accedemos a la página web de donde obtenemos los datos de radiación pulsando en uno de los dos enlaces disponibles (en función del continente donde se encuentre la instalación se utilizará uno u otro).

En la página web (Ilustración 8) seleccionamos la ubicación donde se va a realizar la instalación y los datos que se quieren importar del mismo, obtenemos el cálculo de los datos y los seleccionamos y copiamos.

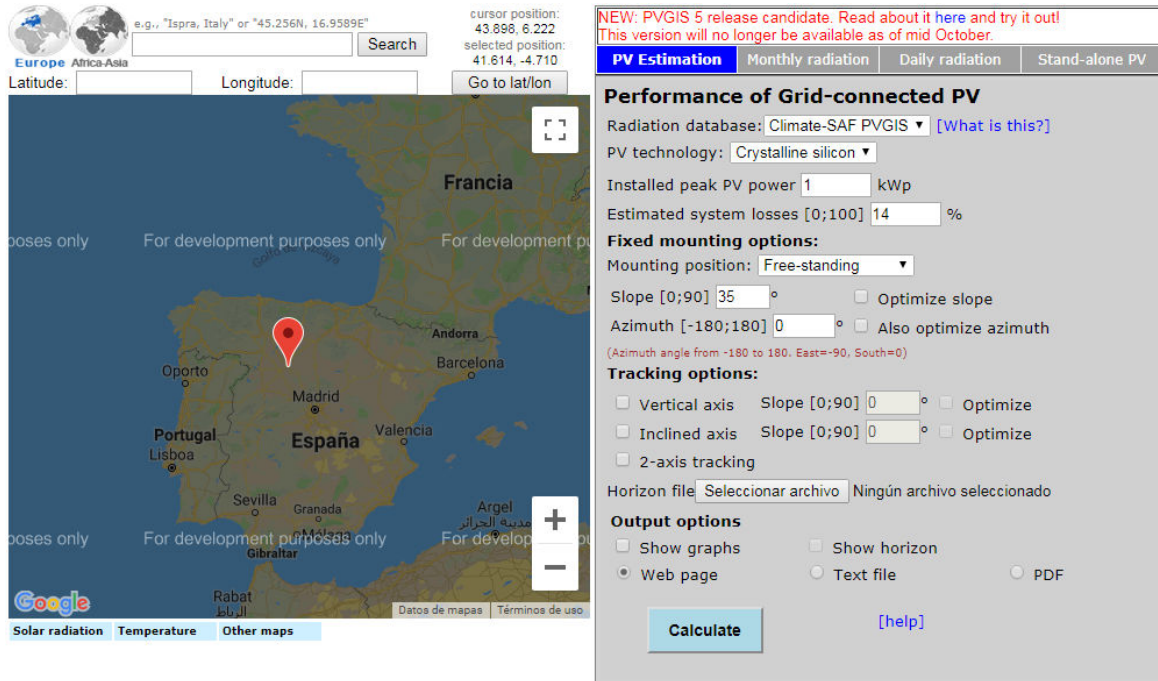


Ilustración 8 [19]

Posteriormente volvemos a la ventana del programa (Ilustración 9) y seleccionamos el botón importar.

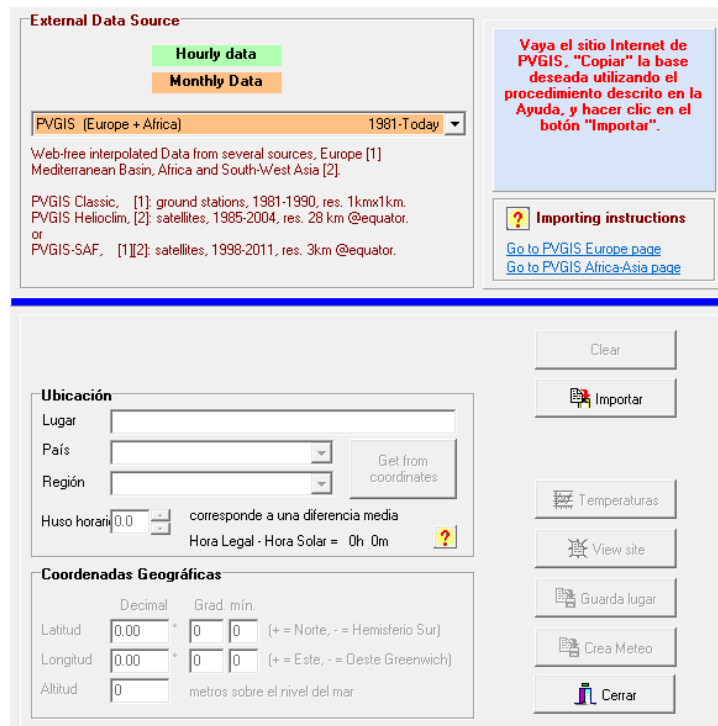


Ilustración 9 [20]

A continuación, se han introducido los datos de orientación e inclinación de los paneles (Ilustración 10) y la configuración del sistema (Ilustración 11), es decir, datos del panel fotovoltaico, del inversor y de su conexión eléctrica.

Tipo de campo Plano Inclinado Fijo

Parámetros del campo
 Inclinación plano 15 [°]
 Acimut -31 [°]

Optimización con respecto a
 Productiv. irrad. anual
 Verano (Abr-Sep)
 Invierno (Oct-Mar)

Productiv. clima anual
 Factor de transposición FT 1.10
 Pérdida con respecto al óptimo -6.8%
 Global en el plano receptor **1854 kWh/m²**

Mostrar Optimización

Ilustración 10 [20]

Configuración global sistema
 1 N° de tipos de sub-campos
 Esquema Simplificado

Resumen sistema global
 N° de módulos 38 Potencia nominal FV 10.6 kWp
 Superficie módulos 74 m² Potencia máxima FV 10.0 kWdc
 N° de inversores 1 Potencia nominal CA 10.0 kWac

Generador FV
 Sub-array name and Orientation: Name: Generador FV, Orient.: Plano Inclinado Fijo, Inclinación 15°, Acimut -31°
 Ayuda al Dimensionado: No sizing, Entrar Pnom deseada 10.6 kWp, o superficie disponible(módulos) 74 m²

Selección del módulo FV
 Disponible actualmente: Suntech 280 W/p 29V Si-poly STP 280-24/Ve Since 2012 Suntech Europe
 Tensiones de dimensionado: 29.5 V, Voc (-10°C) 49.1 V

Selección del inversor
 Disponible actualmente: Kostal 10 kW 290 - 800 V TL 50 Hz Piko 10 Since 2014
 N° de entradas MPPT 2, Tensión Funciona.: 290-800 V, Pglobal inversor 10.0 kWac
 Utilice característica m, Tensión máx de entrada: 1000 V, Inversor con 2 MPPT

Diseño del generador FV
 N° de módulos y cadenas: Mód. en serie 19, N° de cadenas 2, Pérdida sobrecarga 0.0%, Relación Pnom 1.06, N° módulos 38, Superficie 74 m²
 Cond. de funcionamiento: Vmpp (60°C) 561 V, Vmpp (20°C) 681 V, Voc (-10°C) 932 V
 Irradiancia plano 1000 W/m², Imp (STC) 16.1 A, Isc (STC) 17.3 A, Pmáx en funcionamiento en 1000 W/m² y 50°C 9.5 kW, Potencia nom gener. (STC) 10.6 kWp

Ilustración 11 [20]

Después de esto se han ajustado los diferentes valores de pérdidas del campo solar fotovoltaico donde se incluyen:

- ❖ Pérdidas térmicas del campo.
- ❖ Pérdidas óhmicas en el generador.
- ❖ Pérdidas en el circuito de corriente alterna hasta el punto de inyección.
- ❖ Pérdida de eficiencia de los módulos fotovoltaicos.
- ❖ Pérdidas debidas al desvío respecto al funcionamiento en el punto de máxima potencia.
- ❖ Pérdidas debidas al polvo y la suciedad.
- ❖ Pérdidas debidas al ángulo de incidencia respecto al fijado en los módulos.

Seguidamente, procedemos a crear una perspectiva en 3D (Ilustración 12) que servirá para la posterior simulación de sombras cercanas de una manera más detallada. Para ello se hace una representación de la instalación de los paneles en el edificio, así como los edificios u objetos colindantes que se consideren relevantes para el efecto de las sombras sobre el campo fotovoltaico.

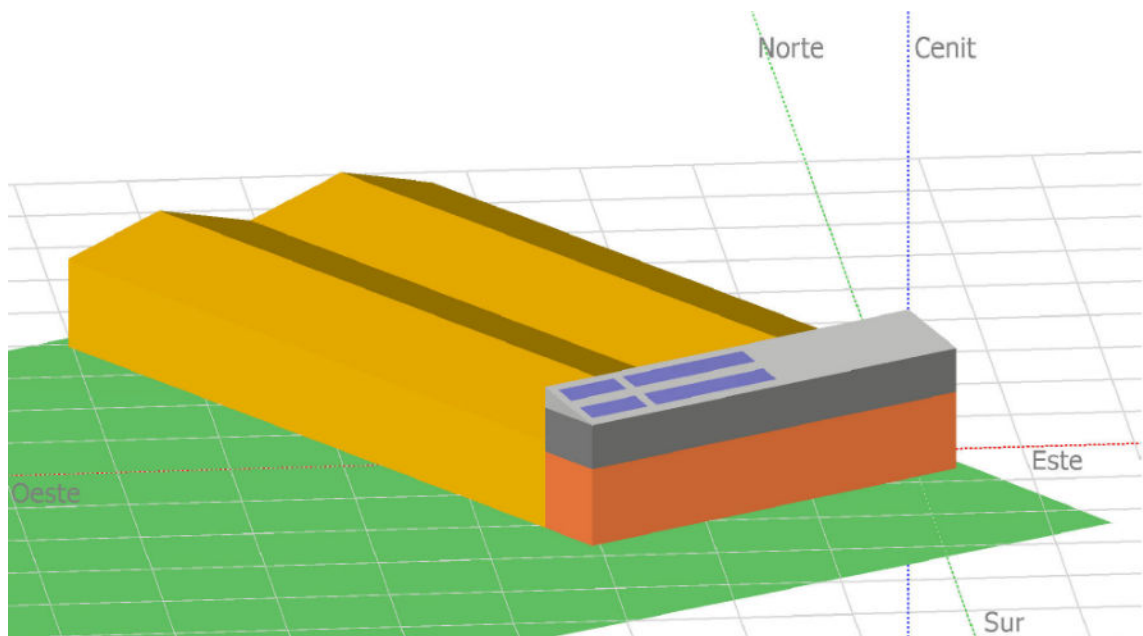


Ilustración 12 [20]

En este caso como no existe ningún objeto ni edificio colindante que pueda producir sombras en el campo fotovoltaico, simplemente se representó la estructura sobre la que se encontraban anclados los paneles fotovoltaicos.

Con la perspectiva anterior obtenemos el perfil de obstáculos que se muestra en la ilustración 13.

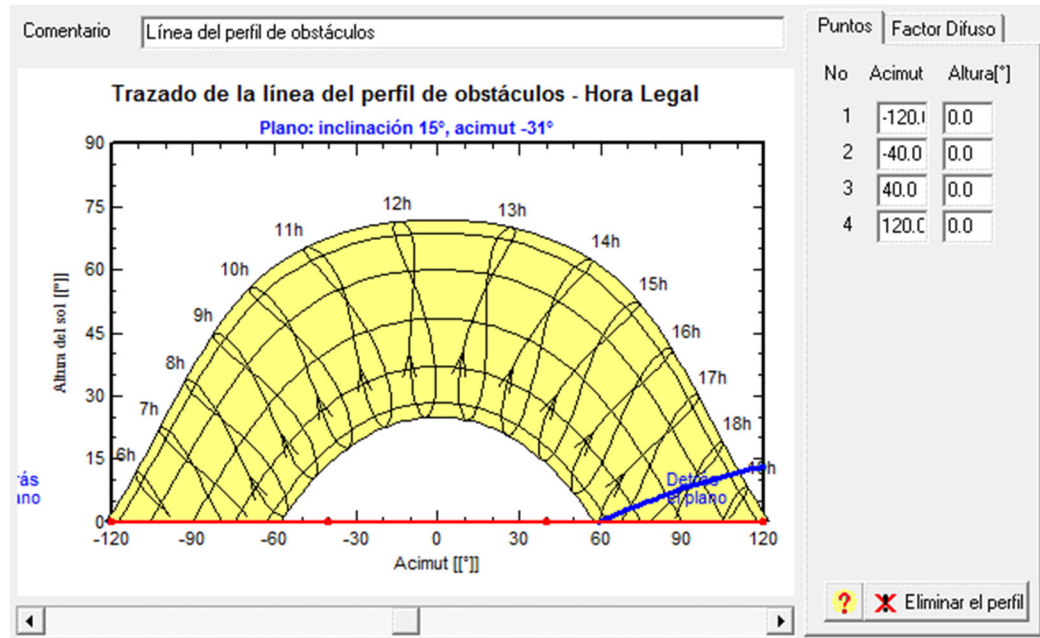


Ilustración 13 [20]

Como se puede apreciar, la única sombra existente es la debida a la orientación de los propios paneles que a partir de cierta hora se hacen sombra a sí mismos.

Finalmente se especifica la conexión de los módulos entre sí formando cada una de las 2 cadenas que tiene la instalación. Como se puede apreciar en la ilustración 14, debido a la forma de la cubierta se ha optado por dos filas de 19 paneles. En este caso debido a las características de la estructura de la cubierta se tuvieron que separar en dos tramos cada una de las filas y se optó por conectar cada uno de los tramos resultantes en diagonal.

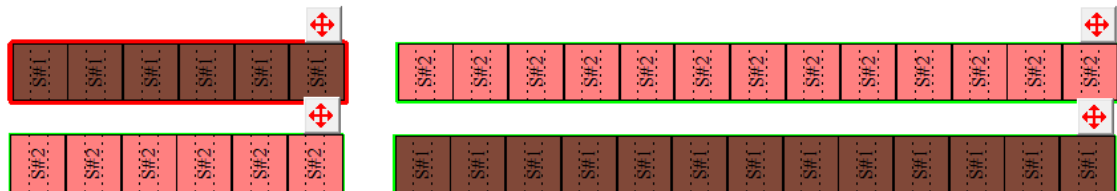


Ilustración 14 [20]

Resultados

Una vez introducidos todos los datos anteriormente explicados, el programa nos genera un informe (Anexo D) donde se recogen todos los datos introducidos y nos calcula las características del generador que se ha formado a través de las configuraciones establecidas, entre otros muchos resultados. Obteniendo una potencia global de 10,64 kWp con una tensión y corriente en el punto de máxima potencia de 591 V y 16 A respectivamente.

Uno de los resultados que proporciona el informe son los datos de producción, tanto valores numéricos mensuales como representaciones en gráficas como se muestra en la ilustración 15.

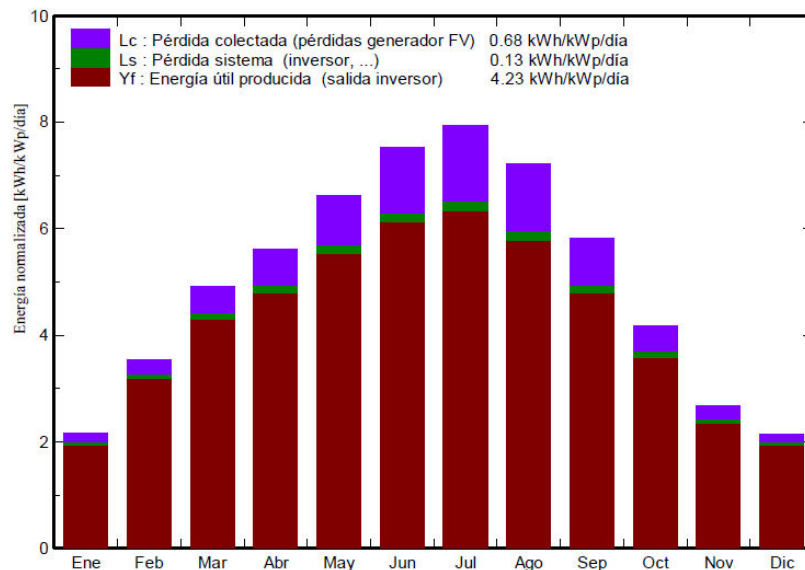


Ilustración 15 [20]

Se puede observar como en esta instalación las pérdidas en el generador son mayores durante la época de verano. Esto se debe a que los paneles fotovoltaicos se ven penalizados en gran medida por la temperatura a la que se encuentran, a pesar de esto el incremento de producción por el mayor nivel de radiación que reciben se puede apreciar a simple vista.

Para ver la evolución de la temperatura de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos a lo largo del año y las consecuencias en forma de pérdidas en kWh, se ha generado una gráfica que muestra ambos parámetros para los diferentes meses del año (Ilustración 16).

Se observa como para los meses de Enero y Diciembre se obtienen valores de pérdidas de energía negativos, esto se debe a que el programa toma como

referencia las pérdidas de los paneles a una temperatura de 25°. Para esos dos meses, debido a la climatología de la ubicación de los paneles, la temperatura de estos se encuentra tan por debajo de la temperatura de referencia que su efecto llega beneficiar la producción.

Temperatura - Pérdidas por temperatura

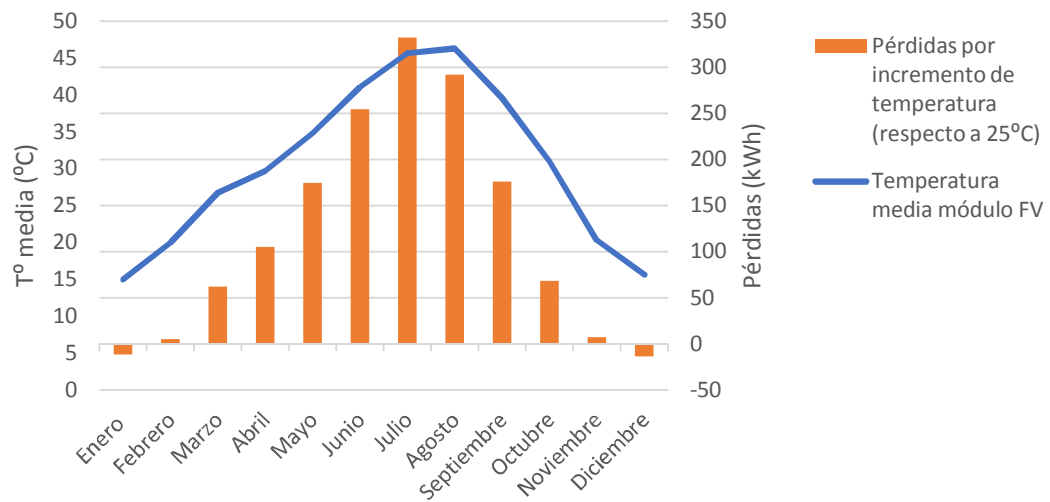


Ilustración 16

Se obtiene una generación anual de la instalación de 16,43 MWh/año con un factor de rendimiento medio del 83,94%. El factor de rendimiento mensual se detalla en la gráfica representada en la Ilustración 17.

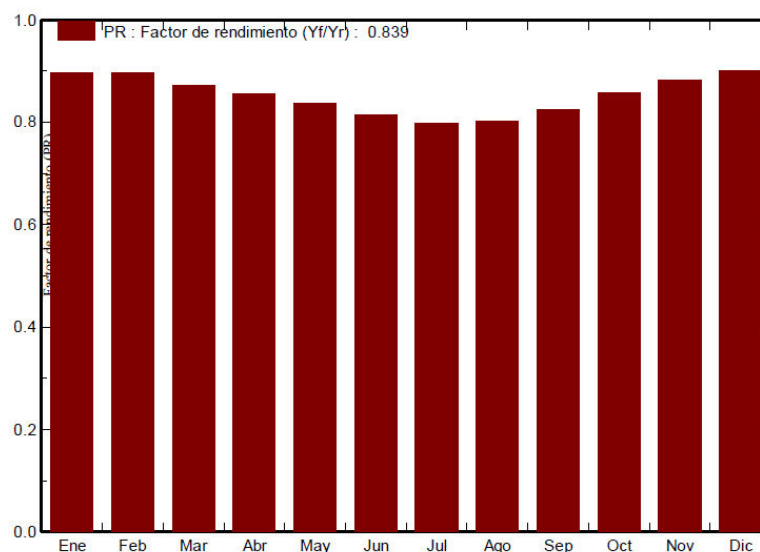


Ilustración 17 [20]

Para entender correctamente los resultados obtenidos es necesario definir el factor de rendimiento (Performance Ratio “PR”). Este porcentaje indica la relación entre la eficiencia real y la eficiencia teórica de la instalación, es decir, la cantidad de energía que es capaz de aprovechar el sistema respecto a un sistema ideal sin pérdidas.

Este concepto no debe equivocarse con el rendimiento total de la instalación, que podríamos definir como la energía que la instalación es capaz de producir respecto de la radiación solar disponible en el lugar donde se encuentra.

Por lo que concluimos que el rendimiento de la instalación no es del 84% sino que, respecto de una instalación ideal en la misma situación que la que se estudia, nuestra instalación es capaz de generar el 84% de la energía que generaría la instalación ideal.

Finalmente, el informe incluye un “diagrama de pérdidas anuales” (Ilustración 18) en el que se muestra el tanto por ciento que supone cada tipo de pérdidas. Sin embargo, el primer valor representado supone una ganancia de energía debido a que la inclinación que se le ha dado al campo fotovoltaico favorece la cantidad de radiación que recibe el mismo, respecto de una inclinación completamente horizontal. Por lo que más bien podríamos decir que se trata de un diagrama de flujos de energía tanto a favor como en contra, pero representado en tanto por ciento.

En este diagrama podemos observar como las pérdidas en el generador, que anteriormente remarcábamos, son debidas casi en su totalidad a temperatura (7,7%). Por esta razón la producción se ve penalizada de una forma más notable durante los meses de verano.

Las pérdidas por polvo y suciedad en el generador se han ajustado hasta el 0,7% para que la producción de energía que se inyecta a la red coincida con la obtenida según valores del inversor. Para llegar a dicho resultado se ha reducido este valor de pérdidas desde el 3% fijado por defecto en el programa hasta el valor de 0,7%, dado que la zona en la que se encuentra la instalación no se considera con una atmósfera tan contaminada como para llegar a suponer un valor de pérdidas tan alto.

De esta forma, se pone de manifiesto la importancia de la limpieza periódica de los paneles fotovoltaicos, siempre y cuando sea posible, para no reducir el rendimiento de la instalación considerablemente.

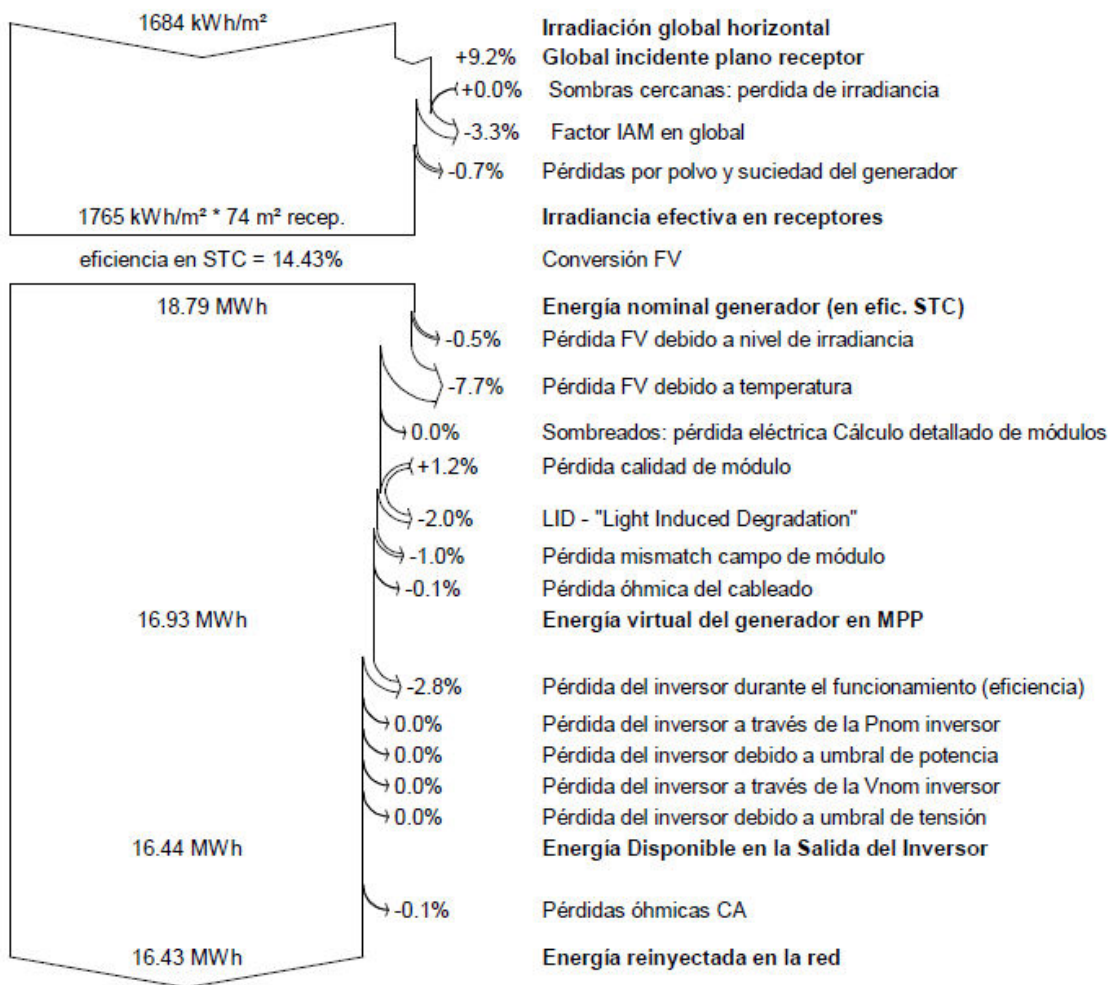


Ilustración 18 [20]

Posibles mejoras de la instalación

En vista de los resultados obtenidos, y puesto que el programa PVsyst nos permite realizar gran cantidad de simulaciones modificando los diferentes parámetros que se introducen, se ha tratado de buscar posibles mejoras a la instalación. Todo ello sin llegar a entrar en la implantación de sistemas de seguimiento, es decir, optimizar la producción modificando la orientación e inclinación de los paneles.

En primer lugar, se ha optado por buscar la inclinación óptima manteniendo la orientación original de 31° hacia el este, obteniendo como resultado que para optimizar la producción anual la inclinación más adecuada se encuentra entre 33° y 36°. Introduciendo este pequeño cambio, la producción anual se incrementa de los 16,43 MWh/año hasta los 17 MWh/año y el factor de rendimiento se reduce del 83,94% inicial hasta el 83,93%, por lo que

podríamos decir que prácticamente no se modifica este último parámetro. Esta modificación solo supondría la instalación de un nuevo soporte para los paneles e incrementaría la producción un 3,5%, por lo que se tendría que valorar el coste del cambio de los soportes. El informe con todos los detalles de la simulación se adjunta como Anexo E.

Como segunda opción, se ha tratado de buscar tanto la inclinación como la orientación óptima para el punto geográfico en el que se ubican los paneles fotovoltaicos, suponiendo que fuese posible modificar ambos parámetros. El mejor resultado se obtiene orientando los paneles hacia el sur y con una inclinación entre 35° y 37°. Con este cambio la producción llega a incrementarse hasta los 17,35 MWh/año, pero, sin embargo, el factor de rendimiento se ve penalizado hasta el 83,69%.

Esta disminución en el factor de rendimiento se debe en gran parte al aumento de las pérdidas originadas por la temperatura, que con esta configuración llegan hasta el 8,4%. No obstante, el resultado más relevante se encuentra en el dato de producción anual que se eleva un 5,6%. Aun con este resultado es poco probable que el coste de adecuar la instalación a las condiciones óptimas sea rentable. El informe con todos los detalles de la simulación se adjunta como Anexo F.

Los resultados obtenidos para ambas opciones de mejora se representan a continuación en la Ilustración 19.

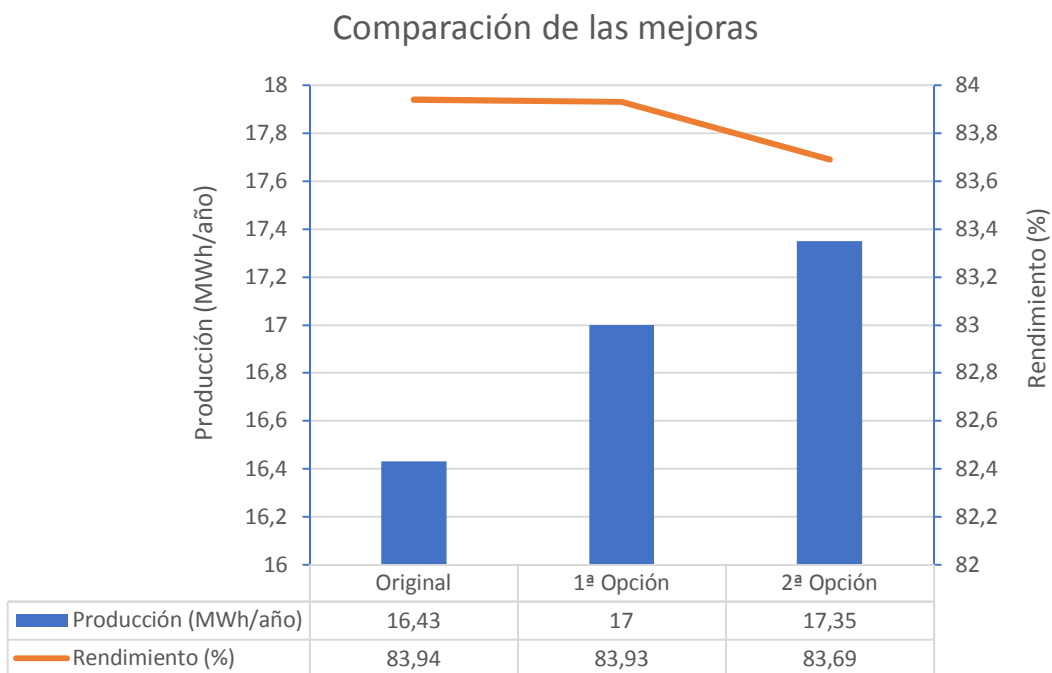


Ilustración 19

En resumen, en la primera opción, aunque es capaz de recibir mayor radiación solar, el campo fotovoltaico no varía prácticamente su PR. Sin embargo, en la segunda opción el campo fotovoltaico no es capaz de mejorar la eficiencia de captación de radiación, pero como la radiación recibida es mucho mayor, la producción sigue aumentando.

Como el incremento máximo en la producción anual llega a un 5,6%, y el factor de rendimiento puede llegar a mejorarse tan sólo un 0,01%, podemos concluir que el margen de mejora es escaso y en definitiva que la instalación original se ha diseñado correctamente.

Comparación entre datos de simulación y de la instalación

Tratamiento de datos

Para poder utilizar los datos registrados por el inversor se han realizado una serie de modificaciones en los mismos que se detallan a continuación.

En primer lugar, se hizo un filtrado de los datos para eliminar los datos de registro erróneos y códigos de fallo, así como seleccionar los datos de potencia generada de entre todas las variables que se almacenan. De esta manera obtuvimos un archivo formado por 4 columnas: fecha y hora del registro y potencia generada en cada una de las 3 fases.

A continuación, se creó un algoritmo para calcular la potencia total generada por registro y agrupar los datos para obtener el valor de potencia generada por hora.

Por otra parte, se obtuvo del programa PVSyst un archivo con los datos de potencia generada por hora durante todo un año. De esta manera disponemos de los datos tanto teóricos como reales de generación por hora durante todo un año.

Resultados

A continuación, se representan 4 semanas del año en diferentes meses para poder apreciar la diferencia entre el valor teórico y el valor real. En el eje de abscisas aparecen fechas con datos del año 1990 debido a que es el año que toma como referencia el programa PVSyst para la distribución de las sombras generadas por efectos climatológicos. Aunque las fechas aparezcan referenciadas a ese año, los datos de radiación solar son actuales.

Las fechas de los datos reales corresponden al año 2017 aunque no aparecen representadas para no complicar ni la representación ni la visualización de las gráficas.

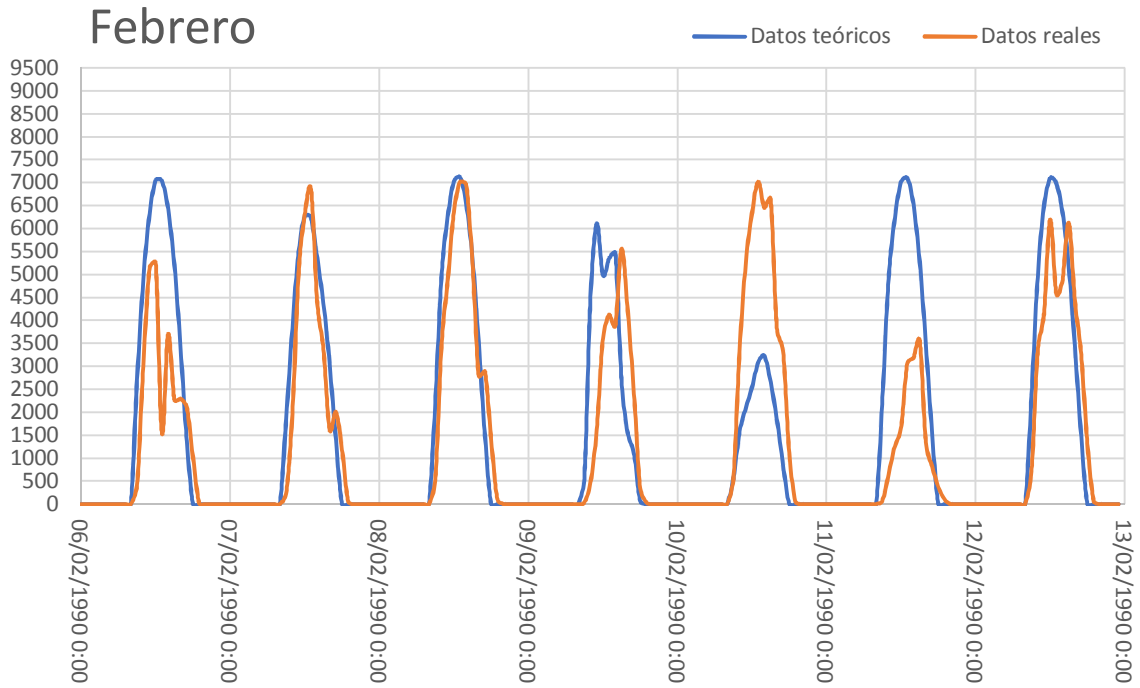


Ilustración 20

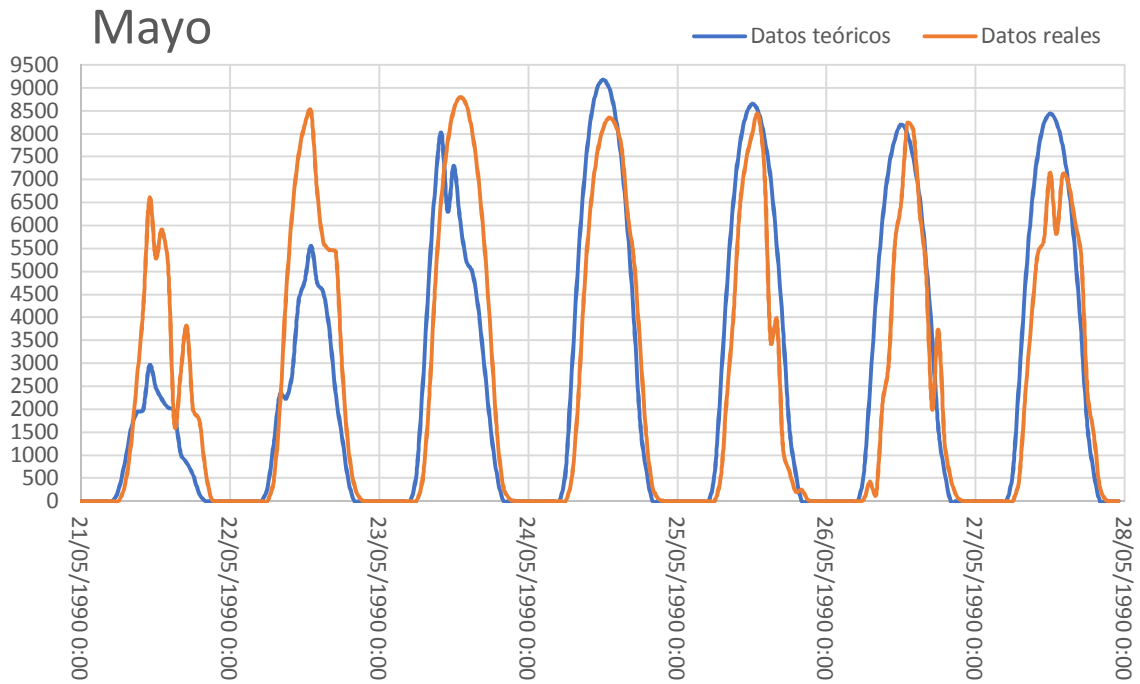


Ilustración 21

En vista de estas gráficas (Ilustración 20 y 21) podemos observar cómo algunos días difieren bastante entre el valor teórico y el valor real obtenido por datos del inversor. Esto es debido a la presencia de nubes que sombrean el campo de captación de energía. Esta distribución aleatoria de la reducción de producción debido al sombreado se aprecia claramente si comparamos los días 11 y 12 de Febrero, que se muestran en la Ilustración 20, donde el programa PVsyst ha incrementado las pérdidas para el día 11 pero sin embargo en los datos reales el sombreado se ha producido el 12.

Si nos centramos en el resto de los días, se aprecia una gran similitud entre ambas gráficas (Ilustración 22 y 23) y se puede ver en todas ellas un desplazamiento lateral que hace que no sean completamente coincidentes. En este caso, esta característica se debe a que los datos del inversor se registran con hora legal de invierno durante todo el año y por tanto los datos se encuentran desplazados 1 hora.

En cuanto a valores anuales de producción de energía se han ajustado los parámetros de pérdidas del programa para que ambos datos coincidan en 16,43 MWh/año.

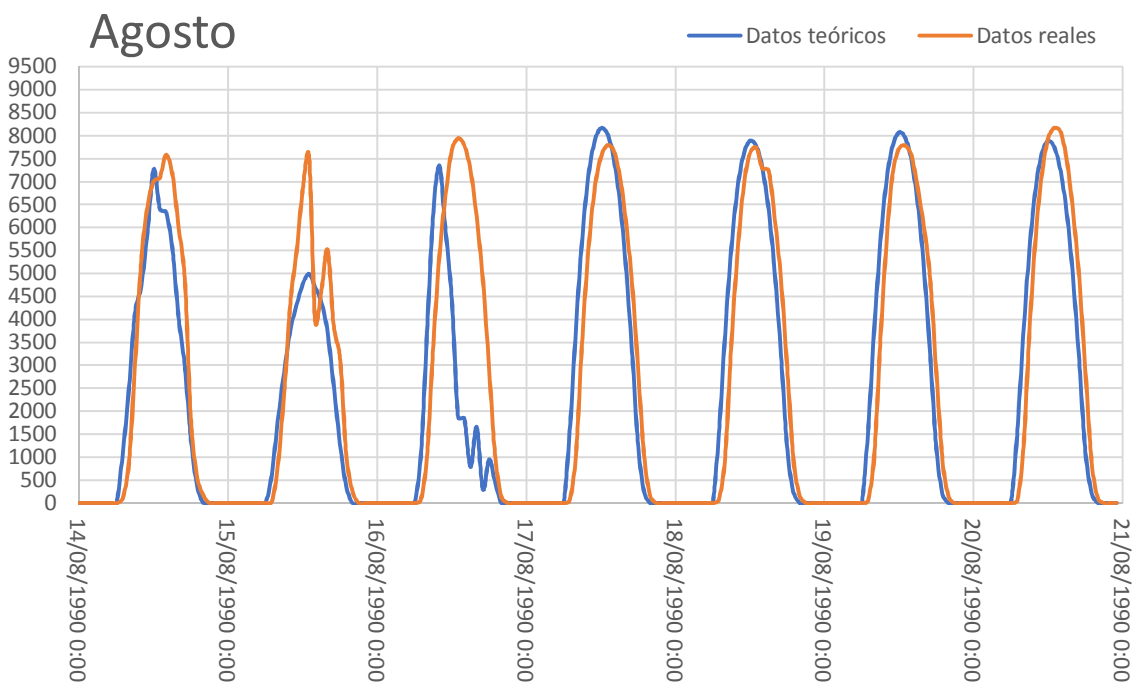


Ilustración 22

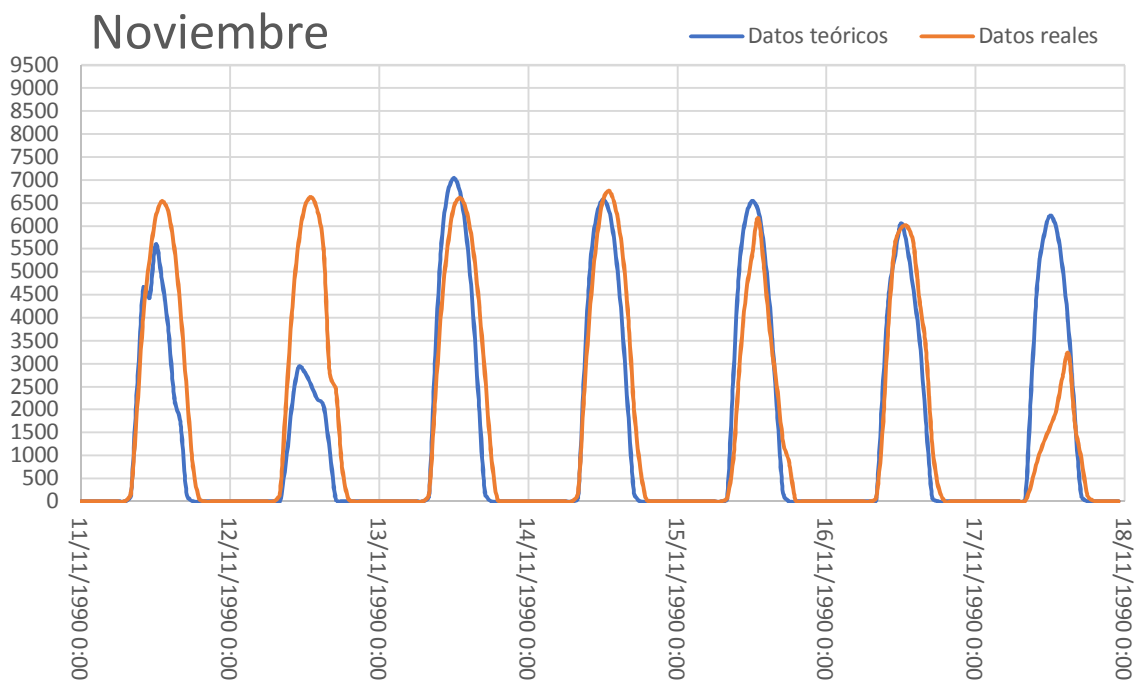


Ilustración 23

Consumo de energía eléctrica de la entidad

Para obtener el consumo de energía eléctrica de la entidad objeto de este estudio, se ha hecho uso del histórico de datos de facturación del proveedor. Se ha efectuado durante la realización de este estudio una serie de mediciones mensuales y se ha recurrido a los datos facilitados por el contador de la compañía eléctrica suministradora.

Para elaborar la estimación de aquellos meses cuyos datos no se encuentran disponibles, se ha realizado un estudio de la evolución semanal del consumo en la entidad y se ha llegado a la conclusión de que la mejor forma de obtener el perfil de consumo por horas es asumiendo simetría en los datos de consumo anuales y ajustarles por medio de un factor ligado al consumo facturado. Es decir, se ha supuesto que la evolución del consumo del mes de Abril es similar al del mes de Septiembre y el del mes de Mayo es similar al de Agosto. Posteriormente se ha multiplicado el valor de consumo horario por un factor de manera que el valor total de energía consumida en el mes coincida con el valor de energía facturado.

A continuación, se muestra la adaptación del consumo de un mes a otro y la distribución final del consumo para los meses anteriormente descritos:

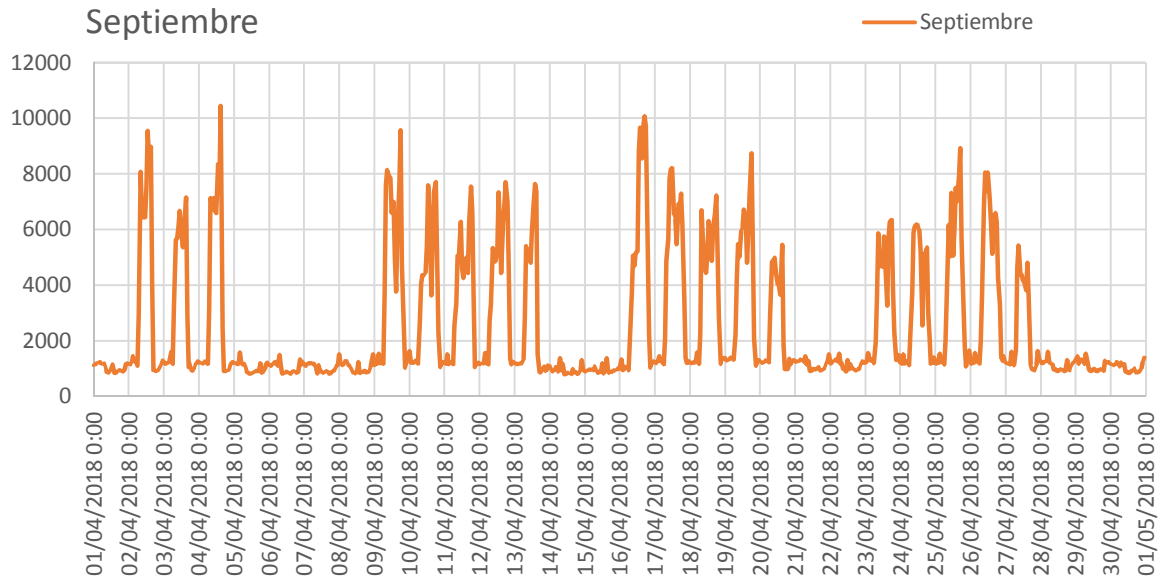


Ilustración 24

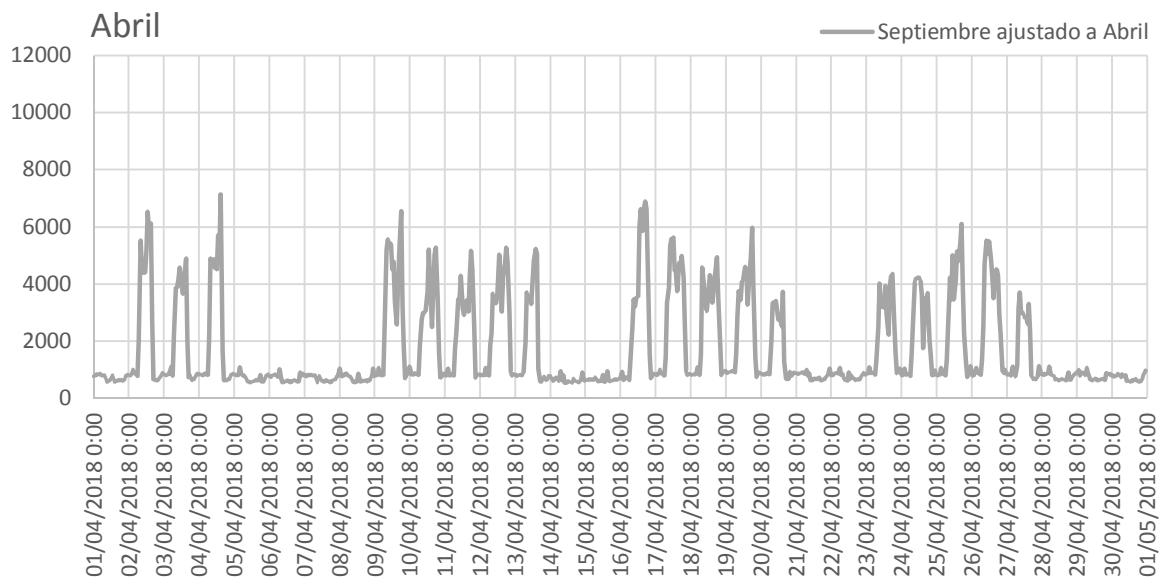


Ilustración 25

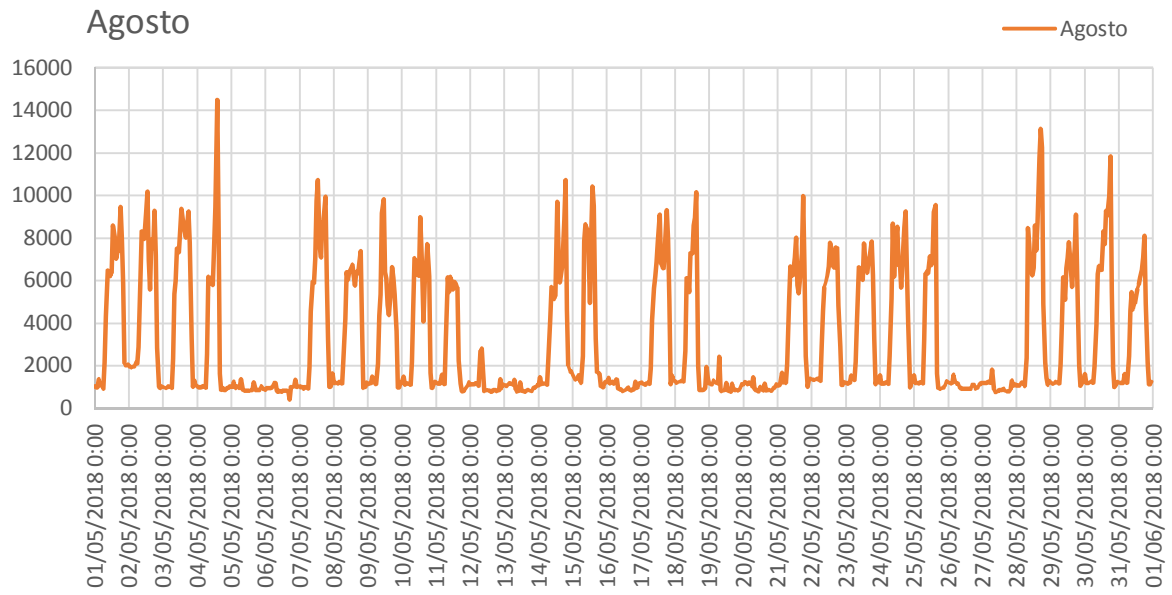


Ilustración 26

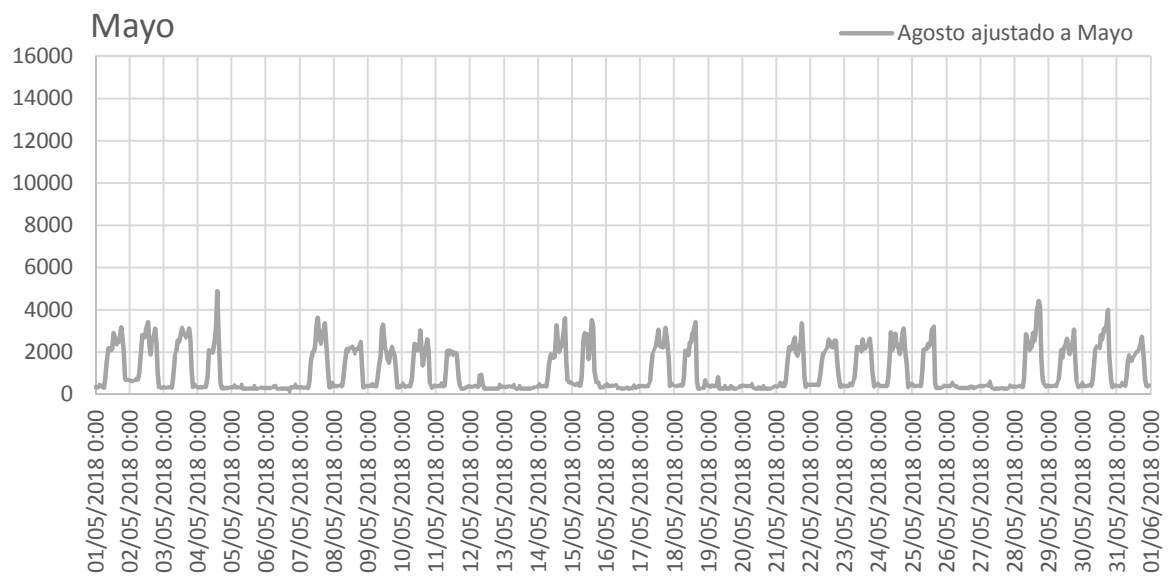


Ilustración 27

Como se puede apreciar (Ilustración 24 a 27) se muestran divisiones que representan cada uno de los días del mes.




Se puede apreciar un consumo mínimo más o menos constante y un perfil de consumo similar de lunes a jueves. Durante estos días se inicia la actividad en la empresa entorno a las 6 de la mañana por lo que el consumo se eleva y permanece constante hasta las 13 horas. Debido a que parte de la plantilla tiene jornada partida, a las 13 horas se reduce el consumo y permanece de nuevo constante hasta las 19 horas que se produce el cierre y cesa la actividad en la misma.









Los viernes el perfil de consumo a primera hora de la mañana sigue la misma evolución que los días anteriores. El cambio respecto al resto de días de la semana se produce debido a que la totalidad de la plantilla realiza jornada continua, de manera que el consumo se reduce hasta el mínimo a las 15 horas cuando se cierra la empresa.

Respecto al fin de semana, se aprecia un pequeño cambio respecto al mínimo, tanto para el sábado como para el domingo. En ambos días entre las 21 horas del día anterior y hasta las 5 de la madrugada se ve un pequeño incremento del consumo debido al alumbrado exterior y de seguridad.

Balance económico de la instalación

Para poder comparar todos los datos obtenidos y obtener las conclusiones pertinentes, se ha realizado una tabla en la que aparecen los siguientes datos:

-  Consumo de la empresa:
Datos de consumo de energía en Wh de la entidad, por hora.
-  Producción del inversor:
Datos de producción de energía en Wh, registrados por el inversor de la instalación, por hora.
-  Producción de la instalación con el sistema de antivertido:
Datos de producción de energía en Wh por hora, con la limitación de producción realizada por el sistema antivertido. Para obtener estos valores se ha implementado una función de tipo condicional, de manera que el valor de energía producida es el registrado por el inversor en caso de que el consumo sea mayor que la producción de la instalación, y en caso contrario la energía producida coincidirá con el consumo de la entidad.

-  Consumo de la empresa con la instalación fotovoltaica:
Datos de consumo de energía en Wh de la entidad, por hora, con la instalación fotovoltaica operativa junto con el sistema antivertido. Estos datos se obtienen restando a los valores de consumo de la empresa, los de producción de la instalación con el sistema antivertido.
-  Consumo de la empresa con balance neto:
Datos de consumo de energía en Wh de la entidad, por hora, con la instalación fotovoltaica operativa sin dispositivo antivertido y con sistema de balance neto. Estos datos se obtienen restando a los valores de consumo de la empresa, los de producción de la instalación registrados por el inversor. De esta manera se pueden registrar tanto datos de consumo positivos como negativos, donde éstos últimos se descontarán del consumo a la hora de realizar la facturación.
-  Precio facturado en el año 2013:
Precio por kWh, en euros, fijado por la compañía suministradora durante el año 2013, año en el que entró en funcionamiento la instalación fotovoltaica.
-  Facturación de energía en la empresa sin instalación fotovoltaica:
Valor en euros del pago que debe realizar la entidad por la energía consumida. Este valor se obtiene del producto del consumo de la empresa por el precio de facturación anteriormente descrito.
-  Facturación de energía en la empresa con la instalación fotovoltaica:
Valor en euros del pago que debe realizar la entidad por la energía consumida. Este valor se obtiene del producto del consumo de la empresa con la instalación fotovoltaica, por el precio de facturación anteriormente descrito.
-  Ahorro de la empresa con la instalación fotovoltaica:
Valor en euros de la diferencia entre el consumo de la empresa en condiciones normales y con la instalación fotovoltaica operativa, multiplicado por el precio de facturación (pasado a valores por Wh).
-  Facturación de energía en la empresa con balance neto:
Valor en euros del pago que debe realizar la entidad por la energía consumida. Este valor se obtiene del producto del consumo de la empresa con balance neto, por el precio de facturación anteriormente descrito.
-  Ahorro de la empresa con balance neto:
Valor en euros de la diferencia entre el consumo de la empresa en condiciones normales y con la instalación fotovoltaica operativa en la

modalidad de balance neto, multiplicado por el precio de facturación (pasado a valores por Wh).

Suponemos que la relación de compensación es uno a uno, es decir que cada Wh inyectado se descuenta directamente y al mismo precio que el Wh consumido (como se explica en el apartado *Marco normativo*, esta relación de compensación se negocia con la compañía comercializadora).

Estos datos nos permiten obtener los valores anuales de consumo de la empresa con las diferentes configuraciones anteriormente descritas, así como el ahorro en euros al año en la facturación asociada a las distintas modalidades.

Como se puede ver en la sección de la tabla que se muestra a continuación (Tabla 1), en el caso del mes de Junio, a partir de las 12:00 de la mañana, y hasta las 17:00 de la tarde, el consumo de la empresa es nulo cuando la instalación fotovoltaica se encuentra en funcionamiento. También se puede apreciar como en la supuesta situación de que existiera balance neto, la producción llega a ser tal que la factura correspondiente a este día pasaría de 11,19 € a 1,02 € o lo que es lo mismo, supone una reducción de un 91%.

En el caso de que se encuentre activo el sistema de inyección 0, el ahorro en el consumo de la instalación se ve reducido en un 64% que, aunque no llega a ser tan alto como en la primera situación, revela el gran ahorro que supone en la época de verano la instalación de un sistema fotovoltaico.

El efecto que supone en la cantidad de energía generada la instalación del sistema antivertido, puede apreciarse en la Ilustración 28 donde se representan, para el día seleccionado, los valores de energía generada por hora para las 3 situaciones anteriores.

En color azul se han representado los valores de consumo de la entidad y en color verde los valores de energía generada registrada por el inversor, ambos en Wh. Y como combinación de los datos anteriores se obtiene el valor de generación cuando se encuentra activo el dispositivo antivertido que en este caso se ha representado en color granate.

La diferencia de consumo para las 3 situaciones que se están valorando se encuentra representada en la Ilustración 29. En color azul se representa el consumo de la entidad cuando no se encuentra activa la instalación fotovoltaica, en color naranja se representa el consumo de la entidad también, pero cuando se instala el sistema fotovoltaico con el dispositivo antivertido. Finalmente, en color gris aparece el consumo cuando se encuentra activa la instalación fotovoltaica sin ningún tipo de sistema de control, indicando para

esta situación que los valores negativos representan la energía excedente que se inyectaría a la red de distribución.

Se debe aclarar que, como en la tabla 1 se muestran valores por hora, la generación no se adapta instantáneamente al consumo en la última situación con el sistema de inyección 0. Por ello entre las 11:00 y las 12:00, y entre las 17:00 y las 18:00 se puede ver (Ilustración 29) un cierto desacoplamiento entre ambas curvas.

En cuanto a los valores anuales, en la modalidad de balance neto y según el Real Decreto 244/2019 [18], la compensación de energía debe ser realizada por la compañía comercializadora mensualmente correspondiendo con la facturación del consumo. Debido a esta condición se han añadido dos columnas a la tabla 1 donde se calcula el valor mensual tanto para la facturación como para el ahorro en dicha modalidad de balance neto.

Posteriormente se realizará un sumatorio de los valores horarios y mensuales para calcular el ahorro anual en ambos casos y poder apreciar la reducción del ahorro provocada por esta circunstancia.

	Consumo empresa	Producción Inversor	Producción con antivertido	Consumo empresa con FV	Consumo empresa con BN	Precio facturado 2013	Facturación empresa sin FV	Ahorro empresa con FV	Ahorro empresa BN
11/06/2018 0:00	1531	0,00	0	1531,00	1531,00	0,15	0,23	0,00	0,00
11/06/2018 1:00	1157	0,00	0	1157,00	1157,00	0,15	0,17	0,00	0,00
11/06/2018 2:00	1183	0,00	0	1183,00	1183,00	0,15	0,18	0,00	0,00
11/06/2018 3:00	1193	0,00	0	1193,00	1193,00	0,15	0,18	0,00	0,00
11/06/2018 4:00	1286	0,00	0	1286,00	1286,00	0,15	0,19	0,00	0,00
11/06/2018 5:00	1230	0,00	0	1230,00	1230,00	0,15	0,19	0,00	0,00
11/06/2018 6:00	1248	6,75	6,75	1241,25	1241,25	0,15	0,19	0,00	0,00
11/06/2018 7:00	2647	549,00	549	2098,00	2098,00	0,15	0,40	0,08	0,08
11/06/2018 8:00	5784	2203,00	2203	3581,00	3581,00	0,15	0,87	0,33	0,33
11/06/2018 9:00	7563	4525,00	4525	3038,00	3038,00	0,15	1,14	0,68	0,68
11/06/2018 10:00	7404	6121,50	6121,5	1282,50	1282,50	0,15	1,11	0,92	0,92
11/06/2018 11:00	7917	7254,00	7254	663,00	663,00	0,15	1,19	1,09	1,09
11/06/2018 12:00	7545	7806,25	7545	0,00	-261,25	0,15	1,14	1,14	1,18
11/06/2018 13:00	6983	8091,50	6983	0,00	-1108,50	0,15	1,05	1,05	1,22
11/06/2018 14:00	2824	8084,25	2824	0,00	-5260,25	0,15	0,43	0,43	1,22
11/06/2018 15:00	1730	7594,75	1730	0,00	-5864,75	0,15	0,26	0,26	1,14
11/06/2018 16:00	1520	6649,50	1520	0,00	-5129,50	0,15	0,23	0,23	1,00
11/06/2018 17:00	1620	4325,75	1620	0,00	-2705,75	0,15	0,24	0,24	0,65
11/06/2018 18:00	4089	2030,50	2030,5	2058,50	2058,50	0,15	0,62	0,31	0,31
11/06/2018 19:00	3928	1746,00	1746	2182,00	2182,00	0,15	0,59	0,26	0,26
11/06/2018 20:00	1265	479,75	479,75	785,25	785,25	0,15	0,19	0,07	0,07
11/06/2018 21:00	813	86,75	86,75	726,25	726,25	0,15	0,12	0,01	0,01
11/06/2018 22:00	814	0,00	0	814,00	814,00	0,15	0,12	0,00	0,00
11/06/2018 23:00	1033	0,00	0	1033,00	1033,00	0,15	0,16	0,00	0,00
Total diario:	74307 Wh	67554 Wh	47224 Wh	27083 Wh	6753 Wh	Balance diario:	11,19 €	7,11 €	10,17 €

Tabla 1

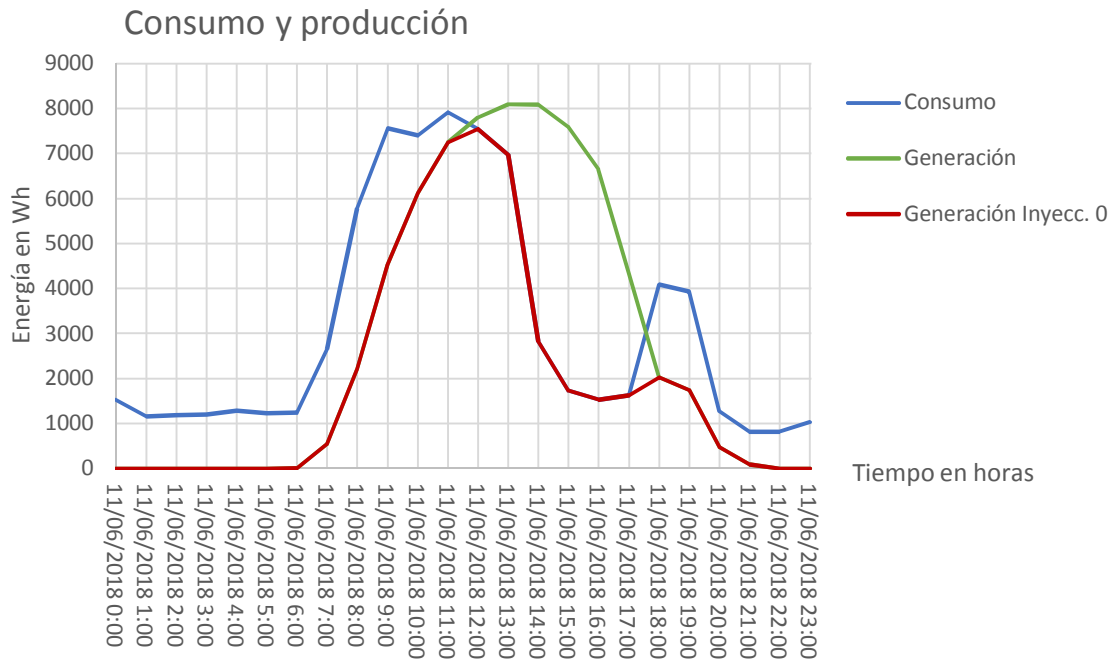


Ilustración 28

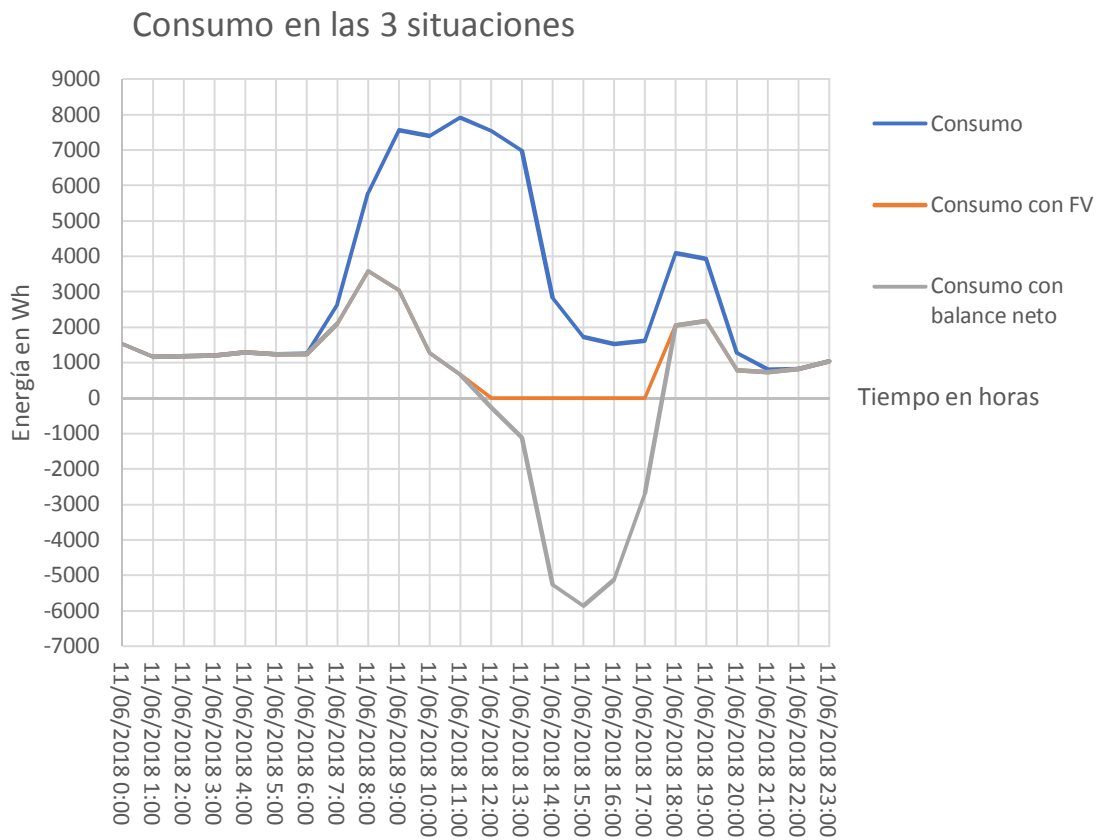


Ilustración 29

En el apartado anexos se incluye la tabla completa de datos para cada una de las horas del año (Anexo G).

Como se puede apreciar, la pérdida de producción de energía debido a la instalación del sistema antivertido es notable y, como los propios datos muestran, la producción anual se reduce de los 16,43 MWh/año hasta los 9,80 MWh/año, es decir un 40,35% para el caso de esta entidad.

Aun con el sistema antivertido el ahorro que supone la instalación fotovoltaica para la empresa es del 44,48%.

Para la situación del balance neto el consumo de la empresa se reduce hasta los 5,46MWh (75,05%). En cuanto a la facturación y ahorro que genera esta modalidad valoramos dos posibilidades. En la primera posibilidad en la que suponemos que la compensación entre energía vertida a red y energía consumida se realiza de forma anual, el ahorro llega hasta el 74%.

El problema es que la normativa vigente no permite este tipo de compensación, fijando el periodo en un mes. Este cambio en el periodo de facturación perjudica considerablemente el ahorro final a lo largo de un año, viéndose reducido hasta el 67,39% (reducción del 6,61% respecto al balance neto anual).

Análisis financiero de la instalación

Introducción

Este apartado tiene como objetivo realizar un análisis de la inversión que se ha realizado en la instalación, así como calcular datos relacionados con la amortización y rentabilidad del proyecto realizado.

Para alcanzar estos objetivos se utilizarán lo que se denominan “indicadores financieros”. Un indicador financiero es una medida que trata de analizar el estado de una compañía, entidad o inversión. En este caso los indicadores financieros utilizados nos proporcionarán la información sobre la parte económica de la instalación que se está tratando.

VAN: Valor Actual Neto

Principalmente vamos a utilizar el indicador financiero del Valor Actual Neto (VAN), procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión.

Dentro del cálculo del VAN se incluyen varias columnas con diferentes conceptos que se explican a continuación:

- Año: Nos indica el periodo para el que se calculan los diferentes parámetros, tomando como referencia el año en el que se construye y pone en funcionamiento la instalación.
- Inversión: Cantidad en euros del coste de la instalación que se ha construido y cuyo objetivo es recuperarlo con intereses.
- Producción: Cantidad de energía generada anualmente por la instalación en kWh multiplicada por el factor de degradación de las placas solares (esta columna simplemente sirve como complemento para el cálculo de la facturación anual que se describe a continuación).
- Facturación: Cantidad en euros de ahorro generado por la instalación debido a su producción. El incremento de la facturación que se aprecia en los datos de las tablas 2 y 3, se debe al aumento del valor del dinero a medida que se suceden los años.
- Gastos de explotación: Cantidad en euros del coste generado por el funcionamiento de la instalación, en este caso, debido al mantenimiento de esta.
- Amortización: Cantidad en euros de la parte de la inversión que se debe recuperar por año. Se calcula dividiendo la inversión inicial entre el número de años de vida útil de la instalación y se utiliza para calcular los impuestos que posteriormente se explicarán.
- Beneficios (antes de impuestos): Cantidad en euros al año que se gana debido a la producción de la instalación. Se calcula restándole a la facturación los valores de gastos de explotación y amortización.
- Impuestos: Cantidad en euros que se debe pagar al estado en concepto del beneficio generado por la instalación cada año. Se calcula multiplicando el beneficio por el tipo impositivo.
- Flujo de caja: Balance en euros, resultado del sumatorio neto de inversión, facturación, gastos de explotación e impuestos. También puede denominarse Beneficios después de impuestos.
- Flujo de Caja Actual: Valor actualizado del flujo de caja futuro a fecha presente. Se calcula reduciendo la parte proporcional del interés del flujo de caja del mismo año.
- VAN Acumulado: Valor Actual Neto acumulado de la inversión en cada año. Se calcula sumando el flujo de caja actual al del año anterior (salvo para el primer año que es directamente el flujo de caja actual).

Para calcular todos estos datos se ha utilizado una serie de valores que se exponen a continuación:

- Años de vida útil de la instalación: Dadas las características de los componentes utilizados se ha fijado en 25 años.
- Factor de degradación de las placas solares: según los datos facilitados por el fabricante de los paneles fotovoltaicos se establece en un 1% anual.
- Incremento del precio de la energía: Se han utilizado los datos del Índice de Precios de Consumo (IPC) publicados por el Instituto Nacional de Estadística desde el año 2013, que fue cuando entró en funcionamiento la instalación que se está tratando.
- Tipo Impositivo: este valor lo fija el estado donde se encuentre la instalación y para el caso que estamos estudiando lo fijamos en un 30% (impuesto de sociedades).

TIR: Tasa Interna de Rendimiento

La tasa interna de rendimiento es la rentabilidad de la inversión realizada en la instalación fotovoltaica, es decir la cantidad de dinero que produce la inversión respecto a la invertida.

Año:	Inversión (€):	Producción (kWh/año):	Precio de la energía (€/kWh):	Facturación (€):	Gastos Explotación (€):	Amortización (€):	Beneficios (€):	Impuesto de sociedades (€):	Flujo de Caja (€):	Flujo de Caja Actual (€):	Flujo de Caja Acumulado (€):	TIR
1	-17715,53	9800	-	1601,45	-75	-708,62	817,83	-245,35	-16434,43	-16175,62	-16175,62	6%
2	0	9800	0,181	1777,33	-75	-708,62	993,71	-298,11	1404,22	1360,34	-14815,28	
3	0	9800	0,184	1805,77	-75	-708,62	1022,14	-306,64	1424,12	1357,89	-13457,39	
4	0	9800	0,187	1834,66	-75	-708,62	1051,04	-315,31	1444,35	1355,49	-12101,90	
5	0	9800	0,190	1864,01	-75	-708,62	1080,39	-324,12	1464,89	1353,12	-10748,77	
6	0	9800	0,193	1893,84	-75	-708,62	1110,22	-333,06	1485,77	1350,80	-9397,98	
7	0	9800	0,196	1924,14	-75	-708,62	1140,52	-342,15	1506,98	1348,50	-8049,47	
8	0	9800	0,199	1954,92	-75	-708,62	1171,30	-351,39	1528,53	1346,25	-6703,22	
9	0	9800	0,203	1986,20	-75	-708,62	1202,58	-360,77	1550,43	1344,03	-5359,19	
10	0	9800	0,206	2017,98	-75	-708,62	1234,36	-370,31	1572,67	1341,84	-4017,35	
11	0	9800	0,209	2050,27	-75	-708,62	1266,65	-379,99	1595,28	1339,69	-2677,66	
12	0	9800	0,213	2083,07	-75	-708,62	1299,45	-389,84	1618,24	1337,57	-1340,09	
13	0	9800	0,216	2116,40	-75	-708,62	1332,78	-399,83	1641,57	1335,49	-4,60	
14	0	9800	0,219	2150,27	-75	-708,62	1366,64	-409,99	1665,27	1333,44	1328,84	
15	0	9800	0,223	2184,67	-75	-708,62	1401,05	-420,31	1689,36	1331,42	2660,26	
16	0	9800	0,226	2219,62	-75	-708,62	1436,00	-430,80	1713,82	1329,43	3989,70	
17	0	9800	0,230	2255,14	-75	-708,62	1471,52	-441,46	1738,68	1327,48	5317,18	
18	0	9800	0,234	2291,22	-75	-708,62	1507,60	-452,28	1763,94	1325,55	6642,73	
19	0	9800	0,238	2327,88	-75	-708,62	1544,26	-463,28	1789,60	1323,66	7966,39	
20	0	9800	0,241	2365,13	-75	-708,62	1581,51	-474,45	1815,67	1321,79	9288,18	
21	0	9800	0,245	2402,97	-75	-708,62	1619,35	-485,80	1842,16	1319,96	10608,14	
22	0	9800	0,249	2441,42	-75	-708,62	1657,79	-497,34	1869,08	1318,15	11926,29	
23	0	9800	0,253	2480,48	-75	-708,62	1696,86	-509,06	1896,42	1316,37	13242,67	
24	0	9800	0,257	2520,17	-75	-708,62	1736,54	-520,96	1924,20	1314,62	14557,29	
25	0	9800	0,261	2560,49	-75	-708,62	1776,87	-533,06	1952,43	1312,90	15870,20	

*Nota 1

Año:	Inversión (€):	Producción (kWh/año):	Precio de la energía (€/kWh):	Facturación (€):	Gastos Explotación (€):	Amortización (€):	Beneficios (€):	Impuesto de sociedades (€):	Flujo de Caja (€):	Flujo de Caja Actual (€):	Flujo de Caja Acumulado (€):	TIR
1	-17715,53	14847	-	2426,46	-75	-708,62	1642,84	-492,85	-15856,92	-15622,58	-15622,58	11%
2	0	14699	0,181	2665,74	-75	-708,62	1882,12	-564,64	2026,11	1966,66	-13655,92	
3	0	14552	0,184	2681,31	-75	-708,62	1897,69	-569,31	2037,00	1948,02	-11707,90	
4	0	14406	0,187	2696,97	-75	-708,62	1913,35	-574,00	2047,96	1929,56	-9778,34	
5	0	14262	0,190	2712,72	-75	-708,62	1929,10	-578,73	2058,99	1911,28	-7867,06	
6	0	14119	0,193	2728,56	-75	-708,62	1944,94	-583,48	2070,08	1893,17	-5973,89	
7	0	13978	0,196	2744,50	-75	-708,62	1960,87	-588,26	2081,23	1875,25	-4098,64	
8	0	13838	0,199	2760,52	-75	-708,62	1976,90	-593,07	2092,45	1857,49	-2241,15	
9	0	13700	0,203	2776,65	-75	-708,62	1993,02	-597,91	2103,74	1839,91	-401,23	
10	0	13563	0,206	2792,86	-75	-708,62	2009,24	-602,77	2115,09	1822,50	1421,27	
11	0	13427	0,209	2809,17	-75	-708,62	2025,55	-607,66	2126,51	1805,26	3226,53	
12	0	13293	0,213	2825,58	-75	-708,62	2041,96	-612,59	2137,99	1788,19	5014,72	
13	0	13160	0,216	2842,08	-75	-708,62	2058,46	-617,54	2149,54	1771,28	6786,00	
14	0	13029	0,219	2858,68	-75	-708,62	2075,05	-622,52	2161,16	1754,54	8540,53	
15	0	12898	0,223	2875,37	-75	-708,62	2091,75	-627,52	2172,85	1737,95	10278,49	
16	0	12769	0,226	2892,16	-75	-708,62	2108,54	-632,56	2184,60	1721,53	12000,02	
17	0	12642	0,230	2909,05	-75	-708,62	2125,43	-637,63	2196,42	1705,27	13705,29	
18	0	12515	0,234	2926,04	-75	-708,62	2142,42	-642,73	2208,32	1689,17	15394,46	
19	0	12390	0,238	2943,13	-75	-708,62	2159,51	-647,85	2220,28	1673,22	17067,67	
20	0	12266	0,241	2960,32	-75	-708,62	2176,70	-653,01	2232,31	1657,42	18725,10	
21	0	12144	0,245	2977,61	-75	-708,62	2193,98	-658,20	2244,41	1641,78	20366,88	
22	0	12022	0,249	2994,99	-75	-708,62	2211,37	-663,41	2256,58	1626,29	21993,17	
23	0	11902	0,253	3012,49	-75	-708,62	2228,86	-668,66	2268,83	1610,95	23604,12	
24	0	11783	0,257	3030,08	-75	-708,62	2246,46	-673,94	2281,14	1595,76	25199,88	
25	0	11665	0,261	3047,77	-75	-708,62	2264,15	-679,25	2293,53	1580,71	26780,59	

En color naranja se ha marcado el año en el que el VAN Acumulado pasó de valor negativo a positivo, lo que nos indica que ya se ha recuperado la inversión realizada y a partir de dicho año la instalación produce beneficios.

*Nota 1: Debido a que el sistema de inyección cero no hace trabajar a las placas al 100% de la capacidad, el efecto de pérdida de eficiencia de generación a 25 años no es apreciable en la producción para este caso.

Resultados

Para el caso de la modalidad de autoconsumo con sistema antivertido, la inversión realizada se amortiza entre el año trece y catorce de manera completa. Dado que esta instalación se realizó en el año 2013 cuando el coste de las placas fotovoltaicas se encontraba muy por encima del actual, para una instalación nueva con unas características similares este tiempo puede verse reducido notablemente.

Respecto a la tasa de rendimiento interno, en la actualidad las entidades financieras no ofrecen ninguna inversión con una rentabilidad del 6% ni cifras similares. Dicho esto, podemos confirmar que es una buena inversión.

Para el caso de la modalidad de autoconsumo para una supuesta situación de balance neto, las cifras anteriores se mejoran considerablemente. La inversión se amortiza en un periodo inferior a los 10 años y su rentabilidad a 25 años llega hasta un 11% por lo que nos reafirmamos en lo comentado anteriormente y concluimos que para esta otra situación es aún mejor la inversión ya que la instalación se amortiza antes de llegar a la mitad de su vida útil.

Potencia fotovoltaica óptima

El objetivo de este apartado es calcular la potencia óptima de la instalación fotovoltaica para el caso particular de esta instalación con el objetivo de maximizar el ahorro de la entidad.

Se tratarán por separado las dos situaciones a las que se hace referencia a lo largo del texto expuesto anteriormente, es decir, para el caso de la instalación fotovoltaica con un dispositivo antivertido de energía a red y para un supuesto de balance neto.

En ambas situaciones el procedimiento consiste en calcular el ahorro anual de la entidad en función de la potencia instalada. Este ahorro se obtiene como la facturación de la diferencia de energía que se deja de consumir cuando la instalación fotovoltaica se encuentra en funcionamiento. Para ello se tiene en cuenta la parte correspondiente del impuesto de electricidad que se cobra en función de la energía facturada y se descuenta de este resultado la parte proporcional del coste anual de la instalación (suponiendo que la instalación dispone de una vida útil de 25 años).

Se supone para realizar los cálculos que la energía generada y el coste de la instalación guardan una relación directamente proporcional a la potencia instalada.

Situación 1: Instalación con sistema antivertido

Para esta situación se ha realizado el cálculo del ahorro para 10 potencias distintas partiendo de la potencia original de 10kW. A continuación, en la Tabla 2, se muestran los resultados obtenidos:

Potencia (kW):	Ahorro (€):
10	1329,18
11	1351,78
11,5	1357,25
11,75	1358,2
11,8	1358,25
11,95	1358,21
12	1358,12
12,5	1355,46
13	1349,82
14	1332,83

Tabla 4

Relación ahorro-potencia instalada

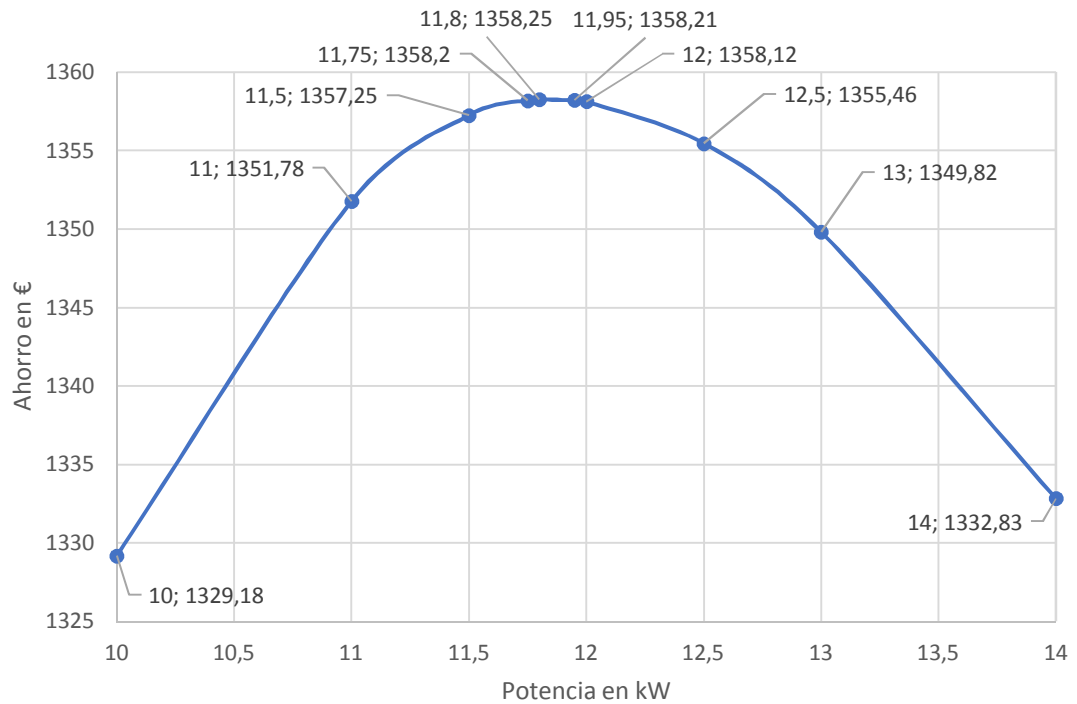


Ilustración 30

Como se puede apreciar en la ilustración 30, el óptimo de la instalación para esta entidad se encuentra aproximadamente en los 11,8 kW llegando a obtener un ahorro de 1358,25 € por año.

Dado que la potencia efectiva actual de la instalación es de 10kW (realmente la instalación dispone de 10,64kW de potencia instalada tal como se expone en el apartado: *Descripción de la instalación*) y genera un ahorro de 1329,18 € por año, el margen de mejora supone un 2%, por lo que podemos considerar que la potencia instalada es correcta.

No obstante, procedemos a realizar una nueva simulación con el programa PVsyst aproximando la potencia de la instalación lo máximo posible a los 11,8 kW que hemos obtenido como potencia óptima. De esta manera comprobaremos el ahorro que se obtiene y al mismo tiempo nos servirá para ver el error cometido al suponer la relación directa entre potencia instalada y producción de energía.

Simulación situación 1

Ajustándonos a la potencia fijada por los paneles fotovoltaicos, obtenemos una instalación de 13,44 kWp mediante una configuración de 48 paneles que da origen a una potencia efectiva de 12kW. El informe generado por el programa PVsyst se adjunta como Anexo H.

Según el informe, el sistema de producción creado generará 20,67 MWh/año de energía, que difiere de los 19,71 MWh/año que obteníamos como resultado de aplicar la relación directa de proporcionalidad. Por tanto, para una potencia efectiva de 12kW el desvío en el dato de producción anual es de un 4,64%. A continuación, en la ilustración 31, se muestra la gráfica con los datos de producción mensual generada por el programa PVsyst:

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 13.44 kWp

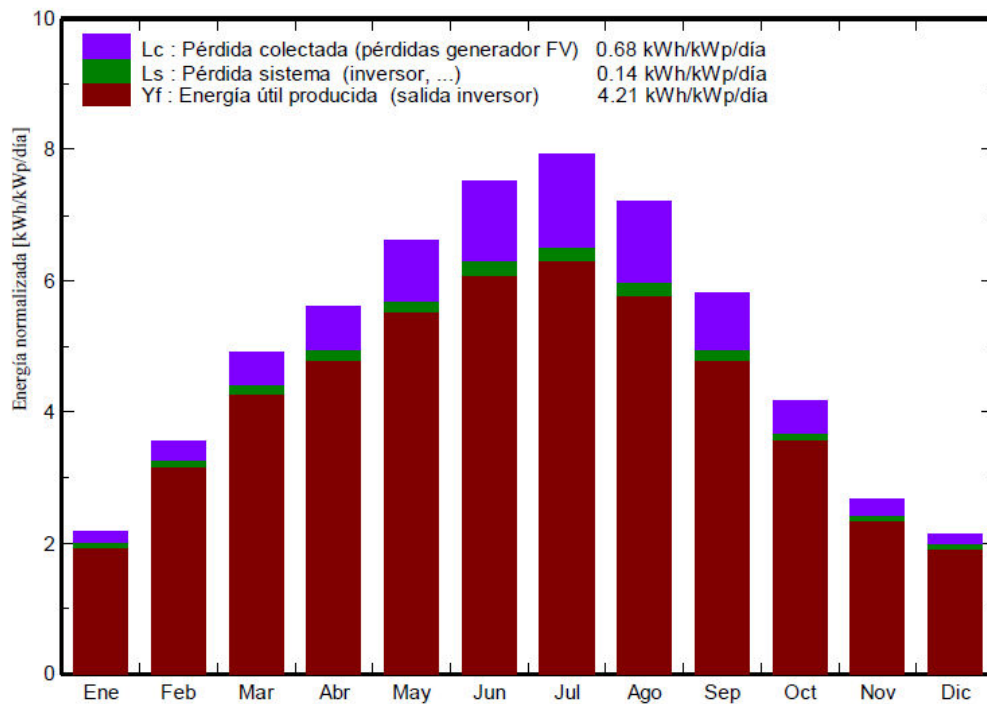


Ilustración 31 [20]

Obtenemos los datos de producción por hora para la situación que estamos tratando con el objetivo de introducirlos directamente en la tabla del cálculo del ahorro que genera la instalación y obtenemos un resultado de 1432,76€. Por lo que podemos ver que el ahorro es aún mayor al estimado inicialmente para 12 kW de potencia, llegando a superar la estimación en un 5,5%.

Si comparamos este dato con la potencia instalada actualmente vemos que el margen de mejora llega a un 7,8% por lo que podemos decir que la instalación realizada no es la óptima, pero se encuentra muy cerca del valor óptimo y, por tanto, el dimensionamiento ha sido correcto.

Situación 2: Instalación con balance neto

En esta situación, al igual que en la primera, se ha realizado el cálculo del ahorro para 10 potencias distintas partiendo de la potencia original de 10kW. A continuación, en la Tabla 5, se muestran los resultados obtenidos:

Potencia (kW):	Ahorro (€):
10	1841,89
12	2029,65
14	2065,14
14,5	2068,47
14,7	2069,81
15	2071,81
15,3	2066,96
15,5	2063,39
16	2054,45
18	2018,71

Tabla 5

Podemos apreciar (Ilustración 32) que el ahorro aumenta hasta llegar al punto en que cubre toda la demanda de la empresa. Llegado a este punto, el ahorro disminuye debido a que lo único que varía es el coste de la instalación y perjudica al valor del ahorro neto.

Relación ahorro-potencia instalada

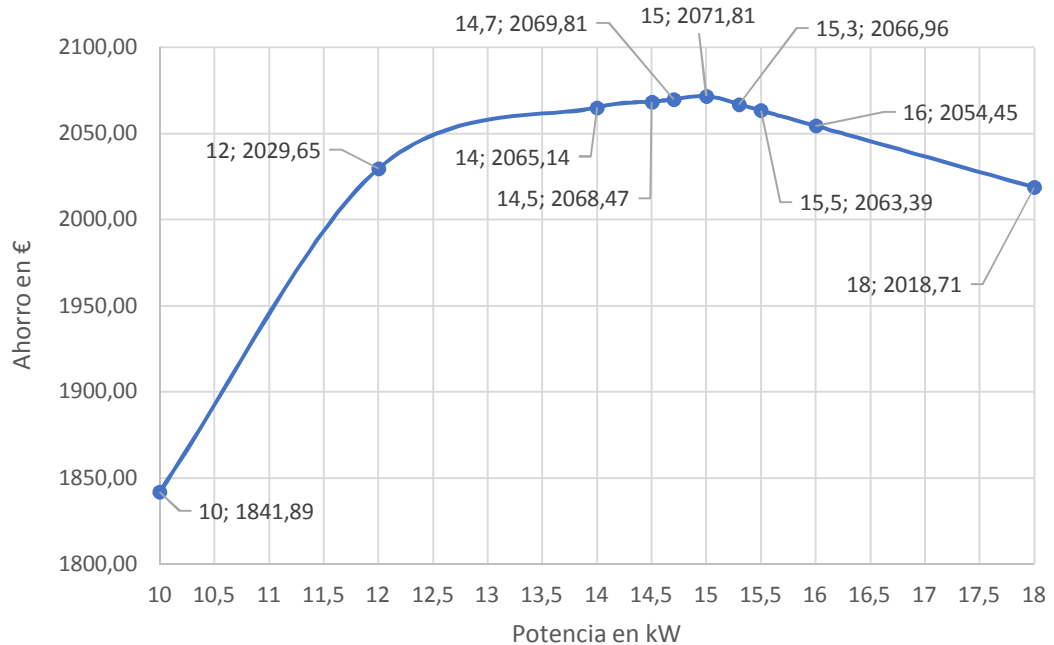


Ilustración 32

En este caso para la potencia de 15kW el ahorro es de 2071,81€ por año. Si lo comparamos con el ahorro de la instalación original para la situación de balance neto, el ahorro se incrementa desde los 1841,89€ hasta los 2071,81€, es decir un 12,48%. En la ilustración 32 se puede apreciar cómo evoluciona el ahorro a medida que incrementamos el tamaño de la instalación.

Ahora, al igual que hemos realizado para el caso de la instalación con sistema antivertido, realizamos una nueva simulación con el programa PVSyst aproximando la potencia de la instalación a los 15 kW de potencia máxima. Así comprobaremos de nuevo el ahorro que se obtiene y error cometido en las hipótesis asumidas.

Simulación situación 2

Mediante combinación de los paneles fotovoltaicos de 280Wp llegamos a una instalación de 16,8kWp con una potencia de 15kW en condiciones nominales, con una configuración de 60 módulos distribuidos en 3 cadenas de 20 módulos.

El informe generado por el programa PVSyst nos muestra que esta instalación produce 25,97 MWh/año con un factor de rendimiento del 84,04% (este

informe se adjunta como Anexo I). Si lo comparamos con la instalación obtenida mediante la hipótesis de proporcionalidad directa que generaría 24,64 MWh/año, la producción se desvía un 5,4%. En la ilustración 33 se muestra la evolución de la producción a lo largo de los diferentes meses del año.

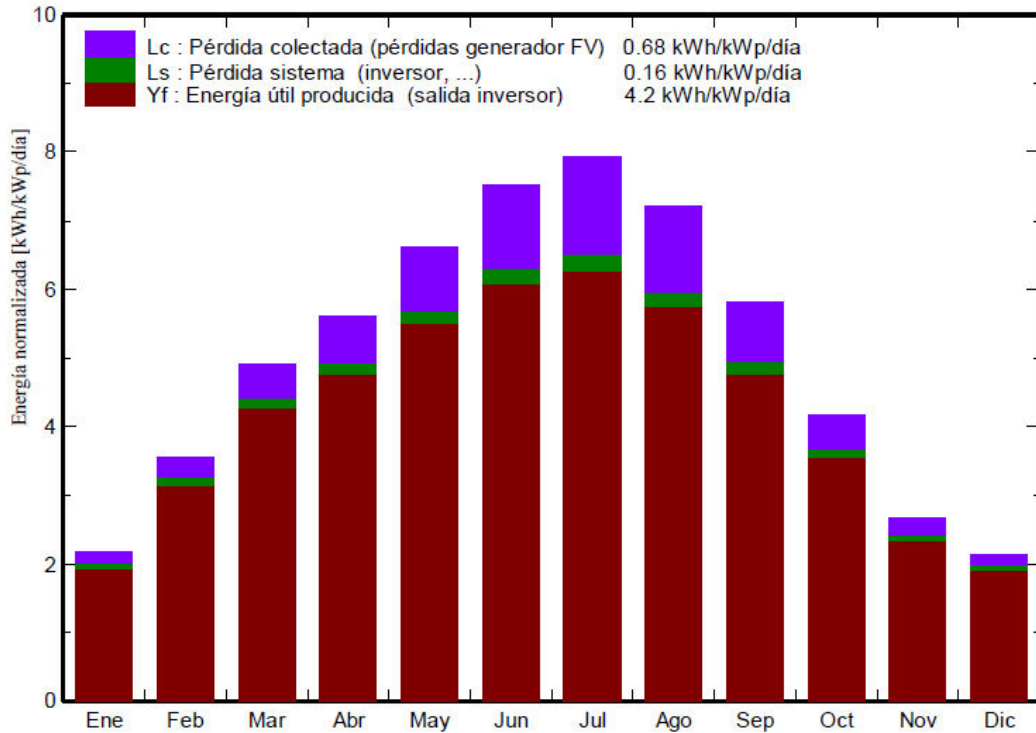


Ilustración 33 [20]

Al igual que en la situación anterior, haciendo uso del programa PVSyst obtenemos los datos de producción por hora y los introducimos en la tabla del cálculo del ahorro que genera la instalación obteniendo un resultado de 2082,04€. Por lo que podemos ver que al igual en la situación anterior el ahorro es prácticamente idéntico al introducir los datos de la simulación respecto de la estimación inicial.

Finalmente comparando este resultado con la instalación original de 10kW, el ahorro pasa a ser de 1841,89€/año hasta 2082,04€/año, lo que supone un incremento en el ahorro del 13%. Este margen de mejora es relevante pero debido a la gran cantidad de paneles que requiere instalar, puede que el cliente no disponga de suficiente espacio para ello, por lo que podemos decir que la instalación se ha subdimensionado, pero es correcta.

Conclusiones

Una vez expuestos todos los cálculos realizados y los resultados obtenidos, procedemos a comprobar si los objetivos marcados se han cumplido o no y de qué manera.

En relación a las comprobaciones de las simulaciones realizadas con el software PVSyst, podemos decir que sí que se ajustan adecuadamente a los datos reales obtenidos directamente del inversor de la instalación.

Hay que destacar dos matices en relación a estos resultados. El primero que para que la energía generada se ajuste de manera exacta al dato registrado por el inversor, ha sido necesario ajustar el valor de las pérdidas debidas a la suciedad y polvo. Y, en segundo lugar, que los datos obtenidos con el programa se encuentran desplazados una hora respecto a los datos reales debido a que el programa no tiene en cuenta la franja horaria en la que se encuentra la instalación.

A pesar de todo esto podemos decir que el programa reproduce los datos de generación de una instalación fotovoltaica de una manera satisfactoria.

Respecto a las posibles mejoras de la instalación, hemos desarrollado dos posibilidades que consisten en la optimización de la inclinación de las placas o, de la optimización de la inclinación y orientación de las placas.

Para el primer caso se obtuvo una mejora del 3,5% en la producción, pero se debe tener cuenta que supone la modificación de los soportes de los paneles fotovoltaicos con la consiguiente inversión. Por lo tanto, no está claro que la modificación sea beneficiosa y dependerá del coste de esta.

En el segundo caso la modificación de la instalación incrementa la producción un 5,6% por lo que nos encontramos en la misma situación que el caso anterior y difícilmente resulte rentable realizar cualquiera de las dos modificaciones.

Por otro lado, se tenía como objetivo comprobar el dimensionamiento de la instalación en base a los consumos de la empresa que se estudia.

Los cálculos realizados arrojan los resultados de que en este caso la potencia de la instalación se encuentra subdimensionada. La potencia óptima para una explotación sin excedentes se encuentra en los 12kW y para el caso del balance neto en los 15kW.

También hay que señalar al respecto, que para instalaciones de autoconsumo hasta 10kW es suficiente realizar una memoria técnica para legalizar la instalación, mientras que para potencias superiores se requiere de un proyecto técnico. Un dato relevante a la hora de valorar el coste de la realización y tramitación de la documentación.

En cuanto a la parte económica, se buscaba estudiar el ahorro que suponía para una PYME una instalación de estas características. Trabajando con los valores horarios de consumo, generación y precio de la energía llegamos a los resultados anteriormente explicados. Destaca el ahorro del 44,48% de la factura para el caso de la instalación fotovoltaica con sistema antivertido y del 67,39% para el caso del balance neto.

Con esas dos cifras podemos concluir que la instalación aporta un gran beneficio económico en cualquiera de las dos modalidades y se puede deducir que el precio del kWh generado es considerablemente inferior al comprado a la empresa comercializadora.

Finalmente se trataba de obtener el tiempo de amortización y la rentabilidad de la inversión realizada. Para el caso de instalación con sistema antivertido se amortiza antes de los 12 años y se obtiene una rentabilidad del 8% a 25 años, mientras que para el caso de la instalación acogida al sistema de compensación (que nosotros denominamos balance neto) la amortización se reduce a menos de 9 años, con una rentabilidad del 13%.

En la última situación de balance neto los resultados finales pueden variar debido a que el sistema de compensación se debe negociar con la empresa comercializadora y es probable que el precio de la energía que se inyecte a red no sea el mismo que el de la energía consumida.

También es necesario tener en cuenta el dato de la inversión realizada ya que se está estudiando una instalación construida en el año 2013 y los precios de los materiales se han reducido desde entonces.

Bibliografía

- [1] R.- ASALE, «fotovoltaico, ca», «*Diccionario de la lengua española*» - Edición del Tricentenario. [En línea]. Disponible en: <http://dle.rae.es/>. [Accedido: 16-abr-2019].
- [2] R.- ASALE, «semiconductor, ra», «*Diccionario de la lengua española*» - Edición del Tricentenario. [En línea]. Disponible en: <http://dle.rae.es/>. [Accedido: 16-abr-2019].
- [3] «▷ Autoconsumo Fotovoltaico Grupo RDS ◁ 【 Energía Solar Murcia 】 ». [En línea]. Disponible en: <https://www.autoconsumogrupords.es/>. [Accedido: 16-abr-2019].
- [4] «JRC's Directorate C, Energy, Transport and Climate - PVGIS - European Commission». [En línea]. Disponible en: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>. [Accedido: 16-abr-2019].
- [5] E. E. País, «Inaugurada la primera central solar fotovoltaica de España», *El País*, Madrid, 30-mar-1985.
- [6] S. Poovanna, «World's largest solar park Shakti Sthala launched in Karnataka», <https://www.livemint.com>, 01-mar-2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.livemint.com/Industry/uJx6eSuVGTwZa6Y2aE5W7I/Worlds-largest-solar-park-Shakti-Sthala-inaugurated-in-Karn.html>. [Accedido: 16-abr-2019].
- [7] «Todos los informes de Energía | CNMC». [En línea]. Disponible en: https://www.cnmc.es/en/listado/informes_energia. [Accedido: 19-may-2019].
- [8] «Red Eléctrica de España | Gestión de Solicitudes». [En línea]. Disponible en: <https://www.ree.es/es/actividades/acceso-conexion-y-puesta-en-servicio/estado-de-las-solicitudes>. [Accedido: 19-may-2019].
- [9] Suntech Power, «Hoja de especificaciones técnicas STP280 - 24/Vd». 2011.
- [10] KOSTAL Solar Electric, «Ficha técnica Inversor Kostal Piko 10-20». dic-2018.

- [11] Solare Datensysteme GmbH, «Hoja de especificaciones técnicas Solar-Log 300». ago-2018.
- [12] «BOE.es - Documento consolidado BOE-A-2015-10927». [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2015-10927>. [Accedido: 16-abr-2019].
- [13] «BOE.es - Documento consolidado BOE-A-2013-13645». [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645>. [Accedido: 16-abr-2019].
- [14] «BOE.es - Documento BOE-A-2011-19242». [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2011-19242>. [Accedido: 16-abr-2019].
- [15] «BOE.es - Documento BOE-A-2013-13767». [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2013-13767>. [Accedido: 16-abr-2019].
- [16] «BOE.es - Documento consolidado BOE-A-2007-16478». [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2007-16478>. [Accedido: 16-abr-2019].
- [17] «BOE.es - Documento BOE-A-2018-13593». [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2018-13593>. [Accedido: 16-abr-2019].
- [18] «BOE.es - Documento BOE-A-2019-5089». [En línea]. Disponible en: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-5089. [Accedido: 16-abr-2019].
- [19] «PV potential estimation utility». [En línea]. Disponible en: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>. [Accedido: 19-may-2019].
- [20] *PVsyt V6.62.* .

Anexos

Índice:

- Anexo A: Especificaciones técnicas de los paneles fotovoltaicos.
- Anexo B: Especificaciones técnicas del inversor.
- Anexo C: Especificaciones técnicas del dispositivo de antivertido.
- Anexo D: Informe de PVsyst para simulación original.
- Anexo E: Informe de PVsyst para simulación con mejora en la inclinación de los paneles.
- Anexo F: Informe de PVsyst para simulación con mejora de inclinación y orientación de los paneles.
- Anexo G: Tabla de resultados finales.
- Anexo H: Informe de PVsyst para simulación de la potencia óptima en la situación de instalación con sistema antivertido.
- Anexo I: Informe de PVsyst para simulación de la potencia óptima en la situación de instalación con balance neto.