



UNIVERSITAT DE
BARCELONA

Diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo para una industria farmacéutica en Sant Cugat del Vallès

Autor: Stefany Valentina Ruano Durán

Tutor: Cristian Fàbrega, Laura Garrido

Curso Académico: 2019-2020

Máster en Energías Renovables y Sostenibilidad Energética

Dos Campus d'Excel·lència Internacional:

B:KC Barcelona
Knowledge
Campus



Health Universitat
de Barcelona
Campus



CONTENIDO

Introducción	5
1. Objetivos	6
2. Descripción del proyecto.....	6
2.1. Ubicación	7
3. Descripción de la industria	8
4. Estudio del recurso solar y de la producción de energía eléctrica	8
5. Diseño de la Instalación fotovoltaica	12
5.1. Condiciones generales.....	12
5.2. Orientación e inclinación de los paneles.....	12
5.3. Elementos	13
5.3.1. Generador fotovoltaico	14
5.3.2. Inversor	17
5.3.3. Control dinámico de potencia	17
5.3.4. Protección y dispositivos de comunicación	18
5.3.5. Estructura de soporte de los paneles	18
5.3.6. Puntos de recarga para coche eléctrico	19
6. Dimensionamiento de la instalación fotovoltaica	19
6.1. Irradiación sobre el panel	21
6.2. Estimación de la producción de energía	22
7. Parámetros de rendimiento del sistema fotovoltaico	22
7.1. Rendimientos de arreglo, final y referencia solar	22
8. Análisis de pérdidas.....	24
9. Análisis económico.....	27
9.1. Tarifa estándar de acceso.....	27
9.2. Inversión y gastos	28
9.3. Retorno de la inversión	29
10. Análisis ambiental.....	29



11. Conclusiones.....	31
12. Bibliografía.....	31
ANEXO I: Especificaciones técnicas de los equipos (módulo fotovoltaico e inversor).....	34
1. Módulo fotovoltaico.....	34
2. Inversor	36
ANEXO II: Simulación PVsyst	40
ANEXO III: Resultados del estudio económico	44
ANEXO IV: Resultados del estudio ambiental	46
Resumen	47
Abstract	47

TABLAS

Tabla 1. Características técnicas del módulo fotovoltaico seleccionado [20].	16
Tabla 2. Características técnicas del inversor seleccionado [22].	17
Tabla 3. Características técnicas de las marquesinas marca Circutor [15].	19
Tabla 4. Resumen de los cálculos realizados para el dimensionamiento de la instalación FV [24].....	21
Tabla 5. Resultados de los balances para la irradiación global [24].....	21
Tabla 6. Resultados de los parámetros de rendimiento del sistema fotovoltaico.....	23
Tabla 7. Resultados de los parámetros de rendimiento del sistema fotovoltaico [24].	24
Tabla 8. Periodos según la hora y el mes de la tarifa estándar 6.1B para la zona peninsular [31].....	27
Tabla 9. Precios de tarifa de acceso 6.1B [31].....	28
Tabla 10. Resumen costos de equipos e instalación.	28
Tabla 11. Costes de mantenimiento y/o operación de la instalación fotovoltaica.....	29
Tabla 12. Performance financiero de la instalación fotovoltaica.....	29

FIGURAS

Figura 1. Localización de la industria farmacéutica, Sant Cugat del Vallés (Barcelona) [8].	7
Figura 2. Mapa de irradiación global diaria en Cataluña, promedio anual (MJ/m ²) [7].	9
Figura 3. Características generales de las bases de datos meteorológicas utilizadas para determinar la radiación solar global sobre una superficie horizontal en Sant Cugat del Vallés.	10
Figura 4. Valores de irradiación global horizontal determinados por las bases de datos: PVGIS, Meteonorm 7 y NASA-SEE.	11
Figura 5. Ilustración del ángulo de inclinación y orientación de los módulos fotovoltaico [10].	13
Figura 6. Diagrama de bloques general para una instalación fotovoltaica [10].	14
Figura 7. Esquema con los parámetros fundamentales para caracterizar un módulo solar [13].	15
Figura 8. Módulo fotovoltaico EX335M-60 [16].	16
Figura 9. Inversor STP 25000TL-30 [18].	17
Figura 10. Estructura y dimensiones (en azul) Marquesina PVS2-M20T Simple y (en verde) marquesina PV4-40 doble [11].	18
Figura 11. Instalación estándar con punto de recarga para coche en pie inicial, final y centros de la estructura [11].	19
Figura 12. Esquema simplificado del dimensionamiento de la instalación fotovoltaica. ...	20
Figura 13. Diagrama de pérdidas a un periodo de un año para el sistema en estudio [20].	25
Figura 14. Energía útil y pérdidas energéticas en el primer año de vida útil del sistema fotovoltaico [20].	26

Introducción

El acelerado crecimiento en la actividad industrial y el consumo de energía en las últimas décadas, han traído consecuencias irreversibles para el sistema climático. De acuerdo con el último informe del IPCC, la temperatura media global en superficie ha aumentado desde finales del siglo XIX. Los registros instrumentales indican un calentamiento de 0.78 [0.72 a 0.85]°C durante el periodo 2003-2012, generando una reducción en la extensión del hielo marino en el Ártico y una elevación del nivel del mar de 0.19m, entre muchos otros efectos directos [1].

Como bien ha advertido el panel de expertos (IPCC), de seguir aumentando las concentraciones de CO₂ en la atmósfera por efectos antropogénicos, se generaría un forzamiento positivo del sistema hacia un calentamiento evidente. A raíz de esto, los países desarrollados que han estabilizado sus economías suman esfuerzos para mitigar los efectos del cambio climático mediante la imposición de normativas que promuevan la eficiencia energética, la reducción de combustibles fósiles para la producción de energía y el fomento a las energías renovables.

Particularmente, la Unión Europea como líder en ecoinnovación afronta los retos en el ámbito de la transición energética a partir de directivas para el fomento de las energías renovables. Comenzando con la Directiva 2009/28/CE, la UE busca asegurar “energía limpia para todos los europeos” y cumplir con la reducción de emisiones de CO₂ aceptadas en el Acuerdo de París. Para alcanzar con los objetivos trazados, cada estado miembro se compromete a adaptar a su legislación interna las políticas públicas necesarias para dar cumplimiento a la directiva [2].

Por su parte España, para el 2020, asumió el compromiso de fijar la cuota de renovables en su mix energético al 20% [2], por tanto, las políticas internas para la promoción de las renovables han crecido en los últimos años. Teniendo en cuenta que España es el país con mayor disponibilidad de irradiación solar en toda Europa, la inversión para la explotación del potencial fotovoltaico ha ido creciendo progresivamente. De acuerdo con el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA), para el 2016, 2.6% del consumo de energía primaria tenía origen solar, tanto térmica como fotovoltaica [3].

Los sistemas solares fotovoltaicos son un conjunto de equipos eléctricos y electrónicos que generan energía eléctrica a partir de la radiación solar. Dentro de los componentes más importantes, se destaca el módulo fotovoltaico, compuesto por células capaces de transformar la energía luminosa incidente en energía eléctrica de corriente continua. Los demás equipos dependen en gran medida de la aplicación a la que está destinado. De manera general, los sistemas FV se clasifican en dos grupos: conectados a la red y aislados. Los sistemas conectados a la red producen energía eléctrica para ser inyectada integralmente a la red convencional, como no deben satisfacer ninguna demanda de consumo directa, se excluye la incorporación de elementos de acumulación de energía, caso contrario de los sistemas aislados [4].



1. Objetivos

1. Diseñar y dimensionar una instalación de parking solar a escala piloto para autoconsumo y sin vertido a la red para una industria farmacéutica ubicada en Sant Cugat del Vallès.
2. Realizar una evaluación del recurso solar del sitio para la estimación de la producción de energía eléctrica.
3. Proponer una instalación con puntos de carga para coche eléctrico dentro del parking solar.

2. Descripción del proyecto

La transición hacia un modelo energético fuera del ciclo del carbono supone una transformación económica, tecnológica y de infraestructura capaz de garantizar la seguridad, la continuidad y la calidad en el suministro de la energía para toda la red de consumidores. Desde 2009, con la aprobación de la Directiva 2009/28/CE, relativa al fomento del uso de la energía procedente de fuentes renovables; el estado Español ha desarrollado nuevas políticas públicas para incentivar los mercados energéticos hacia la producción de energías renovables [5].

Mediante el Real Decreto-ley 15/2018, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, se eliminan todo tipo de cargos y peajes para la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos [6]; y, mediante la legislación estatal: Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, con la que se pretende impulsar y aumentar la incorporación de energías limpias al mix energético Español [7].

Acogiendo las políticas para el fomento de instalaciones de autoconsumo y para dar cumplimiento al programa corporativo global “BE GREEN”, la empresa en estudio ubicada en Sant Cugat del Vallés le apuesta a las energías renovables con la implementación de una zona de parking solar para la generación de energía de autoconsumo, sin vertido a la red y con puntos de recarga para coche eléctrico. Con el desarrollo de este proyecto se espera reducir la potencia contratada a la red eléctrica, apoyar los esfuerzos para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, incrementar la producción de energía hacia fuentes renovables y promover una cultura verde fuera del ciclo del carbono.

La tecnología solar fotovoltaica se instalará sobre marquesinas para 60 plazas de parking, con una potencia total estimada de 150.75 kWp y mínimo 4 puntos de carga para coche eléctrico. Siguiendo el Código Técnico de la Edificación CTE-H5: *contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica*, y el programa PVsyst, se propone un diseño para la instalación en estudio.

3. Descripción de la industria

La industria farmacéutica es una compañía familiar dedicada a la investigación y a la producción de medicamentos para la salud humana y animal, figura entre las 20 compañías farmacéuticas más grandes a nivel mundial. En términos de sostenibilidad, mediante sus programas de gestión de EHS&S (Environment, Health and Safety & Sustainability), la industria suma esfuerzos para mejorar los procesos, minimizar el uso de materias primas y reducir el volumen de residuos.

Para dar cumplimiento y garantizar el éxito de los programas, cada año se establecen objetivos completos basados en metas a medio y largo plazo, dentro de los que se destaca, minimizar la huella de carbono en términos de reducir en un 20% las emisiones equivalentes de CO₂ para el año 2020, tomando como año base el 2010 [9].

Para el 2030, se espera que los objetivos proyecten resultados más ambiciosos por lo cual, el plan corporativo “BE GREEN future by choice” ataca aspectos sustanciales como iniciativas de comportamiento verde, programas de descarbonización, eficiencia y ahorro del agua, energías renovables e investigación y economía verde, que dan respuesta al compromiso ambiental y sostenible de la compañía.

4. Estudio del recurso solar y de la producción de energía eléctrica

La radiación solar es la energía que emite y genera el sol a través de la fusión del hidrogeno en su núcleo. En el curso del año, la distancia entre el sol y la tierra varía entre 1.47×10^8 km y 1.52×10^8 km; en consecuencia, la intensidad de potencia de la radiación solar fuera de la atmósfera fluctúa entre 1325 W/m^2 y 1412 W/m^2 . Sin embargo, cabe resaltar que la superficie de la tierra no recibe esta cantidad de irradiación debido a que la atmósfera terrestre reduce la insolación a través de procesos de absorción por acción de los gases de efecto invernadero (ozono, vapor de agua, dióxido de carbono, aerosoles, entre otros), de dispersión causada por material particulado en el aire (polvo/contaminación) y finalmente, por reflexión. Es así como, en condiciones climáticas favorables e independiente a la ubicación, la radiación puede alcanzar los 1000 W/m^2 sobre la superficie de la tierra [10].

Para el caso de Cataluña, se estima que la media anual de radiación diaria corresponde a 14.5 MJ/m^2 (4.03 kWh/m^2). Como se presenta en la figura 2, las distribuciones de las isolíneas de radiación presentan un máximo de 15.5 MJ/m^2 (4.31 kWh/m^2) en el litoral y otro de 16 MJ/m^2 (4.44 kWh/m^2) hacia el plan de Urgell mientras que, las franjas mínimas se presentan en la sierra prelitoral, con un valor de 13 MJ/m^2 (3.61 kWh/m^2) en la zona de Montseny [11].

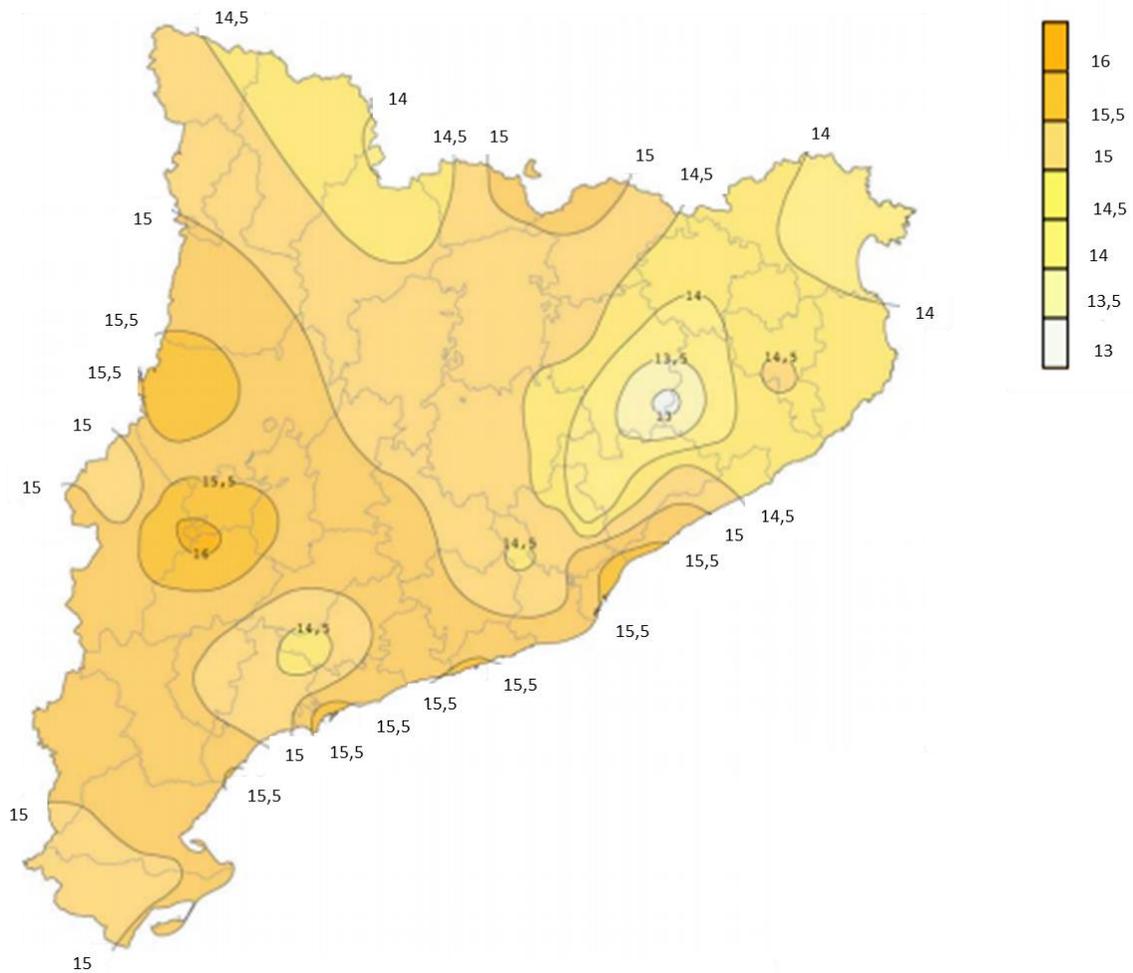


Figura 2. Mapa de radiación global diaria en Cataluña, promedio anual (MJ/m²) [7].

Teniendo en cuenta la distribución presentada anteriormente y de acuerdo a la clasificación del Código Técnico de la Edificación sección HE 5, Cataluña, se clasifica como una zona climática de clase II debido a que la Radiación Solar Global media diaria anual sobre superficie horizontal (H) oscila entre $13,7 \leq H \leq 15,1$ MJ/m² [12], considerándose como una zona con buen potencial para instalaciones fotovoltaicas.

Para determinar la cantidad de radiación solar incidente sobre la instalación fotovoltaica en Sant Cugat del Vallés, se emplean las bases de datos meteorológicas: PVGIS, Meteonorm 7 y SEE-NASA, las características de cada base de datos se presentan en la figura 3.

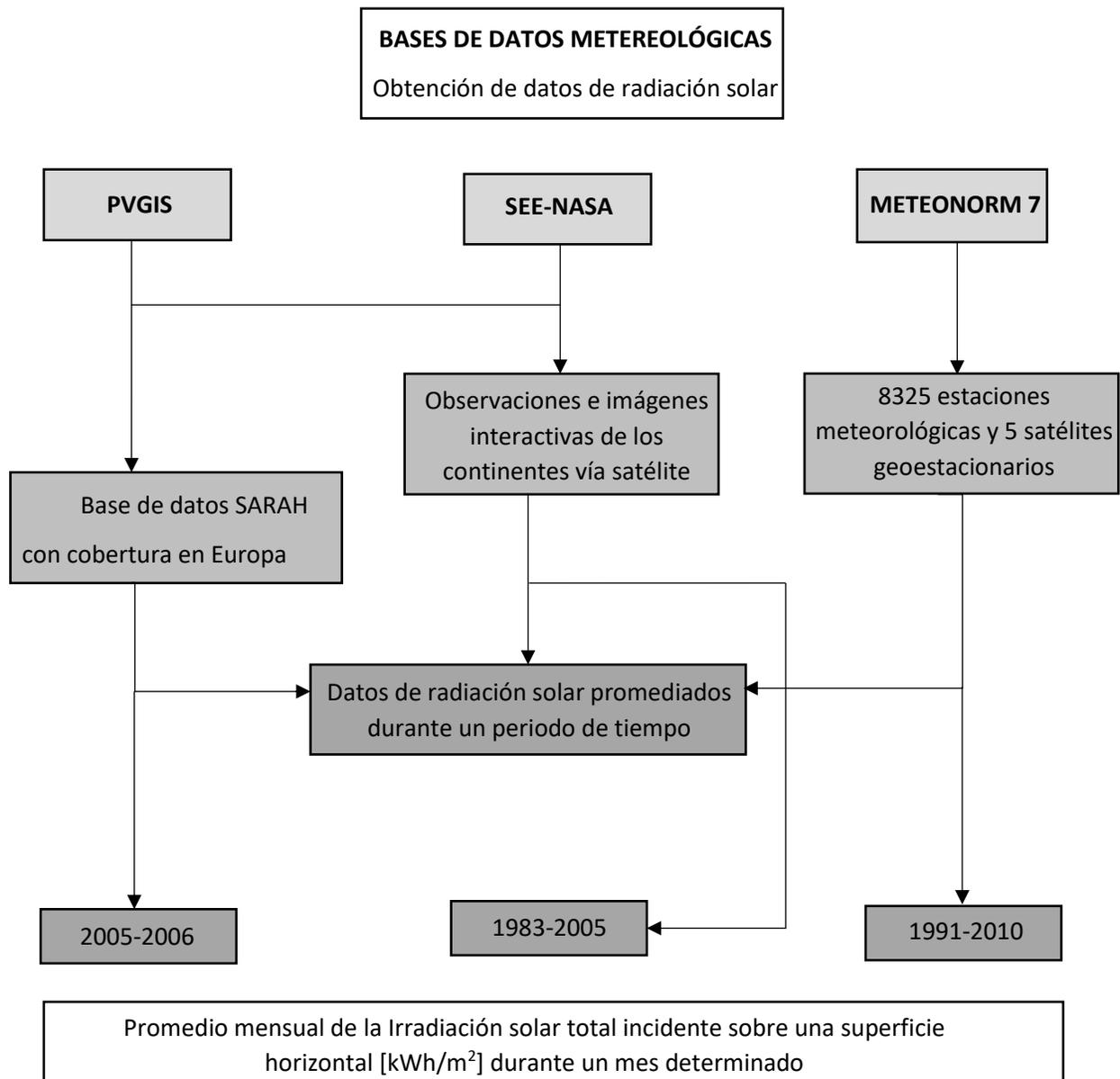


Figura 3. Características generales de las bases de datos meteorológicas utilizadas para determinar la irradiación solar global sobre una superficie horizontal en Sant Cugat del Vallés.

Los datos de irradiación solar obtenidos mediante las tres bases de datos meteorológicas se presentan en la figura 4; como se observa, los valores de la base de datos Meteonorm 7 son los que mejor se ajustan al promedio de las 3 fuentes analizadas, por lo tanto, se selecciona Meteonorm 7 para estimar la producción de energía en la instalación fotovoltaica de estudio.

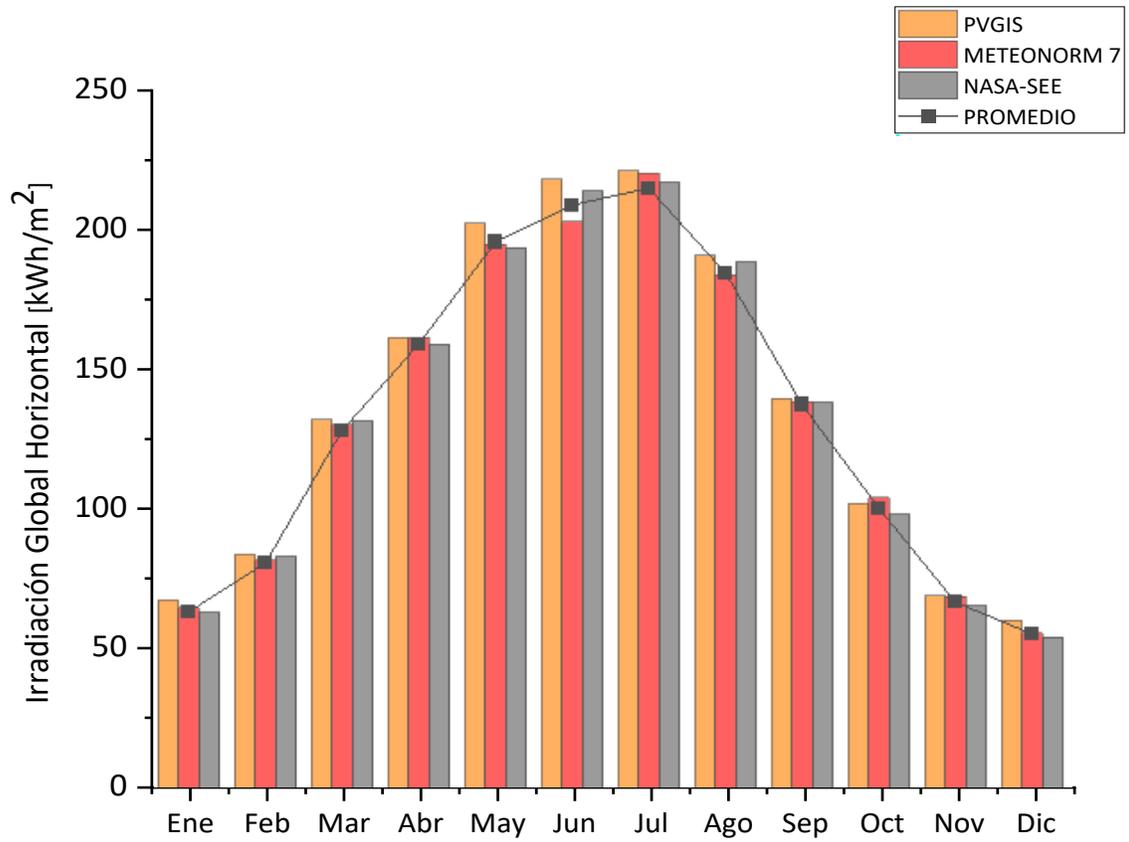


Figura 4. Valores de irradiación global horizontal determinados por las bases de datos: PVGIS, Meteonorm 7 y NASA-SEE.



5. Diseño de la Instalación fotovoltaica

La instalación solar fotovoltaica diseñada en modalidad: conectada a la red, no requiere sistemas de almacenamiento, puesto que toda la energía generada será consumida en el momento. Teniendo en cuenta, que los requerimientos energéticos de la planta son muy superiores a la energía obtenida mediante el sistema fotovoltaico, no se generará desconexión a red ni tampoco se abocará generación.

Cabe destacar, que de acuerdo con el Código Técnico de la Edificación CTE-HE 5: *contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica*, la empresa en estudio no está en la obligación de instalar sistemas de generación de energía a partir de fuentes renovables; sin embargo, el proyecto responde a los objetivos corporativos en términos de eficiencia y sostenibilidad energética [12].

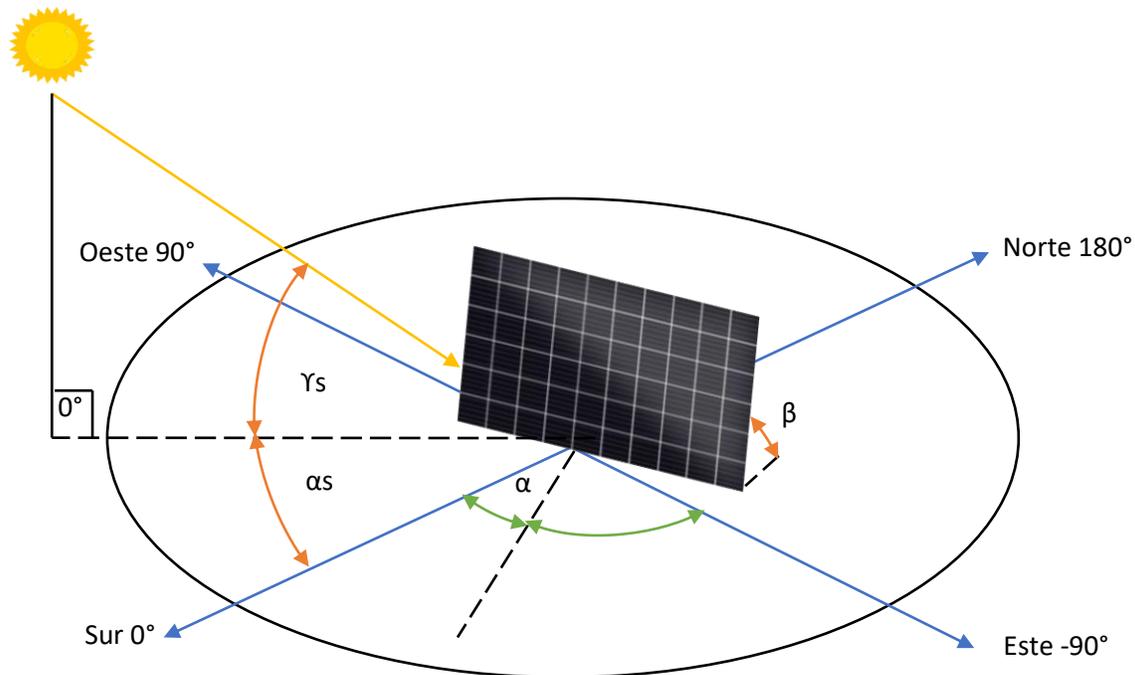
5.1. Condiciones generales

El área disponible para la instalación en estudio es de 625m², los cuales son no lineales y abarcan aproximadamente 60 plazas de parking. Las dimensiones estándar de cada parking son 5m de largo por 2.5m de ancho. Adicionalmente, los paneles fotovoltaicos se instalarán sobre una estructura tipo marquesina con sistema de recarga para coche eléctrico. Esta instalación trae consigo dos beneficios, por un lado, permite generar energía dentro de las horas solares para cubrir parte del consumo eléctrico de la planta y por el otro, facilita la recarga de los coches eléctricos con parte de la energía generada.

5.2. Orientación e inclinación de los paneles

La orientación e inclinación de los módulos solares son dos parámetros indispensables para asegurar el máximo aprovechamiento de la radiación incidente sobre las superficies captadoras a lo largo de toda la trayectoria solar, como se ilustra en la figura 5. Teniendo en cuenta que los sistemas fotovoltaicos con seguidores solares aumentan el costo y mantenimiento de la instalación, se selecciona una tecnología estacionaria con un azimut de 0°, es decir, orientación completa al Sur. Cabe resaltar que el azimut, es el ángulo horizontal que mide la desviación respecto al sur de la posición del sol [14]. Este ángulo es negativo en la mañana, positivo en la tarde y cero al mediodía, por lo tanto, se considera como regla general en el hemisferio norte, la orientación de los módulos hacia el sur y en el hemisferio sur hacia el norte.

Mediante un análisis en el software PVGIS se establece que la inclinación óptima de los módulos para la ubicación en estudio debe ser de 36°; Sin embargo, los generadores al estar dispuestos sobre marquesinas, su inclinación queda completamente condicionada a las características de la estructura, por lo tanto, y siguiendo las recomendaciones del fabricante, se establece un ángulo de 11° el cual, garantiza una buena incidencia solar y otorga una adecuada inclinación para que la lluvia limpie las superficies captadoras [15].



γ_s : elevación solar desde el horizonte

α : Azimut del generador FV

α_s : Azimut solar

β : ángulo de inclinación del módulo FV

Figura 5. Ilustración del ángulo de inclinación y orientación de los módulos fotovoltaico [10].

5.3. Elementos

Como se ilustra en la figura 6, un sistema fotovoltaico conectado a la red está compuesto de manera simplificada, por un generador fotovoltaico capaz de convertir la energía solar en electricidad de corriente continua (CC), con una gran dependencia a dos variables climáticas: irradiancia solar y temperatura. Para sistemas en donde el consumo de energía no ocurre a la misma hora en que ésta se genera, el almacenamiento en baterías resulta una alternativa eficiente que implica la presencia de un controlador de carga [16].

No obstante, independiente al tipo de sistema, las matrices fotovoltaicas requieren un inversor que permita la conversión de corriente continua a corriente alterna (CC/CA). La carga de CA rige el comportamiento de la carga eléctrica que será alimentada a la planta o a la instalación que demande el consumo. Para regular la cantidad de energía que se demanda y/o se inyecta a la red, se suelen instalar contadores eléctricos a la salida del inversor para mantener control sobre los flujos de energía entrantes y saliente [17]. Cabe resaltar, que en ocasiones y de acuerdo con el tipo de

proyecto, el inversor puede no ser necesario si el consumo de energía se da directamente en CC. A este conjunto de elementos se le añaden los componentes de protección, seguridad y auxiliares como cableado, estructuras de apoyo para los módulos, controles dinámicos de potencia y analizadores de redes.

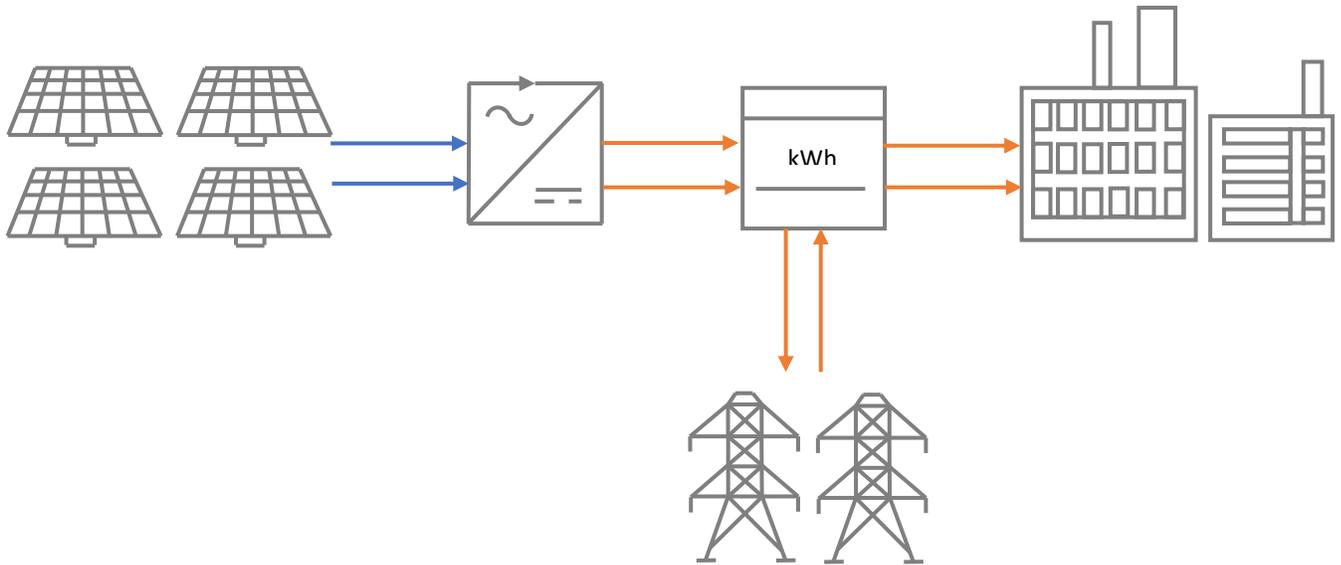
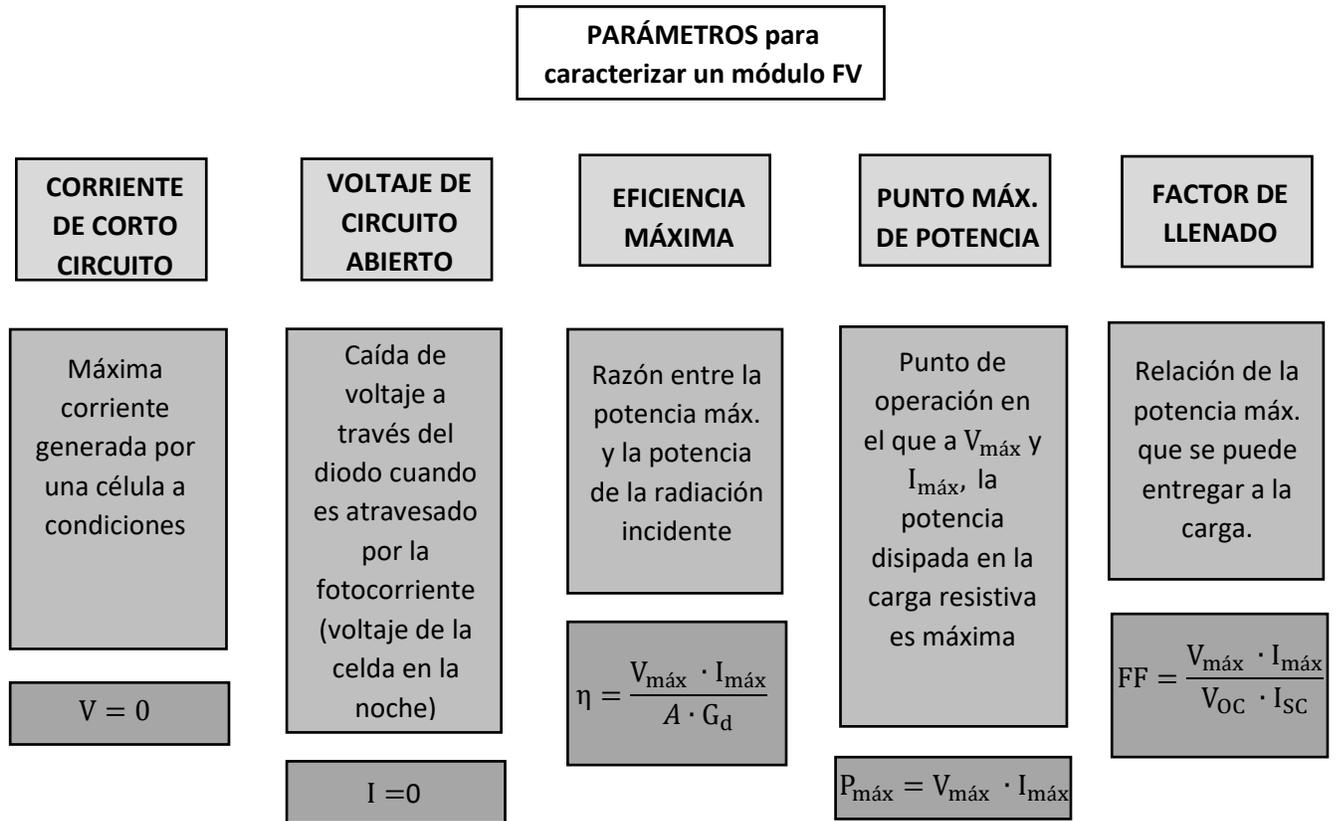


Figura 6. Diagrama de bloques general para una instalación fotovoltaica [10].

5.3.1. Generador fotovoltaico

Los generadores fotovoltaicos son un conjunto de celdas construidas a partir de materiales semiconductores, generalmente silicio y germanio, los cuales mediante un tratamiento especial forman un campo eléctrico; positivo en un lado (atrás) y negativo en el otro (adelante hacia el sol) [17].

Cuando la radiación solar en forma de fotones incide sobre la celda, los electrones del material semiconductor son liberados, creando pares de electrones es decir, se genera un electrón libre con carga negativa y un átomo que al perder el electrón queda con carga positiva, lo que se denomina efecto fotoeléctrico [14]. Para aprovechar el efecto, las cargas se reconducen y se unen a los lados positivo y negativo formando un circuito eléctrico, es así como, los electrones se capturan en forma de corriente eléctrica o fotocorriente [18]. De manera general, una celda solar se caracteriza mediante los parámetros que se presentan en la figura 7.



I_{sc} : Intensidad corto circuito

A : área del módulo

V_{OC} : voltaje circuito abierto

G_d : irradiancia solar sobre el módulo

Figura 7. Esquema con los parámetros fundamentales para caracterizar un módulo solar [13].

Según la estructura interna, se destacan dos grandes tipos de módulo: monocristalinos y policristalinos. Los módulos monocristalinos presentan una estructura ordenada y uniforme, su rendimiento oscila entre el 17 y el 20%, lo que garantiza mayor potencia en un mismo espacio, no obstante, su coste es igualmente mayor. Por su parte, los módulos policristalinos conllevan un proceso de fabricación similar a la tecnología mono, sin embargo, presentan menos fases de cristalización, lo que reduce su pureza y rendimiento (≈ 13 -15%). Frente al calor es la tecnología que presentan mayor estabilidad por lo que su déficit de rendimiento se compensa con esta característica [14].

Para comparar la potencia pico o potencia máxima entre generadores, se han establecido unos parámetros estandarizados de funcionamiento o también denominadas Condiciones Estándar de Medida (STC, por sus siglas en inglés), las cuales corresponden a:

a). Temperatura de célula: 25°C

- b). Irradiancia solar: 1000 W/m²
- c). Masa de Aire: 1.5
- d). Incidencia normal [12].

Las STC además de estandarizar las condiciones de medición permiten mantener un control durante la fabricación del módulo. Similar a esto, todos los módulos de silicio cristalino para uso terrestre deben satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215:1997, en términos de cualificación del diseño y homologación. El objetivo de esta norma es asegurar mediante una secuencia de ensayos las características eléctricas y térmicas del módulo, igualmente proporciona al usuario las especificaciones de las limitaciones en tiempo y dinero, que el panel es capaz de soportar a exposiciones climáticas prolongas en los climas donde sea objeto de aplicación [19]. Sumado a esto, se debe presentar un certificado en el que se acredite la cualificación del módulo en un laboratorio reconocido por la Red Europea de Acreditación (EA) o en su defecto, por el laboratorio de Energía Solar fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT [12]. Para los módulos de capa fina se debe cumplir la norma UNE-EN 61646:1997.

Para la instalación en estudio, se ha seleccionado el módulo monocristalino de 60 células EX335M-60 de la empresa Exiom solution S.A (ver figura 8) principalmente, porque las dimensiones estándar del panel combinadas con la potencia de salida garantizan un completo aprovechamiento del espacio disponible como se presenta en la tabla 1. Así mismo, la empresa Exiom es reconocida por diseñar, fabricar y distribuir generadores solares de alta eficiencia y calidad cumpliendo con la normativa que se exige. Las características técnicas se presentan en el Anexo II.



Tabla 1. Características técnicas del módulo fotovoltaico seleccionado [20].

Parámetro	Unidad	
Modelo	EX335M-60	-
Potencia de salida	335	Wp
Eficiencia del módulo	20.08	%
Máximo voltaje	34.0	V
Intensidad máxima	9.87	A
Dimensiones	1665 X 1002	mm
Peso	19	kg

Figura 8. Módulo fotovoltaico EX335M-60 [16].

5.3.2. Inversor

Como se mencionó anteriormente, el componente responsable de convertir la energía eléctrica de Corriente Continua a Corriente Alterna DC/AC, es el inversor. La eficiencia de este elemento es un parámetro clave en el diseño y la operación, por lo tanto, se debe lograr alcanzar una alta eficiencia con una potencia de salida variable [21].

El aseguramiento de sistemas fotovoltaicos eficientes requiere de un rastreo del punto operativo de máxima potencia (MPP, por sus siglas en inglés). Las curvas características V-I y V-P especifican un punto de potencia único en el cual se entrega la máxima potencia posible. Para asegurar este parámetro existen inversores que garantizan el funcionamiento de los módulos fotovoltaicos en el punto MPP y con ello, se logra operar en condiciones donde se captura la mayor cantidad de energía [21]. Teniendo en cuenta estas características, se selecciona el inversor Sunny Tripower 25000TL-30 de la marca SMA (ver figura 9) el cual es ideal para instalaciones en el sector comercial e industrial, porque ofrece una alta flexibilidad de diseño y compatibilidad con varios módulos fotovoltaicos gracias al concepto de multistring. Además de esto, incorpora la modalidad MPPT que asegura altos rendimientos en la operación. En la tabla 2 se especifican las características más relevantes mientras que, en el Anexo I se presentan las fichas técnicas con mayor detalle [22].

Tabla 2. Características técnicas del inversor seleccionado [22].



Figura 9. Inversor STP 25000TL-30 [18].

Parámetro	Unidad	
Modelo	STP 25000TL-30	
Potencia nominal CC	25550	W
Potencia nominal AC	25000	W
Rendimiento	98.4	%
Modalidad	MPPT	-
Dimensiones	665x690x265	mm
Peso	61	kg

5.3.3. Control dinámico de potencia

Los controladores dinámicos de potencia son dispositivos que permiten regular de manera dinámica la potencia generada por el inversor con la potencia demandada por el usuario, para evitar la inyección de energía a la red. Teniendo en cuenta, que uno de los requerimientos de la empresa es no abocar generación a la red de distribución, se considera necesario implementar este elemento, por lo cual se selecciona el controlador dinámico de potencia CDP-Inyección 0 de la marca Circutor [23].

5.3.4. Protección y dispositivos de comunicación

Las instalaciones fotovoltaicas están formadas por varios circuitos en corriente continua separados entre sí, que posteriormente, se combinan en diferentes circuitos para su transformación a corriente alterna. El almacenamiento de este cableado requiere armarios tipo StringBox en los cuales se agrupan las conexiones de los diferentes strings FV que proceden de los módulos fotovoltaicos; adicionalmente, estos elementos incorporan sistemas de medida que permiten monitorizar los strings como mantenimiento preventivo y correctivo de la instalación fotovoltaica.

Para la instalación en estudio se selecciona el StringBox TR de la marca CIRCUTOR, que además de contar con las características que se mencionan anteriormente, incorpora en su estructura sensores de radiación solar y temperatura de superficie en los módulos para monitorizar las condiciones medio ambientales. Como elemento de protección a la salida de los inversores, se adopta un cuadro de distribución CombinerBox igualmente de la marca CIRCUTOR, para la protección magneto térmica, diferencial y sobretensiones en corriente alterna [23].

5.3.5. Estructura de soporte de los paneles

Como estructura de soporte de los módulos FV se seleccionan las marquesinas metálicas de la marca CIRCUTOR, las cuales están certificadas por el Código Técnico de Edificación (CTE) contra las más altas condiciones climáticas en España. Teniendo en cuenta, que el espacio disponible para la instalación corresponde a 40 plazas de parking doble y 20 plazas simples, se escogen dos tipos de marquesinas diferentes, las características de cada una se presentan en la tabla 3 y las dimensiones en la figura 10.

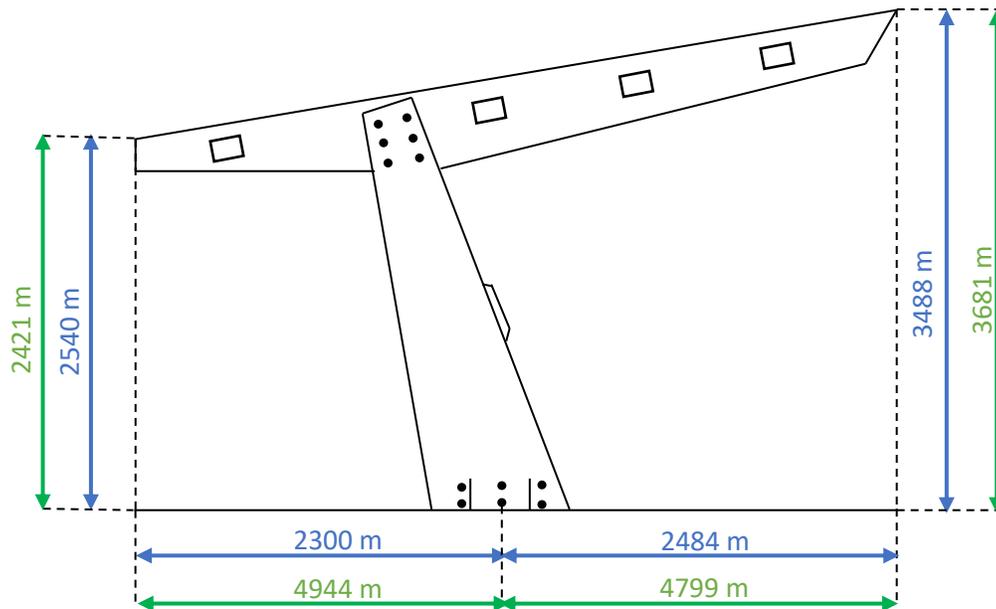


Figura 10. Estructura y dimensiones (en azul) Marquesina PVS2-M20T Simple y (en verde) marquesina PV4-40 doble [11].

Tabla 3. Características técnicas de las marquesinas marca Circutor [15].

Modelo	Nº de plazas	Nº de módulos FV	Tipo de marquesina	Longitud de la marquesina (m)
PVS2-M20T	20	150	Simple	50
PV4-40	40	300	Doble	50

5.3.6. Puntos de recarga para coche eléctrico

Las marquesinas Circutor además de soportar una cubierta de paneles solares, tienen incorporado un módulo de recarga de coche eléctrico WallBox que se integra en el pie de la marquesina. Como requerimiento de la planta por cada 20 plazas se instalarán cuatros puntos de recarga, uno en pie inicial, otro en pie final y dos en el centro de la marquesina como se ilustra en la figura 11.

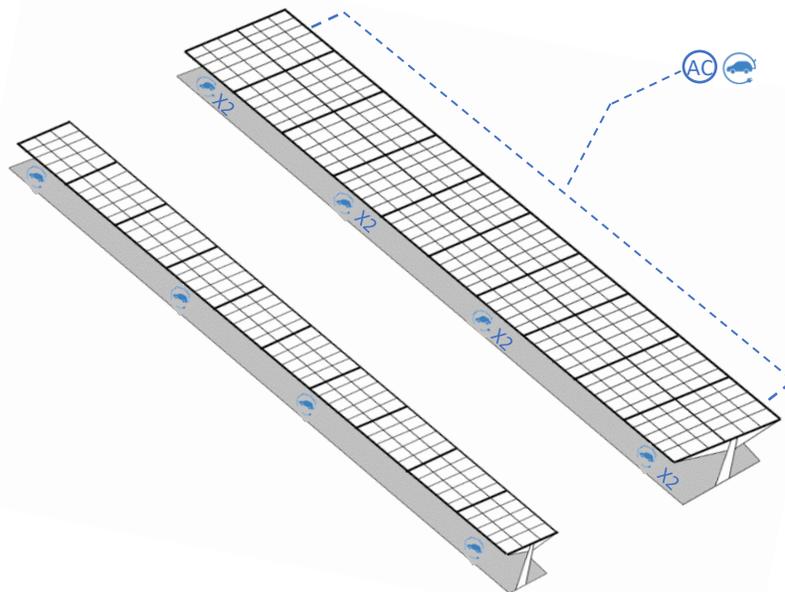


Figura 11. Instalación estándar con punto de recarga para coche en pie inicial, final y centros de la estructura [11].

6. Dimensionamiento de la instalación fotovoltaica

Para el dimensionamiento de la instalación FV se empleó el programa PVSyst en modalidad “conectado a la red”; aunque el sistema está diseñado para no verter generación a la red de distribución y consumir toda la energía en el momento de su producción, no se puede diseñar como un sistema completamente aislado, puesto que el consumo de la planta supera la cantidad de energía que es capaz de producir la instalación FV; por lo tanto, la energía renovable generada compensa un porcentaje de la demanda del usuario pero en ningún caso la sustituye por completo.

Como resultado de la simulación se diseña un sistema con 450 módulos fotovoltaicos en un arreglo de 25 strings conectados en paralelo, cada string con 18 módulos en serie. La potencia en DC se estima en 150.75kWp y en AC de 125 kW, para un DC/AC ratio de 1.21, el cual representa un buen parámetro de diseño (relación típica 1.1-1.2) puesto que se garantiza que la capacidad de los módulos FV sea ligeramente mayor que la del inversor, de esta manera, la potencia en CC se maximiza en un día.

En conjunto, la instalación cuenta con 5 inversores (A.1, A.2, A.3, A.4 y A.5), cada uno conectado a 5 strings como se ilustra en la figura 12. En la tabla 4 se presenta un resumen con las principales características del sistema.

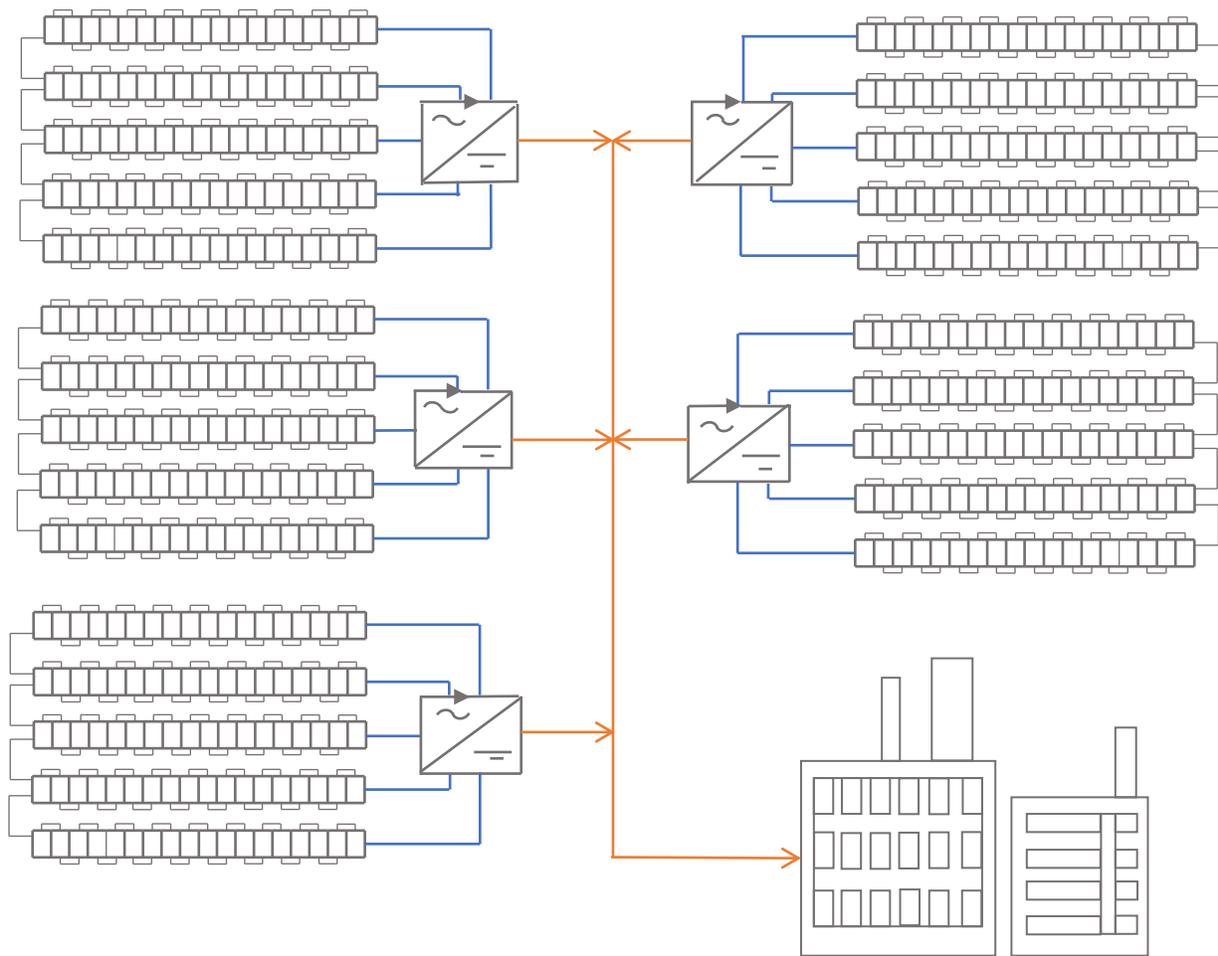


Figura 12. Esquema simplificado del dimensionamiento de la instalación fotovoltaica.

Tabla 4. Resumen de los cálculos realizados para el dimensionamiento de la instalación FV [24].

Parámetro		Unidad
Nº de módulos	450	Uds
Nº Strings	25	Uds
Nº de módulos por string	18	Uds
Potencia pico del módulo	335	Wp
Potencia pico total	150750	Wp
Nº de inversores	5	Uds
Potencia de un inversor	25000	W (AC)
Potencia total inversores	125000	W(AC)

6.1. Irradiación sobre el panel

Para una inclinación de plano de 11° y un azimut de 0° se determina con el programa PVsyst y bajo los parámetros meteorológicos de la base de datos Meteonorm 7, la irradiación sobre los módulos FV a estas condiciones. Como se observa en la tabla 5, la irradiación en el plano inclinado es superior a la determinada en el ítem 4, debido a que, en este último, se precisó la irradiancia sobre un plano horizontal. Adicionalmente, se determina la energía efectiva a la salida del sistema la cual equivale a 236.14 MWh al año con un índice de rendimiento del 0.88.

Tabla 5. Resultados de los balances para la irradiación global [24].

Mes	G_h [kWh/m ²]	D_h [kWh/m ²]	T_a [°C]	G_i [kWh/m ²]	G_E [kWh/m ²]	E_a [MWh]	PR
Ene	64.0	22.88	8.02	82.9	78.9	11.63	0.912
Feb	82.8	33.20	9.15	99.8	95.8	14.00	0.913
Mar	130.9	46.37	12.05	147.2	142.1	20.31	0.897
Abr	161.4	66.24	14.34	171.5	165.8	23.50	0.891
May	193.4	73.14	18.12	197.4	190.7	26.52	0.873
Jun	201.3	77.91	22.21	202.5	196.0	26.84	0.861
Jul	216.9	74.99	24.57	220.2	213.1	28.97	0.855
Ago	183.8	77.34	24.64	192.8	186.5	25.57	0.862
Sep	138.2	53.55	20.80	152.5	147.2	20.48	0.873
Oct	103.0	41.55	17.51	120.3	115.6	16.40	0.886
Nov	66.8	30.39	11.89	83.3	79.5	11.58	0.904
Dic	55.4	21.39	8.51	73.9	70.1	10.33	0.910
Año	1598.0	618.95	16.03	1744.3	1681.2	236.14	0.880

G_h : irradiación global horizontal

D_h : irradiación difusa horizontal

T_a : temperatura ambiente

G_i : irradiancia global plano receptor

G_E : global efectivo, corr. Para IAM y sombreados

E_a : Energía efectiva en la salida del sistema

PR: índice de rendimiento.

6.2. Estimación de la producción de energía

Para estimar la energía anual producida por la instalación fotovoltaica se sigue la ecuación 1 que involucra los siguientes parámetros:

$$E_{AC} = G_E \cdot A_I \cdot \eta \quad [1]$$

Donde:

G_E : Energía efectiva sobre el módulo para un ángulo de inclinación de 11° [kWh/m²]

A_I : área de la instalación [m²]

η : razón entre la potencia convertida en energía eléctrica a partir de la energía solar a condiciones estándar: temperatura de célula de 25°C , radiación solar de 1000W/m^2 y masa de aire de (AM) 1.5. [%]

$$E_{AC} = 1681.2 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \cdot 750\text{m}^2 \cdot 0.2008 \%$$

$$E_{AC} = 253.2 \text{ MWh}$$

Por lo tanto, se estima que la energía anual producida por la instalación será de 253.2 MWh.

7. Parámetros de rendimiento del sistema fotovoltaico

De acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía (AIE), los parámetros de rendimiento de un sistema conectado a la red se determinan como se sigue a continuación [25].

7.1. Rendimientos de arreglo, final y referencia solar

El rendimiento de la matriz FV (Y_a) representa el tiempo que tarda el módulo FV en generar la energía en corriente continua a su potencia nominal, es decir, la productividad del generador fotovoltaico y, corresponde a la razón entre la energía producida en DC diaria (E_{DC}) y la potencia nominal (P_N) del arreglo FV.

$$Y_a = \frac{E_{DC} \text{ [kWh/día]}}{P_N \text{ [kW]}} \quad [2]$$

Mientras que, el rendimiento final (Y_F) de la planta FV para un periodo se puede estimar mediante el cociente de la energía en AC generada en un año (E_{AC}) y la potencia nominal del sistema (P_N)

$$Y_F = \frac{E_{AC} \text{ [kWh/día]}}{P_N \text{ [kW]}} \quad [3]$$

Por otro lado, el rendimiento de referencia de la radiación solar (Y_R) corresponde al número de horas en la que se opera a la irradiancia de referencia, por lo tanto, se determina entre el cociente de la irradiancia global en el plano inclinado de los módulos (G_i) y la irradiancia de referencia ($G_0 = 1000 \text{ W/m}^2$) a condiciones de prueba estándar (STC) [25]. Los resultados de los rendimientos se presentan en la tabla 6.

$$Y_R = \frac{G_i \text{ [kWh/m}^2 \text{ día]}}{G_0 \text{ [kW/m}^2 \text{]}} \quad [4]$$

Tabla 6. Resultados de los parámetros de rendimiento del sistema fotovoltaico.

Mes	G_i [kWh/m ²]	E_{DC} [kWh]	E_{AC} [kWh]	Y_A [h/día]	Y_F [h/día]	Y_R [h/día]
Ene	82.9	14072.3	11630.0	3.0	2.5	2.7
Feb	99.8	16940.0	14000.0	4.0	3.3	3.6
Mar	147.2	24575.1	20310.0	5.3	4.3	4.7
Abr	171.5	28435.0	23500.0	6.3	5.2	5.7
May	197.4	32089.2	26520.0	6.9	5.7	6.4
Jun	202.5	32476.4	26840.0	7.2	5.9	6.8
Jul	220.2	35053.7	28971.0	7.5	6.2	7.1
Ago	192.8	30939.7	25570.0	6.6	5.5	6.2
Sep	152.5	24780.8	20480.0	5.5	4.5	5.1
Oct	120.3	19844.0	16400.0	4.2	3.5	3.9
Nov	83.3	14011.8	11580.0	3.1	2.6	2.8
Dic	73.9	12499.3	10330.0	2.7	2.2	2.4
Prom. Año	145.4	23809.8	19677.5	5.2	4.3	4.8

Como se observa en la tabla 6, el valor promedio más alto para la irradiancia solar se alcanza en el mes de julio (220.2 kWh/m²) mientras que, el más bajo en diciembre (73.9 kWh/m²). En virtud de esta diferencia, los rendimientos energéticos Y_A , Y_F y Y_R presentan cambios estacionales a razón de las horas de luz disponibles y la cantidad de irradiancia solar que reciben los módulos, por tanto, es de esperarse que el rendimiento del sistema FV sea mayor en los meses de verano que en los de invierno.

8. Análisis de pérdidas

Dentro de los factores que afectan el comportamiento de las instalaciones fotovoltaicas, las pérdidas de energía derivadas de la operación del sistema son elementos que se deben analizar para estimar la producción real de energía. En la tabla 7 se resumen las pérdidas para la instalación en estudio, evaluadas a un año bajo las características y parámetros de cálculo del programa PVSyst. En el Anexo II, se presenta en detalle los resultados de la simulación.

Tabla 7. Resultados de los parámetros de rendimiento del sistema fotovoltaico [24].

Pérdidas	[%]
Temperatura	-5.03
Factor IAM en global	-3.62
Inversor	-2.01
Desajuste, módulos y cadenas	-1.10
Óhmica del cableado	-0.93
Nivel de irradiancia	-0.78
Inversor, exceso de potencia	-0.10
TOTAL	13.6

Como se observa en la tabla 7, el factor que más afecta el rendimiento del módulo fotovoltaico corresponde a la temperatura, el cual representa un porcentaje de pérdidas del -5.03%. Considerando que los parámetros y la eficiencia del módulo definen la curva de potencia en la cual este opera, es de esperarse que un aumento o reducción de la temperatura de operación estándar (STC-25°C) afecte la tensión de la célula y, por tanto, la potencia pico de salida [26].

No obstante, la proporción a la que se reduce el rendimiento del módulo varía en función de la tecnología, es por esto que cada fabricante reporta el coeficiente de temperatura a la potencia máxima de operación (P_{MAX}). Para el módulo seleccionado el coeficiente P_{MAX} es de -0.37%/°C, lo que se interpreta como una reducción del 0.37% en el rendimiento de la célula por cada grado de aumento de la temperatura STC.

De igual importancia, la reflexión de la radiación solar en la cubierta del panel representa -3.62% de las pérdidas energéticas, este factor conocido como IAM (Modificador de Ángulo de Incidencia) describe la capacidad que tiene la cubierta del módulo para reflejar la irradiancia directa. Cabe señalar que este factor aumenta o disminuye en función de la transmisión y reflexión del cristal, así como de su espesor e inclinación [27]. Para una incidencia normal, la reflexión es del orden del 5% y se incluye en el rendimiento STC medio. La función IAM que utiliza PVSyst, reproduce el déficit de transmisión en función del ángulo de incidencia. Esta función se aplica al componente del haz, utilizando una integral sobre todas las direcciones “vistas”, suponiendo una distribución isotópica de la irradiancia difusa [28].

Durante la operación del sistema FV, el proceso de transformar la corriente continua (DC) a corriente alterna (AC) representa un porcentaje de pérdidas de corriente de -2.01% que dependen de la carga de potencia a la que opera el inversor. En consecuencia, para reducir esta pérdida es importante seleccionar el inversor en función de la potencia del generador fotovoltaico visto que, sí se

sobredimensiona el inversor, el sistema operará gran parte del tiempo en valores de rendimiento bajos y con altos índices de pérdidas por generación. Para el sistema en estudio, el programa no sobre o subdimensionamiento del inversor.

Por otro lado, en términos de desajuste por módulos y cadenas, las pérdidas (-1.10%) son debidas a una diferencia en el rendimiento de cada módulo en el arreglo, causado por caídas de voltaje en diodos y conexiones. Igualmente, en este apartado se destacan las pérdidas óhmicas (0.93%) y/o resistivas en el cableado relacionadas a las caídas de tensión cuando la corriente eléctrica circula por una sección del material conductor [25].

Finalmente, las pérdidas por irradiancia (-0.78%) representan el porcentaje más bajo y se atribuyen a la operación de los módulos bajo niveles de irradiancia fuera de las Condiciones Estándar de Medida (1000W/m²-STC). En la figura 13 se presenta el diagrama de pérdidas teóricas para la instalación en estudio obtenida mediante simulación en el programa PVsyst [24].

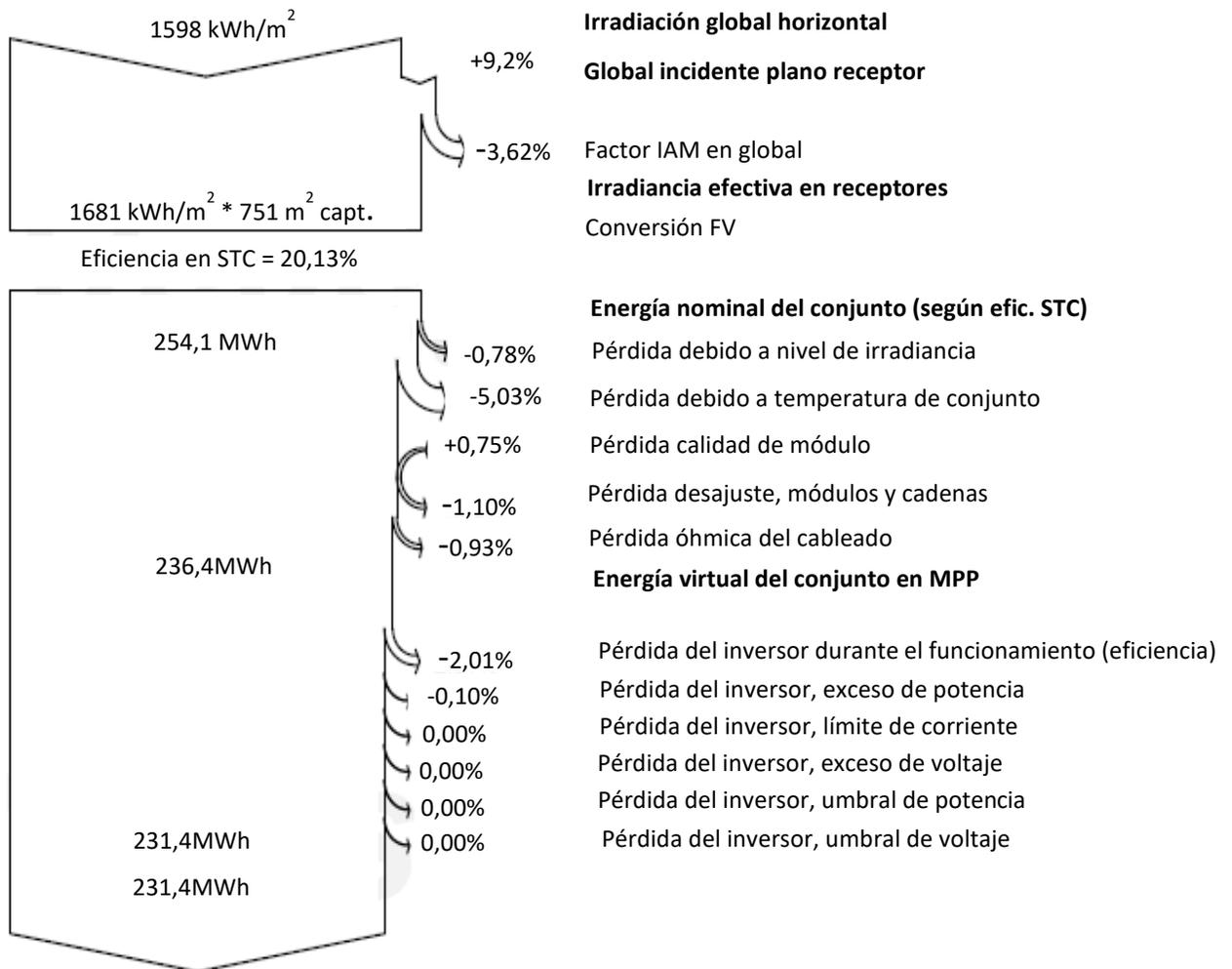


Figura 13. Diagrama de pérdidas a un periodo de un año para el sistema en estudio [20].

Como se observa en la figura 13, las pérdidas por calidad del módulo son positivas. Este parámetro expresa la confianza en el rendimiento del módulo real, con respecto a las especificaciones del fabricante. Por defecto, PVSyst asigna como “pérdida de calidad del módulo” la cuarta parte de la diferencia entre los valores de tolerancia reportados por el fabricante, de esta manera, para el módulo seleccionado la tolerancia es 0...+3% y su cuarta parte 0.75%, valor que corresponde al factor mencionado [29].

Considerando las pérdidas teóricas mencionadas anteriormente, la producción real de energía para el primer año se estima en 231.4 MWh por lo cual, las pérdidas representan una reducción de 22.7 MWh anuales, como se ilustra en la figura 14. No obstante, al analizar la vida útil del sistema en un periodo a largo plazo de 25 años, es importante considerar las pérdidas técnicas por envejecimiento y suciedad del arreglo FV. En la literatura, se ha establecido un factor constante de 6.4% que contempla las pérdidas por degradación general de los módulos al final de la vida útil [30]. De esta manera, superado el año de funcionamiento la producción anual de energía se estima en 216.6 MWh.

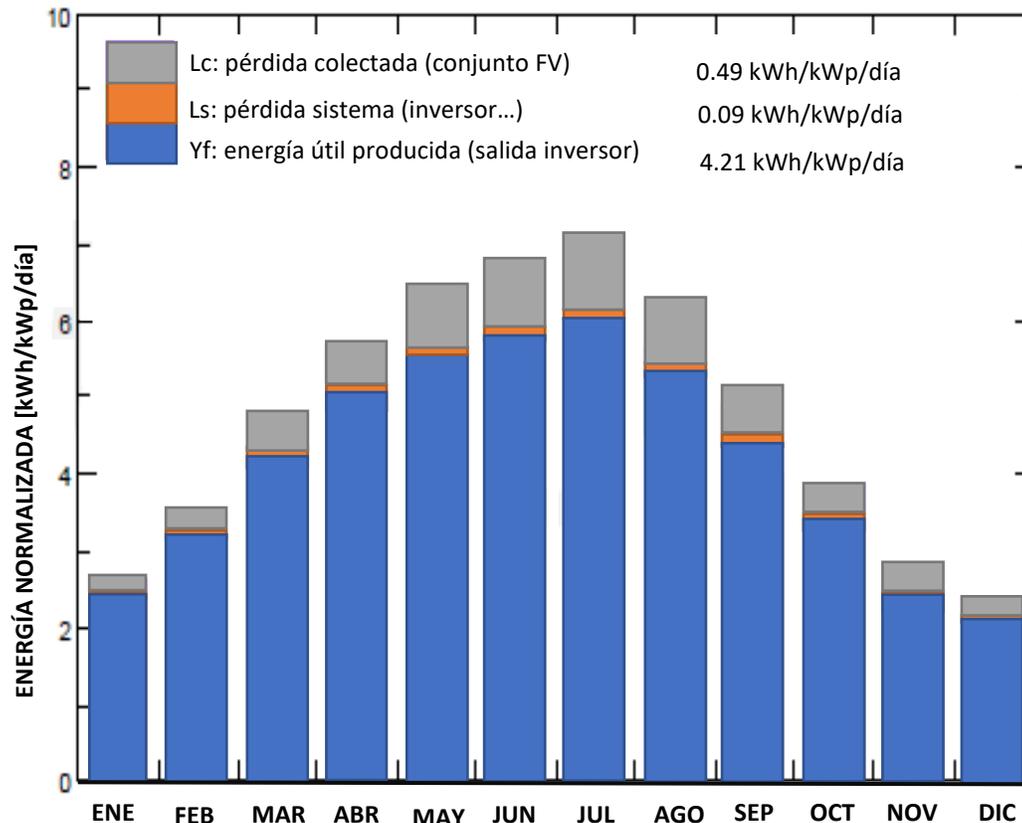


Figura 14. Energía útil y pérdidas energéticas en el primer año de vida útil del sistema fotovoltaico [20].

9. Análisis económico

9.1. Tarifa estándar de acceso

Considerando que la empresa en estudio es una industria farmacéutica que opera las 24h del día, se estima que el consumo de energía eléctrica es alto y, por lo tanto, para efectos del análisis económico se establece una tarifa de 6.1B la cual es apropiada para industrias y grandes consumidores con una tensión entre 30kV y 36kV, y una potencia superior a 450kW. Dentro de las generalidades de esta tarifa, se destacan los 6 periodos en términos de energía y potencia que se asignan a cada hora del día y los cuales cambian de un mes a otro como se presenta en la tabla 8.

Tabla 8. Periodos según la hora y el mes de la tarifa estándar 6.1B para la zona peninsular [31].

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun ½	Jun 1/2	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0:00 -1:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
1:00 -2:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
2:00 -3:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
3:00 -4:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
4:00 -5:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
5:00 -6:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
6:00 -7:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
7:00 -8:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
8:00 -9:00	P2	P2	P4	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P4	P2
9:00 -10:00	P2	P2	P4	P5	P5	P3	P2	P2	P6	P3	P5	P4	P2
10:00 -11:00	P1	P1	P4	P5	P5	P3	P2	P2	P6	P3	P5	P4	P1
11:00 -12:00	P1	P1	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P1
12:00 -13:00	P1	P1	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P1
13:00 -14:00	P2	P2	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P2
14:00 -15:00	P2	P2	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P2
15:00 -16:00	P2	P2	P4	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	P5	P4	P2
16:00 -17:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	P5	P3	P2
17:00 -18:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	P5	P3	P2
18:00 -19:00	P1	P1	P3	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	P5	P3	P1
19:00 -20:00	P1	P1	P3	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P3	P1
20:00 -21:00	P1	P1	P3	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P3	P1
21:00 -22:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P3	P2
22:00 -23:00	P2	P2	P4	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P4	P2
23:00 -00:00	P2	P2	P4	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P4	P2

Cabe resaltar que el precio de la energía en cada periodo es diferente (ver tabla 9) por lo tanto, para estimar el ahorro económico que tendrá la industria con la instalación fotovoltaica, se tomarán en consideración los tramos o periodos que corresponden a las horas de sol visto que, son las horas en que el sistema está produciendo energía.

Tabla 9. Precios de tarifa de acceso 6.1B [31].

Tarifa 6.1B	Tarifa energía [€/kWh]
P1	0.026674
P2	0.019921
P3	0.010615
P4	0.005283
P5	0.003411
P6	0.002137
Promedio	0.011340

9.2. Inversión y gastos

En la tabla 10 se resumen los costes totales de equipos y elementos de soporte de la instalación fotovoltaica; mientras que, en la tabla 11 se presentan los costes anuales atribuidos al mantenimiento y operación del sistema, teniendo en cuenta, que la instalación se proyecta a un tiempo de vida útil de 25 años es de esperar que la empresa asuma el costo anual que implica mantener la instalación para asegurar el rendimiento y el correcto funcionamiento de esta.

Tabla 10. Resumen costos de equipos e instalación.

Descripción	Cantidad	Precio unitario [€]	Total [€]
Módulos FV	450	242.75	109,237.50
Marquesina simple	1	14,260.00	14,260.00
Marquesina doble	1	18,500.00	18,500.00
Inversores	5	3,383.16	16,915.80
Ingeniería	1	3,000.00	3,000.00
Estudios ambientales	1	500.00	500.00
Análisis económico	1	500.00	500.00
Accesorios (string box -CDP-Inyección 0, Combiner box)	1	6,820.10	6,820.10
Puntos de recarga para coche eléctrico (Wallbox)	12	599.00	7,188.00
Transporte	1	400.00	400.00
Montaje mecánico	1	5,690.00	5,690.00
Inversión neta (CAPEX)			183,010.00

Es así como el proyecto exige una inversión neta de 183.010.00€ de los cuales, el total de los recursos proviene de fondos propios corporativos y, por tanto, no se contempla un análisis financiero para solicitud de préstamo a entidades bancarias.

En términos de costes de mantenimiento, se estima que el sistema demanda un gasto anual de 879.81 € para obras de reparaciones, limpieza y mantenimiento general. En el anexo III, se presentan en detalle los resultados obtenidos del análisis económico con el programa PVsyst.

Tabla 11. Costes de mantenimiento y/o operación de la instalación fotovoltaica.

Descripción	Total [€/año]
Reparación	500.00
Limpieza	200.00
Total OPEX	700.00
Costes de operación con un porcentaje de inflación del 2.00%	879.81

9.3. Retorno de la inversión

En la tabla 12, se presenta el performance financiero obtenido a partir de la simulación económica en el programa PVSyst. Proyectando la instalación para una vida útil de 25 años, se estima que el payback o periodo de recuperación es de 7.4 años, lo que indica que, transcurrido este tiempo, la empresa recuperará la inversión inicial neta y podrá aprovechar 17.6 años de los beneficios económicos y energéticos del sistema fotovoltaico con un beneficio neto al final de la vida útil de 367,524.08 €, es decir, el doble de la inversión; este valor se rectifica con el ROI (Return On Investment, por sus siglas en ingles), que expresa la relación entre la inversión y el beneficio obtenido, para este estudio el ROI es del 200.7%, al ser un valor positivo indica que el proyecto es rentable.

Tabla 12. Performance financiero de la instalación fotovoltaica.

Descripción	
Tiempo de vida del proyecto	25 años
Periodo de Payback	7.4 años
Beneficio neto al final de la vida útil	367,254.08€
ROI (retorno de la inversión)	200.7%

10. Análisis ambiental

Con la herramienta Carbon Balance del programa PVSyst se estima el ahorro en emisiones de CO₂ que aportará la instalación fotovoltaica. El método de cálculo se basa en las emisiones del ciclo de vida de los componentes del sistema y la cantidad de energía generada; los valores incluyen las etapas de producción, operación, mantenimiento y disposición final. Cabe resaltar que, la electricidad producida reemplazará la misma cantidad si se tomara de la red eléctrica existente. Si la huella de carbono de la instalación por kWh es menor que la de la red, habrá un ahorro neto de emisiones de CO₂. Por tanto, el balance de carbono total será la diferencia entre las emisiones de CO₂ producidas y ahorradas [32].

Tomando en consideración el mix energético español y el ciclo de vida de la red eléctrica (LCE), Pvsyst estima la cantidad promedio de emisiones de CO₂ que se generan al producir una unidad de energía a partir de la red eléctrica. Para este estudio, el valor corresponde a 549 gCO₂/kWh,



teniendo en cuenta que la producción anual de energía es de 231.40 MWh y la vida útil del sistema de 25 años, la cantidad de CO₂ que se emitiría si la energía se tomará directamente de la red eléctrica es de:

$$CO_{2-Red} = E_{Red} \cdot \text{System life} \cdot LCE_{Red} \quad [5]$$

$$CO_{2-Red} = 231400 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} \cdot 25 \text{ años} \cdot 5.49 \cdot 10^4 \frac{\text{tCO}_2}{\text{kWh}}$$

$$CO_{2-Red} = 3176.0 \text{ tCO}_2$$

Considerando que la instalación FV genera energía de origen renovable y que, por lo tanto, su producción no desencadena emisiones de CO₂, para el balance de carbono solo se considerará la cantidad total de emisiones causadas por la construcción de los módulos y demás componentes que integran el sistema, la cual se estima en 278 tCO₂. De esta manera, las emisiones de CO₂ que dejará de emitir la planta por la operación de la instalación FV, son de 2898 tCO₂. En el anexo IV se presentan los detalles del análisis ambiental obtenidos con el programa PVsyst.

$$CO_{2-ahorro} = CO_{2-Red} - CO_{2-FV} \quad [6]$$

$$CO_{2-ahorro} = 3176.0 \text{ tCO}_2 - 278.0 \text{ tCO}_2$$

$$CO_{2-ahorro} = 2898.0 \text{ tCO}_2$$



11. Conclusiones

La instalación fotovoltaica en modalidad de autoconsumo representará una producción anual de 231.4 MWh de electricidad, reduciendo costes en la energía contratada a la red eléctrica y dando cumplimiento a los objetivos corporativos para el fomento de las energías fuera del ciclo del carbono.

Para el diseño de la instalación se seleccionaron módulos fotovoltaicos del tipo monocristalinos por su alta eficiencia en comparación con los policristalinos. A pesar de que su coste es mayor, en la literatura se reporta que el rendimiento de esta tecnología es superior. Con relación al inversor seleccionado, se opta por una referencia de la marca SMA. Cabe señalar que la potencia del conjunto de inversores (125kW) es inferior a la potencia pico de los módulos (150.75 kW); sin embargo, este diseño no supone problemas de funcionamiento a largo plazo, puesto que por data sheet del fabricante, la potencia máxima a la que es capaz de operar el inversor es de 45kW (en conjunto, 225kW), valor superior a la potencia pico de los módulos. Teniendo en cuenta que el sistema se instalará en 60 plazas de parking, como estructura de soporte, se seleccionaron marquesinas de la marca Circutor para 20 y 40 plazas, respectivamente.

A partir del análisis económico a 25 años de vida útil de la instalación, se estableció un periodo de recuperación de 7.4 años, con un beneficio neto de 365.254.08 €, casi el doble de la inversión inicial (183.010.00 €), lo que permite concluir que el proyecto es rentable. En cuanto al análisis ambiental se estima que las emisiones de CO₂ a lo largo de todo el ciclo de vida de los componentes que integran el sistema son de 278.0 tCO₂; sin embargo, si toda la energía que produce la instalación se tomara directamente de la red eléctrica la cantidad de emisiones en los 25 años sería de 3176.0 tCO₂ por lo que, la instalación supone un ahorro de 2898.0 tCO₂.

12. Bibliografía

- [1] D. G. V. y S.-P. X. Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, L.V. Alexander, S.K. Allen, N.L. Bindoff, F.-M. Bréon, J.A. Church, U. Cubasch, S. Emori, P. Forster, P. Friedlingstein, N. Gillett, J.M. Gregory, D.L. Hartmann, E. Jansen, B. Kirtman, R. Knutti, K. Krishna Kumar, P., "Resumen técnico," *Cambio climático 2013. Bases físicas. Contrib. del Grup. Trab. I al Quinto Inf. Evaluación del Grup. Intergub. Expert. sobre el Cambio Climático*, pp. 33–182, 2013.
- [2] Consejo de la Unión Europea, "Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009," *D. Of. la Unión Eur.*, vol. 2008, no. 2, pp. 16–62, 2009.
- [3] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía - IDAE, "Consumo de Energía en España | Consumo eléctrico | guiaenergia.idae.es," 2020. [Online]. Available: <http://guiaenergia.idae.es/el-consumo-energia-en-espana/>. [Accessed: 07-Jun-2020].
- [4] O. Perpiñan Lamigueiro, "Energía Solar Fotovoltaica," p. 194, 2012.



- [5] P. Europeo, "DIRECTIVA (UE) 2018/ 2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO - de 11 de diciembre de 2018 - relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables," 2018.
- [6] Gobierno de España, "Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.," *Boletín Of. del Estado*, vol. 242, pp. 97430–97467, 2018.
- [7] E. Blasco Hedro, "Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica," *Actual. Jurídica Ambient.*, no. 90, pp. 68–71, 2019.
- [8] C. Europea, "JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission," 2020. [Online]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html#PVP. [Accessed: 01-Jun-2020].
- [9] B. Ingelheim, "Gestión de EHS&S (Environment, Health and Safety& Sustainability)," 2020. [Online]. Available: <https://www.boehringer-ingelheim.es/sostenibilidad/gestionEHSS>. [Accessed: 01-Jun-2020].
- [10] D. G. F. Sonnenenergie, *Planning and Installing Photovoltaic Systems: A Guide for Installers, Architects and Engineers*. 2008.
- [11] A. Mitjà, J. M. Baldasano, C. Soriano, H. Flores, J. Esteve, and G. De Catalunya, "Atlas De Radiació Solar," p. 150, 2000.
- [12] Gobierno de España, "Sección HE 5 Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica," *Doc. básico HE Ahorr. energía*, vol. 2013, pp. 1–70, 2013.
- [13] Meteonorm, "Software- Meteonorm (en)," 2020. [Online]. Available: <https://meteonorm.com/en/meteonorm-parameter>. [Accessed: 01-Jun-2020].
- [14] Ó. Redondo Rivera, "Sistemas de Energía Renovables en Edificios," no. 1, p. 239, 2015.
- [15] Circuitor, "Guía de instalación para marquesinas dobles PV4," 2020.
- [16] A. Trindade and L. Cordeiro, "Automated formal verification of stand-alone solar photovoltaic systems," *Sol. Energy*, vol. 193, no. September, pp. 684–691, 2019.
- [17] A. D. Hansen, P. Sørensen, and L. H. Hansen, *Models for a Stand-Alone PV System*, vol. 1219, no. December. 2000.
- [18] E. Lorenzo *et al.*, "SOLAR ELECTRICITY: ENGINEERING OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS DOWNLOAD EBOOK : SOLAR ELECTRICITY: ENGINEERING OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS," 1994.



- [19] Asociación Española de Normalización y Certificación, “Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre,” pp. 0–3, 2006.
- [20] Exiom Solution S.A, “Módulo EX315M(B)-158.75,” pp. 34–35, 2009.
- [21] H. Machrafi, *Green Energy and Technology*. 2012.
- [22] SMA Solar Technology, “Sunny Tripower 15000TL / 20000TL -- Economic Excellence,” 2012.
- [23] Circuitor, “Características técnicas de los productos Circuitor,” 2020. [Online]. Available: <http://circuitor.es/es/productos>. [Accessed: 01-Jun-2020].
- [24] PVSyst Team, “PVSyst – Software for photovoltaic system,” 2020. [Online]. Available: <https://www.pvsyst.com/>. [Accessed: 01-Jun-2020].
- [25] M. Malvoni, A. Leggieri, G. Maggiotto, P. M. Congedo, and M. G. De Giorgi, “Long term performance, losses and efficiency analysis of a 960 kWp photovoltaic system in the Mediterranean climate,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 145, pp. 169–181, 2017.
- [26] A. Molina and F. Martinez, “Modelo de Generación Fotovoltaica,” *Explor. Sol.*, p. 13, 2017.
- [27] Comisión de Regulación de Energía y Gas, “Consultoría para establecer una metodología para el cálculo de energía firme de una planta solar,” *Creg*, p. 87, 2015.
- [28] M. S. i Arimany, “Instal·lació fotovoltaica d’ autoconsum per una indústria agroalimentària ubicada a Montornès del Vallès (Vallès Oriental , Barcelona),” pp. 2018–2019, 2019.
- [29] PVSyst, “Project design > Array and system losses > Module quality losses,” 2020. [Online]. Available: https://www.pvsyst.com/help/module_quality_loss.htm. [Accessed: 02-Jun-2020].
- [30] G. Soto, J. Hernández, D. Almarza, I. Jofré, and A. Ukar, “Guía de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos,” p. 78, 2016.
- [31] Riegos del alto Aragón, “Tarifa Acceso 6.X (más de 450 kW),” 2020. [Online]. Available: <http://riegosaltoaragon.es/lineas-de-trabajo/energia-para-el-regadio/tarifas-electricas/tarifas-de-acceso/>. [Accessed: 03-Jun-2020].
- [32] PVSyst, “Project design > Carbon Balance Tool,” 2020. [Online]. Available: https://www.pvsyst.com/help/carbon_balance_tool.htm. [Accessed: 05-Jun-2020]



ANEXO I: Especificaciones técnicas de los equipos (módulo fotovoltaico e inversor)

1. Módulo fotovoltaico

EX315M(B)-158.75



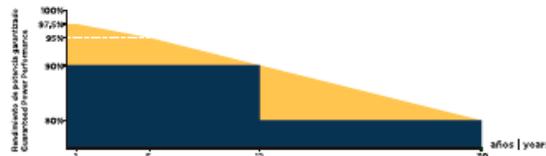
Exiom Solution diseña, fabrica y distribuye la más alta calidad en Energía Solar. La alta eficiencia de nuestras células solares nos permite producir diferentes tipos de paneles para a su vez dar la mayor eficiencia posible a sus instalaciones.

Exiom Solution designs, manufactures and delivers high-performance solar electric technology worldwide. Our high-efficiency solar cell let us manufacture the different kinds of panels to get the most efficient in your installations.

DATOS MECÁNICOS MECHANICAL DATA	CONDICIONES DE TRABAJO WORKING CONDITIONS
Ⓜ Dimensiones Dimensions: 1665*1002	Ⓜ Max. voltaje sistema Max. system voltage: 1.000 V or 1500 V
Ⓜ Peso Weight: 19.0 kg	Ⓜ Fusible en serie Series fuse rating: 20 A
Ⓜ Cable Cable: TUV certified 4 mm ²	Ⓜ Carga mecánica Mechanical load: ≥ 5.400 Pa
Ⓜ Cristal Glass: High transmission glass 3.2 mm	Ⓜ Temp. funcionamiento Operating temperature: -40~+85
Ⓜ Caja de conexiones Junction box: 3 Bypass-Diode	Ⓜ Aplicación clase Application class: A
Ⓜ Cell Type: Mono PERC 158.75x158.75mm	
Ⓜ N° of cells: 60 (6x10)	

GARANTÍA DE RENDIMIENTO LINEAL LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

■ Garantía de rendimiento lineal / Linear performance warranty
■ Garantía de rendimiento estándar / Standard performance warranty

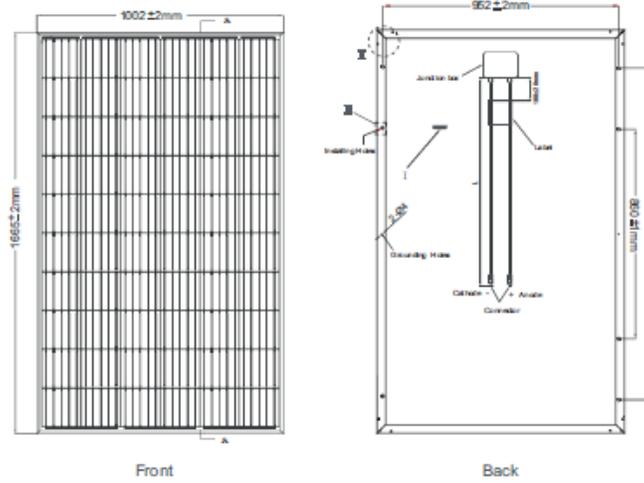


Especificaciones sujetas a cambios técnicos y pruebas. Exiom Solution se reserva el derecho de la correcta interpretación final. Specifications subject to technical changes and tests. Exiom Solution reserves the right of final interpretation.



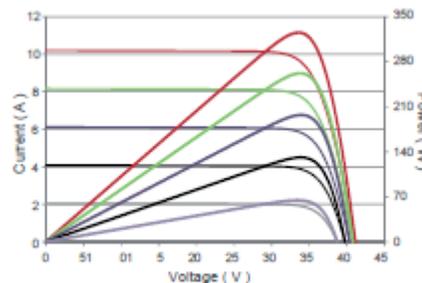
HEAD OFFICE: C/ SAN FRANCISCO, 5 - 5. 33003. OVIEDO
PHONE: +34 984 033 709 WWW.EXIOMSOLUTION.COM

EX315M(B)-158.75



TIPO TYPE	EX315M-60	EX320M-60	EX325M-60	EX330M-60	EX335M-60
STC 1000 W/M2. Module Temperature 25°C A.M1,5					
Potencia de salida Power output	315	320	325	330	335
Max. potencia tolerada Max. power tolerance (%)	0-+3%				
Eficiencia módulo Module efficiency (%)	18.88	19.18	19.48	19.78	20.08
Voltage Máximo voltage, VMP (V)	33.2	33.4	33.6	33.8	34.0
Intensidad máxima potencia Current, IMP (A)	9.49	9.59	9.68	9.77	9.87
Tensión circ. abierto Voltage open circuit, VOC (V)	40.7	40.9	41.1	41.3	41.5
Corriente de cortocircuito Short circuit current, ISC (A)	10.04	10.15	10.20	10.31	10.36
NOCT 800W/M2 Environment. Temperature 20°C A.M. 1,5					
Potencia de salida Power output	235	239	242	246	250
Voltage Máximo voltage, VMP (V)	31.2	31.4	31.6	31.8	32.0
Intensidad máxima potencia Current, IMP (A)	7.56	7.62	7.66	7.74	7.82
Tensión circ. abierto Voltage open circuit, VOC (V)	37.6	37.8	38.0	38.2	38.4
Corriente de cortocircuito Short circuit current, ISC (A)	8.33	8.444	8.54	8.65	8.74
COEFICIENTES DE TEMPERATURA TEMPERATURE COEFFICIENTS					
Coefficiente de temp. Temp. Coefficient (P _{MAX})	-0.37%/°C				
Coefficiente de temp. Temp. Coefficient (ISC)	0.048%/°C				
Coefficiente de temp. Temp. Coefficient (VOC)	-0.28%/°C				
NOCT	45±2°C				
I-V CURVAS CURVES					

Temperatura celdas | Cells temperature: 25°C. Current-Voltage & power Voltage Curve (325)





2. Inversor

SUNNY TRIPOWER
15000TL / 20000TL / 25000TL



Rentable

- Rendimiento máximo del 98,4 %
- Aumento del rendimiento sin trabajo de montaje gracias a la gestión de sombras integrada SMA ShadeFix

Seguro

- Descargador de sobretensión de CC integrable (DPS tipo II)

Flexible

- Tensión de entrada de CC hasta 1000 V
- Diseño de plantas perfecto gracias al concepto de multistring
- Pantalla opcional

Innovador

- Innovadoras funciones de gestión de red gracias a Integrated Plant Control
- Suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7)

SUNNY TRIPOWER 15000TL / 20000TL / 25000TL

El especialista flexible para plantas comerciales y centrales fotovoltaicas de gran tamaño

El Sunny Tripower es el inversor ideal para plantas de gran tamaño en el sector comercial e industrial. Gracias a su rendimiento del 98,4 %, no solo garantiza unas ganancias excepcionalmente elevadas, sino que a través de su concepto de multistring combinado con un amplio rango de tensión de entrada también ofrece una alta flexibilidad de diseño y compatibilidad con muchos módulos fotovoltaicos disponibles.

La integración de nuevas funciones de gestión de energía como, por ejemplo, Integrated Plant Control, que permite regular la potencia reactiva en el punto de conexión a la red tan solo por medio del inversor, es una firme apuesta de futuro. Esto permite prescindir de unidades de control de orden superior y reducir los costes del sistema. El suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7) es otra de las novedades que ofrece.

SMA SMART CONNECTED

Servicio técnico integrado para un confort absoluto

SMA Smart Connected* es la monitorización gratuita del inversor a través de Sunny Portal de SMA. Si se produce un error en un inversor, SMA informa de manera proactiva al operador de la planta y al instalador. Esto ahorrará valiosas horas de trabajo y costes.

Con SMA Smart Connected el instalador se beneficia del diagnóstico rápido de SMA, lo que le permite solucionar los errores con rapidez y ganarse la simpatía del cliente con atractivas prestaciones adicionales.



ACTIVACIÓN DE SMA SMART CONNECTED

El instalador activa SMA Smart Connected durante el registro de la planta en Sunny Portal y de este modo se beneficia de la monitorización automática de inversores por parte de SMA.



MONITORIZACIÓN AUTOMÁTICA DE INVERSORES

Con SMA Smart Connected, SMA se hace cargo de la monitorización de los inversores. SMA supervisa cada uno de los inversores de forma automática y permanente para detectar anomalías en el funcionamiento. De este modo, los clientes se benefician de la vasta experiencia de SMA.



COMUNICACIÓN PROACTIVA EN CASO DE ERRORES

Tras el diagnóstico y el análisis de un error, SMA informa de inmediato al instalador y al cliente final por correo electrónico. Así todas las partes están perfectamente preparadas para corregir el error. Esto minimiza el tiempo de parada y, en consecuencia, ahorra tiempo y dinero. Gracias a los informes regulares sobre el rendimiento se obtienen valiosas conclusiones adicionales acerca del sistema completo.



SERVICIO DE RECAMBIO

En caso de requerirse un equipo de recambio, SMA suministra automáticamente un nuevo inversor en el plazo de 1 a 3 días tras diagnosticarse el error. El instalador puede dirigirse de forma activa al operador de la planta para la sustitución del inversor.

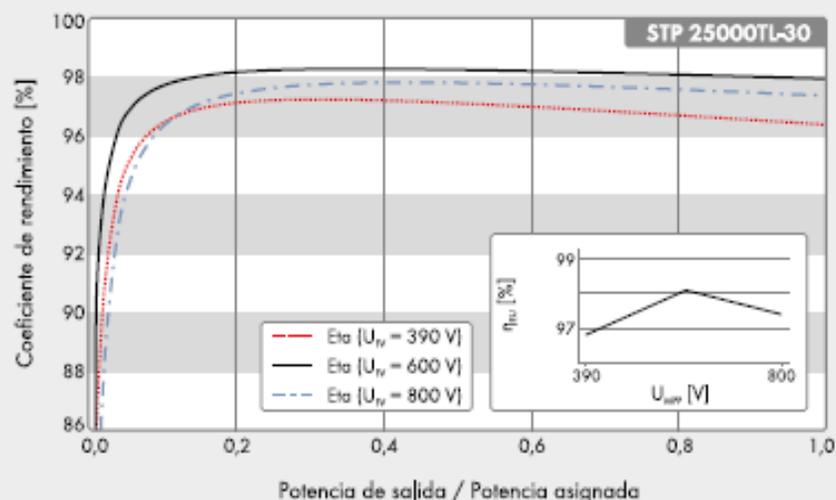


SERVICIO DE RENDIMIENTO

El operador de la planta puede exigir un pago compensatorio de parte de SMA si el inversor de recambio no se entrega dentro del plazo de 3 días.

* Para más detalles, véase el documento "Descripción de los servicios: SMA SMART CONNECTED"

Curva de rendimiento



Accesorios



Interfaz RS485
DM-485CB-10



Power Control Module
PWCMOD-10



Descargador de sobretensión
de CC tipo II, entradas A y B
DCSPD KIT3-10



Relé multifunción
MFR01-10

● De serie ○ Opcional – No disponible
Datos en condiciones nominales
Actualizada: 03/2020

Datos técnicos

Entrada (CC)

Potencia máx. del generador fotovoltaico
Potencia asignada de CC
Tensión de entrada máx.
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada
Tensión de entrada mín./de inicio
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP

Salida (CA)

Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)
Potencia máx. aparente de CA
Tensión nominal de CA
Rango de tensión de CA
Frecuencia de red de CA/rango
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red
Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida
Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable
THD
Fases de inyección/conexión

Sunny Tripower 15000TL	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
27000 Wp	36000 Wp	45000 Wp
15330 W	20440 W	25550 W
1000 V	1000 V	1000 V
240 V a 800 V/600 V	320 V a 800 V/600 V	390 V a 800 V/600 V
150 V/188 V	150 V/188 V	150 V/188 V
33 A/33 A	33 A/33 A	33 A/33 A
2/A:3; B:3	2/A:3; B:3	2/A:3; B:3
15000 W	20000 W	25000 W
15000 VA	20000 VA	25000 VA
	3 / N / PE; 220 V / 380 V	
	3 / N / PE; 230 V / 400 V	
	3 / N / PE; 240 V / 415 V	
	180 V a 280 V	
	50 Hz/44 Hz a 55 Hz	
	60 Hz/54 Hz a 65 Hz	
	50 Hz/230 V	
29 A/21,7 A	29 A/29 A	36,2 A/36,2 A
	1/0 inductivo a 0 capacitivo	
	≤ 3%	
	3/3	

Rendimiento			
Rendimiento máx./europeo	98,4%/98,0%	98,4%/98,0%	98,3%/98,1%
Dispositivos de protección			
Punto de desconexión en el lado de entrada		●	
Monitorización de toma a tierra/de red		● / ●	
Descargador de sobretensión de CC: DPS tipo II		○	
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica		● / ● / -	
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal		●	
Clase de protección (según IEC 62109-1)/categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)		I / AC: III; DC: II	
Datos generales			
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 in)		
Peso	61 kg (134,48 lb)		
Rango de temperatura de servicio	-25 °C a +60 °C (-13 °F a +140 °F)		
Emisión sonora, típica	51 dB(A)		
Autoconsumo nocturno	1 W		
Topología/principio de refrigeración	Sin transformador/OptiCool		
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65		
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H		
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100%		
Equipamiento / función / accesorios			
Conexión de CC/CA	SUNCLIX/Borne de conexión por resorte		
Pantalla	○		
Interfaz: RS485, Speedwire/Webconnect	○ / ●		
Interfaz de datos: SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●		
Relé multifunción/Power Control Module	○ / ○		
Gestión de sombras SMA ShadeFix/Integrated Plant Control/Q on Demand 24/7	● / ● / ●		
Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller	● / ●		
Garantía: 5/10/15/20 años	● / ○ / ○ / ○		
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, DEWA 2.0, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA 2013, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, RfG compliant, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-ARN 4105, VFR 2014		
* No es válido para todas las ediciones nacionales de la norma EN 50438			
Modelo comercial	STP 15000TL-30	STP 20000TL-30	STP 25000TL-30

ANEXO II: Simulación PVsyst

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : Diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo para una industria farmacéutica en Sant Cugat del Valles

Sitio geográfico	Sant Cugat del Vallès	País	Espana	
Ubicación	Latitud	41.47° N	Longitud	2.09° E
Tiempo definido como	Hora Legal	Huso horario UT+1	Altitud	116 m
	Albedo	0.20		
Datos meteorológicos:	Sant Cugat del Vallès	Meteonorm 7.2 (1991-2010), Sat=19% - Sintético		

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Fecha de simulación 09/05/20 12h36

Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados		
Orientación plano captador	Inclinación	11°	Acimut	0°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Horizonte	Sin horizonte			
Sombreados cercanos	Sin sombreado			
Necesidades del usuario :	Carga ilimitada (red)			

Características del conjunto FV

Módulo FV	Si-mono	Modelo	EX335M-60		
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Exiom solution S.A		
Número de módulos FV		En serie	18 módulos	En paralelo	25 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	450	Pnom unitaria	335 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	151 kWp	En cond. de funciona.	140 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	569 V	I mpp	246 A
Superficie total		Superficie módulos	751 m²		

Inversor

Base de datos PVsyst original		Modelo	Sunny Tripower 25000TL-30		
Características		Fabricante	SMA		
		Voltaje de funcionam.	390-800 V	Pnom unitaria	25.0 kWac
Paquete de inversores		Núm. de inversores	5 unidades	Potencia total	125 kWac
				Relación Pnom	1.21

Factores de pérdida del conjunto FV

Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	38 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC	
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas	-0.8 %	
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP	
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas	0.10 %	
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05	

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo para una industria farmacéutica en Sant Cugat del Valles

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

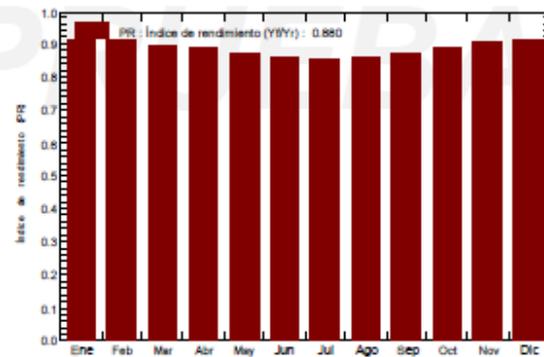
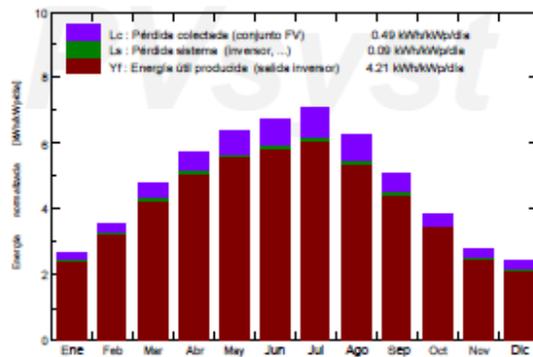
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	11°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	EX335M-60	Pnom 335 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	450	Pnom total 151 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Tripower 25000TL-30	25.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	5.0	Pnom total 125 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Resultados principales de la simulación

Producción del sistema	Energía producida	231.4 MWh/año	Produc. específica	1535 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	87.99 %		
Inversión	Total incl. impuestos	183011.40 EUR	Específico	1.21 EUR/Wp
Costo anual	Anualidades (Préstamo 0.00%, 20 años)	0.00 EUR/año	Costo de explotación	700.00 EUR/año
Costo de energía		0.04 EUR/kWh	Payback period	7.4 años

Producciones normalizadas (por kWp Instalado): Potencia nominal 151 kWp

Índice de rendimiento (PR)



Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	64.0	22.88	8.02	82.9	78.9	11.63	11.40	0.912
Febrero	82.8	33.20	9.15	99.8	95.8	14.00	13.74	0.913
Marzo	130.9	46.37	12.05	147.2	142.1	20.31	19.91	0.897
Abril	161.4	66.24	14.34	171.5	165.8	23.50	23.03	0.891
Mayo	193.4	73.14	18.12	197.4	190.7	26.52	25.98	0.873
Junio	201.3	77.91	22.21	202.5	196.0	26.84	26.29	0.861
Julio	216.9	74.99	24.57	220.2	213.1	28.97	28.37	0.855
Agosto	183.8	77.34	24.64	192.8	186.5	25.57	25.04	0.862
Septiembre	138.2	53.55	20.80	152.5	147.2	20.48	20.06	0.873
Octubre	103.0	41.55	17.51	120.3	115.6	16.40	16.07	0.886
Noviembre	66.8	30.39	11.89	83.3	79.5	11.58	11.36	0.904
Diciembre	55.4	21.39	8.51	73.9	70.1	10.33	10.13	0.910
Año	1598.0	618.95	16.03	1744.3	1681.2	236.14	231.39	0.880

Legendas: GlobHor Irradiación global horizontal
 DiffHor Irradiación difusa horizontal
 T_Amb T. amb.
 GlobInc Global incidente plano receptor
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 EArray Energía efectiva en la salida del conjunto
 E_Grid Energía inyectada en la red
 PR Índice de rendimiento

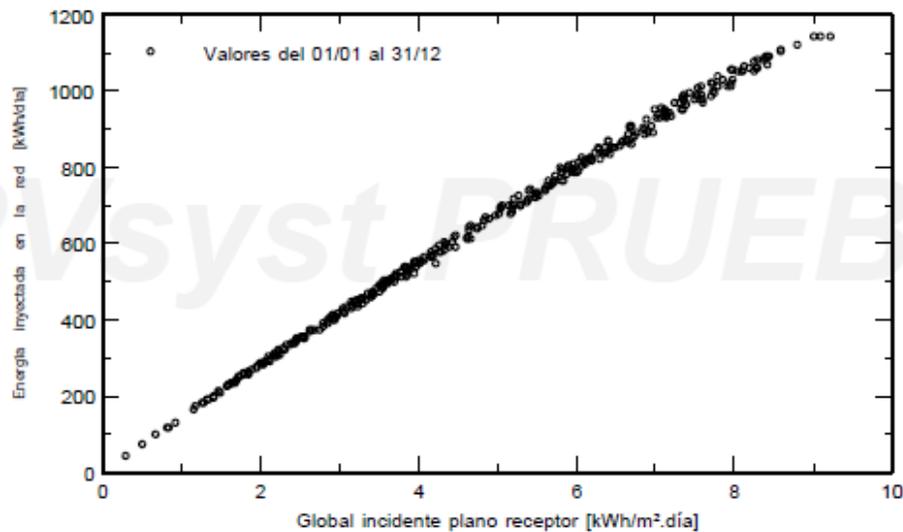
Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : Diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo para una industria farmacéutica en Sant Cugat del Valles

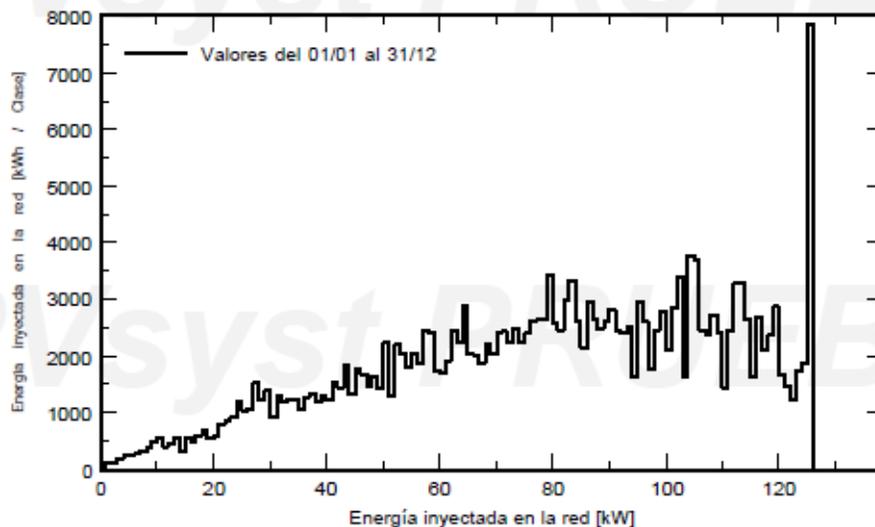
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	11°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	EX335M-60	Pnom 335 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	450	Pnom total 151 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Tripower 25000TL-30	25.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	5.0	Pnom total 125 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



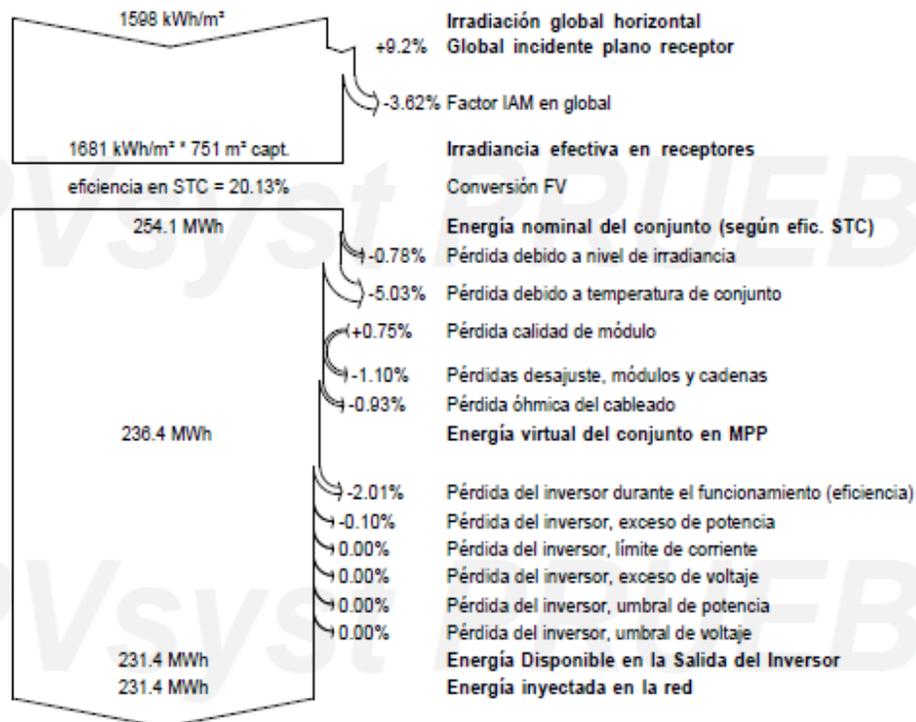
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo para una industria farmacéutica en Sant Cugat del Valles

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	11°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	EX335M-60	Pnom 335 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	450	Pnom total 151 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Tripower 25000TL-30	25.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	5.0	Pnom total 125 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año



ANEXO III: Resultados del estudio económico

Sistema Conectado a la Red: Evaluación económica

Proyecto : Diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo para una industria farmacéutica en Sant Cugat del Valles

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	11°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	EX335M-60	Pnom 335 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	450	Pnom total 151 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Tripower 25000TL-30	25.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	5.0	Pnom total 125 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Inversión

Direct costs

Módulos FV

EX335M-60 450 unidades 242.75 EUR / unidad 109'237.50 EUR

Inversores

Sunny Tripower 25000TL-30 5 unidades 3'383.16 EUR / unidad 16'915.80 EUR

Studies and analysis

Ingeniería 3'000.00 EUR

Environmental studies 500.00 EUR

Economic analysis 500.00 EUR

Installation

Transporte 400.00 EUR

Accessories, fasteners 6'820.10 EUR

Grid connection 5'690.00 EUR

Puntos de recarga coche eléctrica 12 unidades 599.00 EUR / unidad 7'188.00 EUR

Marquesina simple 14'260.00 EUR

Marquesina doble 18'500.00 EUR

Inversión neta (CAPEX) 183'011.40 EUR

Operating costs

Manten.

Reparation 500.00 EUR / año

Cleaning 200.00 EUR / año

Total (OPEX) 700.00 EUR / año

Operating costs (OPEX) incl. Inflation (2.00%) 879.81 EUR / año

Resumen del sistema

Inversión neta 183'011.40 EUR

Own funds 183'011.40 EUR

Préstamo 0.00 EUR

Costo total anual (inc. inflation 2.00 % / año) 879.81 EUR / año

Energía producida 231 MWh / año

Costo de la energía producida 0.035 EUR / kWh

(sum of costs over lifetime / total production over lifetime)

Sistema Conectado a la Red: Balance financiero a largo plazo

Proyecto : **Diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo para una industria farmacéutica en Sant Cugat del Valles**

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

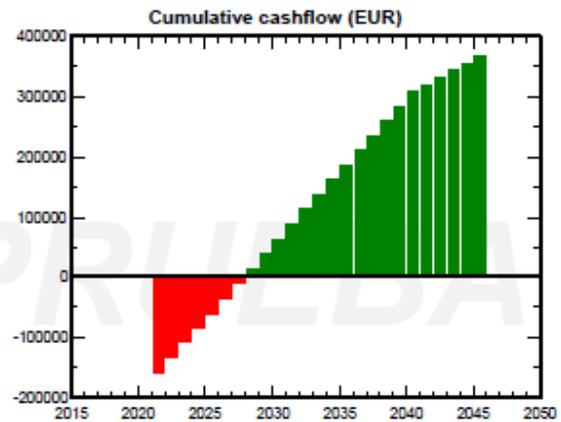
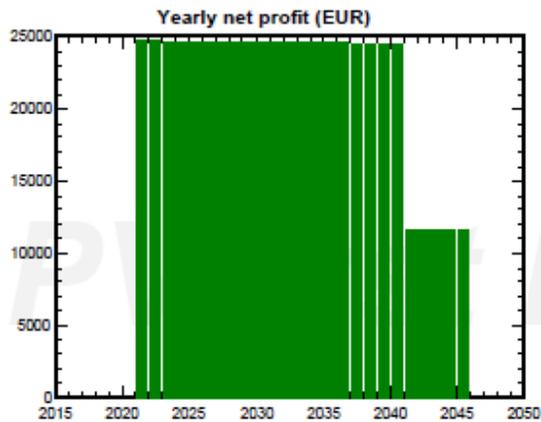
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	11°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	EX335M-60	Pnom 335 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	450	Pnom total 151 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Tripower 25000TL-30	25.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	5.0	Pnom total 125 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Electricity sale

Feed-in tariff	0.11 EUR/kWh
Duration of tariff warranty	20 años
Annual connection tax	0.00 EUR
Annual tariff variation	0.0 % / año
Feed-in tariff variation after warranty	-50.00 %

Return on investment

Project lifetime	25 años
Payback period	7.4 años
Net profit at end of lifetime	367'254.08 EUR
Return on investment (ROI)	200.7 %



PVsystem PRUEBA

ANEXO IV: Resultados del estudio ambiental

Sistema Conectado a la Red: CO2 Balance

Proyecto : Diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo para una industria farmacéutica en Sant Cugat del Valles

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	11°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	EX335M-60	Pnom 335 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	450	Pnom total 151 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Tripower 2500TL-30	25.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	5.0	Pnom total 125 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Produced Emissions	Total: 278.00 tCO2		
	Source: Detailed calculation from table below		
Replaced Emissions	Total: 3173.3 tCO2		
	System production: 231.39 MWh/año	Lifetime: 25 years	
		Annual Degradation: 1.0 %	
	Grid Lifecycle Emissions: 549 gCO2/kWh		
	Source: Energy Mix from table below		
	Energy Mix LCE definitions: IPCC 50 percentile	Fractions: Custom	

CO2 Emission Balance **Total:** 2542.2 tCO2

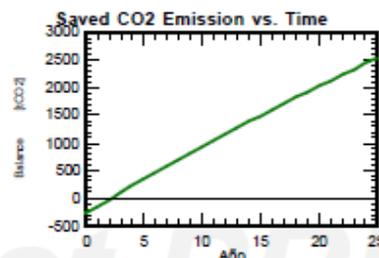
System Lifecycle Emissions Details:

Item	Modules	Supports
LCE	574 kgCO2/modules	4.40 kgCO2/kg
Quantity	450 modules	4500 kg
Subtotal [kgCO2]	258193	19810

Grid Energy Mix Details:

Energy Type	Coal	Hydropower	Wind	Nuclear	Natural Gas
LCE [gCO2/kWh]	1001	4	12	16	469
Fraction [%]	8	2	4	12	20
Energy Type	Oil	Solar Thermal	Solar PV	Geothermal	Biomass
LCE [gCO2/kWh]	840	22	46	45	18
Fraction [%]	44	2	2	1	4

LCE Grid Fractions Comment:



Resumen

Los sistemas fotovoltaicos se han convertido en una fuente prometedora de energía verde, que aspira a reducir las emisiones de dióxido de carbono y promover el uso de energías renovables. En este trabajo, se dimensionó una instalación fotovoltaica de autoconsumo para una industria farmacéutica ubicada en Sant Cugat del Vallés (Barcelona). El sistema ha sido diseñado con 450 módulos fotovoltaicos monocristalinos, cada uno con una potencia nominal de 335Wp y de la marca Exiom Solution S.A. El diseño de los módulos se ha distribuido en un arreglo de 25 strings conectados en paralelo, cada string con 18 módulos en serie. En total, la instalación cuenta con 5 inversores Sunny Tripower 25000TL-30 de la marca SMA. La potencia en DC se estimó en 150,75 kWp y en AC en 125 kW, con una relación DC / AC de 1,21.

La tecnología solar fotovoltaica se instalará en marquesinas que cubren 60 plazas de parking con un área de 750 m². Con el objetivo de fomentar el uso del coche eléctrico, la instalación se ha diseñado con 12 puntos de recarga para coche eléctrico distribuidos dentro de la estructura de soporte. Las marquesinas y los elementos de control y protección se seleccionaron de la marca Circutor. Finalmente, se estima que el sistema producirá 231.5MWh de electricidad al año con una inversión inicial de 183.010.00 €, y una ganancia neta de 365.254.08 € durante un período de 25 años, lo que ratifica la viabilidad y rentabilidad del proyecto.

Abstract

Photovoltaic systems have become in a promising source of green energy, which it aspires to reduce carbon dioxide emissions and promote the use of renewables energies. In this work, a self-consumption photovoltaic installation was sized for a pharmaceutical industry located in Sant Cugat del Vallés (Barcelona). The system has been designed with 450 monocrystalline photovoltaic modules, each one with a nominal power of 335Wp from Exiom Solution S.A brand. The layout of the modules has been distributed in an array of 25 strings connected in parallel, each string with 18 modules in a serial connection. Altogether, the installation has 5 inverters Sunny Tripower 25000TL-30 from SMA brand. The power in DC was estimated at 150.75 kWp and in AC at 125 kW with a DC/AC ratio of 1.21.

The photovoltaic solar technology will be installed on canopies covering 60 parking lots with an area of 750 m². In order to encourage the use of the electric car, the installation has been designed with 12 charging points for the electric car. Canopies, control, and security elements were chosen from Circutor brand. Finally, it has been estimated that the system will produce 231.5MWh of electricity at year with an initial investment of 183.010.00 € and a net profit of 365.254.08 € over a period of 25 years, which it ratifies the project's viability and profitability.