

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL



INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE
AUTOCONSUMO PARA ALIMENTAR UNA
VIVIENDA UNIFAMILIAR EN VILLAJOSYOSA,
ALICANTE

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Diciembre - 2025

AUTOR: Carlos del Nero Castón

DIRECTOR/ES: Carolina Senabre Blanes

Sergio Valero Verdú

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	8
1.1. AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO.....	8
1.2. NORMATIVA Y EVOLUCIÓN HISTÓRICA	9
1.3. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	11
1.3.1. EMPLAZAMIENTO	11
1.3.2. INSTALACIONES DEL MERCADO	13
1.3.3. CONSUMOS	15
2. EVALUACIÓN DEL RECURSO SOLAR.....	16
2.1. DATOS CLIMATOLÓGICOS DE ALICANTE.....	16
2.1.1. TEMPERATURAS DE LA ZONA	18
2.1.2. ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LOS PANELES.....	19
2.2. ESTUDIOS DE SOMBRAS.....	20
2.2.1. INFLUENCIA DE LA OROGRAFÍA.....	20
2.3. IRRADIACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO.....	24
3. CONSUMO ENERGÉTICO DE LA VIVIENDA	27
4. DIMENSIONADO DEL SISTEMA.....	30
4.1. DATOS DE PARTIDA	30
4.2. CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN	31
4.3. CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR.....	35

4.3.1. ESTUDIO DE COMPATIBILIDAD DE INVERSOR Y PANELES SOLARES SELECCIONADOS	36
4.4. ESTRUCTURA DE SOPORTE Y FIJACIÓN DE MÓDULOS.....	38
4.5. CABLEADO	39
4.5.1. CABLEADO CORRIENTE CONTINUA	41
4.5.1.1. CÁLCULO DE SECCIÓN MEDIANTE EL CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA	42
4.5.1.2. CÁLCULO DE LA SECCIÓN MEDIANTE EL CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN.....	42
4.5.2. CABLEADO CORRIENTE ALTERNA	43
4.5.2.1. CÁLCULO DE LA SECCIÓN MEDIANTE EL CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA.	44
4.5.2.2. CÁLCULO DE LA SECCIÓN MEDIANTE EL CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN.....	46
4.6. CONEXIÓN DE TOMA A TIERRA	46
4.7. PROTECCIONES	47
4.7.1. PROTECCIONES PARA CORRIENTE CONTINUA	48
4.7.2. PROTECCIONES PARA CORRIENTE ALTERNA.....	49
4.8. CAJAS DE PROTECCIÓN	49
5. ESTUDIO DE VIABILIDAD.....	50
5.1. TASA DE COBERTURA Y AUTOCONSUMO	55
5.2. BATERÍAS DE LITIO	56
6. ESTUDIO ECONÓMICO	57
6.1. PRESUPUESTO	57

6.2. RENTABILIDAD	58
6.3. RENTABILIDAD DE BATERÍA DE LITIO.....	63
7. ESQUEMA UNIFILAR.....	65
8. DOCUMENTO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.....	66
8.1. OBJETO.....	66
8.2. DATOS GENERALES DEL PROYECTO	66
8.3. DATOS GENERALES DEL PROYECTO	66
8.4. INTERFERENCIA CON SERVICIOS	67
8.5. FASES PREVISTAS EN LA OBRA.....	67
8.6. MAQUINARIA, EQUIPOS Y HERRAMIENTAS PREVISTAS	68
8.7. ANÁLISIS E IDENTIFICACIÓN PRELIMINAR DE RIESGOS LABORALES	69
8.8. ANÁLISIS DE RIESGOS LABORALES POR FASES DE OBRA.....	69
8.9. ANÁLISIS DE RIESGOS CLASIFICADOS POR MAQUINARIA.....	71
8.10. INSTALACIONES DE SALUBRIDAD.....	73
8.11. OBLIGACIONES DEL PROMOTOR.....	73
8.12. COORDINADOR EN MATERIA DE SEGURIDAD Y SALUD 74	
8.13. PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD	74
8.14. OBLIGACIONES DE TRABAJADORES AUTÓNOMOS.....	74
8.15. LIBRO DE INCIDENCIAS	74
8.16. DERECHOS DE LOS TRABAJADORES	75
9. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS.....	76

9.1. OBJETO	76
9.2. NORMATIVA BÁSICA DE REFERENCIA.....	76
9.3. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN.....	77
9.4. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN.....	78
9.5. INSTALACIÓN DE MODULOS FOTOVOLTAICOS.....	78
9.6. INVERSOR.....	78
9.7. CABLEADO	79
9.8. PROTECCIONES	79
9.9. PUESTA A TIERRA	79
9.10. CONEXIÓN A RED	80
9.11. PRODUCCIÓN ENERGÉTICA	80
9.12. CONSIDERACIONES FINALES	80
10. CONCLUSIÓN	81

ANEXO 1. DOCUMENTO PVGIS

ANEXO 2. FICHA CARACTERÍSTICAS PANELES FOTOVOLTAICOS

ANEXO 3. FICHA CARACTERÍSTICAS INVERSOR

ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS

Figuras

Figura 1. La evolución del autoconsumo en España.....	8
Figura 2. Localidad de Villajoyosa	12
Figura 3. Área de la cubierta de la vivienda unifamiliar.....	12
Figura 4. Ejemplo instalación fotovoltaica aislada	13
Figura 5. Ejemplo instalación de autoconsumo conectada a red.....	14
Figura 6. Consumos mensuales (kWh)	15
Figura 7. Mapa de Radiación solar en España	17
Figura 8. Mapa de las zonas climáticas de España	17
Figura 9. Irradiación horizontal media diaria en Alicante	18
Figura 10. Representación gráfica del entorno mediante Autocad	22
Figura 11. Diagrama de trayectorias del sol.....	23
Figura 12. Irradiación solar proporcionada por PVGIS en la ubicación.....	26
Figura 13. Estimación anual de irradiación proporcionado por PVGIS	27
Figura 14. Curva de carga diaria por mes	27
Figura 15. Curva de carga diaria promedio anual.....	28
Figura 16. Irradiación solar proporcionada por PVGIS en la ubicación.....	33
Figura 17. Estimación anual de irradiación proporcionado por PVGIS	34
Figura 18. Área de instalación de módulos fotovoltaicos.....	34
Figura 19. Inversor Huawei SUN2000-2KTL-L1.....	36
Figura 20. Irradiación solar por horas proporcionada por PVGIS en la ubicación	52

Tablas

Tabla 1. Coordenadas geográficas de la localización de la instalación	11
Tabla 2. Consumos mensuales (kWh).....	15
Tabla 3. Irradiación solar proporcionada por PVGIS en la ubicación	14

Tabla 4. Temperaturas medias, máximas y mínimas mensuales (°C) en Alicante.	19
Tabla 5. Hora de la salida del sol por estaciones en Alicante	21
Tabla 6. Tablas de referencia	23
Tabla 7. Tabla de umbrales	24
Tabla 8. Curva de carga diaria promedio anual en Wh.....	28
Tabla 9. Tabla de características del panel solar Astro N5	30
Tabla 10. Propiedades del inversor Huawei SUN2000-2KTL-L1	36
Tabla 11. Características del cable.....	41
Tabla 12. Intensidades Admisibles ITC-19.....	45
Tabla 13. Tabla viabilidad mes de marzo	50
Tabla 14. Justificación de realización de los meses siguientes.....	51
Tabla 15. Precio medio por mes (€/kWh).	52
Tabla 16. Impacto económico mensual.....	54
Tabla 17. Impacto económico anual	55
Tabla 18. Tasa de cobertura y autoconsumo	56
Tabla 19. Presupuesto de instalación fotovoltaica	58
Tabla 20. Estudio mediante el método VAN	60
Tabla 21. Estudio mediante el método TIR	62
Tabla 22. Estudio mediante el método VAN y TIR.....	63

1. INTRODUCCIÓN

1.1. AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO

Hoy en día, el autoconsumo se posiciona como una opción ampliamente adoptada y financieramente atractiva para garantizar el autoabastecimiento eléctrico en los hogares a nivel global. No se limita únicamente a las grandes empresas generadoras y distribuidoras de energía, sino que también es aprovechado por el consumidor individual. La incorporación de la energía fotovoltaica ofrece dos ventajas esenciales: reduce la dependencia de recursos naturales no renovables, como el petróleo y el carbón, y disminuye de forma notable los costes asociados a la factura eléctrica.

En España, según los datos publicados recientemente por la Comisión Nacional de los Mercados de Competencia (CNMC), a finales de 2022 se notificaron alrededor de 80.000 clientes que cuentan con sistemas de autoconsumo, siendo la energía solar fotovoltaica la principal fuente. Estos clientes generaron aproximadamente 4.200 GWh, lo que equivale a cerca del 40% de la energía que consumen. Además, se prevé que, en los próximos años, el sector del autoconsumo experimente un crecimiento exponencial, impulsado especialmente por las instalaciones residenciales y de pequeñas empresas con tarifa 2.0 TD.

En la Figura 1 se ilustra la potencia instalada acumulada, expresada en megavatios, correspondiente a las instalaciones de autoconsumo. Las cifras proyectadas para 2025 y 2030 son estimaciones basadas en tendencias actuales.

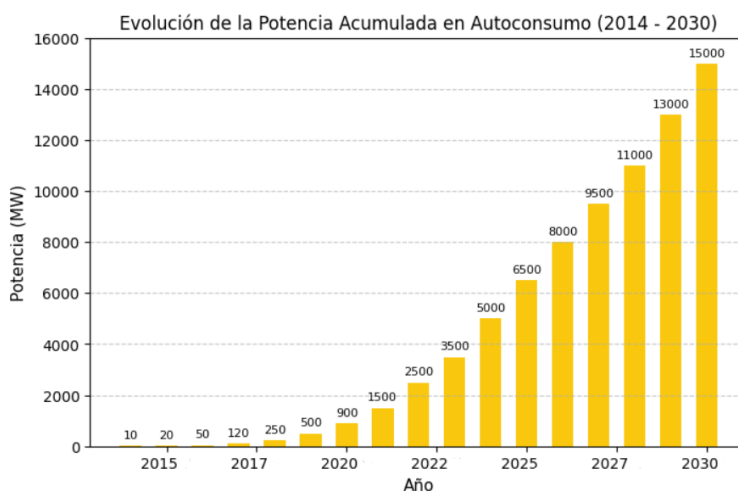


Figura 1. La evolución del autoconsumo en España.

1.2. NORMATIVA Y EVOLUCIÓN HISTÓRICA

La introducción de la energía fotovoltaica en España se remonta a la publicación del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, cuyo propósito era fomentar la generación de energía eléctrica a partir de cogeneración, residuos y fuentes renovables. Posteriormente, este decreto fue sustituido por el Real Decreto 436/2004, que revisó las primas con la finalidad de hacer la tecnología fotovoltaica más atractiva y rentable.

Mediante el Real Decreto 661/2007 se pretendió, por un lado, reducir la dependencia energética del exterior y, por otro, maximizar la utilización de los recursos autóctonos, impulsando el empleo de energías renovables como respuesta a una creciente concienciación ambiental. A su vez, se buscaba alcanzar la máxima eficiencia en la generación eléctrica, con la meta de propiciar un desarrollo más sostenible en los ámbitos económico, medioambiental y social. Asimismo, se fijó que cerca del 12% del consumo energético total y el 29,4% de la generación eléctrica debían proceder de fuentes renovables, en consonancia con los compromisos adquiridos en el Protocolo de Kioto.

La existencia de primas elevadas por cada megavatio instalado propició un auge sin precedentes de la fotovoltaica durante 2007 y 2008. Así, la potencia instalada creció desde 100 MW en 2006 hasta 500 MW a finales de 2007, lo que situó a España con el 70% de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Gracias al Real Decreto 436/2004 y al Real Decreto 661/2007, el país se convirtió en uno de los líderes mundiales en potencia fotovoltaica instalada.

La coyuntura dio un giro notable en 2008, cuando el sistema eléctrico generó un déficit de tarifa insostenible. El Real Decreto 1578/2008 introdujo entonces un recorte drástico de las primas, diferenciando los incentivos en función de la ubicación de la instalación, en terreno o sobre cubierta, lo que ralentizó de forma significativa la construcción de nuevas plantas.

Tras este parón, con el Real Decreto 1699/2011 se impulsaron de nuevo las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red de pequeña potencia, marcando así un nuevo punto de partida para el desarrollo de la fotovoltaica en España.

El 10 de octubre de 2015 se dio a conocer en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el Real Decreto 900/2015, por el cual se regulan los aspectos administrativos, técnicos y

económicos aplicables al suministro de energía eléctrica mediante autoconsumo. Con el propósito de salvaguardar la seguridad del sistema, el decreto establece una serie de requisitos mínimos que deben cumplir todas las instalaciones. Asimismo, se introduce la obligación de que estas instalaciones contribuyan a la financiación de los costes y servicios del sistema, en igualdad de condiciones con el resto de los consumidores.

En el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, se introduce una modificación cuyo objetivo es reforzar la protección de los consumidores y acelerar de forma urgente la transición energética. Mediante esta norma, se confiere una mayor autonomía tanto a los usuarios como a los productores, favoreciendo el desarrollo del autoconsumo. Para ello, se derogan diversos artículos del Real Decreto 900/2015, impulsando así la expansión de esta modalidad. Asimismo, se elimina el conocido “Impuesto al sol” (peaje de respaldo) en las instalaciones fotovoltaicas. Estas medidas contribuyen a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, alineándose con los objetivos establecidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

En la actualidad, el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, establece el marco administrativo, técnico y económico aplicable al autoconsumo de energía eléctrica. Desde la perspectiva del sistema eléctrico, la incorporación del autoconsumo conlleva una ligera merma en los ingresos por peajes y cargos, dado que reduce la demanda de energía proveniente de las redes de transporte y distribución. No obstante, se prevé que esta disminución se compense con el incremento de ingresos resultante de la electrificación de la economía, tal y como contempla el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC). Así, el balance global se prevé positivo.

Por su parte, el PNIEC define las estrategias, los retos y las medidas diseñadas para el cumplimiento de los objetivos de energía y clima. En la denominada “Medida 1.4. Desarrollo del autoconsumo con renovables y la generación distribuida”, se establecen las directrices relacionadas con el autoconsumo, acercando la generación al consumo y reduciendo las pérdidas.

1.3. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

El presente Trabajo Fin de Máster (TFM) tiene como propósito principal justificar y contrastar cada uno de los parámetros seleccionados para el diseño de una instalación solar de autoconsumo. Con este fin, se realiza un análisis detallado que contempla tanto los aspectos técnicos como los económicos y normativos.

El objetivo principal del sistema fotovoltaico es suministrar energía a una vivienda unifamiliar, como residencia situada en la localidad de Villajoyosa, Alicante. Para ello, se ha diseñado una instalación conectada a la red, lo que implica la presencia de dos conexiones: una para el autoconsumo solar y otra para la red eléctrica. Este enfoque garantiza un suministro eléctrico continuo que cubra por completo la demanda de la vivienda.

A continuación, se presentan diversos datos de interés, como la ubicación geográfica (latitud y longitud), la irradiación solar en la zona, el consumo eléctrico mensual (o energía demandada), las dimensiones de la cubierta y los valores de temperatura (medias, máximas y mínimas) correspondientes al emplazamiento.

1.3.1. EMPLAZAMIENTO

El proyecto se desarrollará sobre la cubierta de una vivienda unifamiliar situada en Villajoyosa, dentro de la provincia de Alicante, perteneciente a la Comunidad Valenciana. A continuación, se detallan las coordenadas exactas de la vivienda, acompañadas de un mapa obtenido a través de Google Earth Pro.

El único elemento que proyecta sombra sobre la cubierta y que podría impactar la captación solar es el árbol existente, cuyo efecto ha sido evaluado y documentado en un estudio posterior.

Latitud	Longitud	Elevación
38.526°	-0, 240°	67 m

Tabla 1. Coordenadas geográficas de la localización de la instalación.

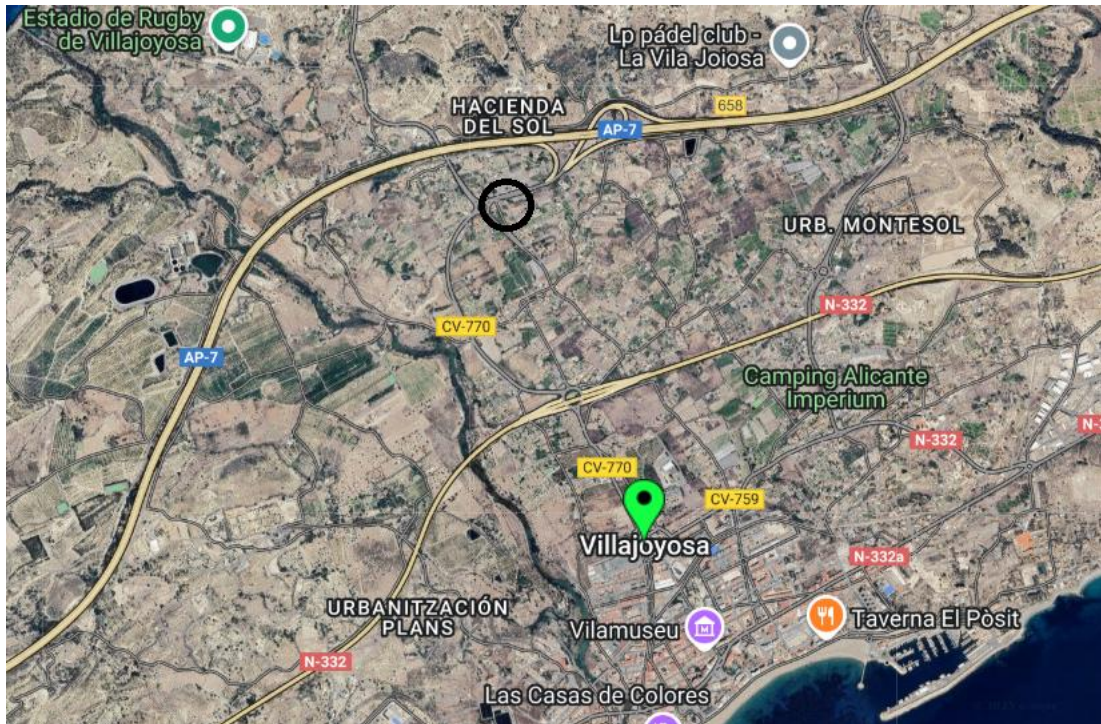


Figura 2: Localidad de Villajoyosa.



Figura 3: Área de la cubierta de la vivienda unifamiliar.

1.3.2. INSTALACIONES DEL MERCADO

Actualmente, los sistemas fotovoltaicos se clasifican principalmente en dos grandes categorías en función de su conexión con la red de distribución eléctrica:

- **Instalaciones Fotovoltaicas Aisladas de la Red (Off-Grid)**
 - Principio de Funcionamiento: Su operación se basa en la autonomía energética total. Toda la energía generada es consumida localmente, y el excedente se destina al almacenamiento en baterías
 - Función del Almacenamiento: Las baterías se cargan durante las horas de alta radiación solar (o con el excedente no utilizado) y actúan como fuente de suministro eléctrico durante la noche o en periodos de baja generación (mal tiempo).
 - Aplicación Típica: Se utilizan predominantemente para el autoconsumo en emplazamientos remotos donde el acceso a la red eléctrica pública es inviable o inexistente, buscando la independencia energética.

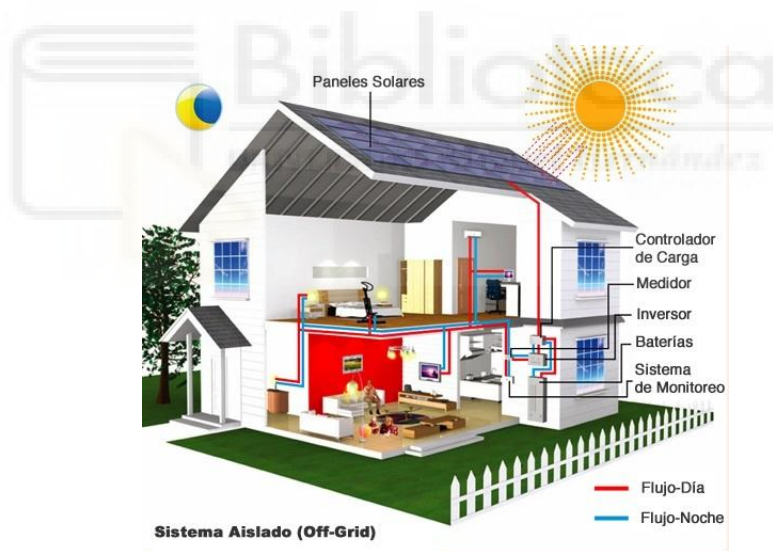


Figura 4: Ejemplo instalación fotovoltaica aislada.

- **Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a la Red (On-Grid)**
 - Principio de Funcionamiento: El sistema opera en paralelo con la red eléctrica pública, lo que permite el intercambio bidireccional de energía. La energía generada es consumida instantáneamente por el edificio (autoconsumo)
 - Gestión de Excedentes: Tienen la capacidad de verter la energía sobrante que no se consume en la instalación a la red de distribución.
 - Elementos Clave: Requieren de elementos específicos para la gestión y seguridad,

como el inversor (para convertir CC a CA), y un contador bidireccional (para registrar la energía consumida y la energía vertida a la red), además de los sistemas de protección necesarios (que se detallarán más adelante).

- Aplicación Típica: Autoconsumo en áreas urbanas y rurales con acceso a la red, siendo la tipología más común para instalaciones residenciales y comerciales.

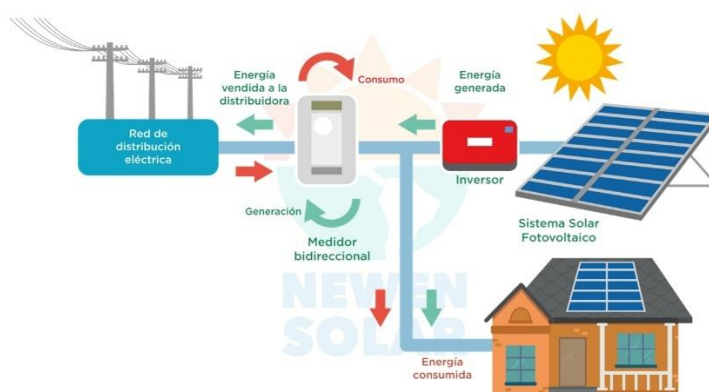


Figura 5: Ejemplo de una instalación de autoconsumo conectada a red.



1.3.3. CONSUMOS

En la Tabla 2 y en la Figura 4 se muestran los datos de consumos mensuales desde marzo de 2024 hasta febrero de 2025. Se observa que a lo largo del año se aprecia variación, en las diferentes estaciones del año siendo el menor consumo en septiembre de 2024 (118 kWh) y el mayor consumo en mayo de 2024 (228 kWh).

Mes	Mz	Ab	My	Jn	Jl	Ag
kWh _m	219	212	228	122	124	133

Mes	St	Oc	Nv	Dc	En	Fb
kWh _m	118	124	183	192	191	165

Tabla 2: Consumos mensuales (kWh).

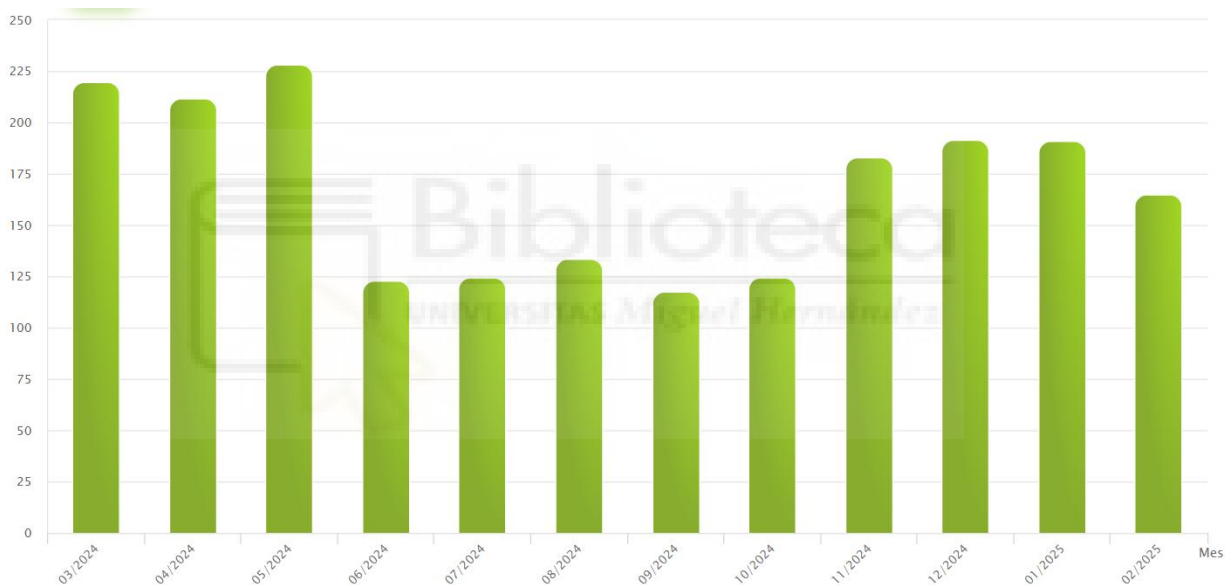


Figura 6: Consumos mensuales (kWh).

2. EVALUACIÓN DEL RECURSO SOLAR

2.1. DATOS CLIMATOLÓGICOS DE ALICANTE

España registra alrededor de 2.600 a 3.000 horas de sol al año, lo que la convierte en un enclave sumamente propicio para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos. Según las estimaciones más recientes de la Agencia Estatal de Meteorología, las cifras más bajas de irradiación solar continúan localizándose en la cornisa cantábrica y en Galicia, especialmente en los alrededores de San Sebastián y Santiago de Compostela. En los meses de mayor insolación, como agosto, se registran en estas zonas valores aproximados de 4,6 a 4,8 kWh/m².

Por otra parte, las mediciones más elevadas se obtuvieron en Tenerife (7,63 kWh/m²) y en Cáceres (7,39 kWh/m²). Aun cuando el recurso solar en el norte peninsular es comparativamente menor, sigue siendo plenamente aprovechable. En consecuencia, las administraciones autonómicas y locales de esa región también ofrecen ayudas y subvenciones destinadas a fomentar proyectos de autoconsumo.

Resulta algo paradójico que países como Alemania, con un recurso solar más limitado, cuenten con un número mayor de instalaciones fotovoltaicas que España, a pesar de que este último dispone de un clima mucho más propicio gracias a su elevada irradiación solar. Este potencial solar, en definitiva, favorece el desarrollo de nuevas instalaciones fotovoltaicas y fomenta la creciente apuesta por esta forma de generación energética.

En la figura 5 se aprecia la incidencia de la irradiación solar a lo largo del territorio español, lo que pone de manifiesto las ventajas de impulsar el autoconsumo energético en nuestro país.

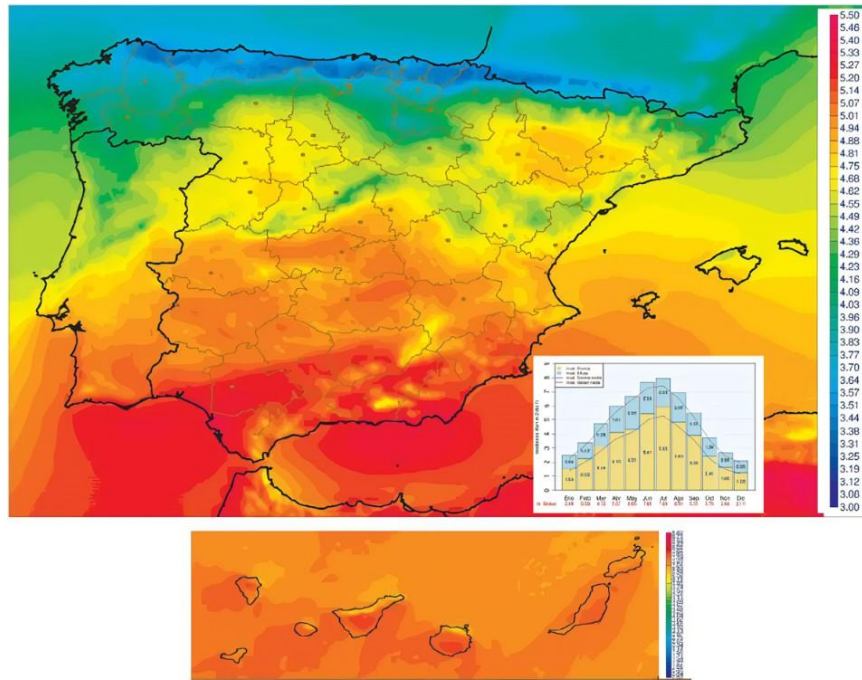


Figura 7: Mapa de Radiación solar en España.

Según los niveles de irradiación que pueden captarse a lo largo del territorio, España se ha dividido en cinco zonas climáticas distintas (Figura 6), conforme a lo estipulado en el Código Técnico de la Edificación (CTE). Esta clasificación se basa en la irradiación solar global media diaria anual medida sobre superficie horizontal.



Figura 8: Mapa de las zonas climáticas de España.

Alicante se sitúa en la zona climática 4, con una irradiación solar global media diaria anual que oscila entre 4,6 y 5,0 kWh/m².

En la figura 7 se ilustra la irradiación horizontal media correspondiente a la provincia de Alicante, a partir de datos proporcionados por el Atlas de Radiación Solar en España. Dicho atlas emplea la información del SAF (Servicio de Aplicación por Satélite) de Clima de EUMETSAT (Organización Europea para la Explotación de Satélites Meteorológicos).

Esta representación muestra, para un día tipo de cada mes, la irradiación directa y difusa (a través de barras), así como los valores medios diarios de radiación global y directa (en kWh/m²·día).

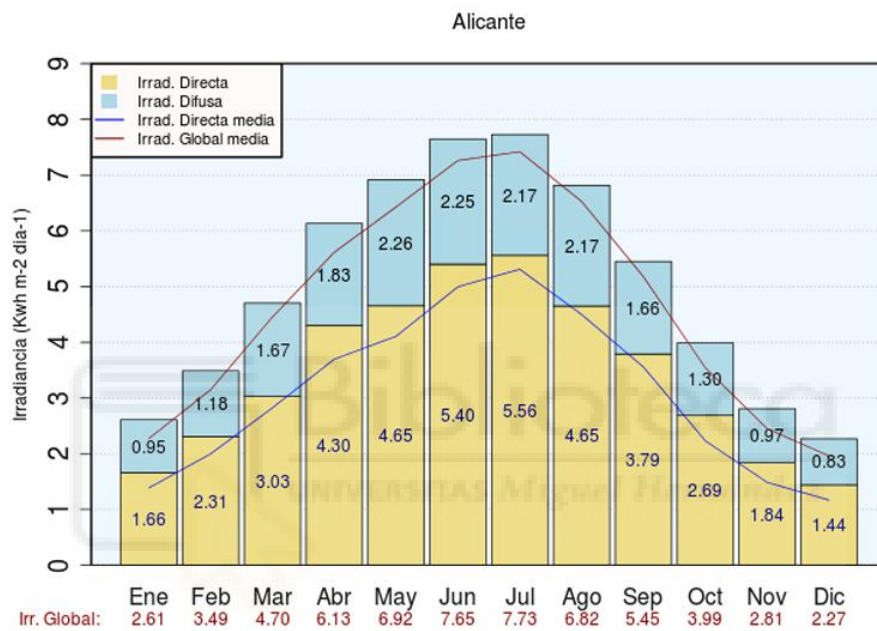


Figura 9: Irradiación horizontal media diaria en Alicante.

2.1.1. TEMPERATURAS DE LA ZONA

En la tabla 4 se detallan las temperaturas registradas en la zona de estudio, incluyendo tanto los valores mensuales como las temperaturas máximas y mínimas correspondientes. Estos datos obtenidos de la página web de la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET), en Alicante a unos valores determinados por esta y descritos a continuación resultan indispensables para los cálculos que se abordarán en secciones posteriores.

Alacant/Alicante

Valores climatológicos normales: Alacant/Alicante

Estación: Alacant/Alicante - Ind. climatológico: 8025

Periodo: 1981-2010 - Altitud (m): 81

Municipio: Alicante/Alacant

Latitud: 38° 22' 21" N - Longitud: 0° 29' 39" O - Posición: Ver localización

Valores climatológicos normales: Alacant/Alicante												
Mes	T	TM	Tm	R	H	DR	DN	DT	DF	DH	DD	I
Enero	11.7	17.0	6.3	23	67	3.6	0.0	0.2	0.2	0.4	8.0	181
Febrero	12.3	17.6	7.1	22	66	3.0	0.0	0.4	0.5	0.3	6.1	180
Marzo	14.2	19.6	8.9	23	65	3.4	0.0	0.4	0.6	0.0	6.5	227
Abril	16.1	21.3	10.9	29	63	4.1	0.0	1.6	0.2	0.0	5.5	247
Mayo	19.1	24.1	14.1	28	64	4.0	0.0	2.3	0.0	0.0	5.4	277
Junio	22.9	27.8	18.1	12	63	1.8	0.0	1.5	0.0	0.0	9.9	302
Julio	25.5	30.3	20.7	4	65	0.6	0.0	0.7	0.1	0.0	15.2	330
Agosto	26.0	30.8	21.2	7	67	1.1	0.0	1.1	0.0	0.0	12.7	304
Septiembre	23.5	28.5	18.5	56	69	3.3	0.0	2.7	0.1	0.0	6.5	250
Octubre	19.7	24.9	14.5	47	70	4.5	0.0	2.1	0.1	0.0	5.4	217
Noviembre	15.4	20.5	10.3	36	69	4.2	0.0	0.5	0.1	0.0	5.7	173
Diciembre	12.6	17.7	7.4	25	68	3.8	0.0	0.4	0.0	0.1	7.0	164
Año	18.3	23.3	13.2	311	66	37.5	0.0	13.8	1.9	0.9	95.2	2851

Leyenda	
T	Temperatura media mensual/anual (°C)
TM	Media mensual/anual de las temperaturas máximas diarias (°C)
Tm	Media mensual/anual de las temperaturas mínimas diarias (°C)
R	Precipitación mensual/anual media (mm)
H	Humedad relativa media (%)
DR	Número medio mensual/anual de días de precipitación superior o igual a 1 mm
DN	Número medio mensual/anual de días de nieve
DT	Número medio mensual/anual de días de tormenta
DF	Número medio mensual/anual de días de niebla
DH	Número medio mensual/anual de días de helada
DD	Número medio mensual/anual de días despejados
I	Número medio mensual/anual de horas de sol

Tabla 4: Temperaturas medias, máximas y mínimas mensuales (°C) en Alicante.

2.1.2. ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LOS PANELES

Para garantizar la eficiencia y la máxima producción de energía del sistema fotovoltaico en la ubicación de Villajoyosa, se ha llevado a cabo una cuidadosa definición de la orientación y la inclinación de los módulos, ya que estos parámetros determinan directamente la cantidad de radiación solar captada a lo largo del año.

La vivienda presenta una cubierta con una orientación hacia el Sureste (SE), lo que en términos de acimut se traduce en un ángulo de -45° (si tomamos el Sur geográfico como referencia 0°). Aunque la máxima producción anual se obtiene teóricamente con una orientación al Sur, la desviación hacia el Sureste presenta ventajas operacionales significativas para el patrón de consumo residencial. Esta orientación prioriza la captación de radiación directa desde las primeras horas de la mañana, coincidiendo con el inicio de la demanda energética del hogar. Esto resulta en una curva de generación más temprana y extendida a lo largo de la mañana, asegurando una alta tasa de autoconsumo instantáneo y reduciendo la dependencia de la red desde primera hora. Si bien esta configuración sacrifica una mínima porción de la producción máxima del mediodía.

Respecto a la inclinación, se ha optado por un ángulo de 20 grados, adoptando el mismo grado de pendiente que la cubierta existente. Esta decisión se fundamenta principalmente en la viabilidad constructiva y económica. Al instalar los paneles en configuración coplanar (paralela a la cubierta), se elimina la necesidad de montar estructuras de soporte metálicas adicionales, simplificando drásticamente la instalación, reduciendo los costes de material y mano de obra, y minimizando el impacto visual del sistema. Las pérdidas energéticas derivadas de esta pequeña desviación del ángulo de inclinación óptimo teórico para la latitud son reducidas, y la configuración Sureste junto a los 20 grados de inclinación garantizan que la captación energética sea suficientemente óptima para la localización específica del proyecto. La simplicidad del montaje coplanar, combinada con la robusta producción que ofrece el acimut Sureste, resulta en una solución técnica y económicamente viable y altamente eficiente.

2.2. ESTUDIOS DE SOMBRAS

Las sombras desempeñan un papel fundamental en un sistema fotovoltaico, puesto que pueden constituir uno de los factores más determinantes en la disminución de la producción energética. Cuando estas sombras son permanentes, se corre el riesgo de generar puntos calientes, que no son sino zonas con temperaturas elevadas que disminuyen la eficiencia de los paneles y aceleran su desgaste.

2.2.1. INFLUENCIA DE LA OROGRAFÍA

En ciertos casos, la ubicación del sistema fotovoltaico hace que las sombras resulten imposibles de evitar, dado que pueden provenir de elementos ajenos a la instalación,

como el caso de la orografía circuncidante.

A continuación, en la tabla 5 se muestran las horas de salida y puesta del sol durante las cuatro estaciones del año.

Estación	Salida del sol	Puesta de sol
Invierno	08:10	17:50
Primavera	07:30	20:15
Verano	06:30	21:30
Otoño	07:45	19:45

Tabla 5: Hora de la salida del sol por estaciones en Alicante

Finalmente, para determinar si la orografía del entorno podía provocar sombras o pérdidas adicionales no relacionadas con la vivienda, se analizó el horizonte mediante la función “Calculated horizon” de PVGIS. Esta herramienta evalúa automáticamente la presencia de montañas, desniveles o accidentes topográficos que puedan obstaculizar la radiación solar a lo largo del año. En el documento generado se observa la referencia “Horizon: Calculated”, sin que aparezcan pérdidas asociadas al horizonte ni obstrucciones significativas en la curva de elevación. Por tanto, se concluye que la topografía local no afecta a la instalación, ya que no introduce sombras relevantes ni limita la captación solar, asegurando que el rendimiento estimado se corresponde fielmente con las condiciones reales del emplazamiento

2.2.2. INFLUENCIA DE ELEMENTOS DEL ENTORNO

Para la evaluación del posible sombreado sobre los módulos fotovoltaicos, se ha identificado la presencia de un elemento próximo (en este caso, un árbol) tal y como se aprecia en la Figura 3. Este tipo de obstáculos puede generar sombras parciales sobre la superficie de captación, afectando a la producción energética de la instalación. Por este motivo, se ha llevado a cabo un análisis específico siguiendo las directrices establecidas en el Pliego de Condiciones Técnicas (PCT) del IDAE.

En primer lugar, se realizó una medición física tanto de la vivienda como del propio árbol mediante la aplicación “Medidas” del dispositivo móvil, obteniéndose las dimensiones y distancias representadas posteriormente en la Figura 10. Asimismo, se determinó el

azimut de la vivienda mediante el programa Google Earth Pro, obteniéndose un valor de -45° , tal como ya se describió en apartados previos del documento.

Posteriormente, y siguiendo el procedimiento indicado por el IDAE, se calcularon los parámetros geométricos necesarios para evaluar el sombreado: ángulo de elevación (h) y azimut (Az) del obstáculo. Para ello, se empleó AutoCAD, obteniéndose para el vector AB unos valores de $h = 17^\circ$ y $Az = 35^\circ$, y para el vector AC unos valores de $h = 17^\circ$ y $Az = 30^\circ$, como se detalla en la Figura 10. Estos vectores representan las direcciones principales desde las cuales el árbol puede proyectar sombra sobre los módulos.

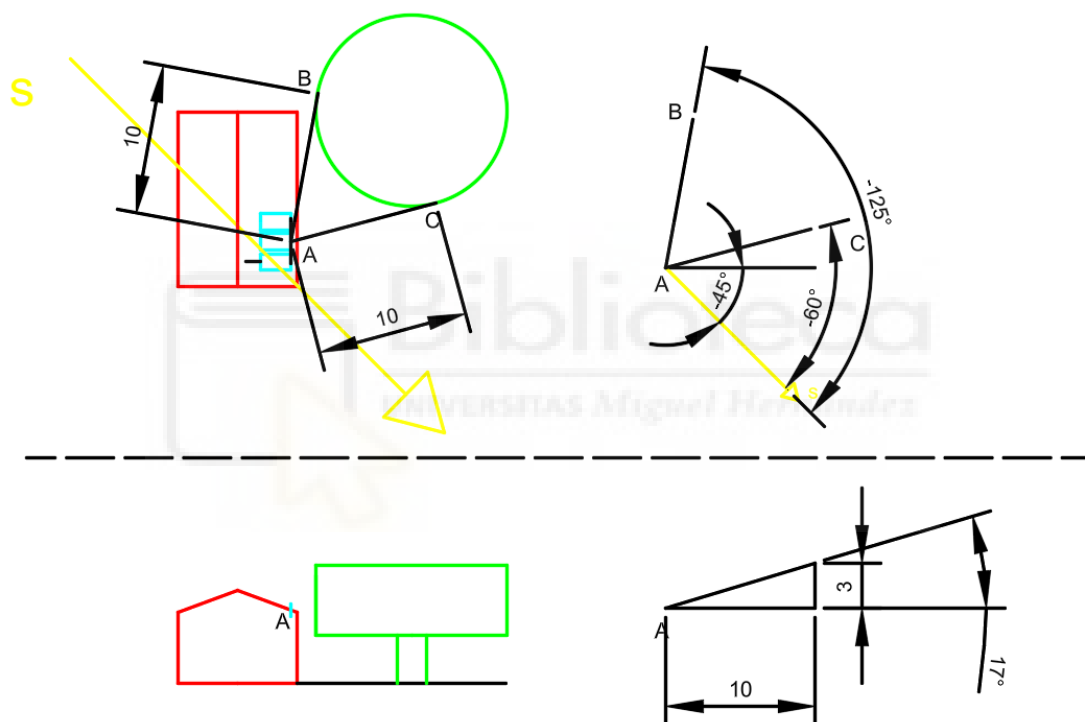


Figura 10: Representación gráfica del entorno mediante AutoCAD

Con estos valores, se procedió a la consulta de la Figura 3.4 (Diagrama de trayectorias del sol) del PCT del IDAE, situando sobre dicho gráfico los puntos correspondientes a los ángulos calculados con objeto de identificar en qué momentos del año podría producirse el sombreado. A continuación, y siguiendo el criterio del documento, se seleccionó la tabla B.2 del IDAE correspondiente a los valores más próximos a los de la instalación ($\alpha = -45^\circ$ y $\beta = 20^\circ$). Aunque no existe una tabla exactamente igual para esos parámetros, la más cercana es la correspondiente a $\alpha = -60^\circ$ y $\beta = 35^\circ$, utilizándose esta como referencia, según lo establece el propio PCT cuando se requiere interpolación o

aproximación.

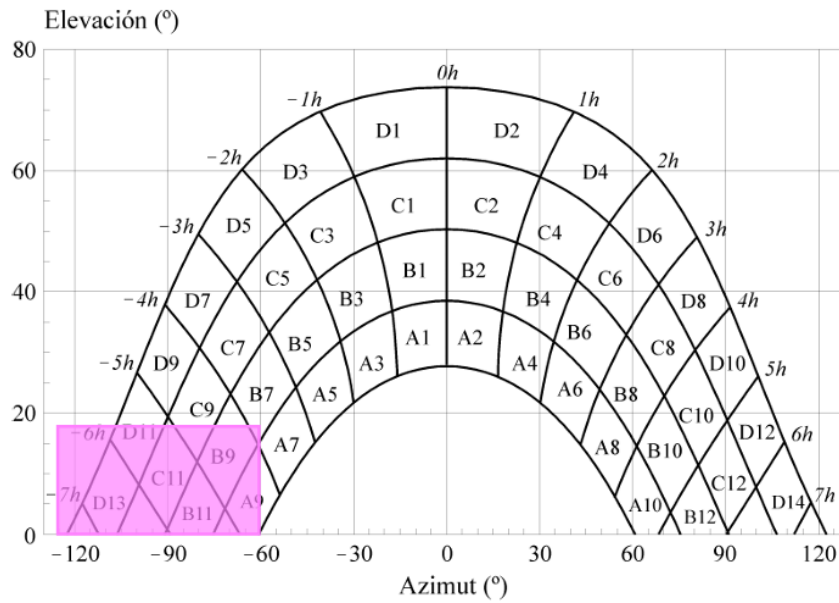


Figura 11: Diagrama de trayectorias del sol

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,56
11	0,00	0,04	0,60	2,09
9	0,27	0,91	1,42	3,49
7	1,51	1,51	2,10	4,76
5	2,25	1,95	2,48	5,48
3	2,80	2,08	2,56	5,68
1	2,78	2,01	2,43	5,34
2	2,32	1,70	2,00	4,59
4	1,52	1,22	1,42	3,46
6	0,62	0,67	0,85	2,20
8	0,02	0,14	0,26	0,92
10	0,02	0,04	0,03	0,02
12	0,00	0,01	0,07	0,14
14	0,00	0,00	0,00	0,12

Tabla 6: Tablas de referencia

A partir de esta tabla se obtuvo el valor total de pérdidas por elementos del entorno, resultando en $P (\%) = 3,4175\%$, asociadas exclusivamente a la presencia del árbol. Este valor representa la disminución teórica anual de producción debido al sombreado parcial.

Tras analizar los resultados, se observa que la pérdida estimada del 3,4175% se encuentra dentro de los márgenes aceptables fijados por el IDAE, situándose por debajo de los valores críticos que podrían comprometer la viabilidad o el rendimiento global de la

instalación fotovoltaica. En consecuencia, se puede afirmar que el sombreado producido por este elemento del entorno no afecta de manera significativa al desempeño de la instalación, pudiendo considerarse técnicamente admisible sin necesidad de aplicar medidas correctoras adicionales.

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10 %	10 %	15 %
<i>Superposición de captadores</i>	20 %	15 %	30 %
<i>Integración arquitectónica de captadores</i>	40 %	20 %	50 %

Tabla 7: Tabla de umbrales

2.3. IRRADIACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Para que una instalación fotovoltaica opere en condiciones óptimas y alcance el máximo rendimiento posible, la orientación ideal de los módulos sería el sur geográfico (azimut 0°), ya que permite aprovechar la mayor irradiación solar a lo largo del día. Sin embargo, cuando la instalación se realiza sobre la cubierta de una vivienda, dicha orientación no siempre puede elegirse libremente. En estos casos, es necesario adaptarse a la orientación del tejado existente y seleccionar el faldón más adecuado, teniendo en cuenta factores como el recorrido solar y la presencia de posibles sombras proyectadas por elementos cercanos.

Para analizar la irradiación disponible en la ubicación de estudio, se empleó la herramienta en línea PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), desarrollada por la Comisión Europea a través del Joint Research Center. Esta plataforma permite obtener datos precisos de radiación solar para cualquier punto geográfico. En el presente proyecto se han consultado los valores correspondientes a una inclinación de 20° de la cubierta medido mediante la aplicación “medidas de nivel” del dispositivo móvil y un azimut de -45° definido por el programa Google Earth Pro, coincidente con la orientación real del faldón donde se instalarán los módulos. Asimismo, el análisis se ha realizado considerando una potencia nominal de 1 kW, se ha considerado las sombras de la orografía mediante la función “Calculated horizon” y las sombras de elementos circundantes como en nuestro caso es el árbol cercano a la vivienda, cuyos resultados se detallan a continuación.

GRID CONNECTED
PERFORMANCE OF GRID-CONNECTED PV
?

TRACKING PV

OFF-GRID

MONTHLY DATA

DAILY DATA

HOURLY DATA

TMY

Solar radiation database* PVGIS-SARAH3

PV technology* Crystalline Silicon (original)

Installed peak PV power [kWp]* 1

System loss [%]* 17.4175

Fixed mounting options

Mounting position* Free-standing

Slope [°]* 20 Optimize slope

Azimuth [°]* -45 Optimize slope and azimuth

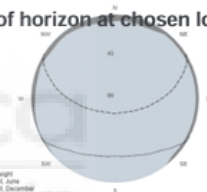
PV electricity price

PV system cost (your currency)

Interest [%/year]

Lifetime [years]

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

Provided inputs:	Simulation outputs	Outline of horizon at chosen location:
Latitude/Longitude: 38.526,-0.240	Slope angle: 20 °	
Horizon: Calculated	Azimuth angle: -45 °	
Database used: PVGIS-SARAH3	Yearly PV energy production: 1477.65 kWh	
PV technology: Cryst Sil Original	Yearly in-plane irradiation: 1972.92 kWh/m ²	
PV installed: 1 kWp	Year-to-year variability: 35.81 kWh	
System loss: 17.4175 %	Changes in output due to:	
	Angle of incidence: -2.94 %	
	Spectral effects: 0.51 %	
	Temperature and low irradiance: -7.04 %	
	Total loss: -25.1 %	

Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	85.6	108.8	8.1
February	91.5	116.8	8.4
March	123.0	158.8	14.2
April	139.0	182.7	10.9
May	160.6	216.0	12.3
June	164.2	225.8	5.7
July	168.0	233.7	5.4
August	156.1	216.0	5.4
September	126.6	172.0	6.3
October	106.1	140.9	7.6
November	81.5	105.6	7.6
December	75.5	96.0	5.0

Em: Producción mensual promedio de electricidad a partir del sistema dado (Kwh)

Hm: Suma promedio de la irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema

dato (Kwh/m2)

SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanualc(kWh)

Figura 12: Irradiación solar proporcionada por PVGIS en la ubicación.

Asimismo, la plataforma ofrece la posibilidad de visualizar gráficamente los kWh que se generan en el emplazamiento a lo largo de todo el año. A continuación, se presenta la gráfica correspondiente.

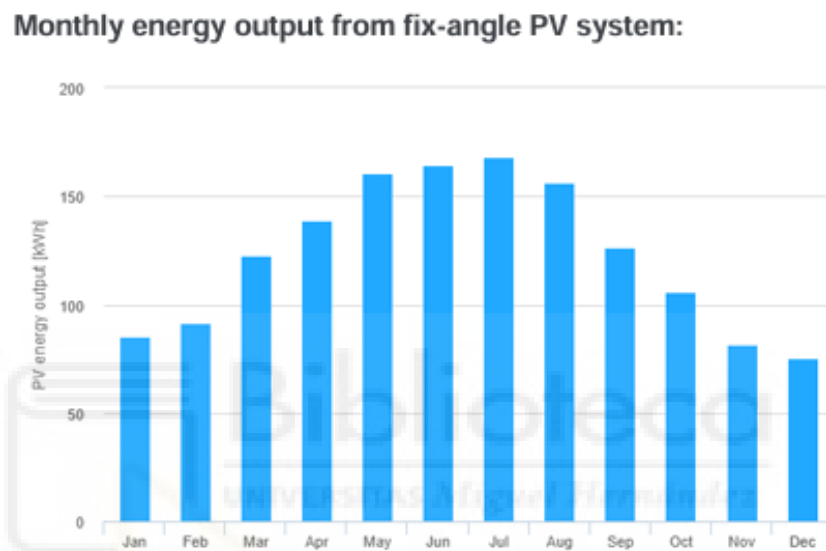


Figura 13: Estimación anual de irradiación proporcionado por PVGIS

3. CONSUMO ENERGÉTICO DE LA VIVIENDA

Para realizar un análisis exhaustivo del consumo eléctrico de la vivienda objeto de estudio, se procederá de la siguiente manera:

Primero, se accederá a la plataforma de la compañía eléctrica a la que está suscrita la vivienda para descargar los datos de consumo horarios correspondientes al período comprendido entre el 1 de marzo de 2024 y el 28 de febrero de 2025. Con estos datos se elaborará la curva de carga diaria para cada uno de los días del período.

A continuación, se calculará la curva de carga diaria promedio para cada mes, promediando las curvas diarias de todos los días del mes en cuestión. Una vez obtenidos estos promedios mensuales, se agruparán para calcular la curva de carga diaria promedio anual, que representará el consumo eléctrico diario medio a lo largo de un año.

Este valor, obtenido mediante un análisis minucioso de los consumos, servirá como base para los cálculos técnicos del proyecto.

A continuación, se presenta el primer gráfico, que ilustra la curva de carga diaria promedio correspondiente a cada mes.

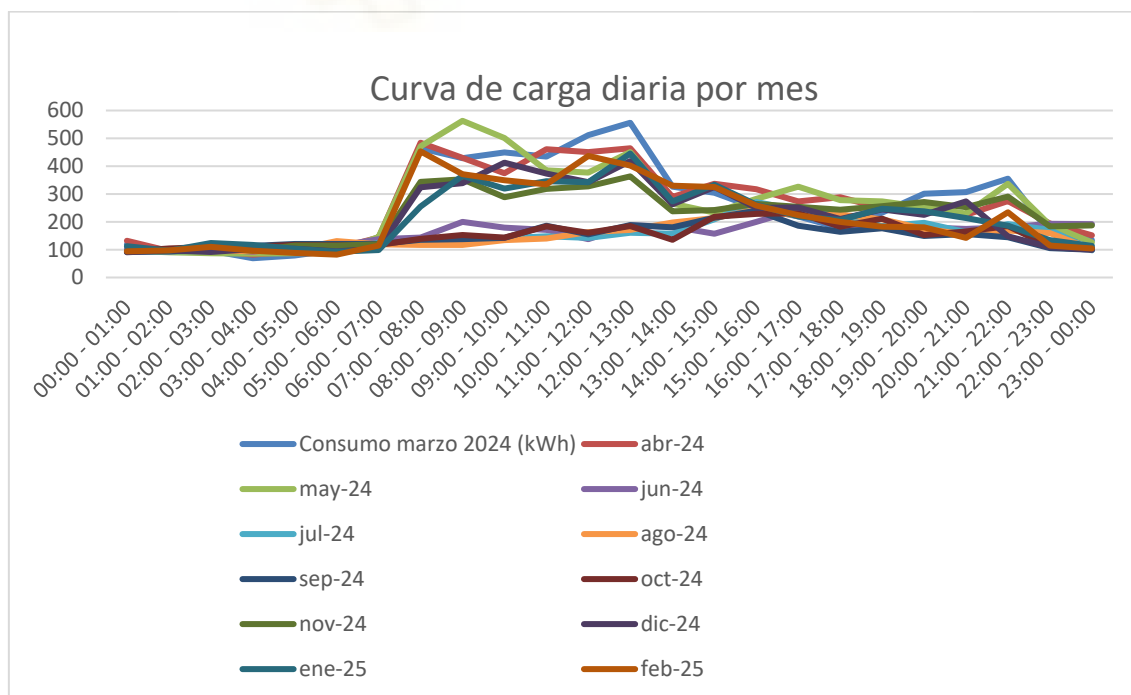


Figura 14: Curva de carga diaria por mes

En segundo lugar, se observa la curva de carga diaria promedio al año y sus valores específicos.

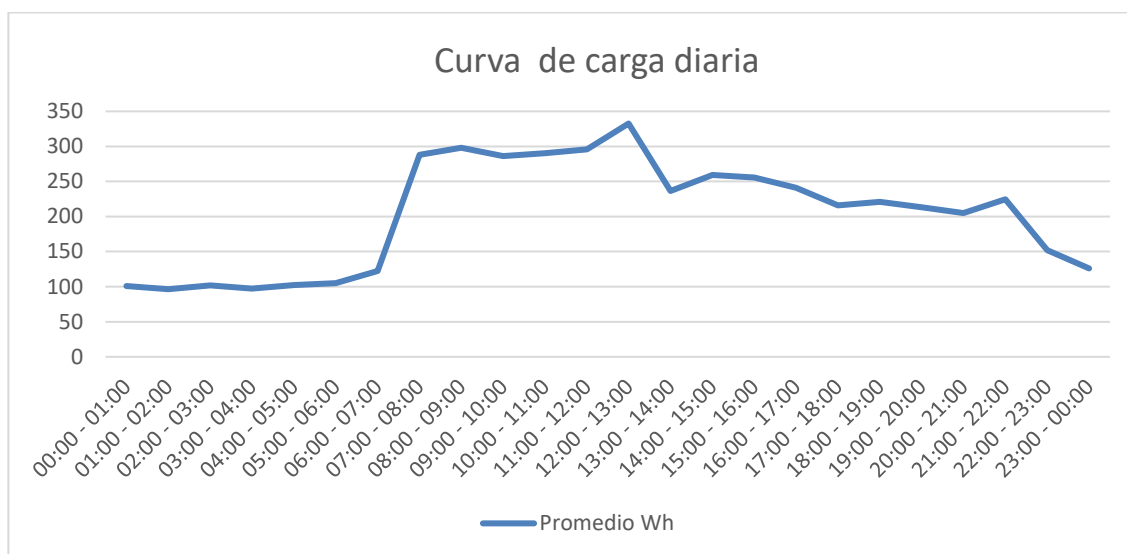


Figura 15: Curva de carga diaria promedio anual

00:00 - 01:00	01:00 - 02:00	02:00 - 03:00	03:00 - 04:00	04:00 - 05:00	05:00 - 06:00	06:00 - 07:00	07:00 - 08:00	08:00 - 09:00	09:00 - 10:00	10:00 - 11:00	11:00 - 12:00
101	96	102	97	102	105	123	288	298	286	290	296

12:00 - 13:00	13:00 - 14:00	14:00 - 15:00	15:00 - 16:00	16:00 - 17:00	17:00 - 18:00	18:00 - 19:00	19:00 - 20:00	20:00 - 21:00	21:00 - 22:00	22:00 - 23:00	23:00 - 00:00
333	237	259	256	241	216	221	213	205	225	152	126

Tabla 8: Curva de carga diaria promedio anual en Wh

Realizando la suma de los valores se obtiene un consumo total de 4,868 kWh.

En el dimensionamiento de la instalación se ha aplicado un factor de 1,25 sobre el consumo energético anual. Este coeficiente no responde a una exigencia normativa, ya que ni el REBT, ni las ITC-BT, ni el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE establecen un valor obligatorio de sobredimensionamiento. Sin embargo, se trata de una práctica ampliamente aceptada en ingeniería fotovoltaica, utilizada para incorporar un margen de seguridad que compense pérdidas reales del sistema (como la degradación de los módulos, suciedad, variaciones de irradiación, incrementos puntuales del consumo o

ajustes por condiciones no ideales de funcionamiento). De este modo, el factor 1,25 permite asegurar que la instalación mantenga la capacidad necesaria para cubrir la demanda energética de la vivienda durante todo el año, incluso en escenarios menos favorables.

Realizando este sobredimensionamiento se obtiene un valor de 6,084 KWh diarios, lo que implica que la instalación fotovoltaica debe tener, como mínimo, la capacidad de generar esa cantidad de energía para garantizar el suministro durante todo el año sin inconvenientes.



4. DIMENSIONADO DEL SISTEMA

4.1. DATOS DE PARTIDA

Una vez realizados los cálculos relativos al consumo energético de la vivienda, se procede a seleccionar los paneles fotovoltaicos más adecuados para la instalación. Se ha elegido un modelo monocristalino, ya que, su eficiencia es mayor que la de los paneles policristalinos, por lo que resulta más apropiado para las condiciones de la zona. En climas fríos, se suele optar por módulos monocristalinos debido a que ofrecen un rendimiento más alto ante bajas temperaturas y facilitan una mayor absorción de radiación solar. Si bien en zonas cálidas suelen emplearse paneles policristalinos por su buena tolerancia al sobrecalentamiento y su menor coste, los monocristalinos destacan por su eficiencia superior y un mejor comportamiento a lo largo de toda su vida útil, convirtiéndose en la alternativa más idónea cuando se prioriza la máxima producción energética.

Se procede a la selección de los módulos fotovoltaicos para la instalación, definiendo así sus especificaciones técnicas. Tras un exhaustivo análisis comparativo de diversas marcas en función de la calidad y el coste, se ha optado por un panel solar monocristalino de 475 W de la marca Astro N5. Este panel presenta las siguientes características:

Tensión de máxima potencia (U_{MP})	36,3 V
Tensión de circuito abierto (U_{OC})	45 V
Intensidad de máxima potencia (I_{MP})	13,05 A
Intensidad de cortocircuito (I_{CC})	13,8 A
Coef. de pérdidas de tensión (β_M)	-0,29%/°C
Coef. de pérdidas de intensidad (α_M)	+0,043%/°C
Coef. de pérdidas de potencia (γ_M)	-0,25%/°C
Potencia máxima (P_{MP})	475 W
Temperatura máxima de diseño	85°C
Temperatura mínima de diseño	-40°C
Tensión máxima de serie ($V_{system\acute{a}x}$)	CC 1500V
Eficiencia de módulo	22%

Tabla 9: Tabla de características del panel solar Astro N5

4.2. CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Dado que ya se han seleccionado los paneles, es necesario determinar cuántos se requieren para cubrir la potencia demandada por la vivienda la cual es aproximadamente de 6,084 KWh/día.

Para determinar la potencia pico nos hemos basado en los datos proporcionados por la plataforma PVGIS. Esta herramienta permite estimar la producción anual para 1 kWp instalado bajo las condiciones específicas del emplazamiento. En nuestro caso, PVGIS indica que 1 kWp produce 1.477,65 kWh/año considerando la orientación sureste del tejado (azimut -45°), una inclinación de 20° y el resto de parámetros definidos previamente para la vivienda. Paralelamente, se ha tomado como referencia el consumo anual real de la vivienda, que asciende a 1.776,82 kWh/año. Con el fin de garantizar un margen de seguridad frente a variaciones estacionales y posibles incrementos futuros del consumo, se aplica el criterio sugerido de dimensionar la instalación para generar aproximadamente 1,25 veces el consumo anual. Este factor de sobredimensionamiento eleva la demanda objetivo hasta 2.221,025 kWh/año.

$$E_{\text{objetivo}} = 1.776,82 \text{ kWh/año} \times 1,25$$

Una vez definidos el consumo objetivo y la productividad por kWp, el dimensionamiento se obtiene mediante una relación directa entre ambos valores. De este modo, la potencia pico necesaria se calcula dividiendo la energía anual requerida entre la producción estimada por cada kWp instalado, resultando en una potencia recomendada de aproximadamente 1,703 kWp.

$$P_{\text{pico}} = \frac{E_{\text{objetivo}}}{P_{1\text{kWp}}}$$

Dado que esta cifra no se corresponde con un número entero de módulos fotovoltaicos, se opta por redondear al alza para asegurar la cobertura energética prevista.

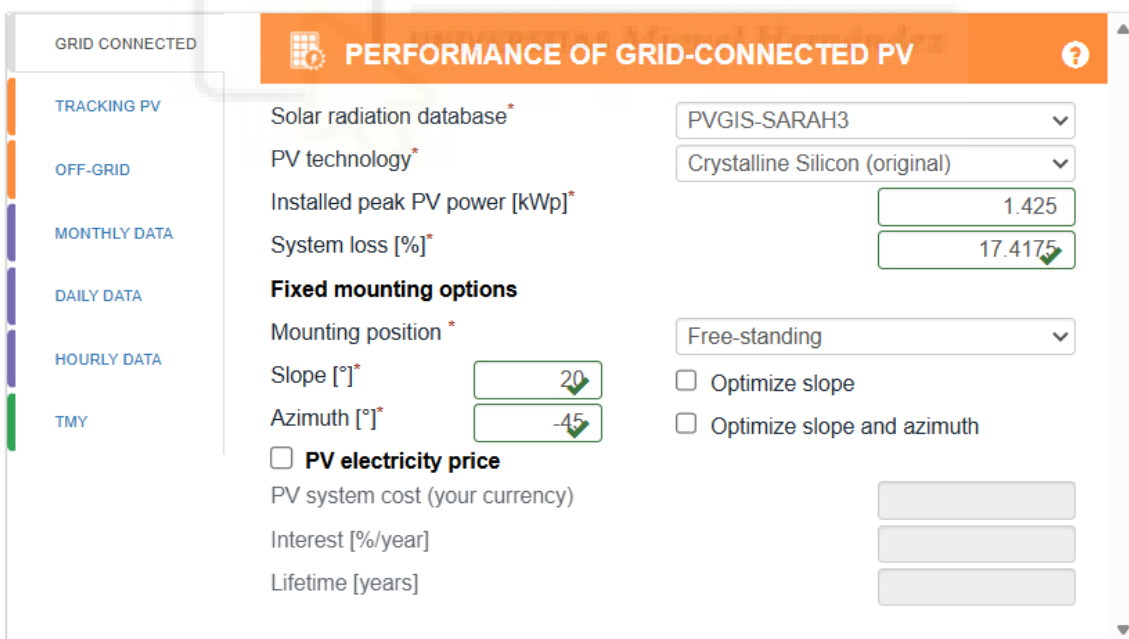
$$N = \frac{1,503 \text{ kWp}}{0,475 \text{ kWp/módulo}} \approx 3,164$$

En este proyecto se opta finalmente por la instalación de **tres módulos fotovoltaicos**, aun cuando el cálculo teórico con el factor de sobredimensionamiento sugería la necesidad de

aproximadamente cuatro. Esta decisión se justifica porque, aunque la potencia total instalada con tres módulos es ligeramente inferior a la potencia obtenida al aplicar el factor de seguridad del 25%, sí supera claramente la demanda anual real de la vivienda sin dicho factor, garantizando así la cobertura del consumo energético previsto.

Además, dado que se trata de una instalación conectada a red y sin sistema de acumulación, no resulta estrictamente necesario sobredimensionar en exceso la potencia instalada, ya que cualquier déficit puntual puede ser cubierto mediante la red eléctrica sin comprometer la continuidad del suministro. Por tanto, instalar un cuarto módulo supondría un incremento del coste y de la potencia instalada que no aporta un beneficio proporcional, especialmente considerando que se superaría con holgura el consumo real de la vivienda y que el objetivo del es ajustarse a las necesidades del usuario con criterios de eficiencia técnica y económica.

Con esta configuración de tres módulos, la instalación queda correctamente dimensionada y presenta un equilibrio adecuado entre coste, rendimiento y cobertura energética. Los resultados obtenidos en PVGIS para esta potencia instalada se muestran a continuación.



GRID CONNECTED

PERFORMANCE OF GRID-CONNECTED PV

TRACKING PV

OFF-GRID

MONTHLY DATA

DAILY DATA

HOURLY DATA

TMY

Solar radiation database* PVGIS-SARAH3

PV technology* Crystalline Silicon (original)

Installed peak PV power [kWp]* 1.425

System loss [%]* 17.4175

Fixed mounting options

Mounting position* Free-standing

Slope [°]* 20

Azimuth [°]* -45

Optimize slope

Optimize slope and azimuth

PV electricity price

PV system cost (your currency)

Interest [%/year]

Lifetime [years]

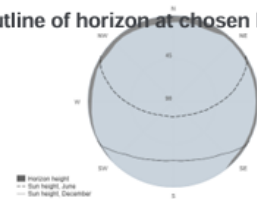
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 38.526,-0.240
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH3
 PV technology: Cryst Sil Original
 PV installed: 1.425 kWp
 System loss: 17.4175 %

Simulation outputs

Slope angle: 20 °
 Azimuth angle: -45 °
 Yearly PV energy production: 2105.65 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1972.92 kWh/m²
 Year-to-year variability: 51.03 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -2.94 %
 Spectral effects: 0.51 %
 Temperature and low irradiance: -7.04 %
 Total loss: -25.1 %

Outline of horizon at chosen location:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	122.0	108.8	11.6
February	130.4	116.8	12.0
March	175.2	158.8	20.2
April	198.0	182.7	15.5
May	228.9	216.0	17.5
June	234.0	225.8	8.2
July	239.4	233.7	7.7
August	222.4	216.0	7.7
September	180.4	172.0	9.0
October	151.1	140.9	10.8
November	116.2	105.6	10.8
December	107.5	96.0	7.2

Em: Producción mensual promedio de electricidad a partir del sistema dado (Kwh)

Hm: Suma promedio de la irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado (Kwh/m²)

SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanualc(kWh)

Figura 16: Irradiación solar proporcionada por PVGIS en la ubicación.

Asimismo, la plataforma ofrece la posibilidad de visualizar gráficamente los kWh que se generan en el emplazamiento a lo largo de todo el año. A continuación, se presenta la gráfica correspondiente.

Monthly energy output from fix-angle PV system:

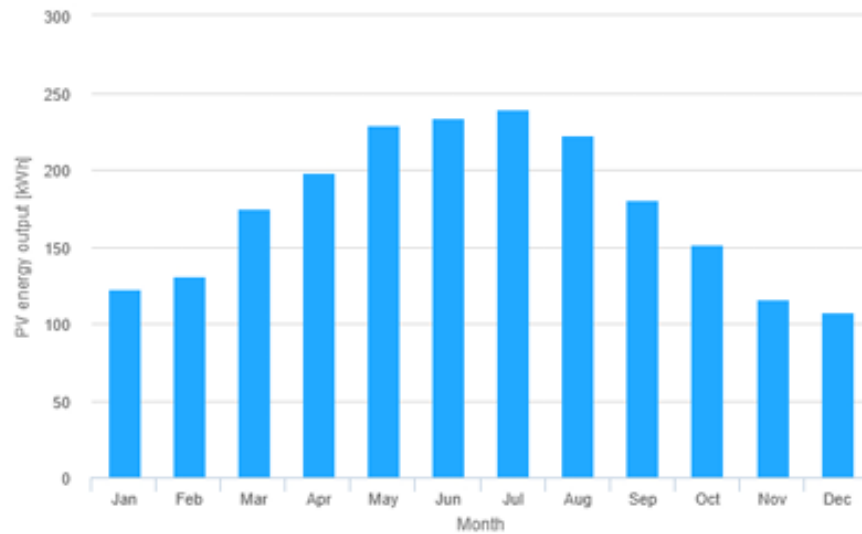


Figura 17: Estimación anual de irradiación proporcionado por PVGI

El área destinada a la instalación se localiza en la cubierta inclinada de la edificación, orientada al sureste (véase la zona señalada en la figura adjunta). Esta superficie presenta unas dimensiones de 6 m de ancho por 4 m de largo, lo que equivale a un total de 24 m². Dicha extensión resulta más que suficiente para la disposición de los cuatro módulos fotovoltaicos proyectados, garantizando además el espacio necesario para el montaje, la correcta ventilación trasera de los paneles y el acceso en labores de inspección y mantenimiento.

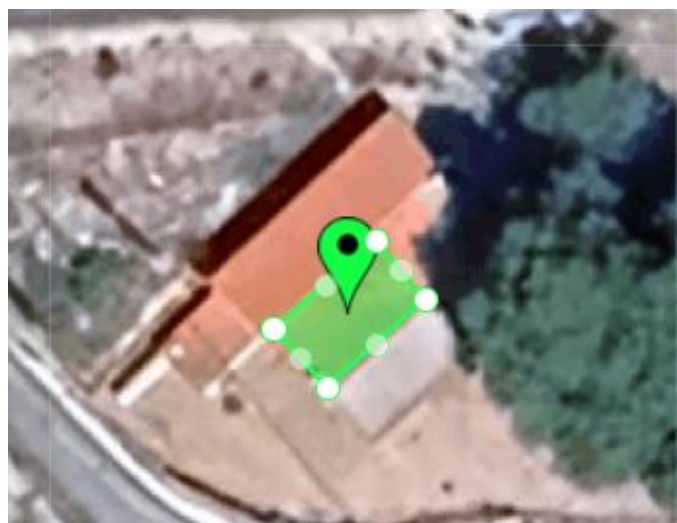


Figura 18: Área de instalación de módulos fotovoltaicos

4.3. CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR

El inversor fotovoltaico (FV) de Huawei es el componente central e inteligente de su instalación solar, con una función principal doble. Primero, y más fundamental, actúa como convertidor de energía, transformando la corriente continua (CC) generada por los paneles solares en corriente alterna (CA), que es la forma de electricidad que utilizan todos los electrodomésticos, sistemas de iluminación y equipos de la vivienda o negocio, permitiendo así el autoconsumo inmediato. Además de esta conversión, los inversores Huawei modernos actúan como el cerebro del sistema, ya que integran funciones de Gestión de Potencia Máxima (MPPT) para asegurar que los paneles siempre operen en su punto de máxima eficiencia, adaptándose constantemente a las variaciones de luz, temperatura o sombras, maximizando de esta forma la cantidad de energía aprovechable.

La segunda función crítica del inversor Huawei es la monitorización, comunicación y seguridad de todo el sistema. Este dispositivo recopila datos en tiempo real sobre la producción de energía de cada cadena de paneles y el rendimiento general, enviándolos a una plataforma de gestión (como FusionSolar) para que el usuario pueda monitorizar el autoconsumo, el vertido a red y el ahorro desde cualquier lugar. En términos de seguridad, el inversor garantiza que la energía inyectada a la red cumpla estrictamente con la normativa local y, en caso de un corte de suministro de la red pública, integra mecanismos de desconexión automática (protección anti-isla) para garantizar la seguridad de los técnicos que trabajan en el cableado externo, operando de manera segura y confiable.

A continuación, se detalla las características principales de inversor.



Figura 19: Inversor Huawei SUN2000-2KTL-L1

Tensión máxima de entrada	600 V
Rango de tensión de operación	90 – 560 V
Intensidad de entrada máxima por MPPT	12,5 A
Intensidad de cortocircuito máxima	18 A
Potencia nominal CA	2.000 W
Potencia máxima DC	3.000 Wp
Cantidad máx. de entradas por MPPT	1 (2 total)

Tabla 10: Propiedades del inversor Huawei SUN2000-2KTL-L1

4.3.1. ESTUDIO DE COMPATIBILIDAD DE INVERSOR Y PANELES SOLARES SELECCIONADOS

Para verificar la compatibilidad entre el panel Astro N5 y el inversor Huawei SUN2000-2KTL1-L1 se realizarán los siguientes cálculos en función a las especificaciones técnicas proporcionadas por los fabricantes de ambos componentes y en estricto cumplimiento con las condiciones de seguridad y funcionamiento que establece la Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT-40 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT).

a) Criterio de tensión. Se verifica la compatibilidad tensional de los módulos fotovoltaicos con el rango operativo del inversor instalado.

- Voltaje máximo de 3 módulos en serie = N° de módulos · Voc = 3 · 45 = 135 V

$$90 \text{ V} < 135 \text{ V} < 560 \text{ V}$$

CUMPLE

b) Criterio de intensidad. El inversor está equipado con dos entradas de seguidor del punto de máxima potencia (MPPTs). En consecuencia, cada MPPT posee un límite preestablecido de intensidad máxima admisible, lo cual es fundamental para el dimensionamiento correcto de las series fotovoltaicas.

- Máxima intensidad de entrada a inversor = 18 A
- Corriente que proporciona 3 módulos en serie $I_{cc} = 13,8 \text{ A}$

$$13,8 \text{ A} < 18 \text{ A}$$

CUMPLE

c) Criterios de temperatura. La potencia y la tensión de circuito abierto que generan los módulos fotovoltaicos depende significativamente de la temperatura de las células, aumentando en climas fríos y disminuyendo con el calor. Por esta razón, la Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT-40 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) exige que la compatibilidad entre los módulos y el inversor se verifique en casos de temperatura extremos para garantizar la seguridad y la funcionalidad continua. Es necesario calcular la V_{oc} de la cadena a la temperatura mínima extrema (generalmente $-10 \text{ }^\circ\text{C}$) para asegurar que esta no exceda el voltaje máximo de entrada del inversor, lo cual podría dañarlo. Paralelamente, se debe calcular el voltaje a la temperatura máxima de funcionamiento (alrededor de $70 \text{ }^\circ\text{C}$) para confirmar que la tensión del punto de máxima potencia V_{mpp} se mantiene dentro del rango operativo del inversor, permitiendo así que el sistema funcione eficientemente incluso en los días más calurosos del año.

- Coeficiente de temperatura. $V_{oc} = -0,29\%/^\circ\text{C} = 0,1305 \text{ V}/^\circ\text{C}$
- Pérdida de voltaje a 70°C de temperatura:

$$V_{oc70^\circ\text{C}} = T_k V_{oc} \cdot \Delta T = -0.1305\%/^\circ\text{C} \cdot (70 - 25)^\circ\text{C} = -5,8725 \text{ V/módulo}$$

$$V_{oc70^\circ\text{C}} = T_k V_{oc} \cdot \Delta T = 3 \text{ módulos} \cdot (-5,8725) \text{ V/módulo} = -17,6175 \text{ V}$$

$$V \text{ min } 3 \text{ módulos en serie} + V_{oc70^\circ\text{C}} = 135 + (-17.6175) = 117,3825 \text{ V}$$

$$90 V < 117,3825 V < 560 V$$

CUMPLE

- Ganancia de voltaje a -10°C de temperatura:

$$V_{oc-10^{\circ}\text{C}} = T_k V_{oc} \cdot \Delta T = -0.1305\%/^{\circ}\text{C} \cdot (-10 - 25)^{\circ}\text{C} = 4,5675 \text{ V/módulo}$$

$$V_{oc-10^{\circ}\text{C}} = T_k V_{oc} \cdot \Delta T = 3 \text{ módulos} \cdot (4,5675) \text{ V/módulo} = 13,7025 \text{ V}$$

$$V \text{ max } 3 \text{ módulos en serie} + V_{oc-10^{\circ}\text{C}} = 135 + 13,7025 = 148,7025 \text{ V}$$

$$90 V < 148,7025 V < 560 V$$

CUMPLE

Tras verificar el cumplimiento integral de las restricciones tensionales y de intensidad establecidas por la normativa (ITC BT-40), se confirma la viabilidad técnica de la configuración de módulos propuesta, permitiendo así la ejecución de la instalación fotovoltaica.

4.4. ESTRUCTURA DE SOPORTE Y FIJACIÓN DE MÓDULOS

El diseño y la ejecución de la estructura soporte de los módulos fotovoltaicos son críticos para la seguridad estructural, la integridad de los módulos y la longevidad del sistema. La solución de montaje adoptada debe estar rigurosamente dimensionada para soportar las sobrecargas estáticas y dinámicas derivadas del viento y la nieve, conforme a las especificaciones de zonificación y altura establecidas en el Código Técnico de la Edificación (CTE), específicamente en su Documento Básico de Seguridad Estructural (DB SE).

La construcción de la estructura y el sistema de fijación deben ser térmicamente eficientes, permitiendo las **necesarias dilataciones térmicas** en la perfilería de aluminio sin que estas tensiones se transmitan a los módulos. Para prevenir esto, los puntos de sujeción deben ser suficientes en número y estar ubicados siguiendo las directrices de los fabricantes de módulos y de estructura.

La selección de materiales prioriza la durabilidad y la resistencia a la corrosión. Toda la perfilería estructural a instalar será del fabricante K2 Systems, y se empleará la aleación

de aluminio EN AW 6005A T6 en los perfiles de soporte.

4.5. CABLEADO

El diseño del cableado del campo fotovoltaico debe acatar rigurosamente una serie de requisitos técnicos establecidos en el Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones Conectadas a Red, publicado por el IDAE, garantizando la eficiencia, la seguridad y la durabilidad de la instalación:

- **Prescripciones de Conducción y Protección**
 - **Separación y Protección (5.5.1):** Los conductores positivos y negativos de cada serie de módulos deben ser canalizados de forma separada y debidamente protegida, en cumplimiento con la normativa eléctrica vigente, para evitar cortocircuitos y facilitar la identificación y el mantenimiento.
 - **Aislamiento Específico (5.5.4):** Todo el cableado de corriente continua debe poseer un doble aislamiento y ser apto para su uso en condiciones de intemperie, ya sea instalado al aire o enterrado. El material y la construcción del cable deben seguir los estándares de la norma UNE 21123 o equivalente, asegurando su resistencia a la radiación UV y a la humedad.
- **Criterio de Caída de Tensión (Dimensionamiento por Eficiencia)**
 - **Material y Sección (5.5.2):** Los conductores serán obligatoriamente de cobre y su sección transversal se determinará mediante el criterio de caída de tensión, el cual es primordial para asegurar la máxima eficiencia del sistema.
 - **Límite Normativo:** La norma establece que la caída de tensión, calculada entre los terminales de los módulos fotovoltaicos y el punto de conexión al inversor, debe ser inferior al 1.5% de la tensión nominal del sistema. Este límite se aplica en todas las condiciones operativas para evitar pérdidas energéticas excesivas por calentamiento y resistencia del cableado, siendo este el factor principal para el correcto dimensionamiento.
- **Requisitos de Instalación (5.5.3)**
 - **Longitud y Tensión Mecánica:** Los conductores se instalarán con la longitud

adecuada para evitar que se generen esfuerzos mecánicos innecesarios en los terminales o en los elementos de conexión de los módulos. Es crucial evitar la posibilidad de enganche o daño debido al tránsito normal del personal de mantenimiento por la cubierta.

En resumen, el criterio de caída de tensión se establece como el parámetro de diseño decisivo, ya que su cumplimiento asegura la eficiencia energética del sistema y previene el sobrecalentamiento de los conductores, tal como lo exige el Pliego del IDAE.

Por otro lado, el tipo de cable escogido para toda la instalación es el **PRYSMIAN PRYSOLAR® e-SenS - H1Z2Z2-K**, fabricado por PRYSMIAN, que cumple con el estándar más alto para cableado fotovoltaico (UNE-EN 50618). Este conductor está especialmente diseñado para operar en las condiciones más exigentes de una instalación fotovoltaica.

El cable dispone de las protecciones necesarias y de las certificaciones que garantizan su durabilidad y seguridad, especialmente al estar expuesto a la intemperie. Sus características principales son:

- **Conductor:** Está fabricado en cobre electrolítico estañado (Clase 5, flexible), lo que garantiza una excelente conductividad y previene la oxidación del cobre con el tiempo.
- **Aislamiento y Cubierta:** Posee doble aislamiento (reticulado) de alta resistencia, fundamental para la seguridad en sistemas de alta tensión de CC.
- **Resistencia Química y Ambiental:**
 - Resistencia al ozono (según UNE-EN 50618).
 - Resistencia a la radiación ultravioleta y a la intemperie (certificación UV Resistant).
 - Máxima resistencia al agua, apto para inmersión (Ensayo WET-11500), y resistente a la humedad en caliente (según IEC 60068-2-78).
 - Resistencia a ácidos y bases (según EN 60811-404) y a aceites minerales.
- **Resistencia Mecánica y Térmica:**

- Muy robusto y resistente a la abrasión, impactos (AG2), y contracción.
- Resistencia al frío extremo y altas temperaturas.
- **Seguridad contra Incendios:** Es un cable Libre de Halógenos (LSZH), con baja opacidad de humos y baja corrosividad de gases, cumpliendo con la clasificación de reacción al fuego.

Una de las ventajas clave de utilizar este tipo de cable con doble certificación (1.5 kV DC / 1.0 kV AC) es que puede ser utilizado en Corriente Continua (CC) (desde los módulos al inversor) y en Corriente Alterna (CA) (desde el inversor al punto de inyección). Esto simplifica la logística del proyecto, manteniendo un estándar de seguridad uniforme y muy alto en toda la instalación.

La instalación de los cables se hará sobre un sistema de bandejas portacables. Estas bandejas se fijarán al suelo de la cubierta, evitando el contacto directo de los cables con el terreno. Este método asegura la correcta sustentación mecánica de los conductores, facilita la ventilación y el mantenimiento, y cumple con las normativas de canalización.

Las secciones disponibles del cableado escogido son las siguientes:

Número de conductores x sección	Diámetro máximo del conductor	Diámetro exterior del cable	Radio mínimo de curvatura dinámico	Radio mínimo de curvatura estático	Peso	Resistencia del conductor a 20 °C	Intensidad admisible al aire	Intensidad admisible al aire T ambiente 60 °C y T conductor 120 °C	Intensidad admisible bajo tubo enterrado	Caida de tensión continua	Emisiones de CO ₂
(mm ²)	(mm)	(mm) (1)	(mm)	(mm)	(kg/km) (1)	(Ω/km)	(A) (2)	(A) (3)	(A) (4)	(V/(A km))	(t/km) (5)
1 x 4	3,0	5,6	22	11	61	5,090	46	55	42	10,18	0,189
1 x 6	3,9	6,3	25	13	80	3,390	59	70	53	6,78	0,262
1 x 10	5,1	7,2	36	22	124	1,950	82	98	70	3,90	0,441
1 x 16	6,3	8,3	42	25	186	1,240	110	132	91	2,48	0,735
1 x 25	7,8	10,5	53	32	286	0,795	140	176	116	1,59	1,051

Tabla 11: Características del cable.

4.5.1. CABLEADO CORRIENTE CONTINUA

La instalación de los conductores de Corriente Continua (CC), que abarcan el circuito entre los módulos y el inversor, debe cumplir con estrictos protocolos de seguridad. Por normativa, los conductores positivo y negativo se conducirán separados y protegidos en sus canalizaciones para mitigar riesgos de arco eléctrico y facilitar el mantenimiento.

El dimensionamiento de la sección de este cableado se rige por el criterio de Caída de Tensión, que es crucial para la eficiencia. Aunque la normativa específica (Pliego IDAE / ITC BT-40) lo establece, la ingeniería de proyecto adopta como límite máximo una caída de tensión inferior al 1.5% de la tensión de máxima potencia. Este límite asegura que las pérdidas energéticas por resistencia sean mínimas, garantizando así el máximo rendimiento de la instalación fotovoltaica.

4.5.1.1. CÁLCULO DE SECCIÓN MEDIANTE EL CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA

1. Cable seleccionado:

- $S = 4 \text{ mm}^2$
- XLPE
- Cobre
- $I \text{ máxima admisible} = 46 \text{ A}$

$$\text{Corrección por temperatura: } K = K1 \cdot K2 \cdot K3 = 0,9 \cdot 0,85 \cdot 0,9 = 0,6885$$

Se debe aumentar la intensidad un 25%: $I = 125\% \cdot I_{mp} = 1,25 \cdot 13,05 = 16,31 \text{ A}$

$$I \text{ corregida} = I/K = 16,31 / 0,6885 = 23,69 \text{ A}$$

$$I \text{ max del cable} = I \cdot K = 46 \cdot 0,6885 = 31,67 \text{ A}$$

$$23,69 \text{ A} < 31,67 \text{ A}$$

CUMPLE

Dado que la intensidad de máxima potencia es idéntica en todas las líneas de CC, y tras verificar el cumplimiento del criterio de intensidad máxima admisible, se establece que la sección nominal mínima de **4mm²** es la adecuada para todos los conductores de corriente continua.

4.5.1.2. CÁLCULO DE LA SECCIÓN MEDIANTE EL CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN

La caída de la tensión no puede ser superior al 1,5% y con un valor de tensión por línea de $V_{mp} \cdot n^{\circ} \text{módulos} = 36,3 \cdot 3 = 108,9 \text{ V}$, tenemos una caída de tensión de:

$$\Delta V = 0,015 \cdot 108,9 = 1,6335 \text{ V}$$

Sección mínima según el criterio de caída de tensión:

Se establece una longitud $L = 19 \text{ m}$ según medidas aproximadas de Autocad.

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{\gamma \cdot \Delta V} \quad S = \frac{2 \cdot 19 \text{ m} \cdot 23.69 \text{ A} \cdot 1}{44 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \cdot 1.6335 \text{ V}} \approx 12.52 \text{ mm}^2$$

Por ende, se escoge la sección más próxima a 12,52 mm², resultando ser la de 16 mm².

Para comprobar si con la sección escogida, no se sobrepasa la caída de tensión máxima permitida del 1,5%, para ello, usaremos la siguiente fórmula:

$$\Delta V = \frac{2 \cdot 19 \text{ m} \cdot 23.69 \text{ A} \cdot 1}{44 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \cdot 16 \text{ mm}^2} = \frac{900.22}{704} \approx 1.2787 \text{ V}$$

$$\% \Delta V = \frac{\Delta V}{V} \cdot 100 = \frac{1.278 \text{ V}}{108.9 \text{ V}} \cdot 100 \approx 1.17\%$$

$$1,17 \% < 1,5 \%$$

CUMPLE

Por lo que se puede concluir que la sección óptima para cablear la parte que conecta el inversor con los módulos es de **16 mm²**

4.5.2. CABLEADO CORRIENTE ALTERNA

Para la parte de corriente alterna, únicamente, se tiene un tramo, cuyo recorrido comprende desde la salida del inversor hasta el cuadro eléctrico, así como el de la red distribuidora.

Con el objetivo de dimensionar correctamente la sección del cable a emplear se debe tener en cuenta los siguientes datos:

- El voltaje es de 230 V al tratarse de una línea monofásica.
- La potencia es de 1,425 kW
- La intensidad será la máxima de salida del inversor, correspondiente a 10 A

La constante K1 en esta parte, no se tiene en cuenta, porque el cable no va a estar expuesto directamente al sol ni se considera una temperatura ambiente superior a la tabulada para justificar esta corrección. La constante K2 tampoco se va a tener en cuenta, esto es debido a que se va a instalar una única manguera (cable multiconductor) y no unipolares, entonces la agrupación de múltiples cables en la bandeja desaparece. La constante K3 sí que se debe tener en cuenta, porque la intensidad admisible tabulada se da para una temperatura ambiente de 40°C (Temperatura de Referencia), lo que implica la necesidad de corregir la capacidad de transporte de corriente del conductor si la temperatura de servicio es diferente.

4.5.2.1. CÁLCULO DE LA SECCIÓN MEDIANTE EL CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA.

2. Cable seleccionado:

- $S = 16 \text{ mm}^2$
- XLPE
- Cobre
- $I \text{ máxima admisible} = 46 \text{ A}$
- Intensidad máxima salida del inversor 10 A









			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes											
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
B2		Cables multiconductores en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR				
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ¹⁾				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
E		Cables multiconductores al aire libre ¹⁾ . Distancia a la pared no inferior a 0,3D ³⁾					3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁴⁾ . Distancia a la pared no inferior a D ³⁾						3x PVC			3x XLPE o EPR ¹⁾		
G		Cables unipolares separados mínimo D ³⁾								3x PVC ³⁾		3x XLPE o EPR	
		mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
		6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
		16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
		25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
		35	77	86	96	104	110	119	131	144	154	206	
		50	94	103	117	125	133	145	159	175	188	250	
		70			149	160	171	188	202	224	244	321	
		95			180	194	207	230	245	271	296	391	
		120			208	225	240	267	284	314	348	455	
		150			236	260	278	310	338	363	404	525	
		185			268	297	317	354	386	415	464	601	
		240			315	350	374	419	455	490	552	711	
		300			360	404	423	484	524	565	640	821	

Tabla 12: Intensidades Admisibles ITC-19.

Corrección por temperatura: $K = K3 = 0,9$

Se debe aumentar la intensidad un 25%: $I = 125\% \cdot I_{mp} = 1,25 \cdot 10 = 12,5 \text{ A}$

I corregida = $I/K = 12,5 / 0,9 = 13,89 \text{ A}$

I max del cable = $I \cdot K = 46 \cdot 0,9 = 41,4 \text{ A}$

$41,4 \text{ A} > 13,89 \text{ A}$

CUMPLE

Si que cumple ya que la intensidad que circula por el cable es menor a la intensidad máxima admisible de este.

4.5.2.2. CÁLCULO DE LA SECCIÓN MEDIANTE EL CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN.

La caída de la tensión no debe ser superior al 2% y con un valor de tensión por línea de 230 V, ya que es monofásica. Se tiene una caída de tensión de:

$$\Delta V = 0.02 \cdot 230 \text{ V} = 4,6 \text{ V}$$

Según el criterio de tensión la sección mínima es la siguiente:

$$S = \frac{2 \cdot 3000 \text{ W} \cdot 19 \text{ m}}{44 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \cdot 4.6 \text{ V} \cdot 230 \text{ V}} \approx 2.455 \text{ mm}^2$$

El criterio más restrictivo es el de intensidad máxima admisible, por ende, se escoge la sección de 16 mm² calculada anteriormente

Ahora vamos a comprobar si con la sección escogida, no se sobrepasa la caída de tensión máxima permitida del 2%, para ello, usaremos la siguiente fórmula:

$$\Delta V = \frac{2 \cdot 19 \text{ m} \cdot 13.89 \text{ A} \cdot 1}{44 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \cdot 16 \text{ mm}^2} \approx 0.75 \text{ V}$$

$$\% \Delta V = \frac{\Delta V}{U} \cdot 100 \approx 0.326\%$$

$$0.326 \% < 2 \%$$

CUMPLE

Por lo tanto, la sección idónea para el cableado de corriente alterna es de **16 mm²**

4.6. CONEXIÓN DE TOMA A TIERRA

La puesta a tierra es una medida de seguridad esencial y no un mero componente eléctrico. Su función primaria y más crítica es limitar la tensión de contacto que, en caso de avería, podría aparecer entre cualquier masa metálica (la carcasa de un equipo, por ejemplo) y la tierra, que es el potencial cero. De esta manera, se protege la vida de las personas al asegurar que no estén expuestas a diferencias de potencial peligrosas. Adicionalmente, la puesta a tierra ofrece un camino de baja resistencia para las intensidades de defecto,

permitiendo que actúen rápidamente los dispositivos de protección, como los interruptores automáticos o diferenciales, y además ayuda a disipar las descargas atmosféricas.

La conexión a tierra se realiza mediante la unión eléctrica directa, sin la interrupción de fusibles o protecciones, de las partes conductoras no pertenecientes al circuito activo con un electrodo o grupo de electrodos enterrados. Esta instalación está diseñada para garantizar que, en caso de un fallo, las tensiones de contacto y de paso en el conjunto de instalaciones y el terreno cercano no alcancen valores peligrosos.

El valor de 24 V se establece como el límite máximo de diferencia de potencial que se considera segura en condiciones de alto riesgo. Este valor se basa en estudios de seguridad eléctrica y es adoptado por normativas como la española ITC-BT-18 (Instrucción Técnica Complementaria del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión). Este umbral de 24 V se elige debido a que, en ambientes donde la piel de una persona está mojada o húmeda (como en una piscina, una zona de ducha o un emplazamiento exterior expuesto al agua), la resistencia del cuerpo humano disminuye drásticamente. Una menor resistencia significa que, incluso con un voltaje relativamente bajo, la corriente que pasa por el cuerpo puede ser suficiente para causar fibrilación ventricular o un paro cardíaco. Por lo tanto, el límite de 24 V actúa como una medida preventiva extremadamente conservadora y estricta para garantizar la protección personal en las condiciones más desfavorables de humedad.

Respecto al diseño físico de la instalación, se ha determinado que el conductor de puesta a tierra tendrá una sección de 16 mm². La elección de esta sección, que es idéntica a la del resto del cableado de la instalación, es un criterio robusto. Este dimensionamiento asegura que el conductor de protección tendrá la capacidad de conducir y soportar, sin sobrecalentarse ni dañarse, la intensidad de corriente de defecto que circule hacia tierra hasta que el dispositivo de protección actúe y desconecte el fallo.

4.7. PROTECCIONES

Todas las instalaciones eléctricas deben integrar obligatoriamente un conjunto de protecciones cuyo objetivo es doble: asegurar la integridad de la propia instalación y garantizar la seguridad de las personas frente a riesgos eléctricos. Estos sistemas actúan contra las sobretensiones y anomalías que puedan surgir tanto por el desgaste natural de

los elementos, como por sucesos imprevistos como las descargas atmosféricas o fallos operacionales. Para dar una solución completa a estos problemas, se instalan dos tipos de dispositivos esenciales: los magnetotérmicos, que protegen la instalación contra las sobrecargas y cortocircuitos por exceso de corriente, y los diferenciales, que son imprescindibles para la seguridad humana, pues detectan y desconectan rápidamente las peligrosas fugas de corriente a tierra.

4.7.1. PROTECCIONES PARA CORRIENTE CONTINUA

El sistema de protecciones debe ajustarse rigurosamente a las exigencias de la reglamentación vigente para la interconexión a red. Para cumplir con esta normativa, la instalación incorpora un conjunto de dispositivos de seguridad. Como protección diferencial, se exige un Interruptor diferencial tipo A para limitar la tensión de contacto entre cualquier persona y las masas metálicas. No obstante, dada la naturaleza electrónica de los inversores fotovoltaicos modernos, el fabricante (como Huawei) recomienda la instalación de diferenciales super inmunizados o de tipo F para evitar los disparos no deseados (falsos disparos) provocados por las corrientes de fuga inherentes a la electrónica de potencia del inversor.

Para la protección de los equipos y del cableado ante fallos de corriente, se incorpora un interruptor magnetotérmico dimensionado adecuadamente, cuya función es desconectar la instalación en caso de un cortocircuito o una sobrecarga mantenida.

Adicionalmente, y como requisito crucial para la conexión a la red de distribución, se requiere un Interruptor automático de la interconexión. Este dispositivo es vital para la seguridad de la red y del personal de mantenimiento, ya que gestiona la desconexión y conexión automática de la instalación fotovoltaica al detectar cualquier alteración en la tensión o la frecuencia de la red. De acuerdo con el RD 1699/2011, esta protección debe cumplir con las exigencias de máxima y mínima frecuencia y tensión especificadas en la tabla 1 del artículo 14.

Es importante destacar que el propio diseño del inversor, como en el caso de los modelos de Huawei, incorpora ya internamente las protecciones más sensibles y específicas. Por normativa, el inversor incluye de serie la detección de máxima y mínima tensión y frecuencia, la función anti-isla (que garantiza la desconexión inmediata en caso de pérdida de la red para evitar que la instalación siga inyectando energía a una red caída),

y la separación galvánica cuando es necesaria.

4.7.2. PROTECCIONES PARA CORRIENTE ALTERNA

Para el tramo de corriente alterna, se ha seleccionado un interruptor automático magnetotérmico de 2 polos (fase + neutro), curva C, de 16 A, y un interruptor diferencial 2 polos, 16 A, 30 mA y clase A.

Automático/Mono. In.: 16 A. Térmico reg.

Comprobación de la condición de diseño:

$$13,89 \leq 16 \leq 46 \text{ (A)}$$

CUMPLE

Para la verificación del disparo térmico se aplica la relación normalizada para interruptores según UNE EN 60898 / UNE EN 61009, donde $I_2 \leq 1,45 \cdot I_z$ por lo que es ok esta condición

El interruptor diferencial a instalar será monofásico (2 polos) de 16 A, superinmunizado y con sensibilidad de 30 mA, cumpliendo los requisitos de seguridad para instalaciones residenciales y permitiendo la protección frente a fugas de corriente y fallos a tierra.

4.8. CAJAS DE PROTECCIÓN

Para el tramo de corriente continua, dado que los componentes de la instalación fotovoltaica estarán expuestos a las condiciones ambientales, es necesario garantizar la protección frente al agua, polvo y otros agentes externos. Por ello, se selecciona una envolvente con un grado de protección mínimo IP65 que permita alojar los elementos de maniobra y protección en CC de forma segura.

Para el tramo de corriente alterna, correspondiente a la salida del inversor Huawei SUN2000-2KTL-L1 (monofásico), se selecciona una caja de protección AC con grado de protección IP54 para interior o IP65 si su ubicación queda expuesta.

5. ESTUDIO DE VIABILIDAD

Este epígrafe tiene como propósito principal estudiar la viabilidad energética y económica del sistema fotovoltaico diseñado, ajustando el análisis a los parámetros técnicos previamente especificados en apartados anteriores. Mediante la comparación detallada de las curvas de demanda energética de la instalación con la producción eléctrica prevista, se determinará la tasa de autoconsumo y el ahorro energético anual conseguido, estableciendo el Costo Neto de la Energía y valorando la potencial integración de un sistema de acumulación (baterías de Litio) para maximizar la rentabilidad y el uso de los excedentes generados.

Día	Consumo marzo 2024 (kWh)	Producción FV marzo 2023 (kWh)	Balance Energético (kWh)	C. Neto (€)	B. Excedentes (€)	Tasa Cobertura (%)
00:00 - 01:00	119	0	119	0,023942	0,01	0
01:00 - 02:00	98	0	98	0,019608	0,01	0
02:00 - 03:00	96	0	96	0,019376	0,01	0
03:00 - 04:00	69	0	69	0,013891	0,00	0
04:00 - 05:00	79	0	79	0,015892	0,01	0
05:00 - 06:00	100	0	100	0,020125	0,01	0
06:00 - 07:00	128	0	128	0,02578	0,01	0
07:00 - 08:00	464	295,37	169	0,033911	0,01	63,63
08:00 - 09:00	428	615,66	-187	-0,037625	-0,01	143,73
09:00 - 10:00	449	812,95	-364	-0,073051	-0,03	100
10:00 - 11:00	435	939,8	-505	-0,101451	-0,04	100
11:00 - 12:00	511	1002,5	-491	-0,098633	-0,03	100
12:00 - 13:00	556	1016,38	-460	-0,092482	-0,03	100
13:00 - 14:00	326	852,85	-526	-0,105733	-0,04	100
14:00 - 15:00	305	722,23	-418	-0,083877	-0,03	100
15:00 - 16:00	249	482,98	-234	-0,046968	-0,02	100
16:00 - 17:00	219	205,5	14	0,002766	0,00	93,72
17:00 - 18:00	178	44,49	133	0,026725	0,01	25,06
18:00 - 19:00	233	0	233	0,046748	0,02	0
19:00 - 20:00	300	0	300	0,060352	0,02	0
20:00 - 21:00	307	0	307	0,061619	0,02	0
21:00 - 22:00	355	0	355	0,071377	0,02	0
22:00 - 23:00	161	0	161	0,032262	0,01	0
23:00 - 00:00	135	0	135	0,027032	0,01	0

Tabla 13: Tabla viabilidad mes de marzo.

En esta sección se definen las variables clave utilizadas en la tabla de balance, las cuales han servido de base para el estudio económico del proyecto.

Se centrará en el mes de marzo, aplicando una metodología simplificada que combina datos de diferentes años para facilitar los cálculos y el análisis.

Se realizará la comparación del consumo real de energía eléctrica registrado en marzo de 2024 con la producción fotovoltaica de energía eléctrica estimada para marzo de 2023 (obtenida de la base de datos PVGIS, que es la última con datos disponibles).

Esta estrategia es viable porque se ha comprobado que el patrón de cálculo de la curva media diaria del mes se repite de manera consistente en los demás meses analizados (como se observa en la Tabla 14).

Día	abr-24	abr-23	Balance	C. Neto	B. Exc	T. Aut	may-24	may-23	Balance	C. Neto	B. Exc	T. Aut	jun-24	jun-23	Balance	C. Neto	B. Exc	T. Aut	jul-24	jul-23	Balance	C. Neto	B. Exc	T. Aut	ago-24	ago-23	Balance	C. Neto	B. Exc	T. Aut
00:00-01:00	132	0	132	0.0252	0.01	0	96	0	96	0.0195	0.01	0	103	0	103	0.0254	0.01	0	94	0	94	0.0306	0.01	0	93	0	93	0.0254	0.01	0
01:00-02:00	96	0	96	0.021	0.01	0	91	0	91	0.0183	0.01	0	93	0	93	0.0238	0.01	0	94	0	94	0.0307	0.01	0	100	0	100	0.0285	0.01	0
02:00-03:00	97	0	97	0.0216	0.01	0	87	0	87	0.0175	0.01	0	105	0	105	0.027	0.01	0	95	0	95	0.031	0.01	0	99	0	99	0.0282	0.01	0
03:00-04:00	82	0	82	0.0182	0.01	0	86	0	86	0.0173	0.01	0	92	0	92	0.0236	0.01	0	106	0	106	0.0345	0.01	0	94	0	94	0.0288	0.01	0
04:00-05:00	94	0	94	0.0209	0.01	0	87	0	87	0.0175	0.01	0	115	0	115	0.0295	0.01	0	104	0	104	0.034	0.01	0	100	0	100	0.0286	0.01	0
05:00-06:00	104	0	104	0.0232	0.01	0	91	2,88	98	0.0178	0.01	3,1682	112	30,61	81	0.0209	0.01	27,814	109	4,67	99	0.0321	0.01	4,5128	151	0	151	0.0372	0.01	0
06:00-07:00	144	187,67	-44	-0.0097	0.00	100	146	285,34	-139	-0.0261	-0.01	100	138	287,24	-150	-0.0383	-0.01	100	124	222,96	-99	-0.0323	-0.01	100	120	183,35	-44	-0.0124	0.00	100
07:00-08:00	484	517,2	-33	-0.0073	0.00	100	471	565,98	-95	-0.0191	-0.01	100	143	537,15	-394	-0.101	-0.03	100	129	480,64	-351	-0.1142	-0.02	100	117	438,64	-322	-0.0917	-0.02	100
08:00-09:00	429	753	-324	-0.0718	-0.02	100	563	790,88	-228	-0.046	-0.02	100	200	742,31	-543	-0.139	-0.04	100	124	588,72	-465	-0.1512	-0.03	100	117	667,06	-550	-0.1569	-0.04	100
09:00-10:00	375	897,17	-522	-0.1159	-0.04	100	501	938,18	-437	-0.0882	-0.03	100	179	901,77	-722	-0.185	-0.05	100	142	884,04	-742	-0.2413	-0.05	100	134	836,19	-702	-0.2001	-0.05	100
10:00-11:00	461	1038,7	-577	-0.1281	-0.04	100	385	1022,4	-637	-0.1285	-0.04	100	171	1008,1	-837	-0.2143	-0.06	100	148	969,1	-821	-0.2668	-0.06	100	140	940,02	-801	-0.2281	-0.06	100
11:00-12:00	451	1097,3	-646	-0.1404	-0.05	100	377	1063,7	-687	-0.1386	-0.05	100	138	1039,9	-902	-0.2311	-0.06	100	142	1008,2	-866	-0.2815	-0.06	100	163	1012,7	-850	-0.2422	-0.06	100
12:00-13:00	464	1068	-603	-0.1339	-0.04	100	450	784,67	-314	-0.0634	-0.02	100	187	1007,9	-820	-0.2102	-0.06	100	161	980,86	-820	-0.2666	-0.06	100	171	1006,9	-836	-0.2382	-0.06	100
13:00-14:00	289	962,06	-673	-0.1492	-0.05	100	265	635,11	-370	-0.0747	-0.03	100	183	891,38	-709	-0.1815	-0.05	100	158	904,76	-747	-0.2428	-0.05	100	198	917,17	-720	-0.2051	-0.05	100
14:00-15:00	337	795,92	-459	-0.1018	-0.03	100	234	777,28	-544	-0.1097	-0.04	100	157	769,17	-612	-0.1568	-0.04	100	209	774,96	-566	-0.1838	-0.04	100	213	753,91	-541	-0.1541	-0.04	100
15:00-16:00	318	548,41	-231	-0.0512	-0.02	100	282	511,9	-229	-0.0463	-0.02	100	200	575,42	-376	-0.0963	-0.03	100	271	582,01	-311	-0.1011	-0.02	100	244	539,9	-296	-0.0845	-0.02	100
16:00-17:00	273	251,23	12	0.0027	0.00	95,584	326	310,99	16	0.002	0.00	95,082	245	342,51	-99	-0.025	-0.01	100	242	347,13	-105	-0.0341	-0.01	100	221	293,46	-72	-0.0206	-0.01	100
17:00-18:00	288	43,51	245	0.0543	0.02	15,097	278	114,48	164	0.033	0.01	41,137	185	129,83	55	0.0142	0.00	70,115	229	126,03	103	0.0336	0.01	54,973	226	87,65	138	0.0394	0.01	38,789
18:00-19:00	249	11,87	237	0.0526	0.02	4,7709	273	33,07	240	0.0484	0.02	12,104	185	62,64	122	0.0314	0.01	33,847	184	62,49	121	0.0395	0.01	33,98	209	36,08	173	0.0493	0.01	17,253
19:00-20:00	236	0	236	0.0523	0.02	0	253	0	253	0.051	0.02	0	180	0	180	0.046	0.01	0	196	0	196	0.0638	0.01	0	175	0	175	0.0499	0.01	0
20:00-21:00	226	0	226	0.0501	0.02	0	229	0	229	0.0452	0.02	0	175	0	175	0.0448	0.01	0	163	0	163	0.0528	0.01	0	155	0	155	0.0441	0.01	0
21:00-22:00	275	0	275	0.051	0.02	0	337	0	337	0.058	0.02	0	180	0	180	0.0462	0.01	0	192	0	192	0.0624	0.01	0	168	0	168	0.048	0.01	0
22:00-23:00	194	0	194	0.0431	0.01	0	188	0	188	0.038	0.01	0	193	0	193	0.0494	0.01	0	171	0	171	0.0557	0.01	0	159	0	159	0.0454	0.01	0
23:00-00:00	152	0	152	0.0337	0.01	0	126	0	126	0.0254	0.01	0	192	0	192	0.0491	0.01	0	97	0	97	0.0316	0.01	0	101	0	101	0.0287	0.01	0

Tabla 14: Justificación de realización de los meses siguientes.

El campo **día** hace referencia a las 24 horas del día que se han tomado como referencia para el estudio. Esto permite capturar la estacionalidad completa, comparando los meses de máxima radiación solar con los meses de invierno, donde la producción fotovoltaica es mínima y el consumo puede variar por la climatización.

El **consumo (kWh)** representa la demanda energética mensual promedio de la vivienda unifamiliar. Estos datos son reales y se han obtenido directamente de la comercializadora Curenergía, a la cual está adscrito el cliente. Este perfil de consumo es fundamental, ya que refleja los hábitos reales de uso de la energía y es la curva que la producción fotovoltaica intenta cubrir.

La **producción fotovoltaica (kWh)** refleja la cantidad total de energía eléctrica generada por el sistema FV en cada mes. Los datos utilizados en la tabla provienen de los cálculos realizados mediante la aplicación PVGIS el apartado “Datos de radiación por hora” como se puede observar en la siguiente figura, lo que asegura que estos

valores ya integran todos los parámetros técnicos específicos de la instalación, incluyendo la inclinación y el acimut de los paneles, así como las pérdidas estimadas por sombras.

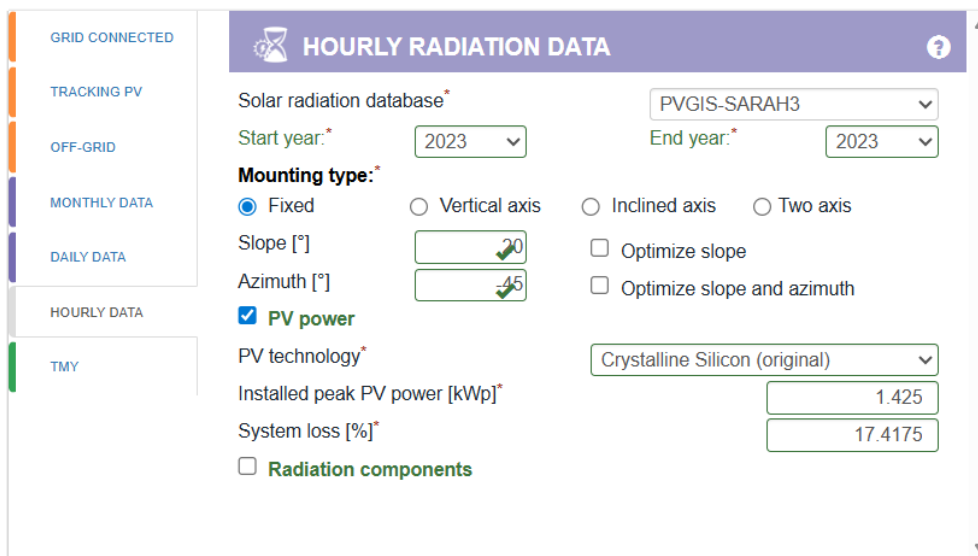


Figura 20: Irradiación solar por horas proporcionada por PVGIS en la ubicación.

El **precio medio por mes (€/kWh)** indica el coste medio de la energía eléctrica por mes. Se obtiene de la relación del precio de la factura mensual y el consumo de dicho mes. Para el cálculo, se realizó la conversión a €/Wh Al igual que los datos de consumo, estos valores se obtienen de la información histórica de la comercializadora Curenergía. Es esencial destacar que el cliente se encuentra en un sistema de PVPC (Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor), lo que implica que el coste final de la energía es volátil y depende del precio horario del mercado mayorista. Los valores utilizados para el cálculo de la viabilidad son los desarrollados en la siguiente tabla.

	precio medio por mes (€/kWh)	precio medio por mes (€/Wh)
Enero'25	0,346151831	0,00035
Febrero'25	0,254861574	0,00025
Marzo'24	0,200865604	0,00020
Abril'24	0,221896983	0,00022
Mayo'24	0,201692834	0,00020
Junio'24	0,256151214	0,00026
Julio'24	0,325048263	0,00033
Agosto'24	0,284997378	0,00028
Septiembre'24	0,30713011	0,00031
Octubre'24	0,33255627	0,00033

Noviembre'24	0,3148543	0,00031
Diciembre'24	0,339212105	0,00034

Tabla 15: Precio medio por mes (€/kWh).

El **balance energético (kWh)** es una métrica directa que nos indica la diferencia neta entre la energía generada por la fotovoltaica y el consumo total de la vivienda en ese periodo. Un valor positivo en esta columna indica un déficit energético, lo que significa que la producción fotovoltaica no fue capaz de cubrir todo el consumo y se tuvo que comprar energía de la red. Por el contrario, un valor negativo indica un excedente de producción, lo que significa que la energía sobrante se ha inyectado a la red de distribución.

El **coste neto (€)** se ha calculado en primera instancia tomando el Balance Energético y multiplicándolo por el Precio Medio por mes. Estos precios por mes se pueden observar en la tabla anterior. Esta columna refleja el coste económico de la energía que la instalación fotovoltaica no fue capaz de cubrir durante los meses de déficit. Al aplicar este cálculo a todos los meses, los valores negativos resultantes son un indicador provisional del excedente, es decir, el valor económico que la instalación generó por encima de su propio consumo.

El **beneficio por venta de excedentes (€)** representa el ingreso real que percibe el consumidor por la energía que inyecta a la red de distribución. Este valor se obtiene multiplicando el volumen de los excedentes (los valores negativos del Coste Neto provisional) por el precio de compensación real definido por la comercializadora Curenergía para un cliente en PVPC. Se ha tomado un valor medio de 0,07 €/kWh, obtenido por la comercializadora, para esta compensación, basado en el promedio de mercado del último año. Esta cifra es fundamental para el análisis, ya que evidencia que el kWh de excedente se paga a un precio significativamente inferior al que cuesta comprar el kWh de la red.

El **impacto económico mensual** se determina calculando la diferencia neta entre el Coste Neto de la energía consumida y los Beneficios obtenidos por la compensación de

excedentes vertidos a la red.

Para ilustrar este cálculo, tomemos el mes de marzo como ejemplo: la diferencia de sumatorios (Coste Neto - Beneficios por Excedentes) arroja un valor de 0,24 €/día. Este valor diario se multiplica por el número de días del mes, que en el caso de marzo es 31, resultando en un impacto económico mensual de 7,47 € (Nota: 0,24 € x 31 días = 7,47 €/mes).

Este mismo procedimiento se aplicará a todos los meses del año. La suma de estos valores mensuales constituirá el Impacto Económico Anual total,

C. Neto (€)	B. Excedentes (€)	Total día (€)	Total mes (€)
0,46	-0,22	0,24	7,47

Tabla 16: Impacto económico mensual.

Finalmente, el **impacto económico anual (€)** es la conclusión financiera del análisis. Se obtiene mediante la diferencia entre el total de los Costes Netos anuales (la energía que aún se tuvo que comprar) y la suma total de los Beneficios por Venta de Excedentes anuales, es decir del sumatorio del impacto económico de cada mes de estudio. Este valor, que asciende a **135,88 €**, representa la cantidad final que el cliente paga a la comercializadora a lo largo del año por concepto de energía eléctrica. Esto supone un ahorro de 419,35€, es decir un ahorro del 75.52%

	Marzo '24	Abril '24	Mayo '24	Junio '24	Julio '24	Agosto '24	Septiembre '24	Octubre '24	Noviembre '24	Diciembre '24	Enero '25	Febrero '25
Gasto mensual (€)	7,47	6,04	5,06	0,02	3,71	2,47	9,54	12,41	24,27	24,12	24,37	16,4

Imp Ec Anual (€)	Factura sin FV (€)	Ahorro anual (€)	Ahorro anual (%)
135,88	555,23	419,35	75,527259

Tabla 17: Impacto económico anual.

5.1. TASA DE COBERTURA Y AUTOCONSUMO

La principal diferencia entre la Tasa de Autoconsumo y la Tasa de Cobertura (o autosuficiencia) radica en el punto de vista del cálculo: el autoconsumo se centra en cuánto se aprovecha de lo que se produce, mientras que la cobertura se centra en cuánto se cubre de lo que se consume.

La instalación demuestra un rendimiento medio con una **Tasa de Cobertura** media anual del 41.21%, lo que indica una eficiencia normal en el aprovechamiento de la energía generada.

Por otro lado, la **Tasa de Autoconsumo** representa el porcentaje de la energía total producida por la instalación fotovoltaica (FV) que es consumida directamente por el inmueble, en el mismo instante de su generación. En el análisis realizado, se ha calculado esta tasa determinando la diferencia neta entre el consumo eléctrico y la producción FV. Se ha observado que, durante las horas centrales del día, la abundante generación de energía solar cubre en su inmensa mayoría la demanda eléctrica, confirmando que la instalación está óptimamente dimensionada para el consumo diurno del inmueble. No obstante, en las horas donde no hay producción solar, la tasa de autoconsumo desciende inevitablemente a 0%, obligando a recurrir a la red eléctrica para cubrir el consumo nocturno y otros picos fuera del horario solar.

Estos datos conducen a la conclusión de que la cantidad de módulos fotovoltaicos instalados es la idónea, ya que se obtiene un rendimiento cercano al máximo posible durante las horas de sol, sin generar un exceso significativo de excedentes difíciles de compensar. Por lo tanto, cualquier intento de aumentar la tasa de autoconsumo y cobertura mediante la adición de más paneles resultaría ineficiente, pues el incremento de producción se vería inmediatamente vertido a la red. Para aumentar el rendimiento global y la independencia energética, la vía más efectiva es la implementación de baterías de litio. Esta solución permitirá almacenar los excedentes generados durante las horas pico de producción, para utilizarlos posteriormente en las horas sin sol, elevando significativamente la tasa de autoconsumo nocturno y el ahorro total del sistema.

Mes	Tasa de Cobertura (%)	Tasa de Autoconsumo (%)
Marzo '24	42,75	89,31
Abril '24	46,48	85,80
Mayo '24	47,98	82,25
Junio '24	51,3	87,95
Julio '24	49,73	85,25
Agosto '24	48,17	88,93
Septiembre '24	37,44	81,69
Octubre '24	38,8	84,65
Noviembre '24	33,47	80,32
Diciembre '24	31,88	85,02
Enero '25	33,02	88,06
Febrero '25	33,55	80,53
Tasa anual	41,21	84,98

Tabla 18: Tasa de cobertura y autoconsumo.

5.2. BATERÍAS DE LITIO

La necesidad de implementar baterías de litio se confirma mediante la sumatoria del balance energético anual consolidado, cuyo resultado es negativo (-16,5 kW). Este déficit indica que el sistema, tal como está dimensionado actualmente, es capaz de cubrir completamente la demanda energética del inmueble a lo largo del año. Por ello, este balance negativo global refuerza la viabilidad energética de la instalación de baterías, ya que el almacenamiento permitiría aprovechar al máximo los excedentes producidos durante el día (especialmente en los meses de alta producción) para cubrir este déficit neto.

Al integrar el almacenamiento, se espera que la factura anual se reduzca de 135,88 € a 0 €, ya que el valor de la energía acumulada y auto-consumida eliminaría la necesidad de comprar energía a la red. Es importante destacar que, bajo la modalidad de Compensación Simplificada, el valor de la factura de energía no puede ser negativo, por lo que el ahorro anual se maximizaría al alcanzar el límite de 0€. Esto, a su vez, resultaría en un aumento de la Tasa de Autoconsumo al 100%, logrando la máxima independencia energética. Aunque la viabilidad económica del sistema con baterías aún requiere un estudio detallado (coste de la batería vs. ahorro real), la viabilidad energética de esta medida está completamente garantizada para eliminar la dependencia de la red.

6. ESTUDIO ECONÓMICO

6.1. PRESUPUESTO

A continuación, se presenta el estudio económico sin IVA estimado para la instalación fotovoltaica de autoconsumo diseñada en este Trabajo Fin de Máster. Este análisis tiene como objetivo evaluar de forma realista el coste total de implementación del sistema, considerando tanto los componentes principales como los trabajos asociados a la instalación, configuración y legalización.

La estimación se ha elaborado con base en precios actuales de mercado para instalaciones residenciales, similares a la proyectada. Se han incluido todos los elementos necesarios para garantizar el correcto funcionamiento, seguridad y legalidad del sistema.



Descripción	Unidades	Precio unitario (€)	Subtotal (€)
Módulos solares monocristalinos Astro N5	4	205.80	823.20
Inversor Huawei SUN2000-2KTL-L1	1	755.87	755.87
Magnetotérmico CC	1	32.55	32.55
Magnetotérmico AC	1	32.55	32.55
Diferencial CC	1	47.07	47.07
Caja protección CC	1	85.39	85.39
Caja protección AC	1	199.00	199.00
Cableado	1	530.00	530.00
Documentación técnica y legalización	1	500.00	500.00
Tasas municipales e ICIO	1	240.00	240.00
TOTAL			3245.63 €

Tabla 19: Presupuesto de instalación fotovoltaica.

6.2. RENTABILIDAD

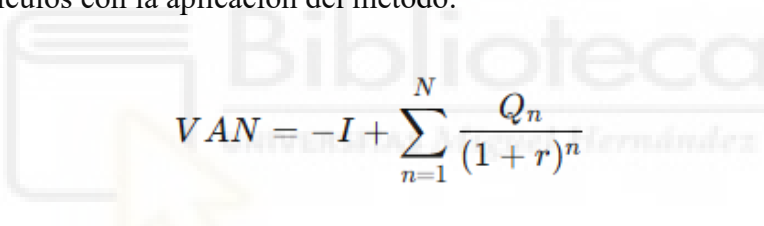
El análisis de rentabilidad de la instalación se llevará a cabo utilizando los métodos del Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

- **Valor Actual Neto (VAN)**

El VAN es un indicador económico que permite evaluar la viabilidad de una inversión mediante la actualización de los flujos de caja esperados a lo largo del tiempo. Este criterio facilita la toma de decisiones al cuantificar el beneficio o la pérdida que generaría el proyecto, considerando el valor del dinero en el tiempo.

En el presente caso, se ha aplicado el método del VAN a la instalación fotovoltaica objeto de estudio sin tener en cuenta la inversión en batería de litio. A través de una hoja de cálculo, se han determinado los retornos anuales previstos durante la vida útil de la instalación. Para el análisis, se ha considerado una tasa de descuento del 3 %, correspondiente a un tipo de interés medio asociado a inversiones con un riesgo bajo o moderado en el contexto actual. Asimismo, se ha tomado como horizonte de análisis un periodo de 25 años, en coherencia con la vida útil estimada y la garantía del fabricante para los componentes principales.

A continuación, se presenta la fórmula general empleada para el cálculo del VAN y los respectivos cálculos con la aplicación del método:


$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+r)^n}$$

Donde,

- I, representa la inversión inicial del proyecto.
- Q_n , corresponde al flujo de caja o beneficio anual obtenido por la instalación.
- r, es el tipo de interés o tasa de descuento aplicada.
- n, indica el número de años considerados en el análisis.

Año	Producción anual (kWh)	Ingresos anuales (€)	Mantenimiento (€)	Flujo de caja no actualizado (€)	VAN
Inversión Inicial				-3245,63	
1	2105,65	526,92	70	456,92	-2788,70
2	2105,65	526,92	70	456,92	-2331,78
3	2105,65	526,92	70	456,92	-1874,86
4	2105,65	526,92	70	456,92	-1417,93
5	2105,65	526,92	70	456,92	-961,013
6	2105,65	526,92	70	456,92	-504,09
7	2105,65	526,92	70	456,92	-47,16
8	2105,65	526,92	70	456,92	409,75
9	2105,65	526,92	70	456,92	866,67
10	2105,65	526,92	70	456,92	1323,60
11	2105,65	526,92	70	456,92	1780,52
12	2105,65	526,92	70	456,92	2237,44
13	2105,65	526,92	70	456,92	2694,37
14	2105,65	526,92	70	456,92	3151,29
15	2105,65	526,92	70	456,92	3608,21
16	2105,65	526,92	70	456,92	4065,14
17	2105,65	526,92	70	456,92	4522,06
18	2105,65	526,92	70	456,92	4978,98
19	2105,65	526,92	70	456,92	5435,91
20	2105,65	526,92	70	456,92	5892,83
21	2105,65	526,92	70	456,92	6349,75
22	2105,65	526,92	70	456,92	6806,68
23	2105,65	526,92	70	456,92	7263,60
24	2105,65	526,92	70	456,92	7720,52
25	2105,65	526,92	70	456,92	8177,45

Tabla 20: Estudio mediante el método VAN

El análisis de rentabilidad mediante el método del Valor Actual Neto (VAN) aplicado a nuestra instalación fotovoltaica, considerando una producción anual de 2.105,65 kWh, unos Ingresos Anuales Brutos, que se determinan sumando el ahorro por autoconsumo directo (Producción FV x Tasa de Autoconsumo x Precio de Mercado) con el beneficio por compensación de excedentes (Producción FV x (1 - Tasa de Autoconsumo) x Precio de Compensación) y un coste de mantenimiento de 70 € al año, demuestra que la inversión inicial (3.245,63 €) se recupera alrededor del octavo año de funcionamiento. A partir de ese punto, la instalación comienza a generar beneficios netos acumulados, alcanzando un VAN positivo de aproximadamente 8.177,45 € al cabo de 25 años, lo que confirma la viabilidad económica del proyecto a largo plazo.

- **Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)**

La Tasa Interna de Retorno (TIR) se define como el tipo de interés que iguala el valor actual de los ingresos futuros generados por una inversión con el valor de su coste inicial. En otras palabras, representa el rendimiento porcentual que dicha inversión es capaz de ofrecer a lo largo de su vida útil.

En este caso concreto, dado que el Valor Actual Neto (VAN) resultó ser positivo en el análisis anterior, se procede al cálculo de la TIR para complementar la evaluación de la rentabilidad del sistema. Este valor permite determinar, de forma comparativa, si la inversión es más o menos atractiva frente a otras alternativas financieras. Para su obtención, se ha utilizado una hoja de cálculo con los flujos de caja del proyecto, y se ha elaborado la siguiente tabla.



Año	Producción anual (kWh)	Ingresos anuales (€)	Mantenimiento (€)	Flujo de caja no actualizado (€)	VAN	TIR
Inversión Inicial				-3245,63		
1	2105,65	526,92	70	456,92	-2788,71	-86%
2	2105,65	526,92	70	456,92	-2331,78	-55%
3	2105,65	526,92	70	456,92	-1874,86	-33%
4	2105,65	526,92	70	456,92	-1417,94	-20%
5	2105,65	526,92	70	456,92	-961,01	-11%
6	2105,65	526,92	70	456,92	-504,09	-5%
7	2105,65	526,92	70	456,92	-47,17	0%
8	2105,65	526,92	70	456,92	409,76	3%
9	2105,65	526,92	70	456,92	866,68	5%
10	2105,65	526,92	70	456,92	1323,60	7%
11	2105,65	526,92	70	456,92	1780,53	8%
12	2105,65	526,92	70	456,92	2237,45	9%
13	2105,65	526,92	70	456,92	2694,37	10%
14	2105,65	526,92	70	456,92	3151,30	11%
15	2105,65	526,92	70	456,92	3608,22	11%
16	2105,65	526,92	70	456,92	4065,14	12%
17	2105,65	526,92	70	456,92	4522,07	12%
18	2105,65	526,92	70	456,92	4978,99	12%
19	2105,65	526,92	70	456,92	5435,91	13%
20	2105,65	526,92	70	456,92	5892,84	13%
21	2105,65	526,92	70	456,92	6349,76	13%
22	2105,65	526,92	70	456,92	6806,68	13%
23	2105,65	526,92	70	456,92	7263,61	13%
24	2105,65	526,92	70	456,92	7720,53	13%
25	2105,65	526,92	70	456,92	8177,45	13%

Tabla 21: Estudio mediante el método TIR

La tabla muestra el análisis del retorno de la inversión fotovoltaica a través de los indicadores VAN y TIR, considerando una producción anual de 2.105,65 kWh. El punto de equilibrio se alcanza en el octavo año, momento en que el Valor Actual Neto (VAN) se vuelve positivo. A partir de ese año, la inversión comienza a ser rentable, alcanzando al final del período analizado (25 años) una TIR del 11 %, lo que confirma la viabilidad económica del sistema y su capacidad para ofrecer un rendimiento sostenido y atractivo en el largo plazo.

6.3. RENTABILIDAD DE BATERÍA DE LITIO

A continuación, se iniciará el estudio de la rentabilidad económica de implementar una batería de Litio Huawei LUNA2000-5-S0 en la instalación fotovoltaica. Esta adición representa un aumento significativo en la inversión inicial del proyecto; sin embargo, su análisis es crucial, pues el almacenamiento tiene el potencial de llevar la tasa de autoconsumo y cobertura cercana al 100 % y maximizar el ahorro anual al cubrir el déficit energético nocturno. Por ello, el objetivo de este estudio es sopesar este coste inicial con los beneficios a largo plazo, evaluando las ventajas e inconvenientes de la batería para determinar si el retorno de la inversión justifica su instalación desde una perspectiva financiera.

Año	Producción anual	Ingresos anuales (€)	Mantenimiento (€)	Flujo de caja no actualizado	VAN	TIR
Inversión Inicial				-5522,33		
1	2105,65	594,00	70	524,00	-4998,33	-91%
2	2105,65	594,00	70	524,00	-4474,32	-64%
3	2105,65	594,00	70	524,00	-3950,32	-44%
4	2105,65	594,00	70	524,00	-3426,31	-30%
5	2105,65	594,00	70	524,00	-2902,31	-21%
6	2105,65	594,00	70	524,00	-2378,31	-14%
7	2105,65	594,00	70	524,00	-1854,30	-9%
8	2105,65	594,00	70	524,00	-1330,30	-6%
9	2105,65	594,00	70	524,00	-806,30	-3%
10	2105,65	594,00	70	524,00	-282,29	-1%
11	2105,65	594,00	70	524,00	241,71	1%
12	2105,65	594,00	70	524,00	765,72	2%
13	2105,65	594,00	70	524,00	1289,72	3%
14	2105,65	594,00	70	524,00	1813,72	4%
15	2105,65	594,00	70	524,00	2337,73	5%
16	2105,65	594,00	70	524,00	2861,73	5%
17	2105,65	594,00	70	524,00	3385,74	6%
18	2105,65	594,00	70	524,00	3909,74	6%
19	2105,65	594,00	70	524,00	4433,74	7%
20	2105,65	594,00	70	524,00	4957,75	7%
21	2105,65	594,00	70	524,00	5481,75	7%
22	2105,65	594,00	70	524,00	6005,76	8%
23	2105,65	594,00	70	524,00	6529,76	8%
24	2105,65	594,00	70	524,00	7053,76	8%
25	2105,65	594,00	70	524,00	7577,77	8%

Tabla 22: Estudio mediante el método VAN y TIR.

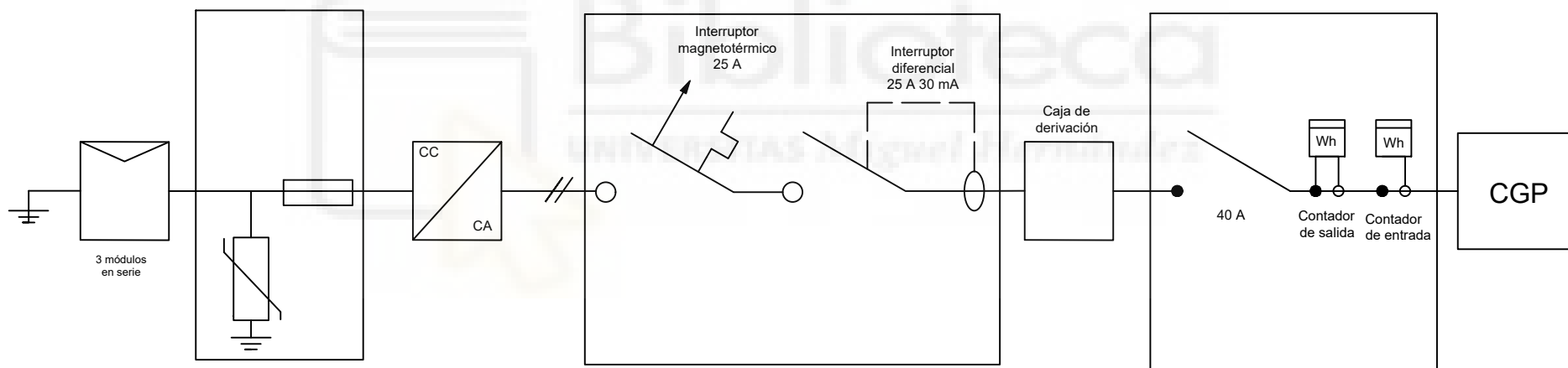
El análisis de rentabilidad de la instalación fotovoltaica básica, que considera una producción anual de 2.105,65 kWh, arroja resultados positivos mediante los indicadores VAN y TIR. Se determina que el punto de equilibrio se alcanza en el undécimo año (año 11), momento en el cual el Valor Actual Neto (VAN) pasa a ser positivo, lo que marca el inicio de la rentabilidad real de la inversión. Al finalizar el periodo de análisis de 25 años, la instalación ofrece una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 8%, confirmando la viabilidad económica del sistema y su capacidad para generar un rendimiento atractivo a largo plazo.

No obstante, al comparar la rentabilidad de esta instalación base con la opción de añadir una batería de litio, se observa un impacto negativo en la recuperación de la inversión inicial. La implementación de la batería, debido al aumento del coste inicial, supondría un retraso de tres años en la recuperación de la inversión. Consecuentemente, al contrastar únicamente la rentabilidad de la inversión fotovoltaica pura con la inversión fotovoltaica más batería, la adición del almacenamiento resulta, en principio, menos rentable desde una perspectiva puramente financiera a corto y medio plazo.



7. ESQUEMA UNIFILAR





<h3 style="text-align: center;">Esquema unifilar de la instalación</h3>		ESCALA	S.E.
		Nº DE PLANO	1
CARLOS DEL NERO CASTÓN	UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ		TRABAJO FINAL DE MÁSTER
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE	MÁSTER ING. INDUSTRIAL		12/12/2025

8. DOCUMENTO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

8.1. OBJETO

El presente Estudio Básico de Seguridad y Salud tiene como finalidad establecer las bases para que todas las empresas y contratistas que participen en la ejecución de las obras lo hagan en estricto cumplimiento del Real Decreto 1627/1997, sobre disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción, garantizando la salud, la integridad física y la vida de los trabajadores.

8.2. DATOS GENERALES DEL PROYECTO

El presente proyecto se centra en la instalación de un sistema de generación de energía eléctrica solar fotovoltaica para autoconsumo, sin excedentes y en la modalidad de una única unidad de suministro, ubicado en la localidad de Villajoyosa, provincia de Alicante (Comunidad Valenciana). con un plazo de ejecución estimado de 1 mes y un presupuesto total de ejecución material de 3.245 €. Los agentes responsables que intervienen en la ejecución de la obra son: Carlos del Nero Castón como Autor del Proyecto y Coordinador en materia de Seguridad y Salud en la fase de Proyecto.

8.3. DATOS GENERALES DEL PROYECTO

El Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, exige en el apartado 2 de su Artículo 4 la elaboración de un Estudio Básico de Seguridad y Salud (EBSS) para aquellos proyectos que no cumplen los supuestos previstos en el apartado 1 del mismo Artículo.

Para este proyecto, se ha verificado que solo se cumple uno de los siguientes supuestos que harían obligatorio un Estudio de Seguridad y Salud completo:

- Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC): Es inferior a 450.000 €, ya que el PEC asciende a 3.926,45 € (siendo el Presupuesto de Ejecución Material, PEM, de 3.245 €).
- Duración y Personal: La duración estimada es de 28 días laborales y no se prevé el empleo simultáneo de más de veinte trabajadores.
- Volumen de Mano de Obra: El volumen estimado de mano de obra no supera las 500 jornadas, ni se trata de una obra de alto riesgo (túneles, galerías, etc.).

Dado que el proyecto no está incluido en los supuestos que exigen un Estudio de Seguridad y Salud completo, se procede a redactar el presente ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD en cumplimiento del R.D. 1627/1997.

8.4. INTERFERENCIA CON SERVICIOS

Es de vital importancia identificar la ubicación y la existencia de cualquier servicio activo (canalizaciones eléctricas, etc.) que pueda interferir con la obra, dado que son una causa frecuente de accidentes. El objetivo es evaluar, delimitar y minimizar los riesgos asociados.

Los servicios que se vean afectados y de los que se tenga conocimiento serán correctamente ubicados y señalizados. Siempre que sea posible, se procederá a su desvío. Si por necesidad de la obra se debe trabajar sin interrumpir un servicio determinado, se adoptarán las medidas preventivas específicas que se detallan en el presente Estudio de Seguridad y Salud.

En el desarrollo de las obras de esta instalación fotovoltaica, no será necesario cortar el acceso de vehículos ni de peatones al edificio, ya que la ejecución se concentra en una zona de la cubierta no expuesta a dicho tráfico. No obstante, para las instalaciones de enlace y conexión al cuadro de contador actual, que sí pudieran requerir un corte de acceso temporal, se implementarán soluciones provisionales debidamente señalizadas.

La única interferencia detectada hasta el momento es la presencia de canalizaciones eléctricas preexistentes.

8.5. FASES PREVISTAS EN LA OBRA

La ejecución del proyecto se divide en cuatro fases principales y consecutivas:

- **Actuaciones Previas e Instalación de Obra:** Esta fase abarca las preparaciones iniciales necesarias antes del montaje. Incluye la señalización de la obra, la instalación de acometidas provisionales (electricidad y agua), el vallado del recinto si fuera necesario, y la instalación de casetas provisionales para almacenamiento y vestuario. También se lleva a cabo el replanteo topográfico de la obra y el acopio de todos los materiales.
- **Montaje de la Estructura Metálica:** Esta fase se centra en el montaje de la

estructura prefabricada de aluminio, diseñada para anclar los paneles a la cubierta. Dado que la cubierta es de grava, el sistema de fijación se realizará mediante el uso de contrapesas, asegurando la estabilidad sin perforar la impermeabilización de la cubierta.

- **Instalación de Paneles Fotovoltaicos:** Comprende la fijación física de los módulos solares a la estructura previamente montada. Esta etapa incluye la conexión eléctrica preliminar entre los paneles para asegurar el correcto funcionamiento del string o circuito, según la configuración prevista.
- **Instalación Eléctrica y Conexión Final:** Esta fase abarca la totalidad de los trabajos eléctricos restantes. Se considera la instalación de todos los mecanismos de seguridad, circuitos, elementos de corte y protecciones necesarios (protecciones DC y AC).

8.6. MAQUINARIA, EQUIPOS Y HERRAMIENTAS PREVISTAS

La ejecución de los trabajos se realizará utilizando maquinaria, equipos y herramientas que se consideran esenciales para el montaje y la conexión eléctrica. Los elementos previstos son los siguientes:

- **Elevación y Transporte:**
 - Camión grúa o Plataforma Elevadora Móvil de Personal (PEMP)
- **Preparación y Montaje:**
 - Taladro percutor / atornillador portátil
 - Sierra radial eléctrica o cizalla manual
 - Pistola de calor (Decapadora)
- **Herramientas Manuales y de Medida:**
 - Conjunto de herramientas manuales básicas (llaves dinamométricas para el par de apriete de los módulos, alicates, destornilladores, etc.).
 - Equipos de medida y testeo (multímetro, pinza amperimétrica,

comprobador de aislamiento).

8.7. ANÁLISIS E IDENTIFICACIÓN PRELIMINAR DE RIESGOS LABORALES

En el inicio y a lo largo de toda la ejecución de los trabajos, el Contratista estará obligado a garantizar la seguridad de los operarios. Esto incluye:

- **Medios de Protección Colectiva (MPC):** Se realizará una revisión diaria de todos los elementos de protección colectiva instalados (barandillas, redes, líneas de vida provisionales), procediendo a la reparación o reposición inmediata de cualquier elemento que se encuentre deteriorado.
- **Equipos de Protección Individual (EPIs):** La entrega de los EPIs a los trabajadores de la obra será obligatoria, debiendo incluir la formación y las normas de uso específicas. Se hará especial hincapié en la obligatoriedad de su uso durante toda la estancia en la zona de trabajo.

El presente estudio procede a continuación con la identificación y el análisis detallado de los riesgos específicos de las fases de obra, como la caída de altura y el riesgo eléctrico, así como las medidas preventivas y los procedimientos de trabajo seguros asociados.

8.8. ANÁLISIS DE RIESGOS LABORALES POR FASES DE OBRA

- A continuación, se detallan los riesgos y las medidas de prevención asociadas a la secuencia de trabajos: Actuaciones Previas, Estructura Metálica, Instalación de Paneles e Instalación Eléctrica.

1. Actuaciones Previas

- **Riesgos Comunes:** Atropellos de maquinaria, sobreesfuerzos, caídas a distinto nivel (zanjas) y desplome de material acopiado.
- **Medidas Preventivas Clave:**
 - **Protección Colectiva:** Vallado perimetral de la obra, correcta señalización y tapado de zanjas o huecos con tablonés.
 - **Procedimiento:** Revisión del terreno (riesgos ocultos), comprobación de

servicios enterrados, y coordinación de la señalización.

- Documentación: Comprobar la existencia del Plan de Seguridad y Salud aprobado, el Libro de Incidencias y la Comunicación de Apertura del Centro de Trabajo.
- EPIs: Casco, chaleco reflectante, botas de seguridad y guantes de uso general.

2. Estructura Metálica y Paneles Fotovoltaicos

- (Estas fases se agrupan por la similitud de riesgos en cubierta: trabajo en altura y manipulación de carga).
- Riesgos Dominantes: Caídas a distinto nivel (al ser trabajo en cubierta), golpes/cortes por manipulación y proyección de objetos.
- Medidas Preventivas Clave (Trabajo en Altura):
 - Protección Colectiva: Instalación de barandillas de protección perimetral (guardacuerpos metálicos cada 2.5 m).
 - EPIs Esenciales: Uso obligatorio de Línea Horizontal de Seguridad (LHS), cinturones anticaídas/de sujeción y casco homologado.
 - Limitaciones: Paralización de trabajos en cubierta con vientos superiores a 60 km/h, lluvia, nieve o heladas.
 - Otros Riesgos: Ruido (EPIs auditivos), contacto eléctrico por mala conservación de maquinaria (utilizar maquinaria con marcado CE) y sobreesfuerzos.

3. Instalación Eléctrica (Conexiones y Cableado)

- Riesgos Críticos: Contactos eléctricos directos e indirectos, cortocircuitos y arco eléctrico.
- Procedimiento de Seguridad:

- Trabajos Sin Tensión (Regla de Oro): Seguir el protocolo de las cinco reglas de oro para suprimir la tensión: Desconectar, Prevenir realimentación, Verificar ausencia de tensión, Poner a tierra y en cortocircuito, y Proteger/Señalizar la zona.
- Trabajos Con Tensión: Deben ser realizados exclusivamente por trabajadores cualificados, siguiendo un procedimiento ensayado y con guantes aislantes adecuados. Se prohibirá el uso de objetos conductores (pulseras, relojes).
- EPIs Específicos: Botas, ropa, casco y guantes aislantes (dieléctricos), estos últimos cumpliendo con las marcas y requisitos de almacenamiento y revisión definidos por el fabricante.

8.9. ANÁLISIS DE RIESGOS CLASIFICADOS POR MAQUINARIA

1. Camión Grúa

- Riesgos Críticos: Vuelco del camión, desplome o aplastamiento por caída de carga suspendida, contacto eléctrico de la pluma con líneas aéreas y atropello de personas.
- Medidas Preventivas Clave:
 - Estabilidad: El camión debe estar estabilizado con gatos completamente extendidos antes de operar. Prohibido trabajar sobre terrenos inseguros o inclinados.
 - Operación de Carga: Prohibido exceder la carga máxima admisible y arrastrar cargas. Las cargas suspendidas se guiarán con cabos de gobierno y nunca se pasará el brazo de la grúa sobre personal.
 - Personal: Prohibida la permanencia de personas a menos de 5 metros del camión o bajo la carga. El conductor no abandonará la máquina con carga suspendida y siempre tendrá a la vista la carga (o será guiado por un señalista experto).
 - Seguridad: Uso obligatorio de ganchos y aparejos con pestillos de

seguridad.

2. Sierra Radial Eléctrica

- Riesgos Críticos: Cortes o amputaciones, proyección de fragmentos, ruido y contactos eléctricos (por mala conexión o anulación de protecciones).
- Medidas Preventivas Clave:
 - Manejo Seguro: Prohibido usar la máquina con las manos mojadas o en posturas por encima de los hombros.
 - Herramienta: Usar el disco adecuado para el material y verificar su buen estado. Prohibido usar el equipo sin sus elementos de protección.
 - Electricidad: Nunca conectar mediante hilos desnudos. Desenchufar y apagar la herramienta (esperando a que se detenga el disco) antes de depositarla, cambiar el disco o realizar mantenimiento.
 - EPIs: Gafas de seguridad, protectores auditivos, guantes de cuero y mascarilla con filtro mecánico contra polvo.

3. Taladro Portátil

- Riesgos Críticos: Proyección de partículas (rotura de broca), contactos eléctricos directos y contactos térmicos.
- Medidas Preventivas Clave:
 - Operación: Usar la broca adecuada al material y evitar movimientos oscilatorios para agrandar agujeros. Para cambiar la broca, se debe usar la llave específica y desconectar el taladro de la red eléctrica.
 - Mantenimiento: Comprobar diariamente el estado del cable de conexión y el aislamiento. Las reparaciones deben ser realizadas por personal especializado.
 - EPIs: Gafas de seguridad, guantes de cuero y calzado de seguridad.

4. Herramientas Manuales

- Riesgos Comunes: Golpes y cortes, caída de la herramienta a distinto nivel y cuerpos extraños en ojos.
- Medidas Preventivas Clave:
 - Uso y Mantenimiento: Usar la herramienta solo para la función para la que fue concebida. Revisar antes de su empleo y desechar las defectuosas.
 - Orden: Mantener las herramientas limpias y ordenadas en portaherramientas o estantes, prohibiendo dejarlas tiradas en el suelo. Las más pesadas se guardarán en las baldas inferiores.
 - Electricidad: Todas las herramientas eléctricas portátiles deben tener doble aislamiento de seguridad. Prohibido usarlas sin enchufe o desconectarlas con tirones bruscos.
 - EPIs: Calzado con puntera reforzada, guantes de cuero, y protecciones auditivas y oculares si la tarea lo requiere. En trabajos en altura, usar cinturón de seguridad.

8.10. INSTALACIONES DE SALUBRIDAD

Dada la baja dotación de personal, con una media de 3 a 4 trabajadores, no se prevé la instalación de caseta provisional de vestuario ni inodoros en el recinto de obra. Se solicitará la aprobación del coordinador de seguridad y salud y de la empresa para utilizar los aseos y vestuarios de las oficinas existentes. En caso de no obtener dicha aprobación, se procederá a habilitar la caseta y el aseo portátil necesarios.

8.11. OBLIGACIONES DEL PROMOTOR

El promotor está obligado a designar un coordinador en materia de seguridad y salud antes del inicio de los trabajos, siempre que en la ejecución intervenga más de una empresa o trabajadores autónomos. Dicha designación no le exime de sus propias responsabilidades. Además, deberá efectuar el aviso a la autoridad laboral competente antes del comienzo de las obras, según el Anexo III del R.D. 1627/1997, manteniendo este aviso expuesto y actualizado en la obra.

8.12. COORDINADOR EN MATERIA DE SEGURIDAD Y SALUD

El Coordinador de Seguridad y Salud (CSS), cuya función podrá recaer en la misma persona para la fase de proyecto y ejecución, es responsable de:

- Coordinar la aplicación de los principios generales de prevención.
- Aprobar el Plan de Seguridad y Salud del contratista y sus modificaciones.
- Organizar la coordinación de actividades empresariales (Art. 24 LPRL).
- Adoptar medidas para restringir el acceso a la obra solo a personal autorizado.

En caso de no ser necesaria su designación, estas funciones serán asumidas por la Dirección Facultativa.

8.13. PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD

El contratista, antes de comenzar, debe elaborar un Plan de Seguridad y Salud que desarrolle y complemente las previsiones del Estudio Básico, en función de su sistema de ejecución.

- El Plan deberá ser aprobado por el CSS antes del inicio de la obra.
- Puede ser modificado por el contratista durante la ejecución, siempre con la aprobación del CSS.
- Quienes intervengan en la obra podrán presentar sugerencias.
- El Plan debe permanecer en la obra a disposición de la Dirección Facultativa.

8.14. OBLIGACIONES DE TRABAJADORES AUTÓNOMOS

Los trabajadores autónomos están obligados a aplicar los principios de la acción preventiva (Art. 15 LPRL), cumplir las disposiciones mínimas (Anexo IV R.D. 1627/1997) y ajustar su actuación a la coordinación de actividades empresariales (Art. 24 LPRL). Deben utilizar equipos de trabajo y de protección individual adecuados y atender las indicaciones del CSS, cumpliendo lo establecido en el Plan de Seguridad y Salud.

8.15. LIBRO DE INCIDENCIAS

El CSS está facultado para advertir al contratista sobre cualquier incumplimiento de seguridad y dejar constancia en el Libro de Incidencias. En caso de riesgo grave e inminente, el CSS puede ordenar la paralización inmediata de tajos o de la totalidad de la obra, notificando este hecho a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social.

8.16. DERECHOS DE LOS TRABAJADORES

El contratista y subcontratistas deben garantizar que los trabajadores reciban información adecuada y comprensible sobre todas las medidas de seguridad y salud en la obra. Una copia del Plan de Seguridad y Salud y sus modificaciones debe ser facilitada a los representantes de los trabajadores para su conocimiento y seguimiento.



9. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

9.1. OBJETO

Este documento constituye una actualización integral del Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red, incorporando y validando las normativas vigentes en España a la fecha de su publicación. Su alcance abarca tanto los requisitos legales y reglamentarios como los criterios de diseño, ejecución y puesta en servicio de los sistemas de generación solar que operan en paralelo con la red de distribución eléctrica.

Su objetivo principal es definir de manera precisa las especificaciones técnicas mínimas a que han de ajustarse los proyectos, líneas de subvención y demás actuaciones promovidas por el IDAE en el ámbito de la energía solar fotovoltaica. Entre otros aspectos, establece las características de los materiales y equipos, las condiciones de seguridad, los procedimientos de ensayo y verificación, y los parámetros de control y comunicación que aseguren una integración fiable y eficiente de la producción renovable en la red.

Asimismo, este pliego incorpora indicadores de calidad orientados a evaluar el rendimiento energético y la viabilidad económica de las instalaciones. De este modo, no solo se garantizan el cumplimiento de las obligaciones normativas, sino que se promueve una mayor rentabilidad y sostenibilidad en el ciclo de vida de los sistemas fotovoltaicos conectados a red.

9.2. NORMATIVA BÁSICA DE REFERENCIA

Con la finalidad de simplificar el proceso de homologación y legalización ante las administraciones, se han seleccionado las normas y reglamentos más relevantes en vigor, de modo que todos los agentes implicados (proyectistas, instaladores y operadores) sepan con exactitud las exigencias a cumplir.

- Real Decreto 738/2015, de 31 de julio – Regulación de la producción de energía eléctrica en instalaciones generadoras.
- Circular 3/2014 (CNMC) – Metodología de cálculo de peajes por utilización de

la red de transporte y distribución.

- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre – Condiciones para la conexión a red de instalaciones de pequeña potencia.
- Real Decreto 110/2007, de 24 de agosto – Reglamento unificador para puntos de medida eléctrica.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre – Transporte, distribución y procedimientos de autorización de instalaciones.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio – Exigencias para la producción eléctrica a partir de fuentes renovables.
- Real Decreto 9/2013, de 12 de julio – Medidas para la estabilidad financiera del sector eléctrico.
- Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre – Metodología de cálculo de peajes de acceso.
- Real Decreto 24/2013, de 26 de diciembre – Desarrollo de la actividad de autoconsumo y criterios de estabilidad de la red.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (RD 842/2002) e Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-BT.
- Órdenes ministeriales publicadas en el BOE (n.º 243/2015 y n.º 302/2015) para la actualización normativa.

9.3. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

La instalación se llevará a cabo en la localidad de Villajoyosa, situada al norte de la provincia de Alicante. El inmueble objeto del proyecto se ubica en Partida San Antonio, número 26.

9.4. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

La instalación incorporará todos los elementos y características imprescindibles para asegurar, en todo momento, la calidad y estabilidad del suministro eléctrico tanto en autoconsumo como en vertido de excedentes a la red. Su correcto funcionamiento no deberá generar averías en la red, disminuir las condiciones de seguridad ni provocar perturbaciones que superen los límites establecidos por la normativa vigente. Asimismo, estará diseñada para evitar la aparición de situaciones peligrosas durante las labores de operación y mantenimiento tanto para el personal propio como para el de la compañía distribuidora.

9.5. INSTALACIÓN DE MODULOS FOTOVOLTAICOS

El generador fotovoltaico de esta instalación está formado por una cadena de tres paneles, cuya potencia máxima conjunta alcanza 1,425 kW en condiciones óptimas de radiación.

Una vez que cada módulo produce corriente continua, ésta se convierte directamente en alterna de manera individual en el inversor asociado. A continuación, la energía alterna resultante se integra en el cuadro de la vivienda, donde se distribuye automáticamente para el autoconsumo o, en caso de excedentes, se inyecta a la red eléctrica. Gracias a esta arquitectura con un inversor central se simplifica el flujo de la energía y maximizando el aprovechamiento de cada módulo.

Los paneles solares se montarán directamente sobre la cubierta de manera coplanar.

9.6. INVERSOR

La instalación emplea un inversor central Huawei SUN2000, el cual gestiona y optimiza el rendimiento energético de todos los módulos conectados. Este inversor opera como el cerebro del sistema, ya que su función principal es transformar eficientemente la corriente continua (CC) generada por los paneles en corriente alterna (CA) utilizable por la vivienda. Además, integra la tecnología de Gestión de Potencia Máxima (MPPT), que realiza un seguimiento del punto de máxima potencia para asegurar la extracción del máximo rendimiento de los paneles en todo instante. El equipo incorpora funciones avanzadas de supervisión de rendimiento, protección anti-isla (desconexión rápida ante

irregularidades) y un alto grado de protección, generalmente IP65 o superior, lo que permite su montaje en exteriores y garantiza la durabilidad.

9.7. CABLEADO

El cableado de la instalación se ha diseñado cuidadosamente para garantizar la seguridad, eficiencia y cumplimiento normativo.

Los conductores empleados para la corriente continua (CC), que conectan los paneles al inversor, son de tipo solar con doble aislamiento, específicamente diseñados para uso en exteriores y con protección UV, cumpliendo con la norma UNE-EN 50618 (o su equivalente UNE 21123). Se ha minimizado la longitud de estos conductores para reducir las pérdidas y evitar cualquier tensión mecánica innecesaria.

En el lado de la corriente alterna (CA), la conexión desde el inversor a la red interna del inmueble se realiza mediante un cable de cobre con una sección que garantiza una baja caída de tensión y soporta holgadamente la intensidad máxima de diseño. Tanto las líneas de CC como las de CA se han dispuesto separadas entre sí y se han instalado y protegido conforme al método A2 de la Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT-19.

9.8. PROTECCIONES

En la fase de continua se instalarán dispositivos de protección frente a sobretensiones, para aislar cada cadena y desviar los picos transitorios a tierra. En la fase de alterna, se dispondrá un interruptor diferencial de alta sensibilidad y un interruptor magnetotérmico dimensionado según la corriente de diseño, garantizando así la detección de fugas a tierra y la protección contra sobrecargas o cortocircuitos.

9.9. PUESTA A TIERRA

Todas las partes metálicas accesibles se conectarán al sistema de puesta a tierra de la instalación, con un conductor de protección cuya sección cumpla los requisitos normativos, de modo que cualquier fallo de aislamiento derive a tierra y provoque la actuación de los dispositivos de protección.

9.10. CONEXIÓN A RED

La instalación, de potencia inferior a 100 kW, se conectará a la red de distribución respetando los requisitos de separación y coordinación de protecciones exigidos por el reglamento vigente y la compañía distribuidora, asegurando el cumplimiento de los parámetros de calidad de suministro y la correcta integración de los excedentes producidos.

9.11. PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

La producción anual estimada se calculará mediante herramientas reconocidas que tengan en cuenta la irradiación y las características del emplazamiento, de modo que se garantice la capacidad de la instalación para cubrir la demanda de la vivienda y optimizar el autoconsumo.

9.12. CONSIDERACIONES FINALES

De acuerdo con la normativa de autoconsumo y el reglamento de baja tensión, no es necesaria la inscripción obligatoria en un registro específico, aunque se presentará la documentación técnica ante las autoridades competentes. En todo caso, se respetarán las especificaciones del presente pliego y de la normativa aplicable para asegurar la seguridad, la fiabilidad y la eficiencia de la instalación a lo largo de su vida útil.

10. CONCLUSIÓN

El presente Trabajo Fin de Máster ha culminado con éxito el diseño integral y el estudio de viabilidad de una instalación fotovoltaica para autoconsumo, demostrando que la complejidad de un proyecto no reside en el tamaño de la instalación, sino en la minuciosidad y profundidad del análisis técnico que la sustenta. Aunque la instalación final pueda ser pequeña en escala, el rigor metodológico empleado permite que este estudio sirva como una plantilla robusta y escalable para futuros proyectos similares, requiriendo únicamente la actualización de los datos de consumo y producción pertinentes.

El proceso se inició con un análisis fundamental de las condiciones ambientales, utilizando datos climatológicos de España para contextualizar la generación potencial de energía. Posteriormente, se llevó a cabo una exhaustiva selección y acomodación del emplazamiento, elaborando un estudio pormenorizado de las variables clave: sombras, inclinación y azimut. Este análisis detallado fue esencial para optimizar la captación solar y determinar los parámetros de diseño. Paralelamente, se realizó un riguroso análisis de los consumos reales de la vivienda, utilizando estos datos verídicos para elaborar las curvas de carga media diaria. Esta información de consumo real, en combinación con el análisis de la producción fotovoltaica simulada a través de la herramienta PVGIS, permitió realizar un estudio realista de la Tasa de Autoconsumo y la Tasa de Cobertura, cumpliendo con los objetivos primordiales de este trabajo.

La fase técnica se completó con la configuración precisa de la instalación fotovoltaica, estudiando la cantidad óptima de paneles (determinada por la potencia y el consumo), la selección de componentes (como el inversor Huawei y sus compatibilidades), y el detallado estudio del cableado. Finalmente, el estudio de viabilidad económica confirmó la rentabilidad de la instalación base, demostrando un punto de equilibrio en el octavo año y una TIR del 11% a los 25 años. Pese a que la implementación de la batería de litio Huawei LUNA2000 supondría un retraso de tres años en la recuperación de la inversión inicial, se garantizó su viabilidad energética.

El trabajo concluyó con la elaboración del Documento Básico de Seguridad y Salud y el Pliego de Condiciones, proporcionando un expediente técnico completo, riguroso y listo

para su ejecución. En definitiva, la solidez de este estudio reside en su base de consumos reales y en la aplicación de una metodología exhaustiva y replicable que va mucho más allá de la mera instalación de paneles.



ANEXO 1: DOCUMENTO PVGIS



Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

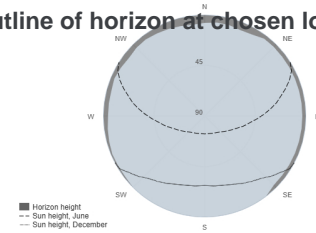
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 38.526,-0.240
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH3
 PV technology: Cryst Sil Original
 PV installed: 1.425 kWp
 System loss: 17.4175 %

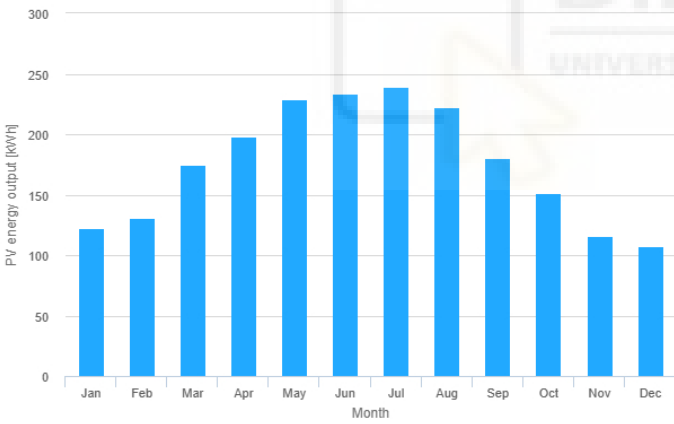
Simulation outputs

Slope angle: 20 °
 Azimuth angle: -45 °
 Yearly PV energy production: 2105.65 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1972.92 kWh/m²
 Year-to-year variability: 51.03 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -2.94 %
 Spectral effects: 0.51 %
 Temperature and low irradiance: -7.04 %
 Total loss: -25.1 %

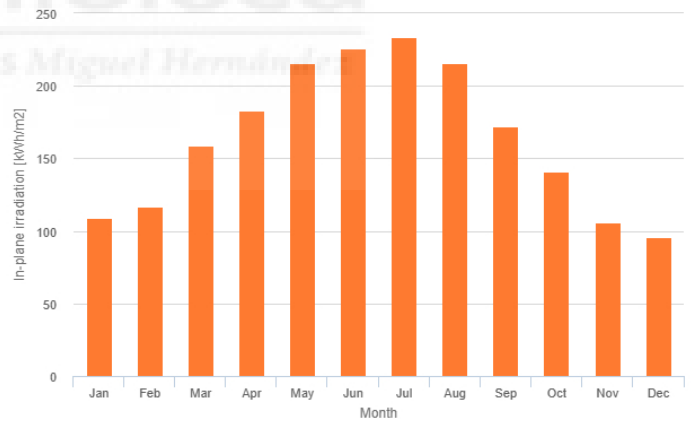
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E _m	H(i) _m	SD _m
January	122.0	108.8	11.6
February	130.4	116.8	12.0
March	175.2	158.8	20.2
April	198.0	182.7	15.5
May	228.9	216.0	17.5
June	234.0	225.8	8.2
July	239.4	233.7	7.7
August	222.4	216.0	7.7
September	180.4	172.0	9.0
October	151.1	140.9	10.8
November	116.2	105.6	10.8
December	107.5	96.0	7.2

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

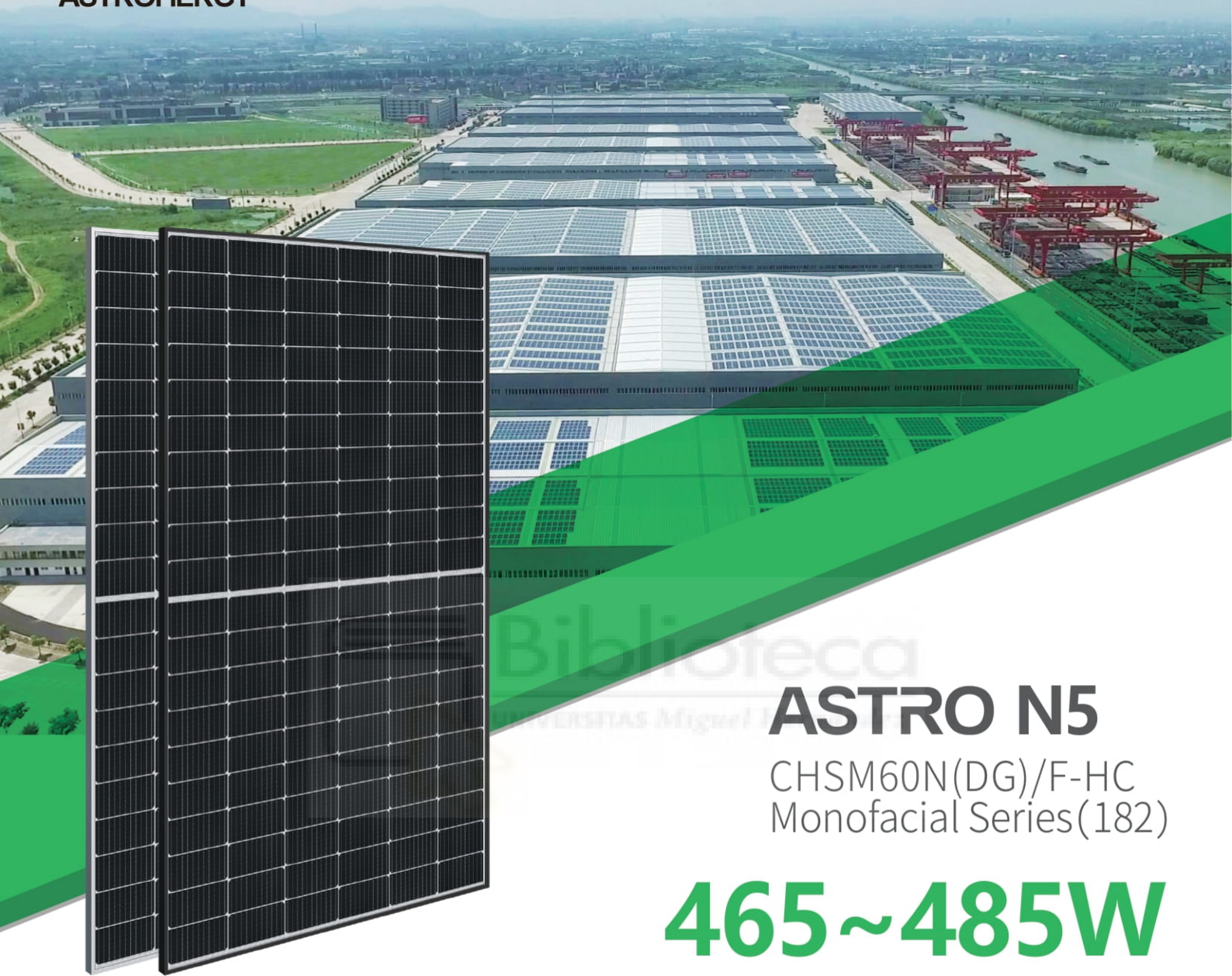
SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

ANEXO 2: FICHA CARACTERÍSTICAS PANELES FOTOVOLTAICOS





ASTRONERGY



ASTRO N5

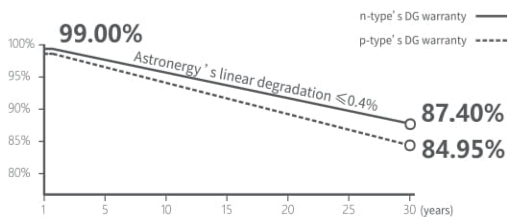
CHSM60N(DG)/F-HC
Monofacial Series(182)

465~485W

Warranty

15 15-year Product Warranty
25 25-year Product Warranty
(Optional, special for rooftop market)

30 30-year Linear Power Warranty



Key Features

- TOPCon / Half-cut
- Low temperature coefficient (Pmpp)
- Non-destructive cutting
- PID resistance



ISO 9001:2015:ISO Quality Management System
ISO 14001:2015:ISO Environment Management System
ISO 45001:Occupational Health and Safety
The first solar company which passed the Nord IEC/TS 62941 certification audit



Tier 1
BloombergNEF



465~485W

POWER RANGE

0~+5W

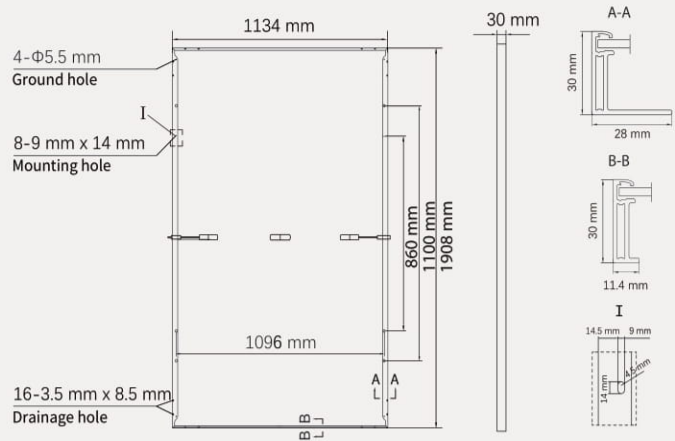
POWER SORTING

22.4%MAX. MODULE
EFFICIENCY**≤ 1.0%**FIRST YEAR
POWER DEGRADATION**≤ 0.4%**YEAR 2-30
POWER DEGRADATION

Mechanical Specifications

Outer dimensions (L x W x H)	1908 x 1134 x 30 mm
Cell type	n type mono-crystalline
No. of cells	120 (6*20)
Frame technology	Aluminum, black or silver anodized
Front / Back glass	1.6+1.6 mm
Cable length (Including connector)	Portrait: (+)350 mm, (-)250 mm; Customized length
Cable diameter (IEC/UL)	4 mm ² / 12 AWG
① Maximum mechanical test load	5400 Pa (front) / 2400 Pa (back)
Connector type (IEC/UL)	HCB40 / MC4-EVO2A (optional)
Module weight	23 kg
Packing unit	36 pcs / box
Weight of packing unit (for 40'HQ container)	874 kg
Modules per 40' HQ container	864 pcs (Subject to sales contract)

① Refer to Astronergy crystalline installation manual or contact technical department.
Maximum Mechanical Test Load=1.5×Maximum Mechanical Design Load.



Electrical Specifications

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25° C, AM=1.5

	465	470	475	480	485
Rated output (P _{mpp} / Wp)	465	470	475	480	485
Rated voltage (V _{mpp} / V)	36.14	36.27	36.39	36.52	36.65
Rated current (I _{mpp} / A)	12.87	12.96	13.05	13.14	13.23
Open circuit voltage (V _{oc} / V)	43.01	43.16	43.31	43.46	43.61
Short circuit current (I _{sc} / A)	13.57	13.68	13.80	13.91	14.02
Module efficiency	21.5%	21.7%	22.0%	22.2%	22.4%

NMOT: Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20° C, AM=1.5, Wind Speed 1m/s

	349.7	353.4	357.2	361.0	364.7
Rated output (P _{mpp} / Wp)	349.7	353.4	357.2	361.0	364.7
Rated voltage (V _{mpp} / V)	34.02	34.14	34.26	34.37	34.49
Rated current (I _{mpp} / A)	10.28	10.35	10.43	10.50	10.57
Open circuit voltage (V _{oc} / V)	40.85	40.99	41.14	41.28	41.42
Short circuit current (I _{sc} / A)	10.95	11.04	11.14	11.23	11.32

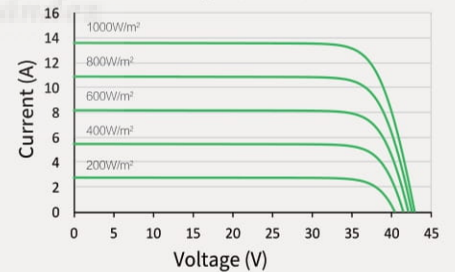
Temperature Ratings (STC)

Temperature coefficient (P _{mpp})	-0.29%/°C	No. of diodes	3
Temperature coefficient (I _{sc})	+0.043%/°C	Junction box IP rating	IP 68
Temperature coefficient (V _{oc})	-0.25%/°C	Max. series fuse rating	25 A
Nominal module operating temperature (NMOT)	41±2°C	Max. system voltage (IEC/UL)	1500V _{DC}

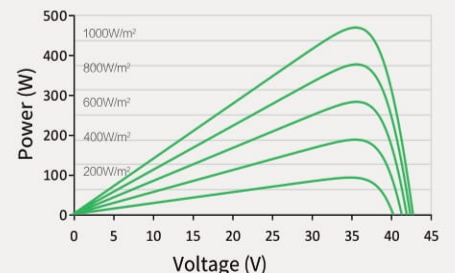
Operating Parameters

Curve

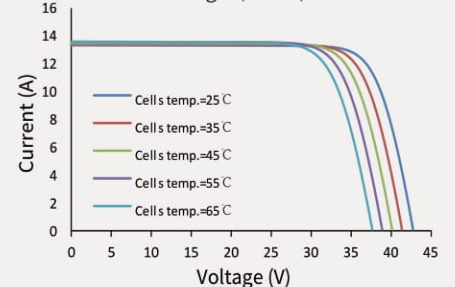
Current-Voltage (475W)



Power-Voltage (475W)



Current-Voltage (475W)



ANEXO 3: FICHA CARACTERÍSTICAS

INVERSOR





Active Safety

AI Powered
Active Arcing Protection



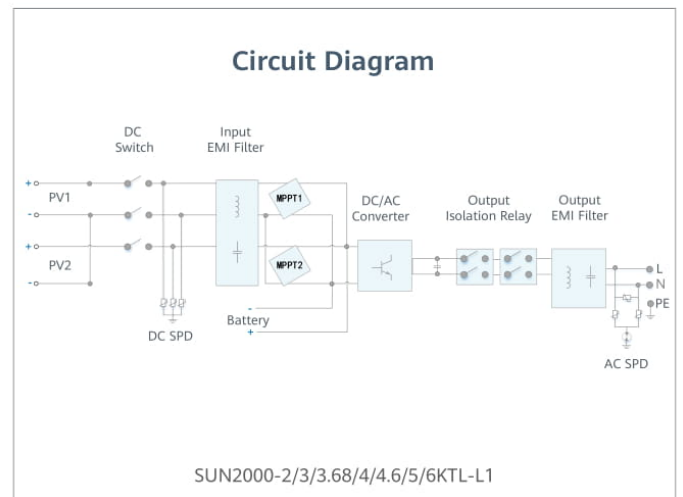
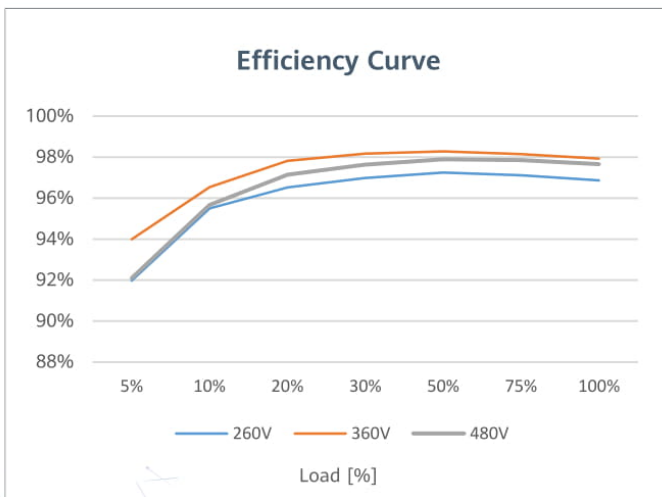
Higher Yields

Up to 30% More
Energy with Optimizer



2x POWER Battery Ready

5KW AC Output plus
5KW Battery Charge



SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1 Technical Specification

Technical Specification	SUN2000 -2KTL-L1	SUN2000 -3KTL-L1	SUN2000 -3.68KTL-L1	SUN2000 -4KTL-L1	SUN2000 -4.6KTL-L1	SUN2000 -5KTL-L1	SUN2000 -6KTL-L1 ¹
-------------------------	---------------------	---------------------	------------------------	---------------------	-----------------------	---------------------	----------------------------------

Efficiency

Max. efficiency	98.2 %	98.3 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %	98.4 %
European weighted efficiency	96.7 %	97.3 %	97.3 %	97.5 %	97.7 %	97.8 %	97.8 %

Input (PV)

Recommended max. PV power ²	3,000 Wp	4,500 Wp	5,520 Wp	6,000 Wp	6,900 Wp	7,500 Wp	9,000 Wp
Max. input voltage	600 V ³						
Start-up voltage	100 V						
MPPT operating voltage range	90 V – 560 V ³						
Rated input voltage	360 V						
Max. input current per MPPT	12.5 A						
Max. short-circuit current	18 A						
Number of MPP trackers	2						
Max. number of inputs	2						

Input (DC Battery)

Compatible Battery	LG Chem RESU 7H_R / 10H_R						
Operating voltage range	350 ~ 450 Vdc						
Max operating current	10 A @7H_R / 15 A @10H_R						
Max charge power	3,500 W @7H_R / 5,000 W @10H_R						
Max discharge Power @7H_R	2,200 W	3,300 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W	3,500 W
Max discharge Power @10H_R	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W
Compatible Battery	HUAWEI Smart ESS Battery 5kWh – 30kWh ¹						
Operating voltage range	350 ~ 560 Vdc						
Max operating current	15 A						
Max charge Power	5,000 W ⁴						
Max discharge Power	2,200 W	3,300 W	3,680 W	4,400 W	4,600 W	5,000 W	5,000 W

Output

Grid connection	Single phase						
Rated output power	2,000 W	3,000 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W	5,000 W ⁵	6,000 W
Max. apparent power	2,200 VA	3,300 VA	3,680 VA	4,400 VA	5,000 VA ⁶	5,500 VA ⁷	6,000 VA
Rated output voltage	220 Vac / 230 Vac / 240 Vac						
Rated AC grid frequency	50 Hz / 60 Hz						
Max. output current	10 A	15 A	16 A	20 A	23 A ⁸	25 A ⁸	27.3 A
Adjustable power factor	0.8 leading ... 0.8 lagging						
Max. total harmonic distortion	≤ 3 %						
Backup power output	Yes (via Backup Box-5000 ¹)						

Protection & Feature

Anti-Islanding protection	Yes
DC reverse polarity protection	Yes
Insulation monitoring	Yes
DC surge protection	Yes, compatible with TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11
AC surge protection	Yes, compatible with TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11
Residual current monitoring	Yes
AC overcurrent protection	Yes
AC short-circuit protection	Yes
AC overvoltage protection	Yes
Over-heat protection	Yes
Arc fault protection	Yes
Battery reverse charging from grid	Yes

General Data

Operating temperature range	-25 ~ +60 °C (Derating above 45°C @ Rated output power)
Relative operating humidity	0 %RH ~ 100 %RH
Operating altitude	0 ~ 4,000 m (Derating above 2,000 m)
Cooling	Natural convection
Display	LED indicators; integrated WLAN + FusionSolar APP
Communication	RS485, WLAN via inverter built-in WLAN module Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional); 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)
Weight (incl. mounting bracket)	12.0 kg (26.5 lb)
Dimension (incl. mounting bracket)	365mm * 365mm * 156 mm (14.4 x 14.4 x 6.1 inch)
Degree of protection	IP65

Optimizer Compatibility

DC MBUS compatible optimizer	SUN2000-450W-P
------------------------------	----------------

Standard Compliance (more available upon request)

Safety	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2
Grid connection standards	G98, G99, EN 50549-1, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777.2, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, TOR D4, IEC61727, IEC62116

¹ Available in 2020 Q3.

² Inverter max input PV power is 10,000 Wp when long strings are designed and fully connected with SUN2000-450W-P power optimizers.

³ The maximum input voltage and operating voltage upper limit will be reduced to 495 V when inverter connects and works with LG battery.

⁴ 2,500 W @ 5kWh HUAWEI ESS battery

⁵ AS4777.2: 4999W. ⁶ VDE-AR-N 4105: 4600VA / AS4777.2: 4999VA. ⁷ AS4777.2: 4999VA. ⁸ AS4777.2: 21.7A.

ANEXO 4: FICHA CARACTERÍSTICAS BATERÍA



Sistema inteligente de almacenamiento de energía en string



Optimización de la energía

100% de profundidad de descarga (DoD)
Optimización de energía a nivel de módulo



Inversión flexible

Diseño modular de 5kWh,
Escalable de 5 a 30 kWh



Segura y confiable

Celda de litio-ferrofosfato (LFP)



Fácil instalación

Módulo de potencia de 12 kg
Módulo de batería de 50 kg



Puesta en marcha rápida

Detección automáticamente en la APP



Compatibilidad perfecta

Compatible con ambos
inversores monofásicos y trifásicos
residenciales

Especificaciones técnicas

	LUNA2000-5-S0	LUNA2000-10-S0	LUNA2000-15-S0
Especificaciones técnicas			

Características			
Módulo de potencia	LUNA2000-5KW-C0		
Número de módulos de potencia	1		
Módulo de batería	LUNA2000-5-E0		
Energía por módulo de batería	5 kWh		
Número de módulos de batería	1	2	3
Energía útil de la batería ¹	5 kWh	10 kWh	15 kWh
Potencia máxima de salida	2.5 kW	5 kW	5 kW
Potencia pico de salida	3.5 kW, 10 s	7 kW, 10 s	7 kW, 10 s
Tensión nominal (sistema monofásico)	450 V		
Rango de tensión de operación (sistema monofásico)	350 - 560 V		
Tensión nominal (sistema trifásico)	600 V		
Rango de tensión de operación (Sistema trifásico)	600 - 980 V		

Comunicación	
Display	Indicador del estado SOC, indicador LED
Comunicación	RS485 / CAN (solo para funcionamiento en paralelo)

Especificaciones generales			
Dimensiones (Ancho x Profundo x Alto)	670 * 150 * 600 mm (26.4 * 5.9 * 23.6 inch)	670 * 150 * 960 mm (26.4 * 5.9 * 37.8 inch)	670 * 150 * 1320 mm (26.4 * 5.9 * 60.0 inch)
Peso (Kit de herramientas para soporte de suelo incluido)	63.8 kg (140.7 lb)	113.8 kg (250.9 lb)	163.8 kg (361.1 lb)
Dimensión del módulo de potencia (AxDxA)	670 * 150 * 240 mm (26.4 * 5.9 * 9.4 inch)		
Peso del módulo de potencia	12 kg (26.5 lb)		
Dimensión del módulo de batería (AxDxA)	670 * 150 * 360 mm (26.4 * 5.9 * 14.0 inch)		
Peso del módulo de batería	50 kg (110.2 lb)		
Instalación	Soporte de suelo (estándar), montaje en pared (opcional)		
Rango de temperatura en operación	-10°C ~ +55°C (14°F ~ 131°F) ²		
Altitud de operación	0 - 4,000 m (13,123 ft.) (Derating por encima de 2,000 m)		
Humedad relativa	5% ~ 95%		
Ventilación	Convección natural		
Grado de protección	IP 66		
Tecnología de célula	Litio-ferrofosfato(LiFePO4)		
Garantía	10 años ³		
Escalabilidad	Max. 2 sistemas funcionando en paralelo		
Compatibilidad con inversores	SUN2000-2/3/3.68/4/4.6/5/6KTL-L1, SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M0 ⁴ , SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M1		

Cumplimiento de normas (más disponibles a pedido)	
Certificados	CE, RCM, CEC, VDE2510-50, IEC62619, IEC 60730, UN38.3

Pedido y pieza entregable	
Modelo de pedido de producto ⁴	LUNA2000-5KW-C0, LUNA2000-5-E0, LUNA2000 Soporte de montaje de pared

1. Condiciones de ensayo: 100% profundidad de descarga (DoD), 0.2C ratio de carga y descarga a 25°C

2. Derating de carga/descarga para temperaturas de operación de -10°C a -5°C & de 45°C a 55°C.

3. Consultar las condiciones de garantía de la batería para las condiciones de aplicación.

4. El Sistema de almacenamiento se solicitará y enviará para módulos de potencia y módulos de batería por separado con sus respectivas cantidades.