

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE

GRADO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA Y
AUTOMÁTICA INDUSTRIAL



**" Estudio y dimensionamiento de placas
fotovoltaicas para autoconsumo con
conexión a red en vivienda unifamiliar,
incluyendo punto de recarga para vehículo
eléctrico y diversas alternativas."**

TRABAJO FIN DE GRADO

DICIEMBRE 2023

AUTOR: SALVADOR LLORENS MANCLÚS

TUTOR: SERGIO VALERO VERDÚ

ÍNDICE

1.- INTRODUCCIÓN.....	8
1.1.-OBJETO DEL TRABAJO	9
1.2.- CONTEXTO ENERGÉTICO.....	9
1.3.- NORMATIVA VIGENTE.....	16
2.-MEMORIA TÉCNICA.....	19
2.1.- ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	20
2.1.1.- PRINCIPIOS BÁSICOS.....	20
2.1.2.-COMPONENTES INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	26
2.1.2.1.- PANEL SOLAR.....	26
2.1.2.2.-BATERÍA.....	30
2.1.2.3.- REGULADOR.....	32
2.1.2.4.- INVERSOR.....	35
2.1.2.5.-PROTECCIONES.....	38
2.1.3.- ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN PLACAS SOLARES.....	42
2.2.- EMPLAZAMIENTO DE LA VIVIENDA.....	44
2.3.- ESTUDIO DE SOMBRAS.....	46
2.4.-DISEÑO INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA.....	52
2.4.1.- ÁNGULO DE INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN.....	52
2.4.2.- CONSUMO ELÉCTRICO.....	57
2.4.2.1.-ESTIMACIÓN CONSUMO VEHICULO ELÉCTRICO.....	57
2.4.2.2.- DATOS CONSUMO REAL VIVIENDA.....	62

2.4.3.- POTENCIA PICO CAMPO GENERADOR.....	64
2.4.4.- PANEL SOLAR.....	68
2.4.5.-ESTRUCTURA DE SOPORTE.....	71
2.4.6.- INVERSOR.....	79
2.4.7.- PUNTO DE RECARGA DE VEHÍCULO.....	82
2.4.8.- BATERÍA Y REGULADOR DE CARGA.....	84
2.4.9.- CÁLCULO DE LÍNEAS.....	85
2.4.9.1.- CARACTERISTICAS, PARAMETROS Y CRITERIOS.....	85
2.4.9.2.- CÁLCULO DE LÍNEA CC.....	87
2.4.9.3.- CÁLCULO DE LÍNEA CA.....	89
2.4.9.4.- LÍNEA CONDUCTOR DE PROTECCIÓN.....	93
2.4.10.- PROTECCIONES	94
2.4.11.- CONTADOR DE ENERGÍA BIDIRECCIONAL.....	99
2.4.12.- SEGURIDAD Y PRL.....	100
3.- ESTUDIO ECONÓMICO.....	102
3.1.-ANÁLISIS ENERGÉTICO.....	102
3.1.1.- PERFIL DE CONSUMO.....	103
3.1.2.- PRODUCCIÓN ESTIMADA.....	111
3.1.2.1.- IRRADIANCIA PREVISTA.....	112
3.1.2.2.- ENERGÍA GENERADA.....	115
3.1.3.-ENERGÍA AUTOCONSUMIDA, EXCEDENTARIA Y EXTRAÍDA DE RED.....	119

3.1.3.1.-ALTERNATIVA 1: EXCEDENTES CON BATERÍA VIRTUAL.....	124
3.1.3.2.-ALTERNATIVA 2: EXCEDENTES CON BATERIA FÍSICA Y BATERÍA VIRTUAL.....	131
3.2.- ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA ENERGÍA.....	140
3.2.1.-ALTERNATIVA 1: EXCEDENTES CON BATERÍA VIRTUAL	141
3.2.2.-ALTERNATIVA 2: EXCEDENTES CON BATERÍA FÍSICA Y BATERÍA VIRTUAL.....	142
4.- PRESUPUESTO.....	143
4.1.- ALTERNATIVA 1: EXCEDENTES CON BATERÍA VIRTUAL.....	143
4.2.- ALTERNATIVA 2: EXCEDENTES CON BATERÍA FÍSICA Y BATERÍA VIRTUAL.....	145
5.- VIABILIDAD ECONÓMICA.....	146
5.1.- ALTERNATIVA 1: EXCEDENTES CON BATERÍA VIRTUAL.....	149
5.2.- ALTERNATIVA 2: EXCEDENTES CON BATERÍA FÍSICA Y BATERÍA VIRTUAL.....	152
5.3.- SOLUCIÓN ADOPTADA.....	155
5.4.- SUBVENCIONES	156
6.- CONCLUSIONES.....	158

ANEXOS

PLIEGO DE CONDICIONES

PLANOS

PLANO DE SITUACIÓN

PLANO DE EMPLAZAMIENTO

PLANO PLANTA INSTALACIÓN

ESQUEMA ELÉCTRICO

FACTURAS ELÉCTRICAS AÑO NATURAL 2022

FICHAS TÉCNICAS DE COMPONENTES

BIBLIOGRAFÍA

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

<i>Ilustración 1 Mapa del origen de la electricidad en Europa en 2022</i>	<i>10</i>
<i>Ilustración 2 Mapa del origen de la fuente de energía eléctrica en Europa en junio 2023</i>	<i>12</i>
<i>Ilustración 3 Mapa del origen de la electricidad en España en diciembre de 2022.....</i>	<i>13</i>
<i>Ilustración 4 Mapa del origen de la electricidad en España en marzo de 2023</i>	<i>13</i>
<i>Ilustración 5 Tamaños y potencias Reactores modulares pequeños (SMR)</i>	<i>14</i>
<i>Ilustración 6 Proceso de conversión de Hidrogeno y CO2 en combustibles sintéticos.....</i>	<i>15</i>
<i>Ilustración 7 Mapa hidroducto "H2MED".....</i>	<i>15</i>
<i>Ilustración 8 Esquema general de las instalaciones ITC-BT-40.....</i>	<i>17</i>
<i>Ilustración 9 Esquema 8 Método de medida bidireccional. Conexión al DGMP o CMP.....</i>	<i>17</i>
<i>Ilustración 10 Representación de los átomos de silicio</i>	<i>21</i>
<i>Ilustración 11 Unión PN.....</i>	<i>21</i>
<i>Ilustración 12 Célula solar en circuito abierto (Voc).....</i>	<i>22</i>
<i>Ilustración 13 Célula solar en cortocircuito (Isc).....</i>	<i>23</i>
<i>Ilustración 14 Célula solar conectada a un receptor</i>	<i>23</i>
<i>Ilustración 15 Tipos de radiación en las placas FV.....</i>	<i>24</i>
<i>Ilustración 16 Horas Solares Pico.....</i>	<i>25</i>
<i>Ilustración 17 Componentes en una instalación fotovoltaica.....</i>	<i>26</i>
<i>Ilustración 18 Tipos de paneles solares según la tecnología de construcción.</i>	<i>27</i>
<i>Ilustración 19 Distancia mínima entre filas de módulos.....</i>	<i>29</i>
<i>Ilustración 20 Baterías de plomo-ácido.....</i>	<i>31</i>
<i>Ilustración 21 Batería de Litio.....</i>	<i>31</i>
<i>Ilustración 22 Ejemplo de regulador.....</i>	<i>32</i>
<i>Ilustración 23 Ejemplo de hoja de datos de regulador</i>	<i>33</i>
<i>Ilustración 24 Curva del Punto de Máxima Potencia (MPPT).....</i>	<i>34</i>
<i>Ilustración 25 Onda senoidal modificada a partir de modulación de PWM.....</i>	<i>35</i>
<i>Ilustración 26 División latitudes terrestres</i>	<i>42</i>
<i>Ilustración 27 División longitudes terrestres (meridianos).....</i>	<i>42</i>
<i>Ilustración 28 Trayectorias del sol en el hemisferio norte en los solsticios y equinoccios</i>	<i>43</i>
<i>Ilustración 29 Ángulos de inclinacion y acimut en placas solares</i>	<i>43</i>
<i>Ilustración 30 Emplazamiento de la vivienda y datos catastrales.....</i>	<i>44</i>
<i>Ilustración 31 Dimensiones y orientación de la vivienda.....</i>	<i>45</i>
<i>Ilustración 32 Carta solar válida para la Península Ibérica y las Baleares.....</i>	<i>51</i>
<i>Ilustración 33 Comparación producción entre diferentes inclinaciones de las placas solares.....</i>	<i>56</i>
<i>Ilustración 34 Trayecto laboral de los propietarios de la vivienda</i>	<i>57</i>
<i>Ilustración 35 Consumo Fiat 500e en diferentes situaciones de conducción.....</i>	<i>60</i>
<i>Ilustración 36 Vista general distribución placas solares.....</i>	<i>69</i>

<i>Ilustración 37 Vista de perfil distribución placas solares.....</i>	<i>69</i>
<i>Ilustración 38 Vista de planta distribución placas solares.....</i>	<i>70</i>
<i>Ilustración 39 Soporte hormigón Solarbloc con lastre trasero</i>	<i>71</i>
<i>Ilustración 40 Patas telescópicas para soporte de hormigón.....</i>	<i>72</i>
<i>Ilustración 41 Vista detalle soporte hormigón + patas telescópicas</i>	<i>72</i>
<i>Ilustración 42 Estudio de lastres para Solarbloc 30º.....</i>	<i>73</i>
<i>Ilustración 43 Cuadro de velocidad de viento admisible estructura metálica</i>	<i>74</i>
<i>Ilustración 44 Soporte estructura metálica 3 placas solares.....</i>	<i>74</i>
<i>Ilustración 45 Vistas detalle soporte estructura metálica</i>	<i>75</i>
<i>Ilustración 46 Cuadro velocidad de viento admisible</i>	<i>76</i>
<i>Ilustración 47 Soporte poste + estructura metálica.....</i>	<i>76</i>
<i>Ilustración 48 Vista detalle soporte poste + estructura metálica</i>	<i>77</i>
<i>Ilustración 49 Vista detalle conjunto de soportes.....</i>	<i>78</i>
<i>Ilustración 50 Hoja de datos inversor Solax X1-mini G3.....</i>	<i>79</i>
<i>Ilustración 51 Hoja de datos Panel solar Hiku PERC CS3W-455W.....</i>	<i>80</i>
<i>Ilustración 52 Cargador vehículo eléctrico V2C Trydan 7,4 kW.....</i>	<i>82</i>
<i>Ilustración 53 Amperajes de carga disponibles en V2C</i>	<i>83</i>
<i>Ilustración 54 Batería Solar Energy 5kW·h.....</i>	<i>84</i>
<i>Ilustración 55 Regulador BlueSolar PWM-Light 48V</i>	<i>84</i>
<i>Ilustración 56 Método de instalación E</i>	<i>86</i>
<i>Ilustración 57 Método de instalación B1</i>	<i>86</i>
<i>Ilustración 58 Tabla C-52-1 UNE-HD 60.364-5-52 de la ITC-BT-19.....</i>	<i>88</i>
<i>Ilustración 59 Cable CP de 4mm²</i>	<i>93</i>
<i>Ilustración 60 Fusible DF Electric 491635 de 20 A</i>	<i>94</i>
<i>Ilustración 61 Descargador “BUD-40/3” de la marca Beny.....</i>	<i>95</i>
<i>Ilustración 62 Seccionador “SIRCO 21PV2102” de 30 A.....</i>	<i>95</i>
<i>Ilustración 63 Interruptor diferencial SCHNEIDER Acti 9 iID40” de 30mA, 25A.....</i>	<i>96</i>
<i>Ilustración 64 Interruptor magnetotérmico” FAZ-B15/2” AETON, 2p, 15A clase B</i>	<i>96</i>
<i>Ilustración 65 Interruptor magnetotérmico FAZ-B25/2” de la marca AETON de 25A.....</i>	<i>98</i>
<i>Ilustración 66 Interruptor diferencial “SCHNEIDER Acti 9 iID40” de 30mA clase A SI.....</i>	<i>98</i>
<i>Ilustración 67 Equipo de medida bidireccional “CX1000-6 ES” de SAGEMCOM.</i>	<i>99</i>
<i>Ilustración 68 Tarifa de discriminación horaria</i>	<i>124</i>
<i>Ilustración 69 Consumo de combustible del trayecto en el escenario realista</i>	<i>146</i>
<i>Ilustración 70 Fórmula para el cálculo de ayudas del Programa de incentivos 4 del RD 477/2021</i>	<i>156</i>
<i>Ilustración 71 Tabla de valores de la variable "módulos" de las ayudas según potencia instalada y origen energético.....</i>	<i>157</i>

1.-INTRODUCCIÓN

En el presente trabajo se analizan las diferentes opciones de autoconsumo con placas fotovoltaicas que se pueden implementar en una vivienda familiar ya existente en Valencia. La vivienda cuenta con calefacción por suelo radiante y agua caliente sanitaria (ACS) alimentada con gas natural. Además, se incluye un cargador de vehículo eléctrico con su respectivo consumo esperado. El objetivo principal de este trabajo es maximizar el rendimiento económico y la eficiencia energética, buscando aprovechar al máximo la energía solar fotovoltaica disponible. Además, se buscará que los paneles solares no entorpezcan ni visual ni físicamente a los propietarios, colocando los paneles en zonas poco frecuentadas de la vivienda.

Se evalúan dos alternativas posibles para la vivienda:

- Alternativa 1: Autoconsumo con excedentes con batería virtual.
- Alternativa 2: Autoconsumo con excedentes con batería física y virtual.

El término “batería virtual” o “monedero solar” es un acuerdo financiero entre la persona propietaria de la instalación fotovoltaica y un proveedor de energía eléctrica que permite "almacenar" la energía generada por el sistema solar en la red eléctrica, en lugar de utilizar baterías físicas. La energía generada se inyecta a la red y se le atribuye un valor económico, que se utiliza para compensar el consumo de energía en momentos en los que no se está generando suficiente energía solar. Esta tarifa se diferencia de la compensación de excedentes en que la compensación de excedentes solo permite reducir la factura con el término variable de cada mes, mientras que el monedero solar puede compensar además los términos fijos de meses posteriores, logrando en ocasiones obtener facturas de 0 euros, incluso acumular dinero para futuras facturas. El inconveniente de esta modalidad es la gran diferencia de precio entre la energía importada y exportada, las operadoras eléctricas pagan el excedente muy por debajo respecto el precio de la energía comprada.

1.1.-OBJETO DEL TRABAJO

En el presente documento se diseña la instalación de placas fotovoltaicas y un punto de recarga de vehículo eléctrico para el autoconsumo con vertido a red. Se estudian diversas alternativas disponibles como la adición de baterías o no, junto con el impacto económico y energético de todas ellas para hacer un balance y optar por la mejor solución.

La vivienda en cuestión se encuentra en una localidad en la provincia de Valencia llamada Tavernes de la Valldigna. Esta localidad, a pesar de estar en un valle, gracias a la posición de las montañas (Norte y Sur) y un clima mediterráneo dispone de una gran cantidad de horas de sol durante todo el año, incluso en invierno donde puntualmente pueden formarse gotas frías.

En cuanto a los datos de consumo, se han obtenido de las facturas de todo el año natural de 2022. En relación con el vehículo eléctrico, se ha peinado el mercado buscando el mejor modelo como referencia y un trayecto que los propietarios de la vivienda suelen hacer recurrentemente para trabajar. En los apartados correspondientes se detalla más extensamente.

1.2.- CONTEXTO ENERGÉTICO

En la actualidad, hay un gran consenso científico en que se debe reducir la huella de carbono que la actividad humana genera. Concretamente, el dióxido de carbono y los gases que producen la quema de combustibles fósiles son los más tóxicos, contaminantes y que producen más efecto invernadero, por lo que los países más desarrollados deberían intentar reducirlo gracias al desarrollo tecnológico y social de estos.

En Europa se están desarrollando una serie de políticas para intentar favorecer esta transición hacia energías renovables en forma de subvenciones o beneficios fiscales para aquellas empresas o particulares que decidan instalar estas fuentes de energía. Además, a fecha de hoy, Europa ha decidido considerar las nucleares y el gas natural como energía “verde” porque entiende que son fuentes de energía no intermitentes necesarias para

lograr esa transición y dar cierta estabilidad a las redes eléctrica, a la vez que el impacto en la huella de carbono en relación a la cantidad de energía extraída es aceptable.¹

En España, gracias a la gran variedad de climas y paisajes dentro de la península disponemos de diversas fuentes de energía. Comunidades autónomas como Castilla y León o Castilla la Mancha disponen de extensas llanuras con grandes parques eólicos y fotovoltaicos; la Comunidad Valenciana y Andalucía gracias a sus numerosas horas de sol dispone de muchas instalaciones fotovoltaicas que abastecen de energía al territorio, sobre todo en verano; En Cataluña, Galicia y Castilla y León cuentan con numerosas presas hidroeléctricas que son capaces de producir y almacenar electricidad en forma de energía potencial, lo cual es una característica muy interesante de esta fuente de energía.

Sin embargo, es de sobra conocido el gran problema de las energías renovables, la intermitencia. Este factor hace de imperiosa necesidad lograr un buen “mix” energético a nivel nacional para suplir posibles carencias o excedentes que las energías renovables puedan tener. A continuación, se hará un pequeño análisis del origen energético de la electricidad en España en relación con Europa en distintas épocas. Los datos se extraen de la siguiente web donde se puede consultar el origen de las fuentes de energía eléctrica en todo el mundo en tiempo real y en diferentes periodos: <https://app.electricitymaps.com>

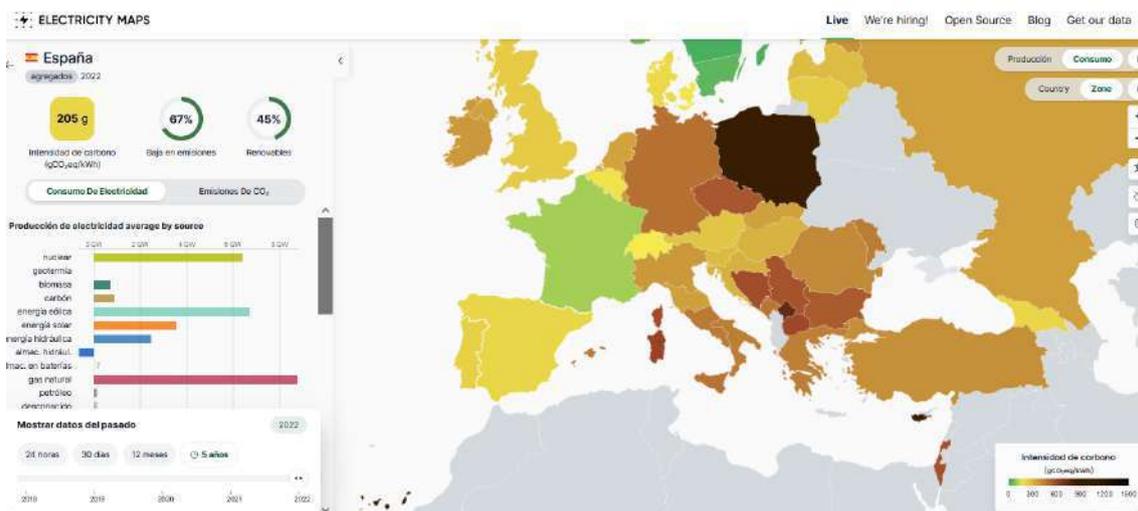


Ilustración 1 Mapa del origen de la electricidad en Europa en 2022

Anualmente, el “mix” energético de España es bastante mejorable. En el apartado de energías renovables, la energía eólica (22%) junto con la energía solar (11,61%), la

¹<https://www.xataka.com/energia/nuclear-gas-natural-energias-verdes-europa-se-da-vencida-tal-mantener-sus-objetivos-medioambientales>

energía hidráulica (8%) y una pequeña parte de biomasa (3%) suman un total de 45% lo cual es algo escaso teniendo en cuenta el potencial que tiene nuestro país. Por el contrario, vemos que la energía nuclear (21%) y el gas natural (29%) son las principales fuentes de energía, además de un pequeño porcentaje de combustibles fósiles como el carbón y el petróleo (5%) necesario para las islas donde no disponen de espacio y recursos para otras fuentes de energía.

En el contexto europeo, Francia es conocida por su gran apuesta por la energía nuclear. Aproximadamente el 60% de la electricidad anual francesa proviene de esta fuente. Esto les convierte en un productor muy constante y con una huella de carbono escasa. Sin embargo, la dependencia de una sola fuente de energía puede ser un arma de doble filo porque en caso de que la materia prima escasee o haya algún fallo en cadena puede producir problemas de suministro al país. Concretamente, en 2022 muchos reactores nucleares se pararon debido a labores de mantenimiento y reparación que coincidieron en el tiempo, lo cual hizo que el gobierno francés tuviera que importar energía de otros territorios para pasar el frío invierno adecuadamente². Además, las consecuencias potenciales de un accidente nuclear son devastadoras, aunque en la toda la historia solo ha habido 2 accidentes muy graves (Fukushima y Chernóbil).

Alemania tomó la decisión de apagar todas sus centrales nucleares, a pesar de que el conflicto entre Ucrania y Rusia les puso en serios problemas para conseguir gas a buen precio.³ Todo esto ha obligado a Alemania a reabrir sus centrales de carbón para abastecerse de energía, lo que implica un gran aumento en su huella de carbono. No obstante, Alemania siempre ha intentado fomentar las energías renovables como la solar (pese a que el clima alemán no acompañe) y la eólica. Como se puede observar con el origen de su energía, no han tenido mucho éxito en esta empresa.

Los países nórdicos disponen de una gran cantidad de presas hidroeléctricas debido a la gran cantidad de cuencas fluviales. Noruega es capaz obtener el 100% de energía eléctrica de las presas hidroeléctricas, incluso exportar su excedente a otras regiones como Reino

² <https://www.xataka.com/energia/colapso-nuclear-francia-sus-centrales-solo-aprovechan-33-su-potencia-tienen-que-importar-energia>

³ <https://www.bbc.com/mundo/noticias-internacional-65291413>

Unido mediante un cable submarino⁴. No obstante, países como Finlandia tienen una gran cuota de energía nuclear, en 2022 produjo el 50% de la electricidad de esta fuente.

Centrándonos en el consumo de España durante diferentes épocas del año, la ratio renovable /no renovable no varía mucho, en invierno se incrementa el porcentaje de energía eólica, pero se reduce la solar; en primavera los dos tipos de energía aumentan con lo que logramos una mayoría renovable; y en junio disminuye la eólica y aumenta la solar.

En todas las épocas del año, las energías no renovables como la nuclear o el gas se mantienen en cierta medida constantes, por lo que se puede especular que si instalásemos más fuentes de energía renovable el consumo no renovable bajaría.

A continuación, se muestran los datos de los meses más relevantes de invierno primavera y verano en el territorio español.

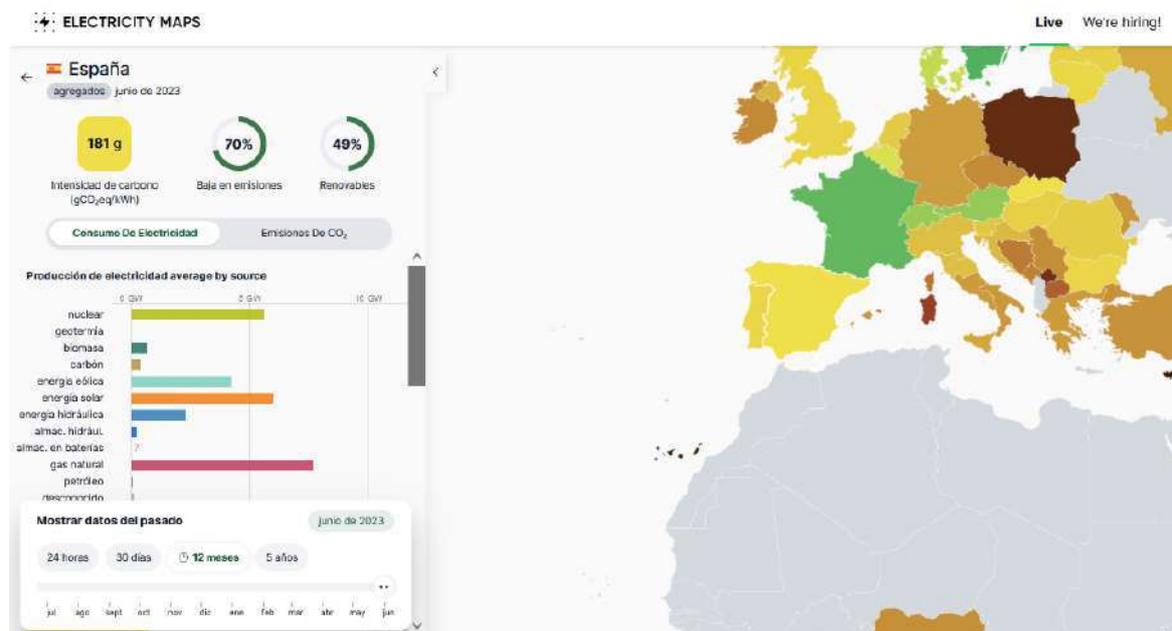


Ilustración 2 Mapa del origen de la fuente de energía eléctrica en Europa en junio 2023

⁴ <https://www.eleconomista.es/economia/noticias/11414897/10/21/Reino-Unido-comienza-a-comprar-electricidad-a-Noruega-por-cables-submarinos.html>



Ilustración 3 Mapa del origen de la electricidad en España en diciembre de 2022



Ilustración 4 Mapa del origen de la electricidad en España en marzo de 2023

Como conclusión, podemos afirmar que España y muchos miembros de la UE pueden aumentar el consumo de energía renovable reduciendo su huella de carbono. No obstante, se debería aprender de los errores que Alemania ha cometido y no deslegitimar el poder y la estabilidad que la energía nuclear ofrece. España cuenta con ciertas centrales nucleares las cuales el gobierno pretende apagar en un futuro próximo⁵. Bajo mi punto de vista, la mejor solución pasa por renovar y mantener estas centrales nucleares ya

⁵ <https://theobjective.com/economia/2022-02-06/apagon-nuclear-espana/>

existentes a la vez que se incrementa las fuentes de energía renovables en todo el territorio español y en la medida de lo posible, ir cerrando las centrales de ciclo combinado.

En el horizonte tenemos el desarrollo de nuevas tecnologías como las centrales de fusión nuclear las cuales podrían estar disponible en 2040 o 2050. En el corto plazo, los reactores modulares pequeños (SMR en inglés) pueden jugar un papel sustitutivo respecto a las centrales de gas. Como su nombre indica, son unos reactores nucleares de tamaño reducido de fácil instalación debido a que vienen casi prefabricados.⁶ Estos reactores se podrían adaptar a muchas centrales de carbón porque el ciclo de vapor de ambos procesos es similar, aunque sería necesario crear un almacén de residuos adecuado.

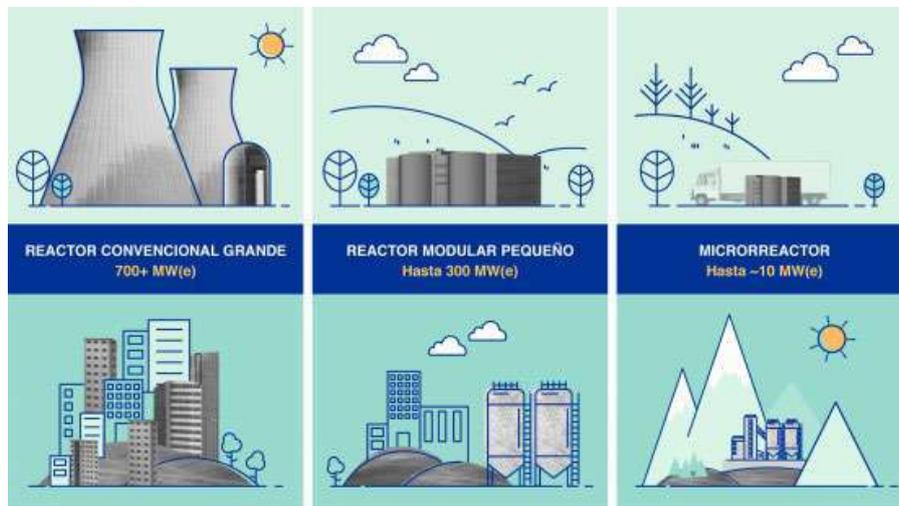


Ilustración 5 Tamaños y potencias Reactores modulares pequeños (SMR)

La captación de CO₂ para la producción de combustibles sintéticos es otra de las innovaciones que pueden llegar en el corto plazo. Estos combustibles necesitan también hidrogeno “verde” el cual puede ser fabricado en el momento que haya excedentes de energías renovables, es decir, el hidrogeno “verde” puede ser un vector energético donde se almacene energía⁷, otra razón más por lo que invertir en energías renovables es un valor seguro.

⁶ <https://www.iaea.org/es/newscenter/news/que-son-los-reactores-modulares-pequenos-smr>

⁷ <https://www.csic.es/es/actualidad-del-csic/el-hidrogeno-verde-un-acumulador-energetico-para-catapultar-las-renovables>

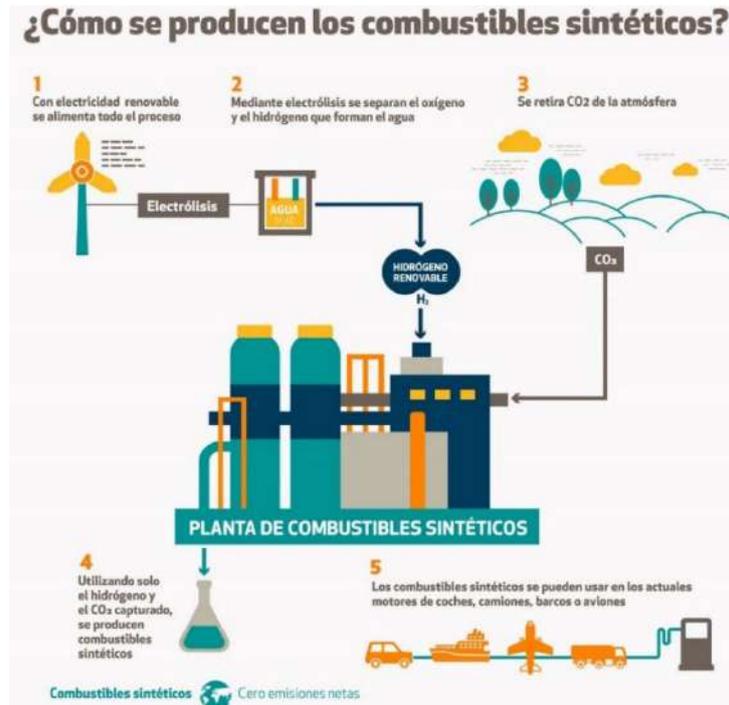


Ilustración 6 Proceso de conversión de Hidrogeno y CO₂ en combustibles sintéticos

Actualmente hay un proyecto para construir un “hidroducto” entre España y Francia llamado H2MED, aunque hay algunas discrepancias entre los dos países sobre qué tipo de hidrogeno circulará por él: hidrogeno “verde” fabricado por España con energías renovables, o hidrogeno “rosa” fabricado por Francia con energía nuclear⁸. Sin duda, este proyecto puede ser la primera piedra hacia un futuro con cero emisiones netas.



Ilustración 7 Mapa hidroducto "H2MED"

⁸ <https://www.epe.es/es/activos/20230217/espana-blindar-futuro-h2med-choque-francia-83149551>

1.3.- NORMATIVA VIGENTE

Primeramente, la legislación sobre instalaciones fotovoltaica varía dependiendo del tipo de instalación ejecutada. Los distintos tipos de instalaciones están definidos en la ITC-BT-40:

- Instalaciones generadoras AISLADAS: aquellas en las que no pueden existir conexión eléctrica alguna con la Red de Distribución Pública.
- Instalaciones generadoras ASISTIDAS: aquellas en las que existe una conexión con la Red de Distribución Pública, pero sin que los generadores puedan estar trabajando en paralelo con ella. La fuente preferente podrá ser tanto los grupos generadores como la Red de Distribución Pública, quedando la otra fuente como socorro o apoyo.
- Instalaciones generadoras INTERCONECTADAS: las que están trabajando normalmente en paralelo con la Red de Distribución Pública. Estas instalaciones podrán pertenecer a las modalidades de autoconsumo con excedentes, o sin excedentes definidas en el artículo 4 del RD 244/2019.

Por lo que a este proyecto respecta, se instalará un generador interconectado de autoconsumo con excedentes.

En la misma ITC-BT-40 hay un esquema general donde se indica los diferentes tipos de instalaciones existentes junto con los esquemas eléctricos correspondientes. A continuación, se adjunta dicha tabla, marcando mediante círculos el esquema correspondiente a esta instalación de autoconsumo:

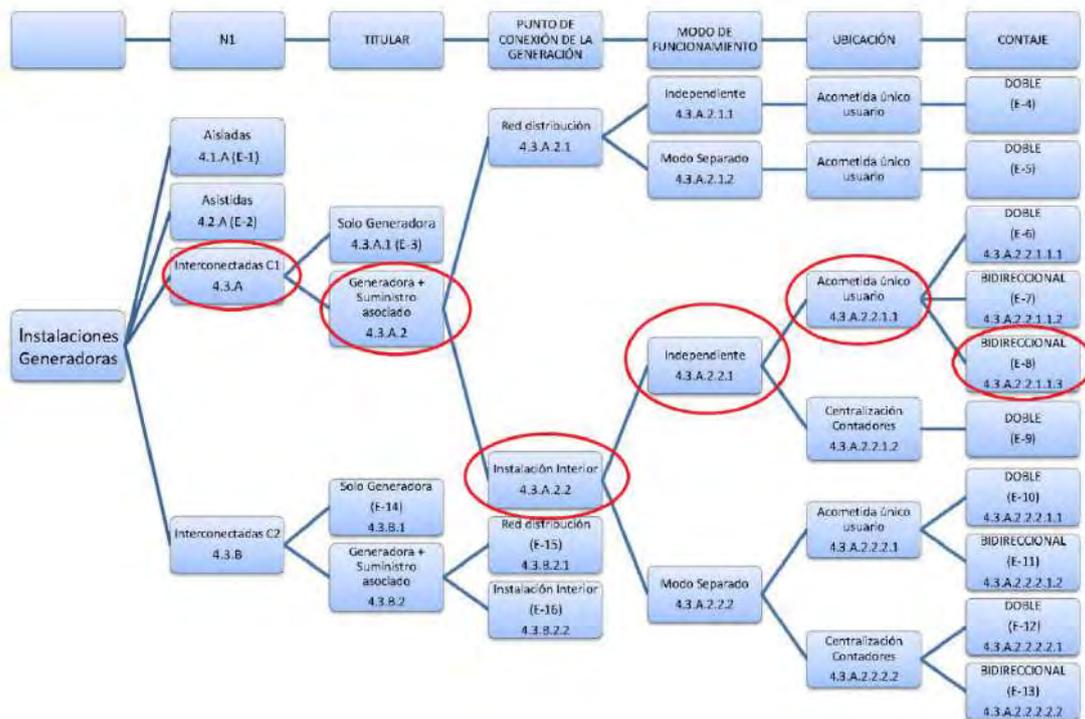
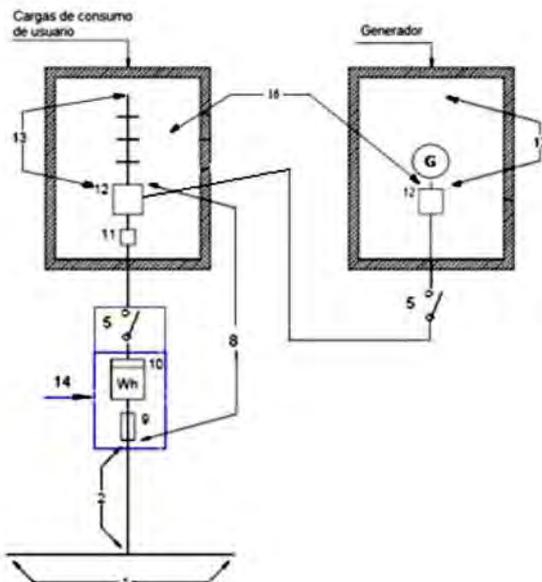


Ilustración 8 Esquema general de las instalaciones ITC-BT-40



<u>Legenda para instalaciones receptoras</u>	<u>Legenda para instalaciones generadoras</u>
1 Red de distribución	1 Red de distribución
2 Acometida	2 Acometida
3 Caja general de protección (CGP)	3 Caja General de Protección (CGP)
4 Línea general de alimentación (LGA)	4 Línea General de conexión (LGC)
5 Interruptor general de maniobra (IGM)	5 Interruptor general de maniobra (IGM)
6 Caja de derivación	6 Caja de derivación
7 Centralización de contadores (CC)	7 Centralización de contadores (CC)
8 Derivación individual (DI)	8 Línea Individual del generador (LIG)
9 Fusible de seguridad	9 Fusible de seguridad
10 Contador	10 Contador
11 Caja para interruptor de control de potencia (ICP)	11 Caja para interruptor de control de potencia (ICP)
12 Dispositivos generales de mando y protección (DGMP)	12 Dispositivos de mando y protección Interiores (DPI)
13 Instalación interior	13 Equipo generador-inversor (GEN)
14 Conjunto de protección y medida (CMP)	14 Conjunto de protección y medida (CMP)
	15 Conmutador de conexión red/generador con sistema de sincronismo
	16 Tramo de la conexión privada (TCP)

Ilustración 9 Esquema 8 Método de medida bidireccional. Conexión al DGMP o CMP

Como se puede observar, el generador debe estar conectado en un circuito dedicado e independiente del resto de circuitos. Por tanto, no debe compartir circuito con ninguna otra carga de la instalación.

Independientemente del tipo de instalación, las principales normas de aplicación de los sistemas generadores son:

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica
- Reglamento Electrónico para Baja Tensión y sus instrucciones técnicas complementarias (ITC BT 01 a BT 51)
- Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 "Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos", del Reglamento electrotécnico para baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, y se modifican otras instrucciones técnicas complementarias del mismo.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

2.- MEMORIA TÉCNICA

En este apartado, se proporciona una descripción pormenorizada de la metodología, herramientas y procesos técnicos empleados en la ejecución del trabajo. Su función es respaldar y contextualizar la investigación, ofreciendo detalles sobre la selección de métodos, tecnologías utilizadas y cualquier aspecto técnico relevante.

Primeramente, se hará una descripción general de los componentes de la instalación, así como de todos los conceptos técnico-físicos, parámetros y restricciones que hay que tener en cuenta en las instalaciones fotovoltaicas.

Seguidamente, se especificará el componente escogido con una justificación adecuada y el cálculo correspondiente.

2.1.- ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

2.1.1.- PRINCIPIOS BÁSICOS

La energía solar fotovoltaica es la energía procedente del Sol que se convierte en energía eléctrica de forma directa, sin ninguna conversión intermedia. Se produce mediante generadores fotovoltaicos compuestos por módulos fotovoltaicos conectados entre sí que su vez están compuestos por unidades básicas denominadas células solares o fotovoltaicas. El conjunto de módulos fotovoltaicos que componen un generador forma una superficie plana que tiene que ser expuesta a la luz del Sol para producir energía eléctrica.



EFECTO FOTOELÉCTRICO

Las células solares se fabrican con semiconductores. Los semiconductores son elementos sólidos que tienen una conductividad eléctrica inferior a la de un conductor metálico pero superior a la de un buen aislante. El semiconductor más utilizado es el silicio. Los átomos de silicio tienen su orbital externo incompleto con solo cuatro electrones denominados electrones de valencia. Estos átomos forman una red cristalina en la que cada átomo comparte sus cuatro electrones de valencia con los cuatro átomos vecinos formando enlaces covalentes. Cualquier aporte de energía, como una elevación de la temperatura o la iluminación del semiconductor, provoca que algunos electrones de valencia absorban suficiente energía para librarse del enlace covalente y moverse a través de la red cristalina, convirtiéndose en electrones libres. Cuando un electrón libre abandona el átomo de un cristal de silicio, deja en la red cristalina una vacante (hueco) que con respecto a los electrones circundantes tiene efectos similares a los que provocaría una carga positiva. A las vacantes así producidas se las llama huecos con carga positiva.

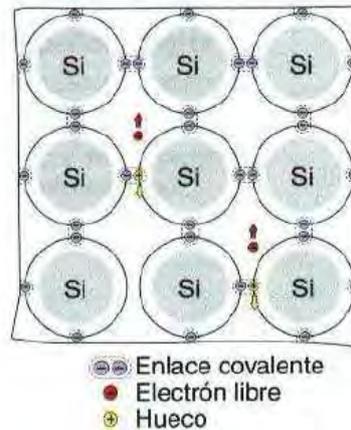


Ilustración 10 Representación de los átomos de silicio

La luz solar está compuesta por partículas llamadas fotones, los cuales carecen de masa pero poseen una cantidad definida de energía. Cuando un fotón incide sobre un material semiconductor, si su energía es suficiente puede generar un par de carga compuesto por un electrón y un hueco. Sin embargo, si la energía del fotón es inferior a la energía de enlace del material, simplemente lo atraviesa sin tener efecto alguno.

Los electrones y huecos que se generan al iluminar un semiconductor se mueven por su interior aleatoriamente, cada vez que un electrón encuentra un hueco, lo ocupa y libera la energía adquirida previamente en forma de calor. Este proceso no tiene ninguna utilidad si no se **consigue separar los electrones y los huecos** de manera que se agrupen en diferentes zonas para formar un **campo eléctrico**, de forma que el semiconductor se comporte como un **generador eléctrico**. Si de alguna forma se consigue mantener esa separación y se mantiene constante la iluminación aparece una diferencia de potencial. **Esta conversión de luz en diferencia de potencial recibe el nombre de efecto fotoeléctrico**. Para lograr la separación de electrones y huecos se utiliza una **unión entre semiconductores de tipo P y N**.

UNION P-N

Al introducir impurezas tipo P en un lado e impurezas tipo N en el otro lado de un material semiconductor, se forma una unión PN con dos regiones, una N y otra P separadas.

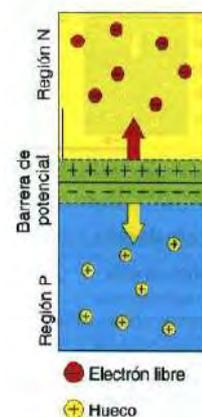


Ilustración 11 Unión PN

Por la atracción entre cargas positivas y negativas, los electrones libres de la región N más próximos a la región P se difunden en esta, produciéndose la recombinación con los huecos más próximos de dicha región. En la región N se crean iones positivos y en la región P se crean iones negativos. Por el hecho de formar parte de una red cristalina, los iones mencionados no se pueden mover y por lo tanto no son libres para recombinarse. Esta distribución de cargas en la unión establece un campo eléctrico o “barrera de potencial” que impide el paso del resto de electrones de la región N a la región P. Una unión PN no conectada a un circuito exterior queda **bloqueada** y en **equilibrio electrónico** a temperatura constante.

CÉLULA SOLAR

Una célula solar básica es una unión PN con un contacto en la región P y otro en la región N que permiten el conexionado con un circuito eléctrico.

Cuando se ilumina la célula, la barrera de potencial de la unión PN actúa para separar los electrones y los huecos generados, acumulando huecos en la región P y electrones en la región N. Esta acumulación de cargas resulta en una **diferencia de potencial**, la cual aumenta a medida que aumenta la intensidad de la iluminación. Esta diferencia de potencial contrarresta la generada por la barrera de potencial de la unión PN, impulsando a los electrones hacia la región P y a los huecos hacia la región N, lo que provoca la recombinación de los pares electrón-hueco generados. La diferencia de potencial alcanzada se conoce como la **tensión de circuito abierto** (U_{oc}).

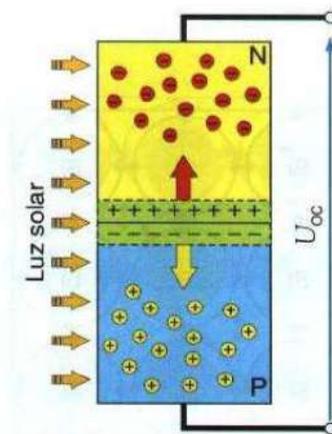


Ilustración 12 Célula solar en circuito abierto (V_{oc})

Si cortocircuitamos las regiones P y N de la célula solar mediante un conductor externo de resistencia nula, los electrones de la región N se desplazarán a través de dicho conductor y se recombinarán con los huecos de la región P. La **corriente resultante** que circulará a través del conductor se mantendrá mientras la célula esté iluminada, y esta corriente será proporcional a la intensidad de la iluminación. A esta corriente se le denomina **corriente de cortocircuito** (I_{sc}).

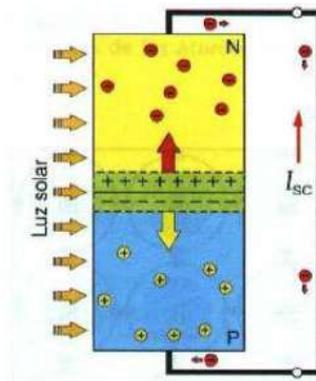


Ilustración 13 Célula solar en cortocircuito (I_{sc})

Si se conecta un receptor en el circuito exterior la resistencia de dicho receptor condicionará la diferencia de potencial generada por la célula. De las cargas generadas por la iluminación de la unión PN, una parte circulará por el receptor produciendo un trabajo y otra se recombinará en el interior de la célula produciendo calor. La diferencia de potencial en el receptor será el producto de la intensidad producida por la célula, por la resistencia del receptor. Si la resistencia es muy grande, habrá una acumulación mayor de portadores en la unión PN, aumentando la diferencia de potencial sobre la resistencia e incrementando la recombinación de portadores en la célula. Cuando la resistencia externa es baja, la mayoría de los portadores de carga circularán a través del circuito externo, lo que resulta en una reducción de la acumulación de portadores en la unión PN y en una disminución de la diferencia de potencial a través de la resistencia. **Se cumple siempre que la intensidad I_L y la tensión U_L en el receptor son inferiores a la intensidad de cortocircuito I_{sc} y a la tensión de circuito abierto U_{oc} , respectivamente.**

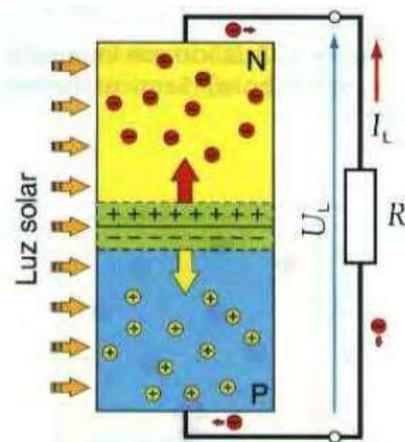


Ilustración 14 Célula solar conectada a un receptor

RADIACIÓN SOLAR SOBRE UNA SUPERFICIE

La radiación solar que llega a la superficie de la Tierra experimenta fluctuaciones en el tiempo, algunas de las cuales son impredecibles como la nubosidad, mientras que otras son predecibles y se deben a los movimientos de la Tierra, como los cambios estacionales y el ciclo día-noche.

Las radiaciones que nos pueden llegar a la superficie de cualquier placa fotovoltaica se pueden distinguir en tres componentes:

- Radiación directa: la forman los rayos recibidos directamente del Sol.
- Radiación difusa: procedente de toda la bóveda del cielo, excluyendo el disco solar, la forman los rayos dispersados por la atmósfera en dirección al receptor (en un día completamente nublado toda la radiación recibida es difusa).
- Radiación reflejada o de albedo: reflejada por la superficie terrestre hacia el receptor. Depende directamente de la naturaleza de las montañas, lagos, edificios, etc. que rodean al receptor.

La suma de todas las radiaciones descritas recibe el nombre de **radiación global** que es la radiación solar total que recibe la superficie de un receptor y por lo tanto la que nos interesa conocer y cuantificar.

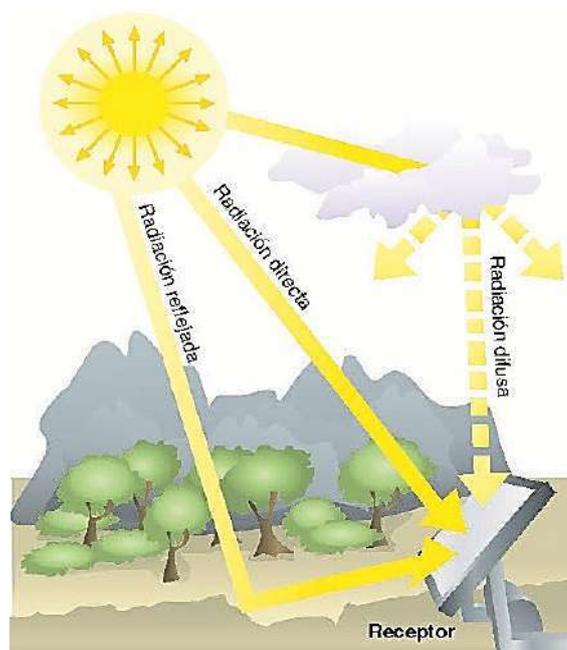


Ilustración 15 Tipos de radiación en las placas FV

IRRADIANCIA E IRRADIACIÓN

Para cuantificar la radiación solar se utilizan dos magnitudes que corresponden a la potencia y a la energía de la radiación que llegan a una unidad de superficie, se denominan irradiancia e irradiación y sus definiciones y unidades son las siguientes:

- Irradiancia: potencia o radiación incidente por unidad de superficie. Indica la intensidad de la radiación solar. Se mide en vatios por metro cuadrado (W/m^2).

- Irradiación: integración o suma de las irradiancias en un periodo de tiempo determinado. Es la cantidad de energía solar recibida durante un periodo de tiempo. Se mide en julios por metro cuadrado por un periodo de tiempo (J/m^2 por hora, día, semana, mes, año, etc., según el caso).

En la práctica, dada la relación con la generación de energía eléctrica, se utiliza como unidad el $\text{W}\cdot\text{h}/\text{m}^2$ y sus múltiplos más habituales $\text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$ y $\text{MW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$ (Irradiancia por hora).

HORAS DE PICO SOLAR

Se puede definir las horas de pico solar (HPS) como las horas diarias (o horas de luz) cuya irradiancia corresponde a las condiciones estándar de medida, es decir $1000 \text{ W}/\text{m}^2$.

Las HSP pueden variar desde 3 hasta 8 horas diarias, dependiendo del mes y del lugar de la instalación.

En la siguiente figura, se representa la irradiancia mediante una curva, donde se observa la evolución a lo largo del día, quedando como punto máximo las horas centrales, que corresponde aproximadamente a las doce del mediodía:

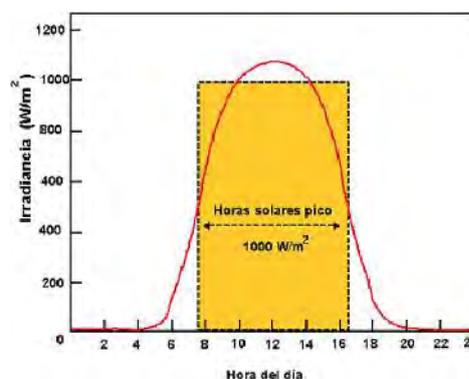


Ilustración 16 Horas Solares Pico

2.1.2.- COMPONENTES INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

En el presente capítulo, se explican los principales componentes que pueden formar una instalación fotovoltaica. Todo ellos se pueden encontrar en la mayoría de las instalaciones y deben tener una compatibilidad plena en cuanto voltajes, tensiones y rangos de funcionamiento. Algunos de estos componentes pueden no estar presentes en algunas instalaciones porque el diseño así lo requiere, o no es necesario.

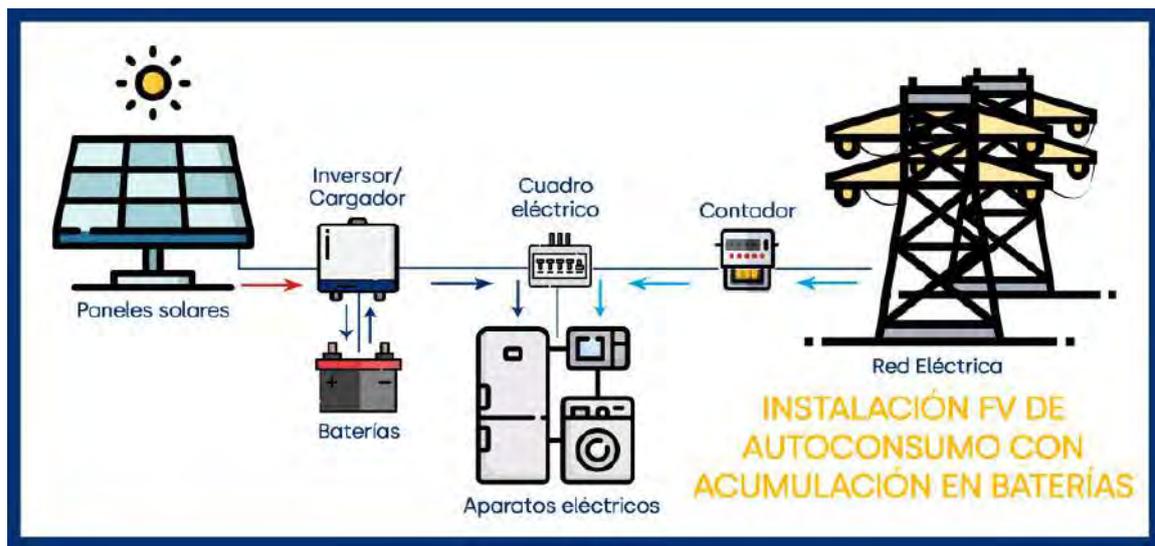


Ilustración 17 Componentes en una instalación fotovoltaica

2.1.2.1.- PANEL SOLAR

Un **panel o módulo solar** es un dispositivo que capta la energía de la radiación solar para su aprovechamiento. Los paneles solares están formados por células solares conectadas en series en paralelo, normalmente entre 36 y 96, además dispone de un conjunto de protecciones frente agentes atmosféricos, un aislamiento eléctrico adecuado y una consistencia mecánica que permita su manipulación práctica.

En el mercado disponemos de varios tipos de módulos solares en función del material y la tecnología utilizados en su construcción. A continuación, se muestra una comparativa entre las principales características de cada uno.

Tipo de célula	Eficiencia	Características
Silicio monocristalino	15-18%	Estructura cristalina uniforme. Se fabrica en lingotes cilíndricos de gran pureza que se cortan en obleas. Son los más eficientes ya que se fabrican con silicio de alta pureza. Es el primer material en utilizarse industrialmente.
Silicio policristalino	12-14%	Estructura cristalina no uniforme. Se fabrica en moldes rectangulares. Menor coste que el silicio monocristalino. Los múltiples cristales de silicio que forman cada célula dificultan el flujo de electrones, lo que conlleva que la eficiencia energética sea menor que la de los paneles monocristalinos
Silicio amorfo o capa fina	6-9%	Estructura no cristalina. Su potencia se degrada con el tiempo de utilización. Se puede depositar como una capa muy fina en muchos tipos de soportes, incluso flexibles. Bajo coste de fabricación. Los paneles de capa fina aparecieron para evitar que, en caso de escasez de silicio, se dejaran de fabricar módulos fotovoltaicos.

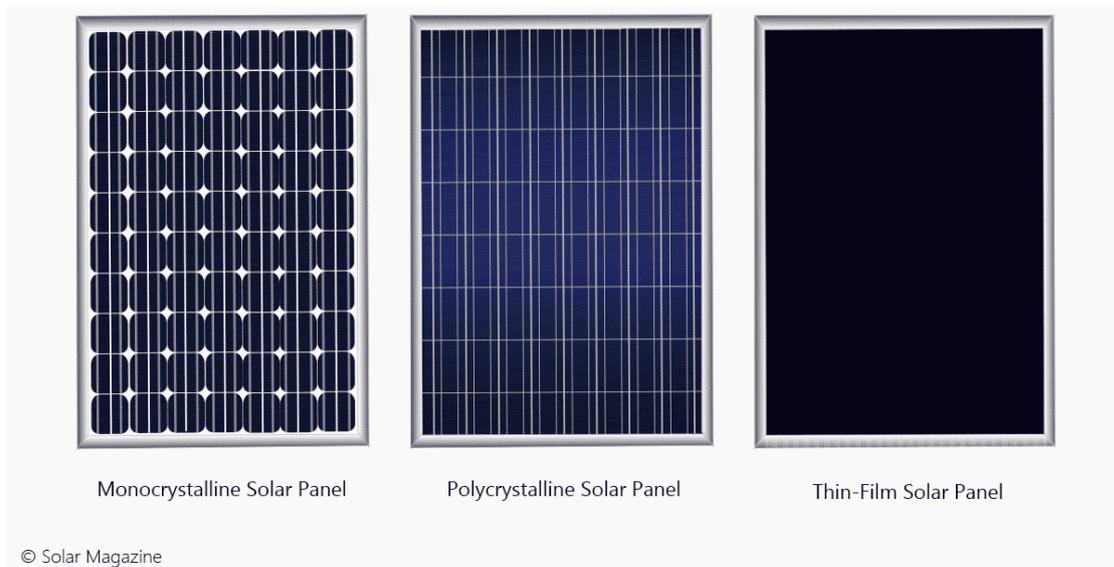


Ilustración 18 Tipos de paneles solares según la tecnología de construcción.

Los principales **parámetros eléctricos** que han de tenerse en cuenta para la instalación de paneles solares son los siguientes:

- **Potencia eléctrica máxima (P máx):** potencia correspondiente al punto de la característica intensidad-tensión (i-u) donde el producto de la intensidad por la tensión es máximo. También se denomina potencia de pico.

- **Tensión en circuito abierto (U_{oc})**: tensión de salida de un módulo fotovoltaico en circuito abierto (sin carga) a una irradiancia y temperatura determinadas.
- **Intensidad de cortocircuito (I_{sc})**: intensidad de salida de módulo fotovoltaico en cortocircuito a una irradiancia y temperatura determinadas.
- **Tensión en el punto de máxima potencia (U_{mpp})**: tensión correspondiente a la potencia máxima.
- **Coefficiente intensidad-temperatura (α)**: variación de la intensidad de cortocircuito de un módulo fotovoltaico por grado centígrado de variación de la temperatura de sus células. Se especifica en valor absoluto en mA/°C o en valor relativo como %/°C.
- **Coefficiente tensión-temperatura (β)**: variación de la tensión de circuito abierto de un módulo fotovoltaico por grado centígrado de variación de la temperatura de sus células. Se especifica en valor absoluto en mV/°C o en valor relativo como %/°C. Los coeficientes de temperatura ayudan a determinar el valor de los parámetros eléctricos de un módulo fotovoltaico en condiciones de temperatura distintas a las de los ensayos normalizados.
- **Tolerancias**: las diferencias propias de los procesos de fabricación hacen que no se produzcan dos paneles fotovoltaicos exactamente iguales y que existan unas tolerancias en los parámetros característicos de cada módulo fabricado. En las hojas de datos de los módulos fotovoltaicos se deben especificar las tolerancias de producción superior e inferior, en tanto por ciento, para una potencia máxima (P_{max}) dada.
- **Curva I-V**: representa todos los posibles puntos de operación (corriente y tensión) de un módulo solar o conjunto de ellos en las condiciones existentes de irradiancia y temperatura.

Para los parámetros anteriormente descritos, se han de realizar 2 tipos de ensayos bajo ciertas condiciones determinadas. Los ensayos son los siguientes:

- **Condiciones Estándar de Medida (CEM - Standard Test Conditions - STC)**: corresponden a una irradiancia en el plano del módulo de 1.000 W/m², temperatura del módulo de 25±2 °C y una distribución espectral de la irradiancia de acuerdo con el factor de masa de aire AM 1,5.

- **Condiciones de Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC - Under Nominal Module Operating Temperature)**: corresponden a una irradiancia en el plano del módulo de 800 W/m², con orientación normal a la radiación incidente al mediodía solar, temperatura ambiente 20 °C, velocidad del viento de 1 m/s y funcionamiento en circuito abierto.

ELECTRICAL DATA | STC*

	430MS	435MS	440MS	445MS	450MS	455MS
Nominal Max. Power (Pmax)	430 W	435 W	440 W	445 W	450 W	455 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	40.3 V	40.5 V	40.7 V	40.9 V	41.1 V	41.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.68 A	10.75 A	10.82 A	10.89 A	10.96 A	11.02 A
Open Circuit Voltage (Voc)	48.3 V	48.5 V	48.7 V	48.9 V	49.1 V	49.3 V
Short Circuit Current (Isc)	11.37 A	11.42 A	11.48 A	11.54 A	11.60 A	11.66 A
Module Efficiency	19.5%	19.7%	19.9%	20.1%	20.4%	20.6%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)					
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	20 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ + 10 W					

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	430MS	435MS	440MS	445MS	450MS	455MS
Nominal Max. Power (Pmax)	321 W	325 W	328 W	332 W	336 W	339 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.6 V	37.8 V	37.9 V	38.1 V	38.3 V	38.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.54 A	8.59 A	8.65 A	8.71 A	8.76 A	8.82 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.4 V	45.6 V	45.8 V	46.0 V	46.2 V	46.4 V
Short Circuit Current (Isc)	9.17 A	9.21 A	9.26 A	9.31 A	9.36 A	9.41 A

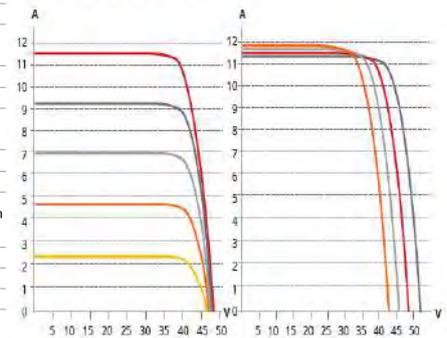
* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2108 X 1048 X 40 mm (83.0 X 41.3 X 1.57 in)
Weight	24.9 kg (54.9 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-); landscape: 1400 mm (55.1 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.35 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.27 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

CS3W-435MS / I-V CURVES


- **Distancia entre filas de módulos**: Cuando se instalan varias filas de módulos es necesario dejar cierta separación entre filas para que estas no produzcan sombra a las filas posteriores. Para calcular esta separación necesaria (d), se emplea esta fórmula proporcionada por la IDAE donde se relaciona la altura vertical desde el suelo hasta la parte más elevada del módulo que produce sombra (h), y la latitud del lugar (φ):

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \phi)}$$

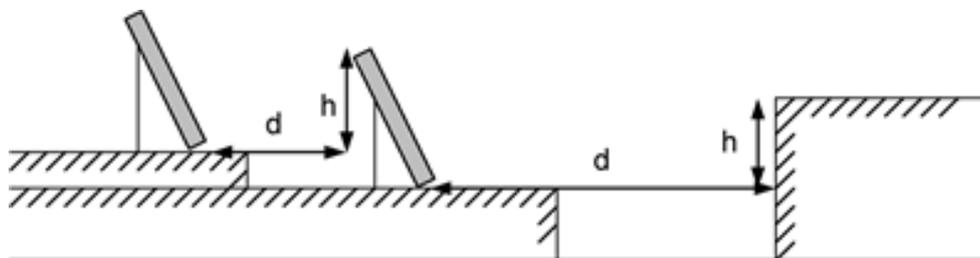


Ilustración 19 Distancia mínima entre filas de módulos

2.1.2.2.- BATERÍA

Debido a que las células fotovoltaicas generan electricidad en las horas de sol, el mayor problema con el que nos encontramos es **almacenar** la energía eléctrica para usarla en horas nocturnas o en momentos del día de baja insolación, de ahí la importancia del acumulador que se carga con la electricidad procedente de los módulos de energía solar, almacena la energía eléctrica, se descarga y debido a su reversibilidad se puede volver a cargar. Normalmente, las baterías o acumuladores se instalan en instalaciones aisladas de red, sin embargo, se ve conveniente hacer un estudio de viabilidad económica ya que un porcentaje importante del consumo de la vivienda es por la noche, y las operadoras de red tienen tarifas compensatorias muy desiguales entre la energía consumida y la aportada a red. Por todo ello, en este capítulo se detallan parámetros y características a tener en cuenta sobre las baterías.

Los principales parámetros a tener en cuenta son:

-Profundidad de descarga (DOD): de una batería se define como el tanto por ciento de la capacidad que se ha sacado de la batería en un ciclo comparada con la capacidad a plena carga. Por ejemplo, si tenemos un acumulador de 100 Ah y le sometemos a una descarga de 20 Ah esto representa una profundidad de descarga del 20%. Podemos alargar la vida útil de una batería si se reduce la profundidad de descarga en los ciclos.

-Estado de carga (SOC): se define como el tanto por ciento de la capacidad disponible en la batería comparada con la capacidad nominal a plena carga. Una batería totalmente cargada está al 100% del SOC El DOD y el SOC son complementarios pues sumados tienen que dar siempre el 100% de la capacidad nominal.

-Profundidad de descarga máxima (PD_{máx}): se define como el tanto por ciento de la capacidad que se ha sacado de la batería al final del periodo de autonomía fijado en comparación con la capacidad nominal a plena carga.

-Periodo de autonomía: se entiende como el número de días durante los cuales la batería ha de ser capaz de abastecer el consumo del circuito de utilización, en ausencia total de generación fotovoltaica. En nuestro caso, este parámetro no es importante porque vamos a estar conectados a red y no habrá problemas de abastecimiento en caso de baja irradiación solar.

-Temperatura: aunque la temperatura es un factor extrínseco al acumulador, es crucial tenerlo en cuenta debido a su impacto significativo en su desempeño. Tanto la temperatura ambiente como la de operación influyen en la autodescarga y en la capacidad. La autodescarga aumenta con la temperatura. En temperaturas elevadas, la capacidad de la batería puede aumentar, pero esto va en detrimento de su vida útil. Sin embargo, a muy bajas temperaturas disminuye la capacidad y existe la posibilidad de congelación.

Actualmente, existen 2 grandes tipos de baterías en función de la tecnología empleada para su fabricación:

-Plomo-Acido: son las más utilizadas tradicionalmente debido a su bajo coste. Son bastante sensibles a descargas profundas de descargas, esto reduce mucho su vida útil e incluso reduce su capacidad de carga. Las baterías de Plomo no se deben de ampliar después del inicio de la instalación, ya que se reduciría el tiempo de vida de las nuevas igualándose al de las viejas. Se debe comprobar el nivel de electrolito regularmente, así como hacer una limpieza frecuente de los borneros.



Ilustración 20 Baterías de plomo-ácido

-Litio: Tienen un precio de compra más alto, pero una mejor relación coste-duración y un mejor comportamiento durante la vida útil. Las baterías de iones de litio requieren poco mantenimiento, pueden descargarse rápidamente sin problemas de pérdida de vida útil. Las baterías de Litio se pueden ampliar en cualquier momento sin problemas para las nuevas baterías ampliadas. Necesitan un controlador o gestor para regular la carga y descarga. No tienen prácticamente autodescarga.



Ilustración 21 Batería de Litio

2.1.2.3.- REGULADOR

Como hemos dicho anteriormente, en las instalaciones fotovoltaicas se genera la gran parte de la electricidad durante el día, por lo que en muchas ocasiones es necesario almacenar dicha energía en una batería de acumuladores. Para el control de este proceso de carga y descarga es necesario un dispositivo denominado **regulador de carga** o simplemente **regulador**. Este dispositivo, a pesar de su sencillez y su bajo coste comparado con el coste total del sistema, es fundamental para proteger la vida útil de la batería y mejorar el funcionamiento del sistema fotovoltaico. No obstante, muchos inversores, los cuales explicaremos en el capítulo siguiente, disponen de un regulador integrado.



Ilustración 22 Ejemplo de regulador

Las principales funciones del regulador son:

- Proteger a la batería de acumuladores contra la sobre descarga o descarga profunda.
- Proteger a la batería de acumuladores contra la sobrecarga, limitando la tensión de fin de carga.
- Evitar la descarga nocturna de la batería de acumuladores sobre el generador fotovoltaico.

Otros reguladores de mejores prestaciones también agregan funciones adicionales como el ajuste del procedimiento de carga según el tipo de batería; protección contra la inversión de la polaridad, impidiendo el funcionamiento y emitiendo una señal sonora; protección contra cortocircuitos, sobreintensidades y sobrecargas, así como descargas excesivas.

Los valores de tensión que se deben utilizar como referencia en los procesos de carga y descarga de una batería de acumuladores varían sensiblemente con la temperatura y el tipo de batería. La mayoría de los reguladores disponen de un sensor interno que mide la temperatura, pero esto obliga a colocar el regulador cerca de la batería. Otros reguladores permiten la conexión de un sensor de temperatura adosado a la batería de acumuladores. Además de la tensión de la batería, los reguladores actuales disponen de un sistema de autoaprendizaje que les permite tener en cuenta también la capacidad, la antigüedad y el grado de sulfatación de la batería de acumuladores, para decidir la estrategia de control de la carga.

Los parámetros a tener en cuenta para instalar el regulador adecuado son los siguientes:

- **Tensión nominal.** es la tensión del sistema fotovoltaico para la que se ha diseñado el regulador que además coincide con la tensión nominal del sistema de acumulación. Los valores más habituales son 12, 24 y 48 V, aunque hay muchos reguladores que son capaces de trabajar en otras tensiones que se pueden seleccionar.

- **Intensidad nominal:** Es el valor de la intensidad del generador fotovoltaico que tiene que controlar el regulador. Suele tener el mismo valor tanto para la entrada del generador fotovoltaico como para la salida hacia el circuito de utilización. Se selecciona en función de la corriente de cortocircuito, I_{sc} , del generador fotovoltaico en condiciones estándar de medida (CEM). **Se debe aplicar un factor de seguridad de 1,25 para tener en cuenta aquellos días con sol y nubes en los que la irradiancia puede sobrepasar los 1.000 W/m².** Otras características importantes son la tensión máxima en la entrada que no debe ser sobrepasada por la tensión máxima de circuito abierto del generador fotovoltaico y la **corriente de consumo propio**, ya que el regulador se alimenta del propio sistema fotovoltaico y su consumo tiene que ser mínimo.

Modelo PWM Controlador de carga	12/24-3	12/24-10	12/24-20	12/24-30	48-10	48-20	48-30
Tensión de la batería	12/24 V con selección automática de la tensión de entrada						
Corriente de carga nominal	3A	10A	20A	30A	10A	20A	30A
Corriente máxima admisible de las cargas conectadas	5A						
Tensión máxima	28V / 50V (1)			50V (1)			
Atenuación	0 / 10 mA						
Salida de carga	Control manual / desconexión por baja tensión y temperatura						
Protección	Inversión de la polaridad de la batería / Protección por sobrecarga						
Protección contra sobrecarga	Desconexión manual o en caso de alcanzar el 100% de carga						
Protección contra sobrecarga	Desconexión automática en caso de cortocircuito						
Forma de onda	Pulsos PWM						
Rango de trabajo de funcionamiento	-10 to +40°C (carga completa)						
Humedad (sin condensación)	Húmedo, 95%						
BATERÍA							
Tensión de carga de "Absorción"	Apunte de batería: 14,4V / 28,8V			Apunte de batería: 17,0V			
Tensión de carga de "Reclusión" (2)	Apunte de batería: 14,2V / 27,4V			Apunte de batería: 16,8V			
Descarga de carga de "Reclusión"	Apunte de batería: 13,2V / 22,8V			Apunte de batería: 16,2V			
Reconexión de carga por baja tensión	Apunte de batería: 12,0V / 22,0V			Apunte de batería: 15,0V			

Ilustración 23 Ejemplo de hoja de datos de regulador

Hay reguladores de carga que se fabrican con un **seguidor del punto de máxima potencia** del generador fotovoltaico integrado. Con este componente el generador fotovoltaico funciona en el punto de máxima potencia MPP (MPP Maximum Power Point) de su característica y reduce las pérdidas de potencia en porcentajes superiores al 10%. Tiene como inconveniente el encarecimiento del regulador de carga. El regulador de carga con seguidor MPP es imprescindible cuando se utilizan módulos fotovoltaicos cuya tensión en el punto de trabajo óptimo es muy diferente de la tensión de carga de la batería.

Los seguidores MPP se incluyen como parte integrante de los inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a la red. En los sistemas fotovoltaicos autónomos no es frecuente el uso de reguladores de carga con seguidor MPP, porque encarece dicho regulador sin aportar ventajas significativas en el funcionamiento del sistema, cuando se trabaja con módulos fotovoltaicos con tensiones adaptadas a la carga de baterías (12 o 24 V)

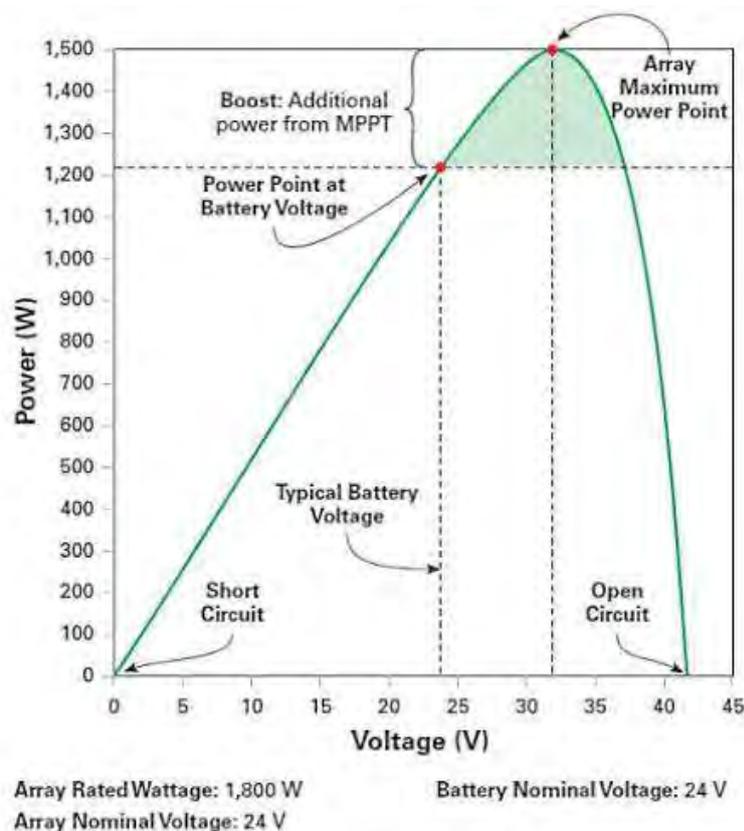


Ilustración 24 Curva del Punto de Máxima Potencia (MPPT)

2.1.2.4.- INVERSOR

Los inversores son dispositivos que convierten la corriente continua producida por los paneles solares en corriente alterna con los parámetros adecuados de tensión y frecuencia.



Los **inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a la red** van conectados directamente al generador fotovoltaico y tienen que soportar el rango de variación de la tensión proporcionada por dicho generador en todas las condiciones de trabajo. Son inversores con salida monofásica o trifásica con potencias que van desde 1 kW hasta las centenas de kW. Es esencial que los inversores dispongan de un seguidor del punto de máxima potencia (MPP) para optimizar la eficiencia de conversión y extraer la máxima cantidad de energía del generador fotovoltaico. La onda de la tensión resultante es una onda cuadrada que tiene valores positivos y negativos, pero no es senoidal y no se podría utilizar prácticamente en ningún receptor eléctrico. Para conseguir una onda de tensión senoidal se recurre a realizar con los interruptores del puente una modulación PWM. Para conseguir que la intensidad de la corriente producida por el generador se mantenga durante las pausas de los interruptores del puente se coloca un filtro inductivo, también denominado filtro PWM.

ONDA MODIFICADA

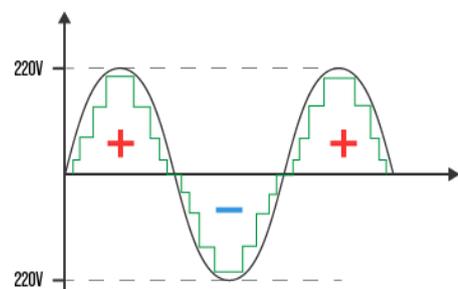


Ilustración 25 Onda senoidal modificada a partir de modulación de PWM

Al estar conectados a la red eléctrica, utilizan la corriente alterna de la red como referencia de control para sincronizarse y asegurar que la energía producida se inyecta correctamente en la red eléctrica.

Los parámetros que se han de tener en cuenta para instalar un inversor son los siguientes:

- **Potencia nominal:** debe estar cercana al 80-90% de la potencia pico del campo generador fotovoltaico. La potencia nominal de los generadores fotovoltaicos está calculada en condiciones CEM, que rara vez se dan. Si se elige un inversor con una capacidad igual al 100% de la potencia nominal del generador fotovoltaico, el inversor operará en muchas ocasiones con baja potencia de salida, lo que resultará en un rendimiento inferior. Por otro lado, si el inversor se selecciona con una capacidad inferior a la del generador fotovoltaico, trabajará normalmente con alta potencia de salida, lo que mejorará su rendimiento. Sin embargo, si la capacidad del inversor es demasiado baja podría limitar la capacidad del sistema fotovoltaico para alcanzar su máxima generación de energía.

- **Rango de tensiones de entrada del seguidor MPP (V max y V min):** está comprendido entre los valores máximos y mínimos que puede suministrar el generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia. El valor máximo (V_{max}) corresponde a la tensión en el punto de máxima potencia con una temperatura de la célula de $-10^{\circ}C$ y el valor mínimo a la tensión en el punto de máxima potencia con una temperatura de célula de $70^{\circ}C$:

$$V_{max} = V_{oc(Tc=-10^{\circ}C)} = V_{oc_nom(T=25^{\circ}C)} + V_{oc_nom(T=25^{\circ}C)} \times \beta \times (25^{\circ} + 10^{\circ}) ;$$

donde

β : Coeficiente de temperatura de V_{oc} ($\%/^{\circ}C$)

$V_{oc_nom(T=25^{\circ}C)}$: voltaje en circuito abierto en condiciones CEM

$$V_{min} = V_{mp(Tc=70^{\circ}C)} = V_{mp_nom(T=25^{\circ}C)} - V_{mp(T=25^{\circ}C)} \times \beta \times (70^{\circ} - 25^{\circ}) ;$$

donde

$V_{mp_nom(T=25^{\circ}C)}$: Tensión de máxima potencia en condiciones CEM

-**Intensidad máxima:** el inversor debe soportar la corriente máxima que puede producir el generador fotovoltaico. Esta intensidad corresponde a la intensidad de cortocircuito del generador con una temperatura de célula de 70°C y una irradiancia de 1000W/m²:

$$I_{\max} = I_{sc(T_c=70^\circ C)} = I_{sc(T=25^\circ C)} + I_{sc(T=25^\circ C)} \times \alpha \times (70^\circ - 25^\circ) ;$$

donde

α : coeficiente de temperatura I_{sc} (%/°C).

En los parámetros de intensidad y voltaje, se ha de tener en cuenta la configuración de las placas fotovoltaicas, es decir, si están unidas en serie, paralelo o mixtas para multiplicar la intensidad o el voltaje según la configuración escogida.

2.1.2.5.- PROTECCIONES

En las instalaciones fotovoltaicas existen 2 tipos de corrientes: alterna y continua, por lo que cada tipo de corriente debe estar protegida por una serie de dispositivos específicos.

PROTECCIÓN CONTRA SOBREINTENSIDADES

Todo circuito estará protegido contra los efectos de las sobrecargas que puedan presentarse en el mismo, para lo cual la interrupción de este circuito se realizará en un tiempo conveniente o estará dimensionado para las sobrecargas previsibles.

Según la ITC-BT-22, las características de funcionamiento que protege contra sobrecargas deben satisfacer 2 condiciones:

$$1) I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$2) I_2 \leq 1,45 I_z$$

Donde:

I_b : Corriente para la que se ha diseñado el circuito según previsión de cargas.

I_n : Corriente asignada al dispositivo de protección

I_z : Corriente admisible del cable en función del sistema de instalación.

I_2 : Corriente que asegura la actuación de la protección para un tiempo T_c

El valor de I_2 se indica en la norma del producto o se puede leer en las instrucciones y especificaciones proporcionadas por el fabricante:

$$I_2 = 1,45 \times I_n$$

En el caso de los fusibles la característica equivalente a I_2 es denominada I_f (intensidad de funcionamiento), que para los fusibles gG toma el valor de:

$$I_f = 1,6 \times I_n \quad \text{si } I_n \geq 16A$$

$$I_f = 1,9 \times I_n \quad \text{si } 4 \leq I_n \leq 16A$$

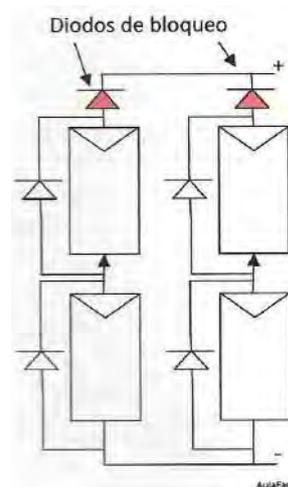
$$I_f = 2,1 \times I_n \quad \text{si } I_n \leq 4A$$

No obstante, se pueden tomar unas aproximaciones para obtener un primer valor para poder comprobarlo con las restricciones de la ITC-BT-22.

-Corriente continua

En el tramo de corriente continua entre los módulos solares y el inversor pueden aparecer corrientes de cortocircuito limitadas por los propios módulos (I_{sc}), sin embargo, cuando en una instalación hay más de 3 módulos o ramas de módulos se pueden producir corrientes inversas en aquellas ramas o módulos en los que por algún motivo su tensión de circuito abierto (V_{oc}) disminuya con respecto al generador. Para evitar este suceso, en la instalación de los módulos se pueden incorporar los siguientes dispositivos de protección:

- Diodos de bloqueo: Se dimensionan para soportar 2 veces la corriente de cortocircuito de un módulo (I_{sc}) en condiciones CEM. No se necesitan reponer después de entrar en funcionamiento, simplemente impide la corriente en sentido inverso. Se suele incorporar en instalaciones de difícil acceso para evitar mantenimiento.
- Fusibles: se dimensionan para actuar entre 1,5 y 2 veces la corriente de cortocircuito (I_{sc}) en condiciones CEM. Deben ser específicos para la protección de semiconductores, los parámetros deben estar medidos en corriente continua. Necesitan reponerse después de actuar, pero son mucho más baratos que los diodos de bloqueo



- Interruptores automáticos magnetotérmicos: Tienen que ser específicos para corriente continua. Se dimensiona para actuar como máximo a 1,5 veces la corriente de cortocircuito (Isc). Actualmente hay pocos fabricantes que realicen estos dispositivos en específico para corriente continua.



-Corriente alterna

En el tramo de corriente alterna situado después del inversor hasta el cuadro de mando de la vivienda, se debe emplear un interruptor automático magnetotérmico. El calibre se debe determinar por la potencia de salida que es capaz de desarrollar el inversor. En instalaciones domésticas, se definen 3 clases de disparo magnético, B, C y D. En el caso de los generadores que no producen transitorios emplearemos un magnetotérmico de clase B, corte omnipolar (ITC-BT-22).



PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES

En las instalaciones generadoras que se encuentren a la intemperie, es necesario utilizar dispositivos para proteger de las sobretensiones que puedan producirse por descargas atmosféricas (sobretensiones transitorias). Este dispositivo llamado descargador (SPD, Surge Protective Device) se conecta en el tramo CC antes del inversor en el positivo, negativo y toma de tierra.



PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS DIRECTOS

Destinada a proteger a las personas contra peligros que puedan derivarse de un contacto con las partes activas de los materiales eléctricos.

Estas protecciones vienen definidas en la ITC-BT-24 de la REBT, donde se pueden emplear los siguientes medios:

- 1.- Protección por aislamiento de partes activas.
- 2.- Protección por medio de barreras y envolventes.
- 3.- Protección por medio de obstáculos.
- 4.- Protección por puesta fuera del alcance por alejamiento.
- 5.- Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial residual. Tales dispositivos no constituyen por sí mismo una medida de protección completa y requiere del empleo de una de las medidas de protección anteriores. En la ITC-BT-24 se establece que los diferenciales de las viviendas han de tener una sensibilidad mínima de 30 mA. En el caso de las instalaciones fotovoltaicas, según la ITC-BT-24, debe de ser tipo A, ya que esta clase garantiza el disparo frente ondas senoidales y continuas pulsantes (las que produce el inversor).



PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS INDIRECTOS

Los contactos indirectos son aquellos que se producen cuando se entra en contacto con alguna masa que se ha puesto accidentalmente bajo tensión. Por ejemplo, los marcos metálicos de las placas solares o las estructuras de soporte.

Para evitar estos sucesos, los marcos de los módulos y las estructuras deben estar unidas a tierra. Según la ITC-BT-18, la sección del conductor de protección debe ser como mínimo igual que el conductor activo para secciones $\leq 16\text{mm}^2$.

Además de todas las protecciones descritas, todas las ramas en paralelo del generador deben disponer de un dispositivo de maniobra que permita la desconexión de cada una de las ramas.



2.1.3 ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LAS PLACAS SOLARES

En el presente capítulo se detallan las distintas coordenadas geográficas y angulares que se debe tener en cuenta para una correcta y eficiente instalación de paneles solares. Estos parámetros son los más importantes de la instalación porque determinan la cantidad de radiación que van a poder absorber las placas.

Para empezar, tenemos que hablar de las coordenadas geográficas de la Tierra: latitud y longitud, necesarias para ubicar las placas en el espacio.

La latitud (Φ) es la distancia angular que existe entre un punto cualquiera de la superficie terrestre y el ecuador, medida sobre el meridiano que pasa por dicho punto. La

latitud del ecuador es, por definición, de 0° . Todos los puntos ubicados sobre el mismo paralelo tienen la misma latitud. Los puntos que se encuentran al norte del ecuador reciben la denominación Norte (N) y los que se encuentran al sur del ecuador reciben la denominación Sur (S). Se mide de 0° a 90° y se define como positiva en el hemisferio norte y negativa en el hemisferio sur. Los Polos Norte y Sur tienen latitud 90° N ($+90^\circ$) y 90° S (-90°) respectivamente.

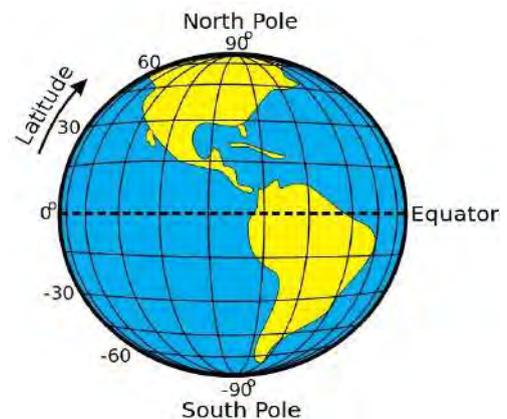


Ilustración 26 División latitudes terrestres

La longitud (L) es la distancia angular que existe entre un punto cualquiera de la superficie terrestre y el meridiano de Greenwich, medida sobre el paralelo que pasa por dicho punto. El meridiano de Greenwich divide a la

Tierra en dos hemisferios llamados Este (oriental) y Oeste (occidental). Al meridiano de Greenwich, por el ser el meridiano de referencia, le corresponde la longitud cero. La longitud se mide de 0° a 180° y se define como **positiva hacia el Este** (hemisferio oriental) y **negativa hacia el Oeste** (hemisferio occidental)

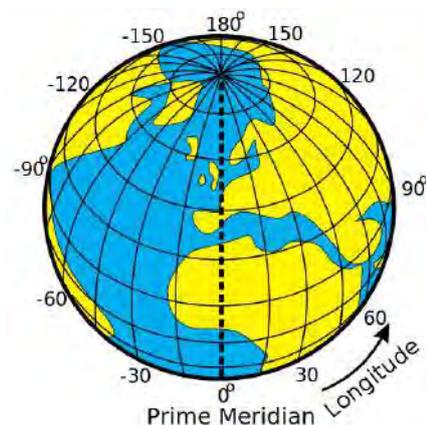


Ilustración 27 División longitudes terrestres (meridianos)

Una vez ubicadas las placas en el espacio, solo nos queda orientarlas para que la captación de la radiación solar sea óptima. Se ha de tener en cuenta que las trayectorias que sigue el Sol varían según las épocas del año. A continuación, se adjunta una imagen donde se representa las trayectorias aparentes del sol en los solsticios de verano e invierno y en los equinoccios de primavera y otoño, respecto de un observador que mira al Sur.

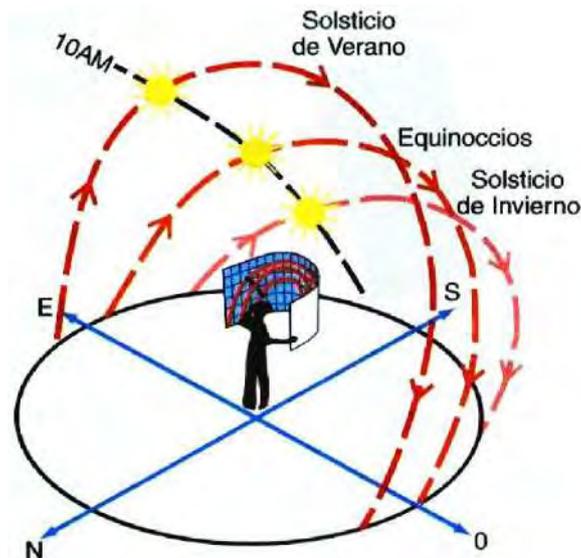


Ilustración 28 Trayectorias del sol en el hemisferio norte en los solsticios y equinoccios

Estas trayectorias son importantes porque nos ayudan a optimizar la producción de energía solar en ciertas épocas del año. A continuación, detallamos las coordenadas angulares de las propias placas solares.

El **ángulo de acimut (α)**: está formado por la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del generador y la dirección Sur. Vale 0° si coincide con la orientación Sur, es positivo hacia el Oeste y negativo hacia el Este. Si coincide con el Este su valor es -90 y si coincide con el Oeste su valor es $+90^\circ$.

El **ángulo de inclinación (β)**: ángulo que forma la superficie del generador con el plano horizontal su valor es 0° si el módulo se coloca horizontal y 90° si se coloca vertical.

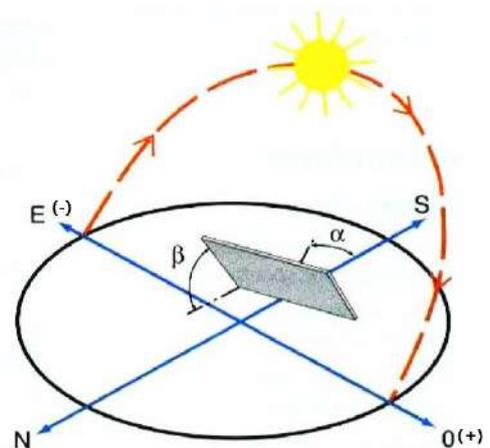


Ilustración 29 Ángulos de inclinación y acimut en placas solares

2.2.- EMPLAZAMIENTO DE LA VIVIENDA

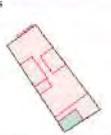
La vivienda está situada en la localidad de Tavernes de la Valligna, C/Rosario , en la provincia de Valencia, coordenadas (39.0731° , -0.267°). Como su nombre indica, el municipio se encuentra entre montañas situadas al Norte y al Sur, por lo que no producen sombra. El tejado donde se pretende instalar las placas corresponde al recuadro verde, aunque también se podría añadir alguna placa solar con un poste o alguna estructura semejante dentro del recuadro rojo para completar el diseño. A continuación, se adjunta fotografías aéreas extraídas de Google Maps y del Catastro con datos relevantes sobre la vivienda:



Información de parcelas e inmuebles

PARCELA CATASTRAL: 6586405VJ3268R

Croquis Fotografía fachada




Parcela construida en división horizontal
 CL ROSER, DEL B
 TAVERNES DE LA VALLIGNA (VALENCIA)
 186 m²

[Más información de la parcela](#)

INFORMACIÓN DE LOS INMUEBLES

6586405VJ3268R00011H CL ROSER, DEL B
 Residencial | 120 m² | 100,00% | 2013



Ilustración 30 Emplazamiento de la vivienda y datos catastrales

Las dimensiones del tejado superior son 3,13 x 5,85 m con un ángulo acimut de 33° dirección S-E. Dichas mediciones se han realizado con Google Maps, Google Earth y Autocad para trazar puntos de fuga y encontrar el ángulo. Los datos son bastante fiables porque coincide con los metros cuadrados del Catastro (18 m²).

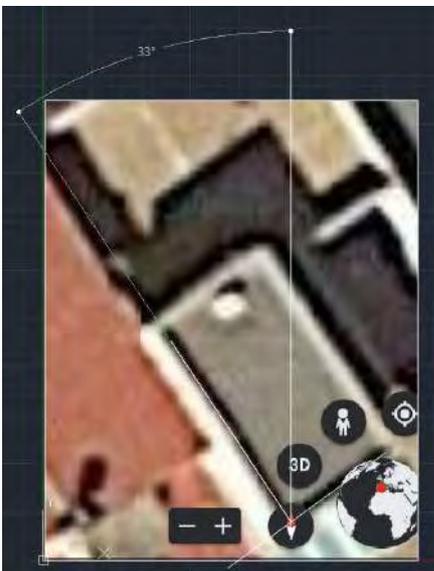
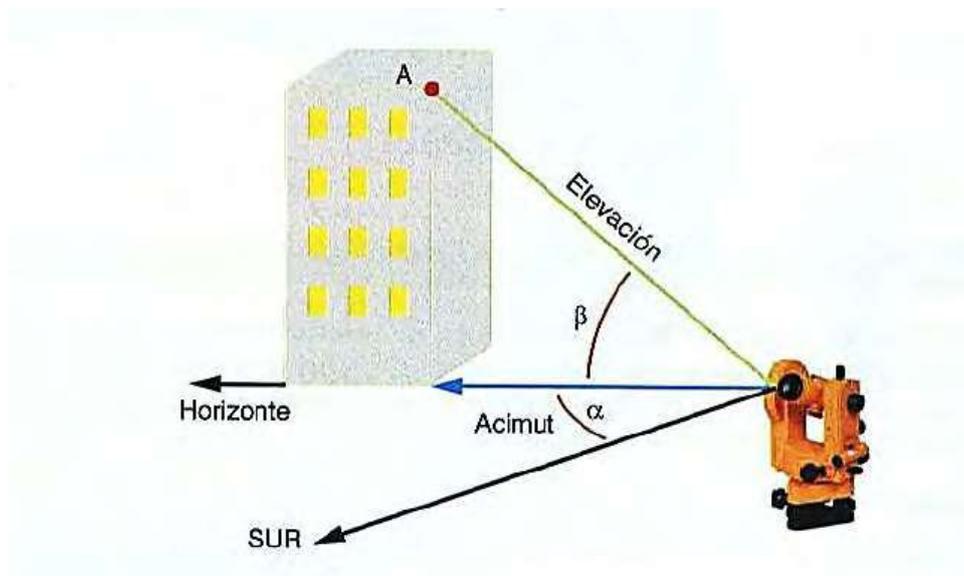


Ilustración 31 Dimensiones y orientación de la vivienda

2.3.- ESTUDIO DE SOMBRAS

En los alrededores de la instalación fotovoltaica, se encuentra la Iglesia Sant Pere Apóstol formada por una cúpula de 25 metros de altura situada en el sureste de la vivienda. Por ello, se ha de realizar un estudio de sombras para comprobar si este obstáculo puede producir pérdidas por sombreado en algún momento del año.

Para ello, necesitamos obtener diversos ángulos entre el tejado donde se hará la instalación y el punto más alto de la iglesia:



El instrumento representado en esta imagen es un teodolito, diseñado para medir ángulos verticales y horizontales. Como no disponemos de este instrumento, sacaremos los ángulos de elevación y acimut mediante trigonometría con los datos del catastro, Google Earth y Google Maps.

Como hemos dicho anteriormente, la iglesia mide 25m de altura (*altura iglesia*), no obstante, esta se encuentra en una calle 5m por debajo a la calle de la vivienda (*altura calle*). La altura de la vivienda desde la calle hasta el tejado donde se instalan las placas es de 7,5m (*altura vivienda*). Por tanto, la diferencia de altura que emplearemos para hallar la elevación será la diferencia de altura entre el tejado donde se ubicarán las placas y el punto más alto de la iglesia (*elevación*)

$$[Elevacion = Altura iglesia - altura calle - altura vivienda = 25 - 5 - 7,5 = 12,5m]$$

Para obtener el ángulo acimut (α) hay que hacer un perfil del terreno donde se instalarán las placas solares respecto a la iglesia. Para ello, se miden las distancias y los ángulos respecto el Sur entre los cuatro puntos del terreno y la parte más alta de la iglesia. Con estos puntos, obtenemos un perfil el cual sustituiremos en una carta solar para obtener las posibles pérdidas por sombreado:

PUNTO 1



Distancia punto 1 = 33m

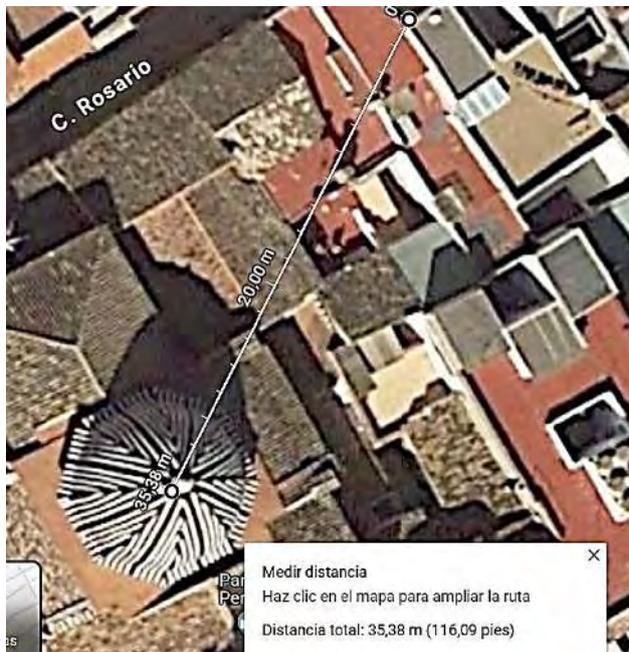
$$[\alpha = 35^\circ]$$

$$\tan \beta = \frac{\text{Elevacion}}{\text{distancia punto}}$$

$$\tan \beta = \frac{12,5}{33}$$

$$[\beta = 20,7^\circ]$$

PUNTO 2



Distancia punto 2= 36m

$$[\alpha = 26^\circ]$$

$$\tan \beta = \frac{\text{Elevacion}}{\text{distancia punto}}$$

$$\tan \beta = \frac{12,5}{36}$$

$$[\beta = 19,4^\circ]$$

PUNTO 3



Distancia punto 3= 38m

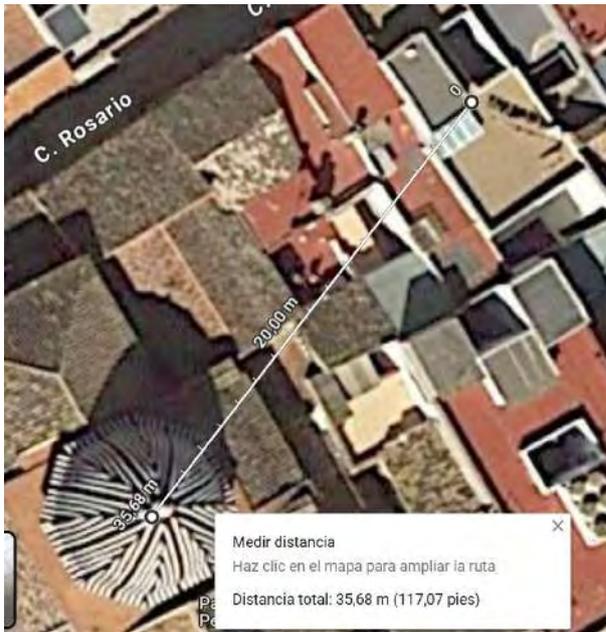
$$[\alpha = 29]$$

$$\tan \beta = \frac{\text{Elevación}}{\text{distancia punto}}$$

$$\tan \beta = \frac{12,5}{38}$$

$$[\beta = 18,2^\circ]$$

PUNTO 4



Distancia punto 4= 36m

$$[\alpha = 37]$$

$$\tan \beta = \frac{\text{Elevacion}}{\text{distancia punto}}$$

$$\tan \beta = \frac{12,5}{36}$$

$$[\beta = 19,1^\circ]$$

En resumen:

PUNTO 1: $[\alpha = 35^\circ]$ $[\beta = 20,7^\circ]$

PUNTO 2: $[\alpha = 26^\circ]$ $[\beta = 19,14^\circ]$

PUNTO 3: $[\alpha = 29^\circ]$ $[\beta = 18,2^\circ]$

PUNTO 4: $[\alpha = 37^\circ]$ $[\beta = 19,14^\circ]$

Con estos datos, sustituimos en la carta solar que nos proporciona la IDAE para obtener el perfil de consumo. Dicha carta es válida para la Península Ibérica y las Baleares.

El diagrama está dividido en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste, las 0h corresponde a las 12:00) e identificadas por una letra y un número (A1, A2,..., D14). Cada una de las porciones del representa el recorrido del Sol en un cierto período de tiempo y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo. Las curvas parabólicas representan las diferentes épocas del año, las curvas inferiores corresponden a meses de invierno (diciembre, noviembre) donde hay menos radiación solar, y las superiores a meses de verano donde hay mayor radiación solar:

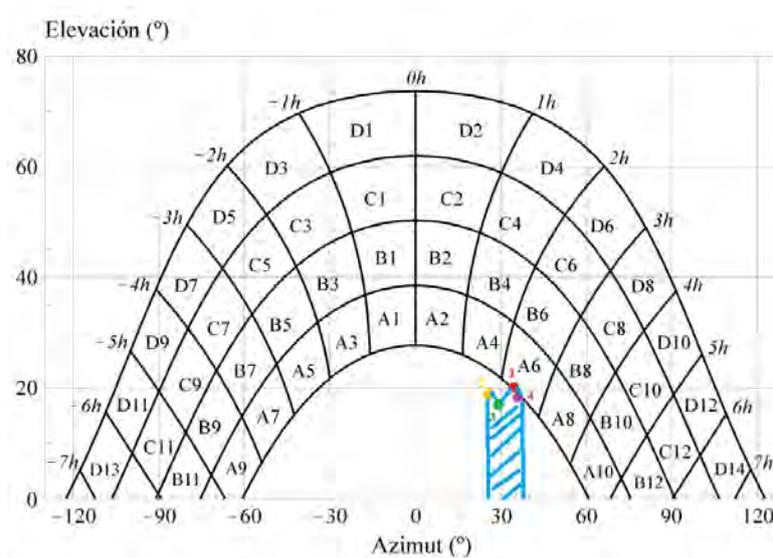


Ilustración 32 Carta solar válida para la Península Ibérica y las Baleares

Como podemos observar por los puntos, ninguno entra dentro de las regiones delimitadas, por tanto, no habrá pérdida por sombreado por la cúpula de la iglesia que es el único obstáculo de relevancia. El punto 1 y 4 están al límite de la curva por lo que la pérdida es inexistente.

2.4.- DISEÑO DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

En el presente capítulo se detallan los componentes específicos que van a ser usados en esta instalación fotovoltaica. El funcionamiento y parámetros a tener en cuenta de todos ellos han sido descritos en el capítulo 2.1.

2.4.1.- ÁNGULO DE INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN

Para obtener los datos de irradiación del PVGIS es necesario determinar en qué ángulo acimut (α) y en qué orientación (β) se van a instalar los paneles solares. Por defecto, orientamos las placas hacia el sur ($\alpha = 0^\circ$) ya que se dispone de un tejado plano y no entraña dificultad esta orientación. Para determinar el ángulo acimut se pueden seguir varios criterios:

- Optimización anual: Se maximiza la radiación total anual. PVGIS dispone de una opción para obtener este dato, aunque se puede obtener de forma manual con la siguiente fórmula:

$$\beta_{opt} = \phi - 10$$

donde ϕ : *latitud*(°)

- Optimización invierno: Se maximiza la captación de irradiación en periodos donde hay menos HSP. La fórmula es la siguiente:

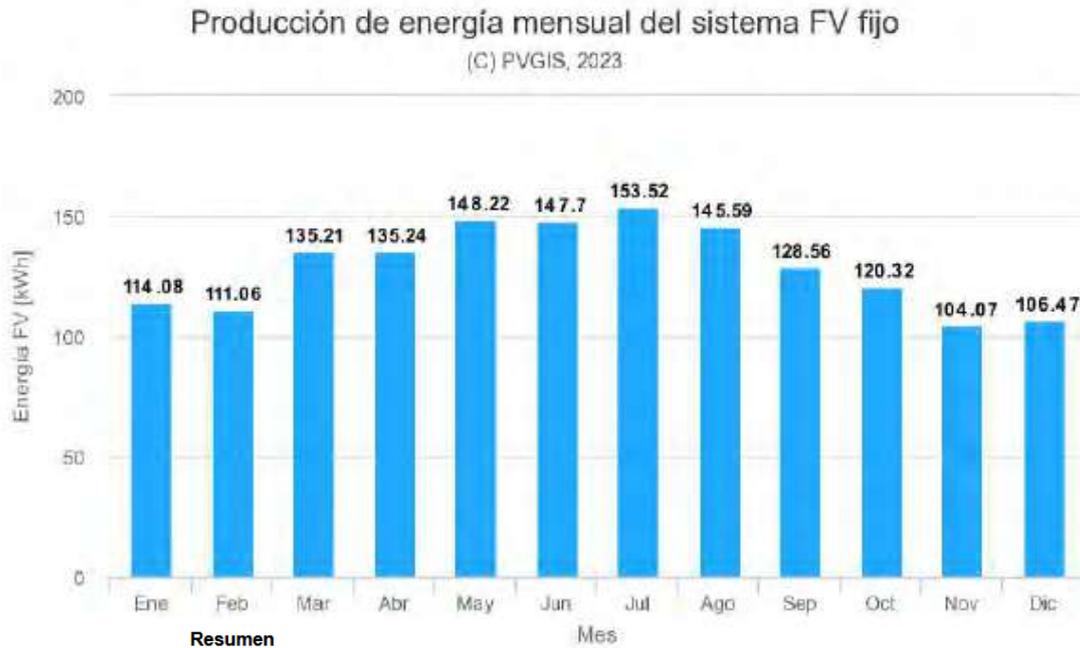
$$\beta_{opt} = \phi + 10$$

- Optimización en verano: Se maximiza la captación en verano donde hay más HSP y la radiación es más intensa. La fórmula es la siguiente:

$$\beta_{opt} = \phi - 20$$

Extraemos de PVGIS la producción de energía según distintos valores de inclinación de las placas para escoger la mejor opción para nuestro caso particular.

Optimizando la producción anual, PVGIS nos da una inclinación de 37° con los siguientes datos de producción:



Datos proporcionados:

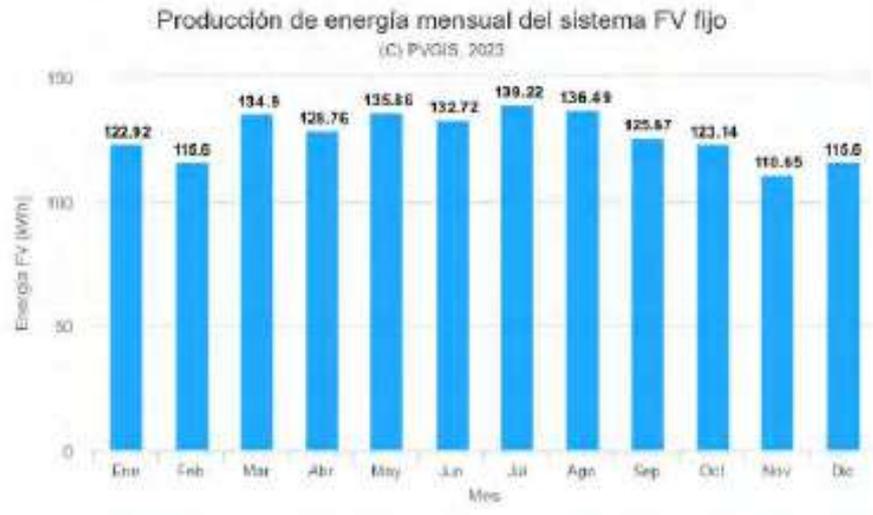
Localización [Lat/Lon]:	39.073,-0.267
Horizonte:	Calculado
Base de datos:	PVGIS-SARAH2
Tecnología FV:	Silicio cristalino
FV instalada [kWp]:	1
Pérdidas sistema [%]:	14

Resultados de la simulación:

Ángulo de inclinación [°]:	37 (opt)
Ángulo de azimut [°]:	0
Producción anual FV [kWh]:	1550.04
Irradiación anual [kWh/m²]:	2017.37
Variación interanual [kWh]:	52.58
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-2.61
Efectos espectrales [%]:	0.67
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-8.87
Pérdidas totales [%]:	-23.17

PRODUCCIÓN MESES DE INVIERNO 436,31 kW·h
(noviembre, diciembre, enero, febrero)

Optimizando la producción a los meses de invierno con la fórmula obtenemos una inclinación de 49°. PVGIS nos da los siguientes datos:



Resumen

Datos proporcionados:

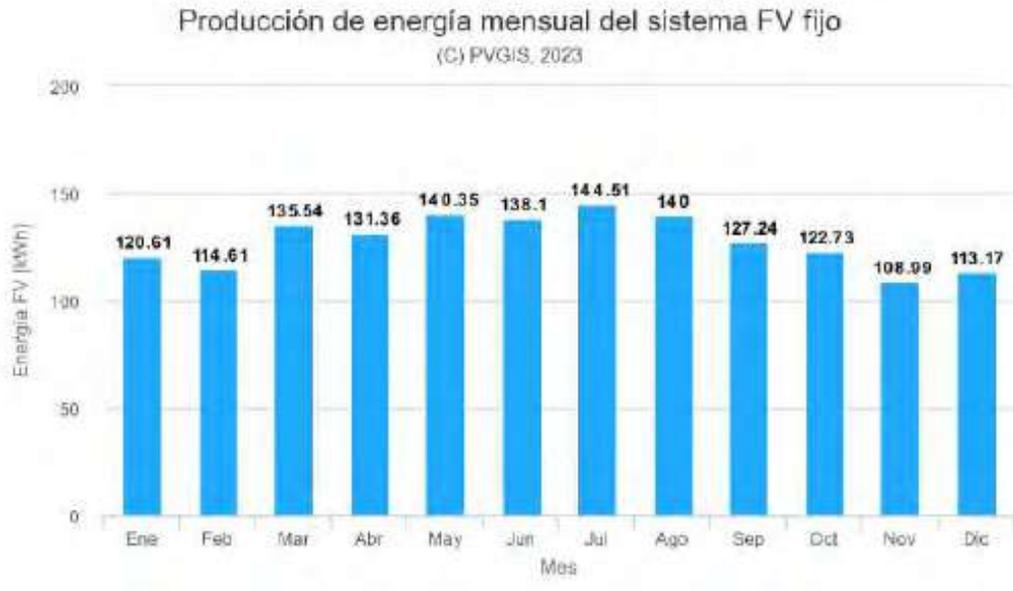
Localización [Lat/Lon]:	39.073,-0.267
Horizonte:	Calculado
Base de datos:	PVGIS-SARAH2
Tecnología FV:	Silicio cristalino
FV instalada [kWp]:	1
Pérdidas sistema [%]:	14

PRODUCCIÓN MESES DE INVIERNO 464,77 kW·h

Resultados de la simulación:

Ángulo de inclinación [°]:	49
Ángulo de azimut [°]:	0
Producción anual FV [kWh]:	1521.73
Irradiación anual [kWh/m ²]:	1978.25
Variación interanual [kWh]:	53.69
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-2.65
Efectos espectrales [%]:	0.72
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-8.77
Pérdidas totales [%]:	-23.08

Utilizando un ángulo intermedio entre la producción anual óptima (37°) y la producción invernala óptima (49°) extraemos los datos del PVGIS con un ángulo de 45°:



Resumen

Datos proporcionados:	
Localización [Lat/Lon]:	39.073,-0.267
Horizonte:	Calculado
Base de datos:	PVGIS-SARAH2
Tecnología FV:	Silicio cristalino
FV instalada [kWp]:	1
Pérdidas sistema [%]:	14
Resultados de la simulación:	
Ángulo de inclinación [°]:	45
Ángulo de azimut [°]:	0
Producción anual FV [kWh]:	1537.23
Irradiación anual [kWh/m ²]:	1998.9
Variación interanual [kWh]:	53.57
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-2.61
Efectos espectrales [%]:	0.7
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-8.82
Pérdidas totales [%]:	-23.1

PRODUCCIÓN MESES DE INVIERNO	457,38 kW·h
-------------------------------------	--------------------

Con los datos de los 3 periodos, creamos una gráfica para comparar las producciones entre ellas.

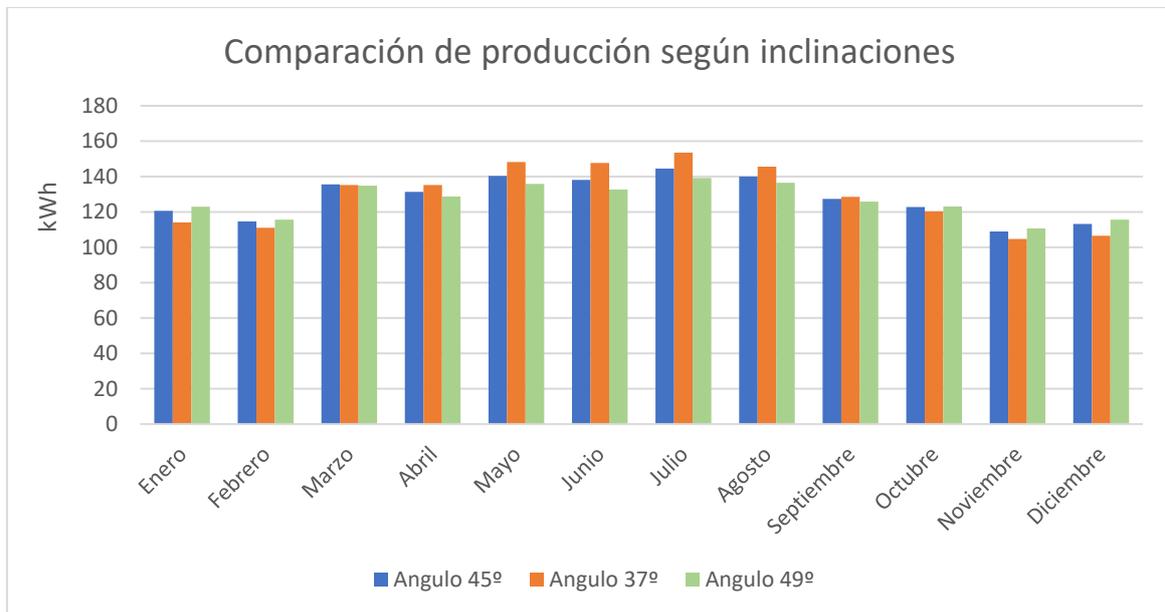


Ilustración 33 Comparación producción entre diferentes inclinaciones de las placas solares

Conclusión: Escogemos la inclinación intermedia ($\beta=45^\circ$) ya que la producción en invierno se ve poco afectada en comparación a la inclinación optimizada para invierno (49°), sin embargo, aumenta bastante la producción en los meses de mayor radiación solar.

Descartamos la opción de optimización anual (37°) porque la producción en invierno decae mucho y el mayor consumo eléctrico de la vivienda se produce en este periodo.

2.4.2.- CONSUMO ELÉCTRICO

En el presente capítulo se hará una estimación de la energía consumida para poder calcular la potencia pico a instalar en las placas solares.

Para ello, primero se hace una estimación de la energía consumida por un vehículo eléctrico en un trayecto que los usuarios de la vivienda suelen realizar de forma habitual para ir a trabajar. Por lo que respecta al consumo eléctrico cotidiano de la vivienda, se emplearan los datos reales del año natural de 2022 de los usuarios de la vivienda proporcionados por la compañía eléctrica.

2.4.2.1.-ESTIMACIÓN CONSUMO VEHICULO ELÉCTRICO

A continuación, se hará una estimación del consumo eléctrico que los dueños podrían realizar con un vehículo eléctrico. Para ello, se ha peinado el mercado de coches eléctricos buscando la mejor alternativa como coche modelo. También se ha supuesto un trayecto el cuál los dueños realizan entre semana para ir a trabajar. El trayecto es Tavernes de la Valldigna-Gandia de unos 17 km (20 min), por lo que la ida y la vuelta serían 34 km.

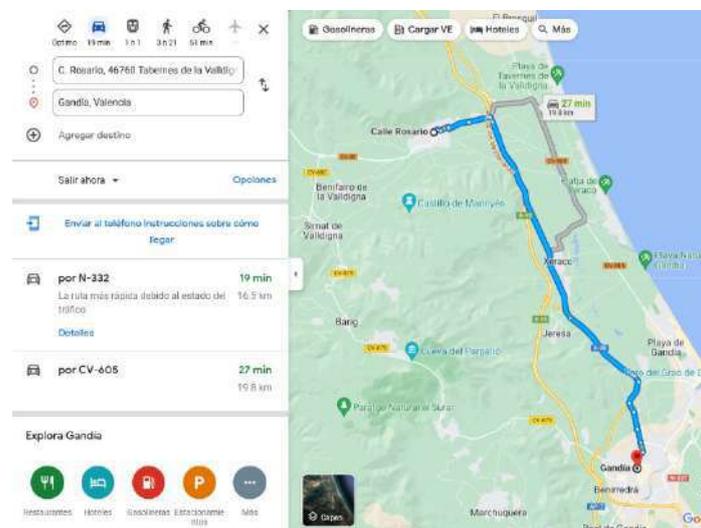


Ilustración 34 Trayecto laboral de los propietarios de la vivienda

Consideramos que la gran desventaja de los vehículos eléctricos son las baterías ya que ofrecen una autonomía muy limitada en comparación con los coches de combustión, su recarga debe ser lenta si se quiere alargar el tiempo de vida útil de la batería, y en caso de ser rápida, el tiempo mínimo de recarga del 80% será de 30 min para la mayoría de los automóviles.

Por todos estos factores, se han considerado como características favorables para un vehículo eléctrico: el bajo peso para que las baterías sufran menos; que el vehículo sea compacto porque implica menor resistencia; y que disponga de una autonomía y capacidad de batería grande. Vehículos eléctricos tipo berlinas o “SUVs” dejan de tener sentido porque exprimen en exceso las baterías por su gran peso y sus potentes motores, en comparación con su equivalente de combustión salen muy perjudicados. Además, estos modelos están pensados para realizar trayectos de largo recorrido (berlinas) o tener un gran espacio de carga y ser polivalente en varios terrenos (SUV), algo que un vehículo eléctrico hoy en día no puede garantizar.

A continuación, se exponen las especificaciones de algunos modelos en el mercado de los coches compactos que cumplen las características mencionadas anteriormente. Se subraya con códigos de colores en cada modelo la característica que destaca respecto sus competidores:

FIAT 500E

Medidas: 3,63 m largo x 1,68 m ancho x 1,53 m alto

Peso: 1,320 kg

Potencia: 118 caballos

Autonomía: 321 km en ciclo WLTP

Capacidad de batería: 42 kWh

HONDA E

Medidas: 3,89 m largo x 1,75 m ancho x 1,51 m alto

Peso: 1.514 kilogramos

Potencia: 154 caballos

Autonomía: 222 km en ciclo WLTP

Capacidad batería: 35,5 kWh de capacidad

SEAT MII ELECTRIC

Medidas: 3,55 m largo x 1,64 ancho x 1,48 m alto

Peso: 1.235 kg

Potencia: 83 CV

Autonomía: 259 km en ciclo WLTP

Capacidad batería: 36,8 kWh

SKODA CITIGOE IV

Medidas: 3,6 m largo x 1,64 m ancho x 1,48 m alto

Peso: 1.235 kg

Potencia: 83 CV

Autonomía: 260 km en ciclo WLTP

Capacidad batería: 36,8 kWh

VOLWAGEN E-UP!

Medidas: 3,6 m largo x 1,64 m ancho x 1,49 m alto

Peso: 1.235 kg

Potencia: 83 CV

Autonomía: 258 km en ciclo WLTP

Capacidad batería: 36,8 kWh

SMART FORFOUR

Medidas: 3,549 m largo x 1,66 m ancho x 1,55 m alto

Peso: 975 kg

Potencia: 82 caballos

Autonomía: 129 Km en ciclo WLTP

Capacidad batería: 17,6 kWh

Nota: WLTP: Worldwide Light Vehicles Test Procedure. Es un ensayo estandarizado que se realiza a los vehículos para obtener su autonomía (en los coches eléctricos) y las emisiones de gases y CO₂ (en los coches híbridos y de combustión)

Conclusión: La mejor opción según los parámetros establecidos es el FIAT 500E ya que dispone de mayor autonomía y capacidad de batería respecto sus rivales más cercanos (Seat Mii Electric, Skoda Citigoe IV y Volkswagen E-up) desviándose solo 85kg de peso por encima de sus competidores. El FIAT 500E según las especificaciones dispone de 60 km más de autonomía y 7 kW·h de capacidad de batería, por lo que se convierte en la mejor opción desde el punto de vista técnico, aunque no por mucha diferencia con el resto ya mencionados. El Smart Forfour y el Honda E se descartan por su menor capacidad de batería en relación con el resto de los vehículos analizados.

Una vez elegido el coche modelo, pasamos a estimar el consumo derivado del trayecto Tavernes – Gandia. En los anexos se adjuntan las especificaciones técnicas que ofrece el fabricante.

Obtenemos los datos de consumo real de la página web de un usuario de este vehículo⁹ quien ha analizado el consumo en diferentes escenarios de conducción como autopista, conducción por ciudad, “mix” urbano con autopista y conducción económica.

❖ Consumo en diversas situaciones de conducción	
Urbano (Roma):	16,9 kWh/100 km (5,9 km/kWh) y 220 km de autonomía
Mixto (urbano y extraurbano):	17,4 kWh/100 km (5,7 km/kWh) y 212 km de autonomía
Autopista:	23,3 kWh/100 km (4,2 km/kWh) y 156 km de autonomía
Uso económico:	12,9 kWh/100 km (7,7 km/kWh) y 287 km de autonomía
Consumo máximo:	50,0 kWh/100 km (límite del indicador) y 74 km de autonomía

Ilustración 35 Consumo Fiat 500e en diferentes situaciones de conducción

⁹ <https://es.motor1.com/reviews/567573/fiat-500e-electrico-prueba-consumo/>

Con los datos del usuario, obtenemos nuestros datos particulares del trayecto (34 km sumando la ida y la vuelta), el cual será un “mix” urbano-interurbano:

Tipo de trayecto	Consumo respecto a los 100 km (kW·h/100km)	Kms recorridos por cada kWh (km/kWh)	Consumo (kW·h/km)	Consumo por trayecto (ida y vuelta) (kW·h)	Autonomía (km)
Mix urbano-Interurbano	17,4	5,7	0,174	5,916	212,61
Autopista	23,3	4,2	0,233	7,922	156,66
Urbano	16,9	5,9	0,169	5,746	220,07
Uso económico	12,9	7,7	0,129	4,386	287,21

Por tanto, **un día laborable el coche consumirá 6kWh**, por lo que a lo largo mes consumirá $6(\text{kWh}/\text{día laborable}) \times 20 (\text{días laborables}) = \mathbf{120 \text{ kWh al mes.}}$

En el siguiente capítulo, se junta el consumo del coche con los datos reales de la vivienda en el año natural de 2022 para poder calcular la potencia pico del generador fotovoltaico.

2.4.2.2.-DATOS CONSUMO REAL VIVIENDA

En el presente capítulo se hace un análisis del consumo real de la vivienda con los datos del año natural de 2022. Los datos son extraídos de las facturas que la compañía eléctrica proporciona, se expresan en kW·h.

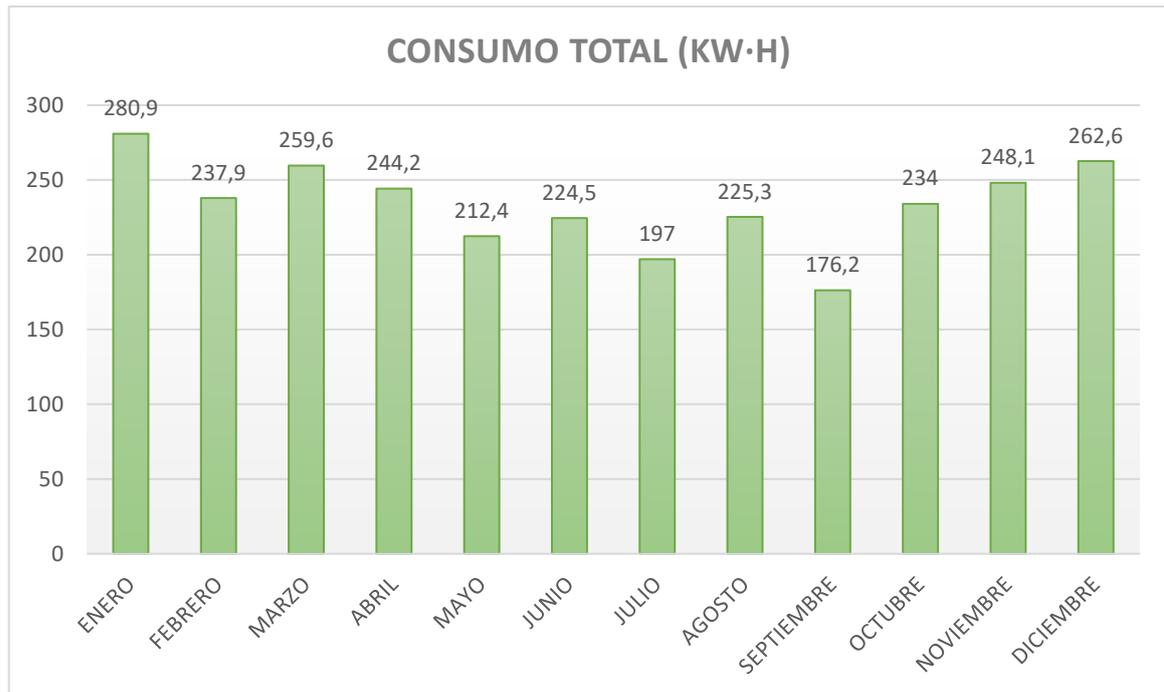
DATOS DE CONSUMO REAL AÑO 2022 (kW·h)												
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
00h	4,9	2,7	3,5	4	3	3,7	2,9	5	2,6	4,1	4,2	4,3
01h	3,2	2,3	2,6	3	2,9	3,5	3,1	4,1	2,3	2,9	2,9	3,1
02h	3	2,2	2,6	2,5	2,1	3,3	3,1	3,7	2,3	2,9	2,9	2,7
03h	3	2	2,6	2,7	2,4	3,4	3,1	3,5	2,1	2,6	2,8	2,5
04h	2,5	2,2	2,8	2,4	2,2	3,3	3,1	3,4	2,2	2,5	2,8	2,3
05h	2,8	2,1	2,8	2,4	2,5	3	3	3,5	2,1	2,4	2,7	2,8
06h	3,4	2	2,5	2,4	2,7	3,1	2,9	3,5	2,3	2,6	3,2	3
07h	4,1	2,1	4,1	3,4	4,4	4,8	3	3,4	2,1	3,9	4,2	6,3
08h	4,6	5,2	5,3	6,8	5,3	4,2	2,9	3,4	2,3	3,3	4	5,2
09h	6,7	4,9	6,6	6,4	4,2	3,9	3	4	2,2	3,7	4,5	4,6
10h	6,6	6,2	8,7	6,6	4,2	4,1	4,2	4,6	2,5	4,3	5,8	5,5
11h	6,3	5,1	5,1	4,3	3,1	4,3	3,7	4,7	2,4	4,8	5	5,2
12h	5,3	4,9	7,6	6,1	3,7	4,2	3,8	5,1	2,5	4,8	3,8	5,3
13h	6,8	7,5	10,1	9,3	5,2	5,3	3,5	4,3	2,5	4,3	6,3	7,6
14h	11,8	8,2	9,5	8,7	6,3	5,6	3	4,7	2,6	5,5	6,9	8,8
15h	8,1	6,1	5,8	4,8	4,1	4,5	3,3	5	2,3	5,9	5,6	5,2
16h	7,4	6,5	6,8	5	3,7	4,8	3,9	4,6	2,4	5,6	6,6	5,5
17h	9	7	6,7	5,1	3,7	5,5	3	4,5	2,2	5	6,6	7,5
18h	9,2	6	6,2	5	3,9	4,7	3,1	4,5	2,3	5,4	7	8,3
19h	7,7	5,9	6,4	4,8	4	4,3	3,1	4,3	2,4	5,9	5,9	8,3
20h	11,7	7	7,3	4,9	4,1	4,5	3	4,5	2,5	8,8	8,4	11
21h	12,8	9,4	11	10,4	5,4	6,6	3,2	6,2	2,3	9,3	11,5	12,3
22h	10	5,5	8	6,6	4,9	5,5	3,1	5,2	2,5	7,5	8,8	9,3
23h	10	4,9	5	6,6	4,4	4,4	3	5,6	2,3	6	5,7	6
Σ	160,9	117,9	139,6	124,2	92,4	104,5	77	105,3	56,2	114	128,1	142,6

Se han resaltado con escala de colores la energía consumida para poder identificar en qué periodos horarios hay más demanda energética. Como se puede observar, los grandes picos de consumo son a la hora de comer (de 13 a 14h) y a la hora de cenar (de 20 a 22h).

Sumando el precio de todas las facturas, toda la energía real consumida el año natural de 2022 tuvo un coste de 377,93 €

Con la información de consumo mensual real, añadiremos a todos los meses el consumo del coche eléctrico calculado en el capítulo anterior (120 kW·h) para obtener el consumo total.

CONSUMO TOTAL (kW·h)											
ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
280,9	237,9	259,6	244,2	212,4	224,5	197	225,3	176,2	234	248,1	262,6



Estos datos los usaremos en el capítulo siguiente para calcular la potencia pico del generador.

2.4.3.- POTENCIA PICO CAMPO GENERADOR

Para realizar el dimensionado del campo generador es imprescindible establecer un periodo de diseño, que básicamente consiste en hacer una distribución de los consumos de energía a lo largo del año y decidir aquel intervalo de tiempo donde la relación entre consumo/generación sea más desfavorable.

Para ello, haremos una tabla con los consumos mensuales obtenidos en el capítulo anterior, junto con la irradiación correspondiente a todos los meses con la inclinación y orientación escogidos ($\alpha = 0^\circ$, $\beta = 45^\circ$) para ver cuál es el mes con peor relación generación/consumo.

La irradiación se ha obtenido con la opción de PVGIS “Monthly irradiation data” seleccionando nuestros datos propios de la instalación:

Column1	Column2	Column3	Column4		
Latitude	(decimal	degrees):	39,073		
Longitude	(decimal	degrees):	-0,267		
Global	irradiation	at angle	45°		
Radiation	database:	PVGIS-SARAH2			
year	month	H(i)_m		Consumo	RELACION
				mensual previsto	GENERACIÓN/ CONSUMO
2020	Jan	144,61		280,9	1,942465943
2020	Feb	179,24		237,9	1,327270699
2020	Mar	127,26		259,6	2,039918278
2020	Apr	150,02		244,2	1,627782962
2020	May	189,75		212,4	1,119367589
2020	Jun	185,09		224,5	1,212923443
2020	Jul	189,02		197	1,042217755
2020	Aug	197,74		225,3	1,139374937
2020	Sep	183,25		176,2	0,961527967
2020	Oct	184,15		234	1,270703231
2020	Nov	129,77		248,1	1,911844032
2020	Dec	156,75		262,6	1,675279107
H(i)_m:	Irradiation	on	plane		
PVGIS	(c)	European	Union,		

Como se puede observar, el mes de marzo posee la peor relación generación/consumo, por lo que será nuestro periodo de diseño para obtener la potencia mínima que debe tener el campo generador.

Para calcular la potencia mínima pico, vamos a emplear la fórmula proporcionada por la IDAE en el “Pliego de condiciones técnicas de Instalaciones conectadas a red” en el apartado 7.2.4., despejando como incógnita la potencia pico del generador:

$$P_{mp} = \frac{G_{cem} \times E_D}{G_{dm}(\alpha, \beta) \times PR}$$

Donde:

P_{mp} : Potencia pico mínima del generador (kW)

G_{cem} : radiación en condiciones CEM (1kW/m²)

E_D : Energía diaria demandada en el peor mes relación generación/consumo

(259,6 kW·h / 31 días = 8,374 kW·h)

PR: performance ratio, se suele utilizar 0,7 en instalaciones con inversor.

$G_{dm}(\alpha, \beta)$: Radiación promedia diaria según la orientación (α) e inclinación (β). Este dato lo obtenemos sumando la radiación de todas las horas de un día promedio de marzo. Para ello, en PVGIS seleccionamos la opción “Daily data” con los datos propios de nuestra instalación y el mes de marzo obteniendo la siguiente tabla:

Latitude	(decimal	degrees):	39,073
Longitude	(decimal	degrees):	-0,267
Radiation	database:	PVGIS-SARAH2	
Results for: March			
Slope	of	plane	45 (deg.)
Azimuth	(orientation)	of plane	0 (deg.)
time(UTC)	G(i)	Gb(i)	Gd(i)
00:00	0	0	0
01:00	0	0	0
02:00	0	0	0
03:00	0	0	0
04:00	0	0	0
05:00	0	0	0
06:00	1,36	0,04	1,27
07:00	127,39	66,41	57,86
08:00	329,45	204,9	116,81
09:00	517,01	344,17	160,79
10:00	662,64	455,64	191,6
11:00	772,55	546	208,67
12:00	752,36	514,14	220,56
13:00	754,26	531,39	205,41
14:00	664,56	454,38	194,74
15:00	508,28	328,51	167,87
16:00	340,18	209,77	122,46
17:00	138,93	73,29	62,34
18:00	0,42	0	0,4
19:00	0	0	0
20:00	0	0	0
21:00	0	0	0
22:00	0	0	0
23:00	0	0	0
G(i):	Global	irradiance	on
Gb(i):	Direct	irradiance	on
Gd(i):	Diffuse	irradiance	on
PVGIS	(c)	European	Union.

Σ G(i)	5569,39	W/m ²	Gdm (α , β)
---------------------------------	---------	------------------	----------------------------

Con todos los datos obtenidos despejamos P_{mp} :

$$P_{mp} = \frac{1\left(\frac{kW}{m^2}\right) \times 8,374(kW \cdot h)}{5,56939\left(\frac{kW}{m^2}\right) \times 0,7} = 2,148 kW \cdot h$$

Por lo que la potencia pico mínima a instalar debe ser 2,148 kW.

Con el fin de no sobredimensionar el generador fotovoltaico, la potencia pico del generador instalado (P_G) debería estar entre la potencia pico mínima (P_{mp}) y 1,2 veces la potencia pico mínima:

$$P_{mp} \leq P_G \leq 1,2 P_{mp}$$

Como veremos en el capítulo siguiente, el panel solar escogido posee una potencia de 455W, por tanto, instalamos 5 paneles obteniendo una [$P_G = 2,275 kW$] cumpliendo así la condición anterior:

$$2,148 \leq 2,275 \leq 2,577 \rightarrow \text{CUMPLE}$$

2.4.4.-PANEL SOLAR

Se ha peinado el mercado para hacer una comparación de diferentes paneles existentes.

Las opciones analizadas son:

Modelo	POTENCIA (W)	GARANTÍA (Años)	PRECIO (€)	Dimensiones (m x m)
MAXEON 3 Sun Power	400	25	420 €	1,690 x 1,046
HiKu PERC CS3W Canadian solar	455	25	200 €	2,108 x 1,048
HG Hie PERC Hyundai	400	25	260 €	1,899 x 1,096

Elegimos el módulo “HiKu PERC CS3W-445W “de la marca Canadian Solar porque ofrece una garantía de 25 años a un precio muy competitivo, posee una relación calidad/precio excepcional. Además, pese a ser un fabricante chino dispone de servicio técnico en España.

A continuación, se adjunta imagen de la hoja de datos con los datos característicos que hay de tener en cuenta para la compatibilidad con las otras partes de la instalación:

ELECTRICAL DATA STC*		MECHANICAL DATA	
Specification	Data	Specification	Data
CS3W	430MS 435MS 440MS 445MS 450MS 455MS	Cell Type	Mono-crystalline
Nominal Max. Power (Pmax)	430 W 435 W 440 W 445 W 450 W 455 W	Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Opt. Operating Voltage (Vmp)	40.3 V 40.5 V 40.7 V 40.9 V 41.1 V 41.3 V	Dimensions	2108 X 1048 X 40 mm (83.0 X 41.3 X 1.57 in)
Opt. Operating Current (Imp)	10.68 A 10.75 A 10.82 A 10.89 A 10.96 A 11.02 A	Weight	24.9 kg (54.9 lbs)
Open Circuit Voltage (Voc)	48.3 V 48.5 V 48.7 V 48.9 V 49.1 V 49.3 V	Front Cover	3.2 mm tempered glass
Short Circuit Current (Isc)	11.37 A 11.42 A 11.48 A 11.54 A 11.60 A 11.66 A	Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
Module Efficiency	19.5% 19.7% 19.9% 20.1% 20.4% 20.6%	J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C	Cable	4 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)	Cable Length (Including Connector)	Portrait: 500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-); landscape: 1400 mm (55.1 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)	Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Max. Series Fuse Rating	20 A	Per Pallet	27 pieces
Application Classification	Class A	Per Container (40' HQ)	594 pieces
Power Tolerance	0 ~ + 10 W	* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.	
* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m ² , spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.		TEMPERATURE CHARACTERISTICS	
ELECTRICAL DATA NMOT*		Specification	Data
CS3W	430MS 435MS 440MS 445MS 450MS 455MS	Temperature Coefficient (Pmax)	-0.35 % / °C
Nominal Max. Power (Pmax)	321 W 325 W 328 W 332 W 336 W 339 W	Temperature Coefficient (Voc)	-0.27 % / °C
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.6 V 37.8 V 37.9 V 38.1 V 38.3 V 38.5 V	Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Opt. Operating Current (Imp)	8.54 A 8.59 A 8.65 A 8.71 A 8.76 A 8.82 A	Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C
Open Circuit Voltage (Voc)	45.4 V 45.6 V 45.8 V 46.0 V 46.2 V 46.4 V		
Short Circuit Current (Isc)	9.17 A 9.21 A 9.26 A 9.31 A 9.36 A 9.41 A		
* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m ² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.			

Como hemos calculado en el capítulo anterior harán falta 5 paneles solares “Hiku”.

A continuación, se muestran la distribución de las placas en el tejado de la vivienda dibujado en AUTOCAD respetando las escalas y las medidas reales.

Por la orientación del tejado, la forma óptima de colocar los paneles aprovechando al máximo el espacio es la siguiente:

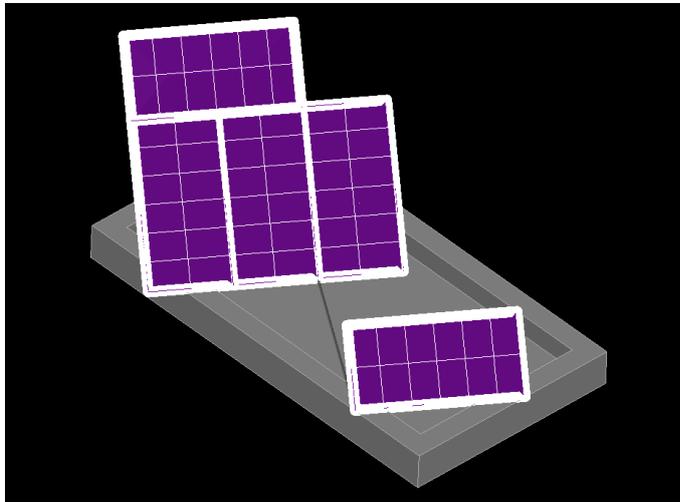


Ilustración 36 Vista general distribución placas solares

Como tenemos un panel horizontal delante necesitamos calcular la distancia mínima que hay que dejar entre las filas de módulos empleando la fórmula descrita en el apartado 2.1.2.1 :

$$d = \frac{h}{\tan (61^{\circ} - \phi)}$$

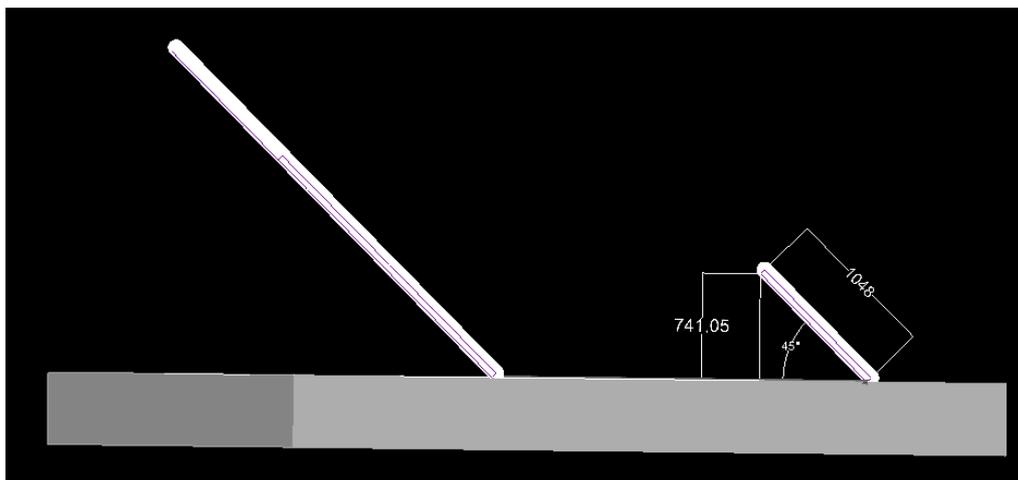


Ilustración 37 Vista de perfil distribución placas solares

Sustituyendo los datos, nos queda:

$$d = \frac{741,05}{\tan (61^{\circ} - 39,073)} = 1840,91 \text{ m}$$

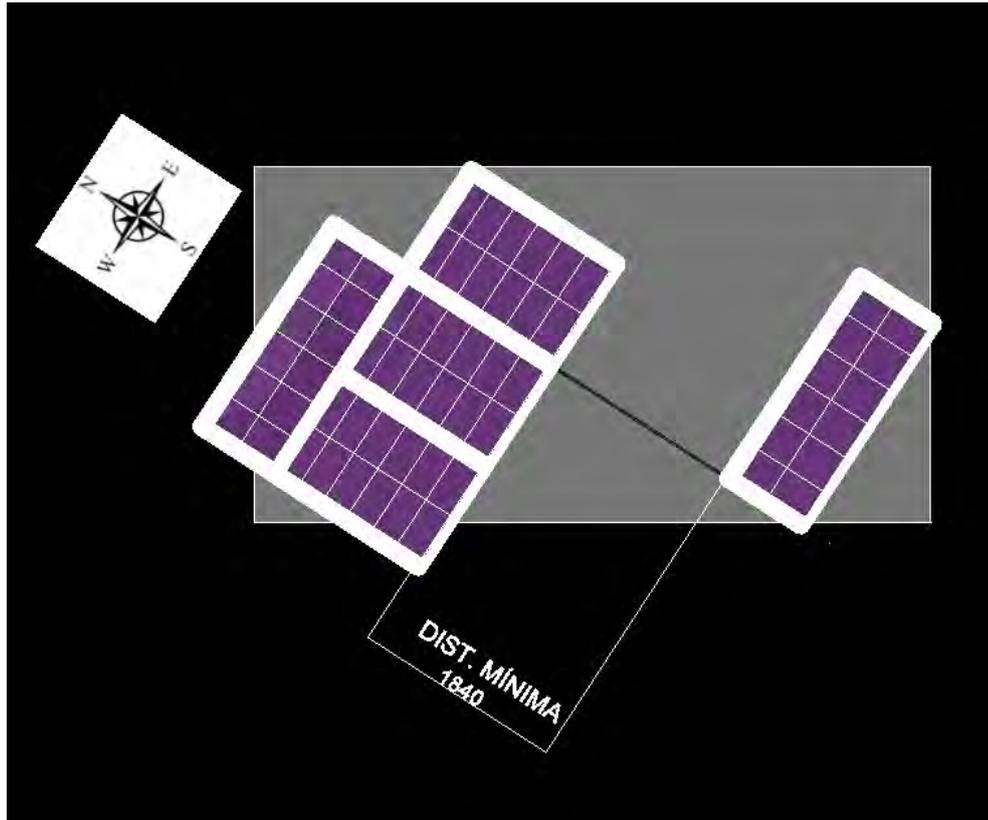


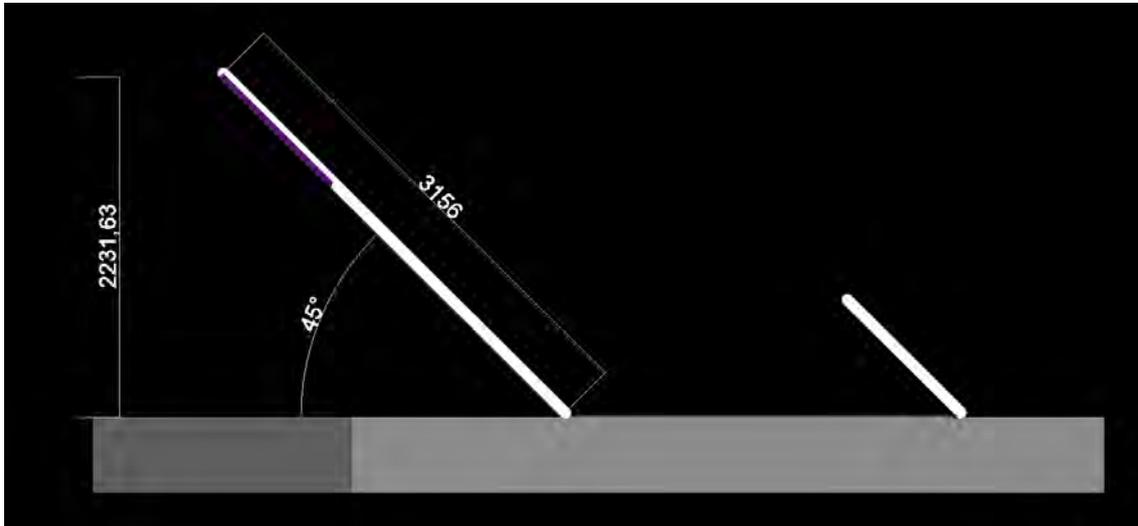
Ilustración 38 Vista de planta distribución placas solares

Como se puede observar, todas las placas solares están dentro del tejado y del espacio aéreo del propietario.

Todos los paneles solares se unirán eléctricamente en serie ya que es la forma más sencilla de hacer compatible la instalación con los inversores. Como veremos en el capítulo 2.4.6 , los inversores suelen necesitar un voltaje elevado y una corriente baja para reducir las pérdidas y acercar el valor de la tensión en continua a la tensión alterna usada en las viviendas (230V) por lo que las asociaciones en serie de varias placas suelen ser habituales.

2.4.5.-ESTRUCTURA DE SOPORTE

En cuanto a la estructura de soporte, se ha de tener en cuenta la gran altura que alcanza la agrupación de paneles propuesta. Entre los paneles se tiene que dejar un espacio libre para que el aire pueda fluir y reducir el efecto vela que se pueda producir.



Debido a la distribución diferente de cada uno de los paneles, se emplearán soportes de diferente naturaleza. A continuación, se describen los diferentes soportes empleados con la justificación adecuada:

BLOQUE DE HORMIGÓN PREFABRICADO

Para la primera placa colocada en horizontal, se utilizará el bloque de hormigón prefabricado “Solarbloc 30 °”.



Ilustración 39 Soporte hormigón Solarbloc con lastre trasero

No necesita anclaje con tornillería, va pegado con “weber flex PU”, una masilla de poliuretano mono componente que cura a elevada velocidad por reacción con la humedad atmosférica, por lo que la impermeabilización de la fachada no se verá afectada. Es muy económico y fácil de instalar. No obstante, la instalación de placas solares con elevados grados de inclinación en estos soportes resulta complicada porque la fuerza del viento que son capaces de soportar es reducida. Por esto, se le añadira un lastre en la parte trasera del bloque con el fin de aumentar la fuerza necesaria para deslizar o volcar los soportes.

Como la instalación diseñada requiere una inclinación de 45° se añade unas patas telescópicas ajustables “Technosun” en altura para conseguir los 15° extra añadiendo además la funcionalidad de poder variar la inclinación de las placas solares durante ciertos periodos anuales incrementando la producción anual.



Ilustración 40 Patas telescópicas para soporte de hormigón

Así quedaría la placa en horizontal con el bloque de hormigón, el lastre y el soporte telescópico inclinable en modelado 3D:

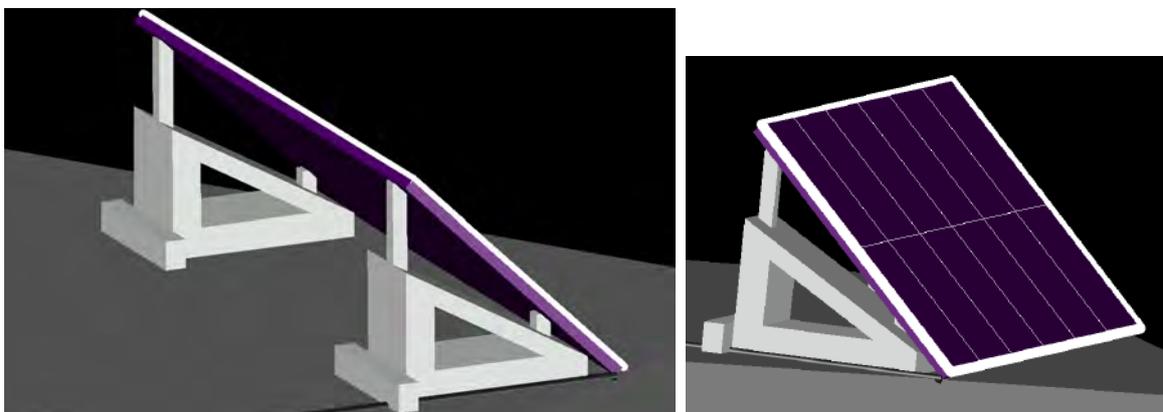


Ilustración 41 Vista detalle soporte hormigón + patas telescópicas

Cabe señalar que el fabricante de hormigón “Solarbloc” no especifica que se pueda añadir un soporte para aumentar la inclinación de la placa solar. En el estudio de fuerzas y lastres realizado por el fabricante se le ejerce una fuerza al soporte equivalente a una velocidad del viento de 134km/h por sotavento (por debajo de la placa, dirección Sur) con el bloque de 30° de inclinación.

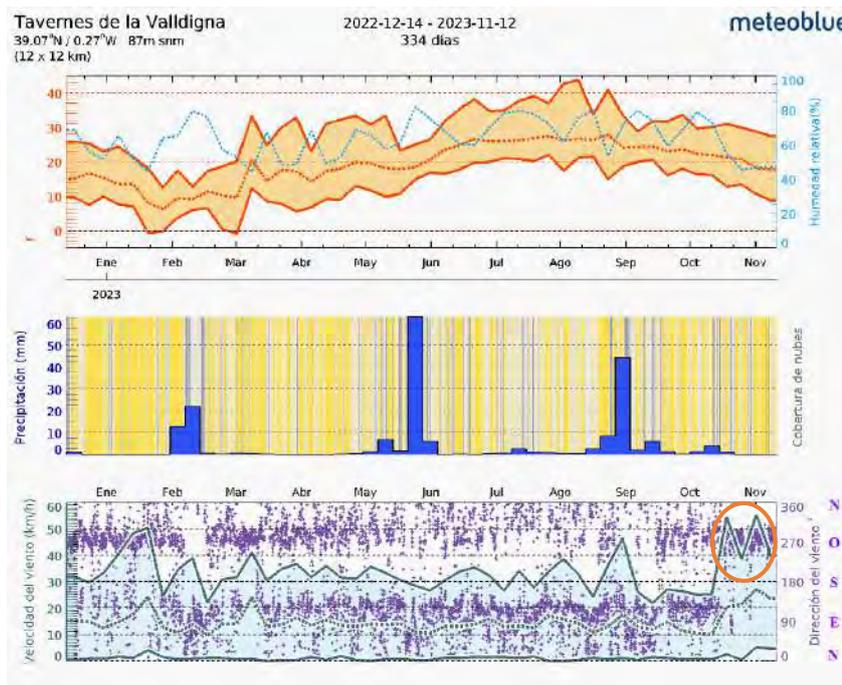


Ilustración 42 Estudio de lastres para Solarbloc 30°

No

obstante, según la base de datos climáticos” Meteoblue” la máxima racha de viento que se produce en la localidad donde se realiza la instalación es de 55 km/h, mayormente Este

u Oeste:



Los puntos verdes indican la velocidad del viento según el mes del año, mientras que los puntos morados indican la dirección del viento.

Por todo ello, se concluye que es muy improbable que las condiciones máximas admisibles del soporte se den, por lo que se puede aumentar sin problema los grados de inclinación de la placa solar en el soporte de hormigón.

ESTRUCTURA METÁLICA REGULABLE

Para la segunda fila de módulos los cuales deben ir inclinados verticalmente se utilizará una estructura metálica regulable “Sunfer 14.1V” para 3 módulos.



- Soporte inclinado regulable para cubierta de hormigón o subestructura.
- Anclaje a hormigón.
- Soporte premontado, más robusto, lo que permite ir a luces entre pórticos más largas.
- Disposición de los módulos: Vertical.
- Valido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm.
- Tornillería de anclaje no incluida.
- Kits disponibles de 1 hasta 3 módulos.
- Inclinación regulable de 30° a 50°

Viento: Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)

Materiales: Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6
 Tornillería de acero inoxidable A2-70

Comprobar el buen estado y la capacidad portante de la cubierta antes de cualquier instalación.
 Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada.

Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento				
Tamaño del módulo 	1	2	3	nº de módulos
2000x1000	150	150	150	Velocidad de viento km/h
2279x1150	150	150	150	

Ilustración 43 Cuadro de velocidad de viento admisible estructura metálica

Ilustración 44 Soporte estructura metálica 3 placas solares

Esta estructura es capaz de soportar el gran efecto vela que se puede producir uniendo 3 placas solares en vertical, incorpora un brazo extensible para poder variar la inclinación de las placas solares en las diferentes épocas del año.

A continuación, se muestra en modelado 3D como quedaría el conjunto de placas con esta estructura metálica:

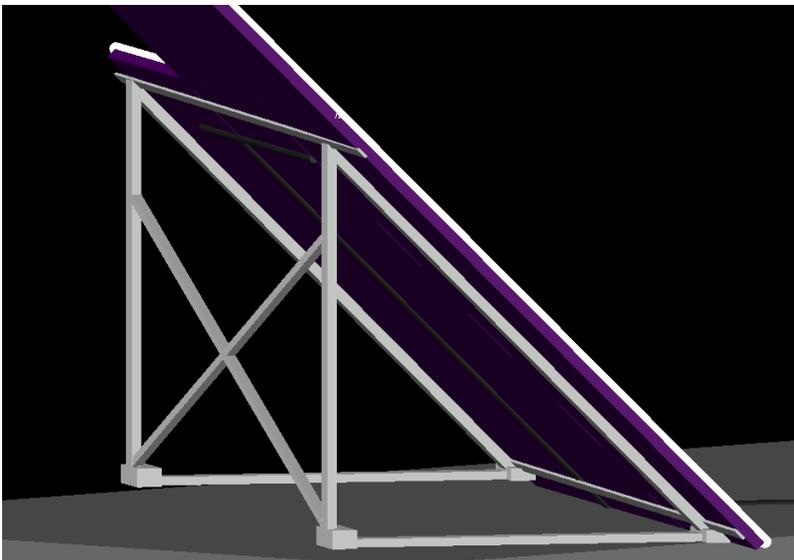
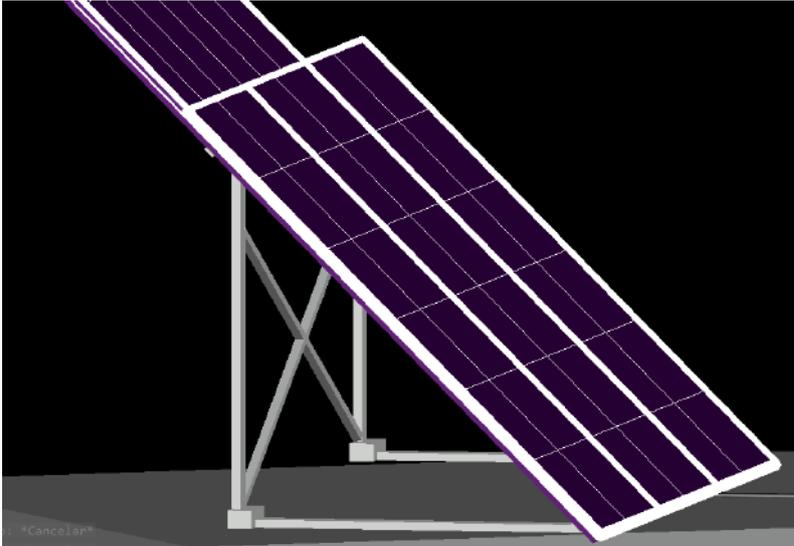


Ilustración 45 Vistas detalle soporte estructura metálica

POSTE CON SOPORTE INCLINABLE

Para el último panel solar situado en la parte más alta de la instalación, se decide instalar un poste de 4,5 m altura anclado en la segunda planta de la vivienda. Se opta por esta solución para aprovechar al máximo posible el espacio en el tejado superior de la vivienda, el cual no tiene ningún uso, y no entorpecer el espacio de la segunda planta que si tiene uso.

Por tanto, se instalará un poste de 120 mm de diámetro con una altura de 4,5 metros sobre la segunda planta (2,231m desde suelo del tejado donde están las otras placas), unido un soporte inclinable sujeto al poste con abrazaderas. El soporte en cuestión es el “SUNFER 17H”



- Soporte inclinado para poste existente.
 - Soporte premontado.
 - Para postes existentes de Ø 90-160.
 - Incluye abrazadera de fijación a poste.
 - Disposición de los módulos: Horizontal.
 - Inclinación soporte 30°
 - Valido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm.
 - Kits disponibles de 1 y 2 módulos.
- Viento:** Hasta 120 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)
- Materiales:** Perfilera de aluminio EN AW 6005A T6
 Tornillería de acero inoxidable A2-70
 Sistema de fijación a poste existente en acero Galvanizado

Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento				
Tamaño del módulo 	1	2	n° de módulos	
2000x1000	120	150	Velocidad de viento km/h	
2279x1150	120	150		

Ilustración 46 Cuadro velocidad de viento admisible

Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema Kit

2279x1150 

 Carga de nieve: 40 kg/m²

Ilustración 47 Soporte poste + estructura metálica

El fabricante nos recomienda usar el soporte a una inclinación de 30°, sin embargo, siguiendo la lógica empleada con el soporte de hormigón, es muy improbable que en la localidad haya rachas de viento de 120km/h dirección Sur, por lo que podemos subir y bajar las abrazaderas para lograr la inclinación de las placas desde 45° hasta 30° para optimizar la producción anual.

El modelado en 3D con el poste, el soporte y la placa solar quedaría así:

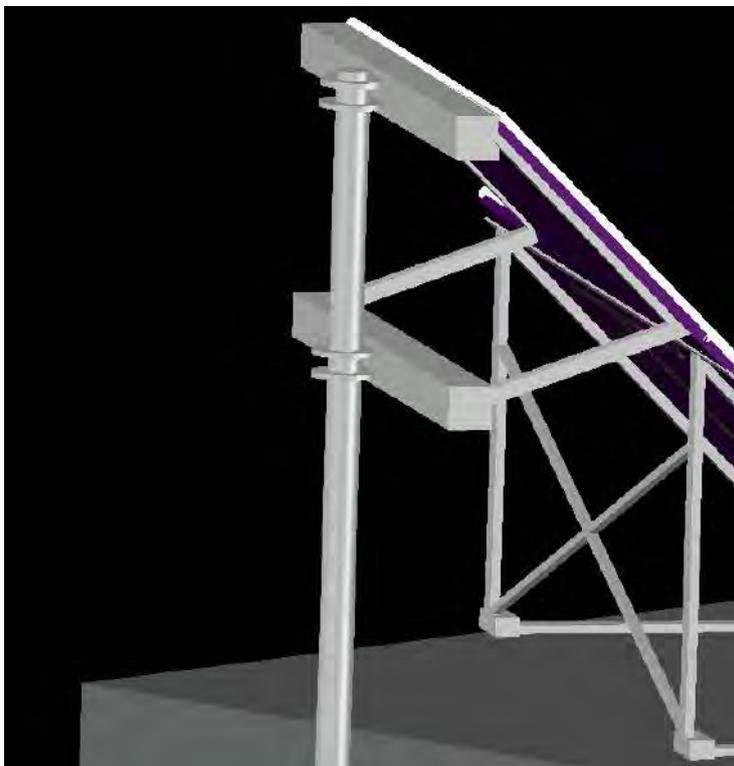
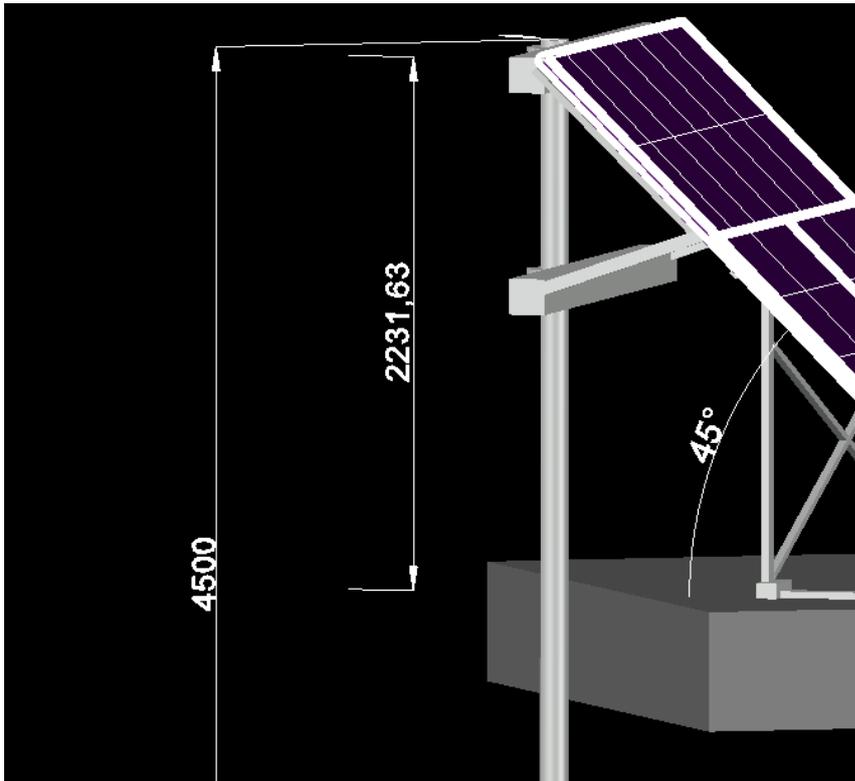


Ilustración 48 Vista detalle soporte poste + estructura metálica

El conjunto final de los diferentes soportes en modelado 3D quedaría así:

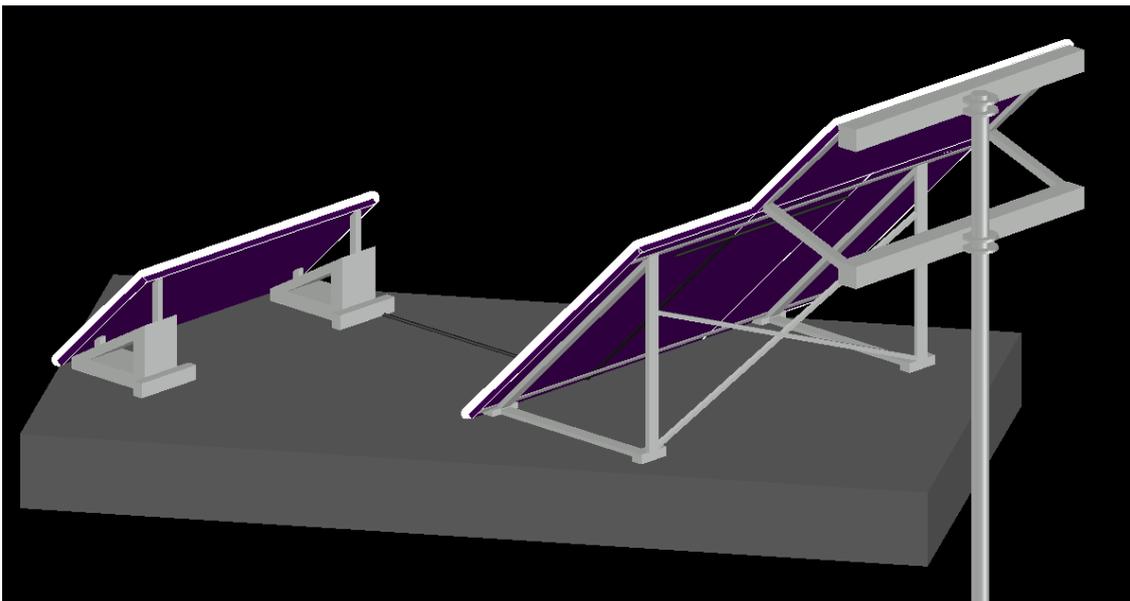
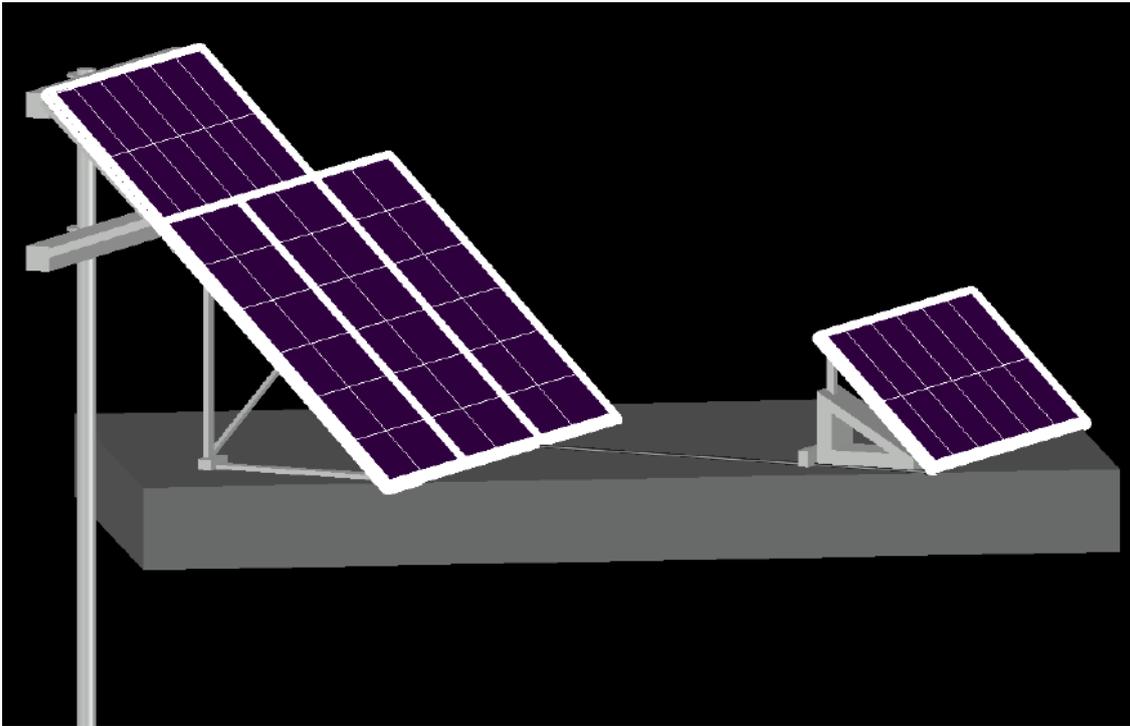


Ilustración 49 Vista detalle conjunto de soportes

2.4.6.- INVERSOR

Para seleccionar el inversor adecuado, se tendrán en cuenta los parámetros propios de la instalación descritos en el capítulo 2.1.2 en el apartado sobre inversores.

Se ha escogido el inversor “X1-MINI G3” de la marca Solax el cual es compatible con todos los parámetros de la instalación y su potencia máxima está muy cerca al 90% de la potencia pico del generador. A continuación, se adjunta los datos técnicos del inversor y los paneles solares en cuestión junto con los cálculos de compatibilidad entre ellos:



X1-MINI G3

	X1-0.6S-D01 X1-0.6S-M01	X1-0.7S-D01 X1-0.7S-M01	X1-1.1S-D01 X1-1.1S-M01	X1-1.5S-D01 X1-1.5S-M01	X1-2.0S-D01 X1-2.0S-M01	X1-2.5K-S-D01 X1-2.5K-S-M01	X1-3K-S-D01 X1-3K-S-M01	X1-3.0K-S-D01 X1-3.0K-S-M01	X1-3.6K-S-D01 X1-3.6K-S-M01
DC INPUT									
Max. PV array input power (Wp)	600	850	1650	2250	3000	3750	4500	4950	5840
Max. PV input voltage (V)	450	450	450	450	450	550	550	550	500
Startup voltage (V)	50	50	50	50	50	70	70	70	70
Nominal input voltage (V)	360	360	360	360	360	360	400	360	360
MPP tracker voltage range (V)	45-450	45-450	45-450	50-450	50-450	55-530	55-530	55-530	55-480
No. of MPP trackers / Strings per MPP tracker	1/1	1/1	1/1	1/1	1/1	1/1	1/1	1/1	1/1
Max. PV input current (A)	14	14	14	18	14	14	14	14	14
Isc: PV Array Short Circuit current (A)	18	18	18	18	18	18	18	18	18
AC OUTPUT									
Rated AC output power (W)	600	700	1500	1650	2200	2500	3000	3300	3600
Rated AC output current (A)	3.3	3.04	6.57	7.2	9.9	10.8	13.04	14.3	15
Max. output apparent power (VA)	600 (VA)	770	1500	1650	2200	2750	3300	3300	3580
Max. AC output current (A)	3.0	3.3	6.9	7.2	9.9	11.9	14.3	14.3	15
Nominal AC voltage / AC voltage range (V)*	220/230 (240): 180-280								
Nominal AC frequency / AC frequency range (Hz)*	50/60 ±5								
Power Factor range	0.8 leading - 0.8 lagging								
THDi (Rated power) (%)	<3								
SYSTEM DATA									
Max. efficiency (%)	98								
Euro efficiency (%)	95.00	95.00	96.00	96.00	96.00	96.50	95.00	96.50	96.50
Standby consumption (W) @Night	0								
Ingress protection	IP66								
Operating ambient temperature range (°C)	-25 - +60 (derating at 45)								

Ilustración 50 Hoja de datos inversor Solax X1-mini G3

$$P_{Pv\ max} = 2,250\ kW$$

$$V_{\ max\ input} = 450\ V$$

$$V_{\ min\ input} = 50\ V$$

$$I_{\ sc\ max\ input} = 18\ A$$

$$I_{\ Ac\ max\ output} = 7,2\ A$$

$$P_{\ Ac\ max\ output} = 1,650\ kW$$

PANEL SOLAR “ HiKu PERC CS3W-445W ”

ELECTRICAL DATA STC*							MECHANICAL DATA	
CS3W	430MS	435MS	440MS	445MS	450MS	455MS	Specification	Data
Nominal Max. Power (P _{max})	430 W	435 W	440 W	445 W	450 W	455 W	Cell Type	Mono crystalline
Opt. Operating Voltage (V _{mp})	40.3 V	40.5 V	40.7 V	40.9 V	41.1 V	41.3 V	Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Opt. Operating Current (I _{mp})	10.68 A	10.75 A	10.82 A	10.89 A	10.96 A	11.02 A	Dimensions	2108 X 1048 X 40 mm (83.0 X 41.3 X 1.57 in)
Open Circuit Voltage (V _{oc})	48.3 V	48.5 V	48.7 V	48.9 V	49.1 V	49.3 V	Weight	24.9 kg (54.9 lbs)
Short Circuit Current (I _{sc})	11.37 A	11.42 A	11.48 A	11.54 A	11.60 A	11.66 A	Front Cover	3.2 mm tempered glass
Module Efficiency	19.5%	19.7%	19.9%	20.1%	20.4%	20.6%	Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C						J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)						Cable	4 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)						Cable Length (Including Connector)	Portrait: 500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-); landscape: 1400 mm (55.1 in), leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Max. Series Fuse Rating	20 A						Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Application Classification	Class A						Per Pallet	27 pieces
Power Tolerance	0 ~ + 10 W						Per Container (40' HQ)	594 pieces
* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m ² , spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.							* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.	

ELECTRICAL DATA NMOT*							TEMPERATURE CHARACTERISTICS	
CS3W	430MS	435MS	440MS	445MS	450MS	455MS	Specification	Data
Nominal Max. Power (P _{max})	321 W	325 W	328 W	332 W	336 W	339 W	Temperature Coefficient (P _{max})	-0.35 % / °C
Opt. Operating Voltage (V _{mp})	37.6 V	37.8 V	37.9 V	38.1 V	38.3 V	38.5 V	Temperature Coefficient (V _{oc})	-0.27 % / °C
Opt. Operating Current (I _{mp})	8.54 A	8.59 A	8.65 A	8.71 A	8.76 A	8.82 A	Temperature Coefficient (I _{sc})	0.05 % / °C
Open Circuit Voltage (V _{oc})	45.4 V	45.6 V	45.8 V	46.0 V	46.2 V	46.4 V	Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C
Short Circuit Current (I _{sc})	9.17 A	9.21 A	9.26 A	9.31 A	9.36 A	9.41 A		
* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m ² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.								

Ilustración 51 Hoja de datos Panel solar Hiku PERC CS3W-455W

$$P_{max} = 455 \text{ W}$$

$$V_{mp} = 41,3 \text{ V}$$

$$V_{oc} = 49,3 \text{ V}$$

$$I_{sc} = 11,66 \text{ A}$$

$$\text{Coef. Temperatura } V_{oc} \rightarrow \beta = -0,27 \text{ \% / } ^\circ\text{C}$$

$$\text{Coef. Temperatura } I_{sc} \rightarrow \alpha = 0,05 \text{ \% / } ^\circ\text{C}$$

COMPATIBILIDAD DE PARAMETROS

Potencia nominal: la potencia nominal del inversor esta cercana al 90% del campo generador fotovoltaico, por lo que mayormente el inversor trabajará al máximo rendimiento.

Rango de tensión de entrada del seguidor MPP: comprendido entre el valor máximo y mínimo que pueda suministrar el generador. El valor máximo se toma usando la tensión en circuito abierto (V_{oc}) en el día más frío (-10 °C) usando para ello el coeficiente de temperatura de V_{oc} (β).

$$V_{max} = V_{oc}(-10^\circ \text{C}) = V_{oc}(25^\circ \text{C}) + V_{oc}(25^\circ \text{C}) \times (25^\circ + 10^\circ) \times \beta$$

$$V_{max} = V_{oc}(-10^\circ \text{C}) = 49,3 + 49,3 \times (25^\circ + 10^\circ) \times \frac{0,27}{100} = 53,96 \text{ V}$$

Como hay 5 paneles asociados en serie, el valor V_{max} hay que multiplicarlo por 5:

$$[V_{PVmax} = 53,96 \times 5 = 269,79 V]$$

El valor mínimo se obtiene con la tensión de máxima potencia (V_{mp}) en el día más cálido ($70^{\circ}C$) usando el coeficiente de temperatura $V_{oc}(\beta)$

$$V_{min} = V_{mp}(70^{\circ} C) = V_{mp}(25^{\circ} C) - V_{mp}(25^{\circ} C) \times (70^{\circ} - 25^{\circ}) \times \beta$$

$$V_{min} = V_{mp}(70^{\circ} C) = 41,3 - 41,3 \times (70^{\circ} - 25^{\circ}) \times \frac{0,27}{100} = 36,28 V$$

Como hay 5 paneles asociados en serie, el valor V_{min} hay que multiplicarlo por 5:

$$[V_{PVmin} = 36,28 \times 5 = 181,41 V]$$

Por tanto:

RANGO DE TENSIONES ENTRADA INVERSOR	
$[V_{max\ input}, V_{min\ input}]$	[450 ; 50]
$[V_{PVmax}, V_{PVmin}]$	[269,79 ; 181,41]

El rango de tensiones de entrada está dentro del rango del inversor elegido.

Intensidad máxima de cortocircuito: esta intensidad corresponde con la intensidad máxima de cortocircuito (I_{sc}) con una temperatura de $70^{\circ}C$ y una irradiancia de $1000\ W/m^2$. Para ello, empleamos el coeficiente de temperatura $I_{sc}(\alpha)$:

$$I_{sc\ max} = I_{sc}(70^{\circ} C) = I_{sc}(25^{\circ} C) + I_{sc}(25^{\circ} C) \times (70^{\circ} - 25^{\circ}) \times \alpha$$

$$\left[I_{sc\ max} = I_{sc}(70^{\circ} C) = 11,66 + 11,66 \times (70^{\circ} - 25^{\circ}) \times \frac{0,05}{100} = 11,92 A \right]$$

Como no hay ramas en paralelo, circula la misma corriente por todos los paneles, por lo que este es el valor final de intensidad.

INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO	
$I_{sc\ max\ input}$	18 A
$I_{sc\ max}$	11,92 A

La intensidad máxima de cortocircuito del generador está dentro del rango del inversor.

2.4.7.- PUNTO DE RECARGA VEHICULO ELÉCTRICO

En el presente capítulo se detalla la incorporación de un punto de recarga de vehículo eléctrico. Esta infraestructura corresponde a un Sistema de Alimentación específico de Vehículo Eléctricos (SAVE) la cual es explicada en la REBT en la ITC-BT-52.

Se decide instalar este tipo de infraestructura porque permite un mayor control en la potencia, velocidad y horario de carga, mayor monitorización de la energía y una mayor protección frente a sobretensiones y sobreintensidades a la instalación y al propio vehículo eléctrico.

Concretamente, se decide instalar el cargador “V2C Trydan” de 7,4 kW.



Ilustración 52 Cargador vehículo eléctrico V2C Trydan 7,4 kW

Este cargador fabricado por una empresa valenciana dispone de múltiples corrientes configurables para poder cargar el vehículo eléctrico a diferentes potencias, conexión Wifi para la comunicación entre inversor y el móvil para saber si hay excedente fotovoltaico para cargar el coche, monitorización y control remoto desde la aplicación.

Dispone de un carril para incorporar las protecciones frente sobretensiones y sobreintensidades dentro del propio cargador.

Desde la aplicación, se pueden configurar 3 modos de carga:

FV EXCLUSIVO: El vehículo se cargará exclusivamente cuando en la vivienda haya excedentes fotovoltaicos si se superan los 1,5 kW·h

FV + POTENCIA MINIMA: El vehículo se podrá cargar a la máxima potencia contratada más la potencia extra que las placas solares puedan estar generando, es decir, si la vivienda tiene contratado 3,3 kW de potencia, y el campo generador hay 1,5kW de excedente, V2C podrá cargar el vehículo a 4,8 kW h sin que salte el ICP de la vivienda.

RED+FV: El vehículo se cargará a la potencia deseada usando ambas fuentes de energía.

Estos modos de carga son configurables según el día y la hora del mes, por lo que podemos programar el consumo para aprovechar al máximo el excedente fotovoltaico.



Ilustración 53 Amperajes de carga disponibles en V2C

Funcionalidades V2C Cloud

- Programación de potencia máxima por hora
- Programación horaria en varios tramos
- Historial estadístico de cargas
- Bloqueo y desbloqueo
- Configuración con Alexa
- Compatibilidad con los inversores solares Huawei, SolaX, Fronius, Kostal y con el medidor Shelly para su integración inalámbrica

V2C es compatible con el inversor Solax propuesto anteriormente, por lo que no será necesario ninguna pinza amperimétrica para obtener los consumos de las placas solares y el inversor, la comunicación entre ellos se podrá realizar inalámbricamente.

2.4.8.- BATERIA Y REGULADOR DE CARGA

Estos componentes solo se instalarán en caso de adoptar la alternativa 2 que consta de batería física.

Para la batería solar, elegimos la batería de Litio “L5000/LV DC” de la marca Solar Energy, que dispone de un total de 5kW·h de almacenamiento, un voltaje de operación entre 43,2 y 57,6V (48V) garantiza 6000 ciclos a una profundidad de descarga del 80%. En nuestro caso particular, se decide utilizar un máximo del 60% de la capacidad de la batería para alargar el tiempo de vida útil, por lo que tendremos disponible unos 3kW·h de almacenamiento en cada ciclo de carga-descarga.



Ilustración 54 Batería Solar Energy 5kW·h

En cuanto al regulador de carga, se instalará el BlueSolar PWM-Light 48V de la marca Victron, un regulador económico que permite programar el nivel de carga y descarga de la batería, compatible con la batería elegida. Dispone de un display LCD y botones para poder configurarlo.



Ilustración 55 Regulador BlueSolar PWM-Light 48V

2.4.9.- CALCULO DE LÍNEAS

2.4.9.1.- CARACTERISTICAS, PARAMETROS Y CRITERIOS.

A continuación, definimos los parámetros, características y criterios que seguirá la instalación fotovoltaica para cumplir la normativa vigente, a la vez que se garantice la seguridad y la integridad de los conductores.

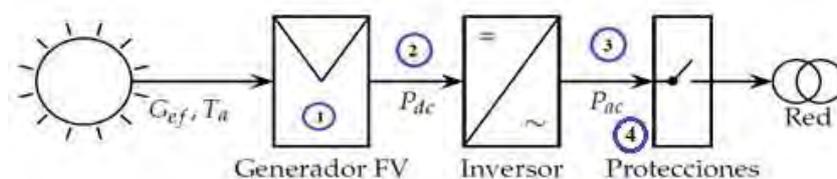
Primeramente, han de cumplirse los siguientes criterios que marca el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), concretamente la ITC-BT-40, la cual es de obligado cumplimiento en instalaciones generadoras en viviendas:

1º Criterio: máxima caída de tensión: La circulación de la corriente por los conductores de una línea eléctrica ocasiona una caída de tensión que debe ser inferior a los límites tolerados en la REBT, donde en la ITC-BT-40 dice lo siguiente: *“La caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación de interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.”*

2º Criterio: calentamiento del conductor a la intensidad máxima admisible: La temperatura que alcanzan los conductores cuando por ellos circule la máxima intensidad admisible del generador no debe sobrepasar la temperatura máxima especificada del material que los aísla. Esta temperatura es de 70º para aislamientos termoplásticos y 90º para aislamientos termoestables. Este criterio está reflejado en la ITC-BT-40, donde se expresa de la siguiente forma: *“ Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad nominal del generador. “*

Para un correcto dimensionamiento, los parámetros de los cables han de cumplir ambos criterios, en caso contrario, se tiene que aumentar la sección del cable y volver a comprobar.

A continuación, se divide en tramos el sistema fotovoltaico para identificar el método de instalación que le corresponde a cada uno dada su exposición a la radiación solar, temperatura, tipo de corriente o intensidad máxima que circula por el conductor:



TRAMO 1: CONEXIONADO DE MÓDULOS EN SERIE

Se debe considerar la intensidad de cortocircuito de los módulos en condiciones CEM, así como la temperatura que puede llegar a alcanzar dado que los cables están a la intemperie. Es un circuito CC. Se puede utilizar cable al aire sobre superficie o en bandeja perforada (método de instalación E) o canal con tapa (método de instalación B1)

TRAMO 2: CONEXIONADO DEL GENERADOR AL INVERSOR

Se debe considerar la intensidad de cortocircuito del generador en condiciones CEM. Es un circuito CC. Se utiliza cable al aire sobre superficie o en bandeja perforada (método de instalación E) o cable en el interior de tubo o canal cerrada (método de instalación B1)

TRAMO 3: CONEXIONADO DEL INVERSOR AL CUADRO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA

Se debe considerar la salida del inversor para su potencia nominal. Es un circuito CA. Se usa cable en el interior de tubo o canal cerrada (método de instalación B1).

TRAMO 4: CONEXIONADO CUADRO DE PROTECCIÓN AL CARGADOR V.E.

Se debe considerar la máxima potencia que se podrá consumir por el cargador de vehículo eléctrico. Es un circuito CA. Se usa cable en el interior de tubo o canal cerrada (método de instalación B1).

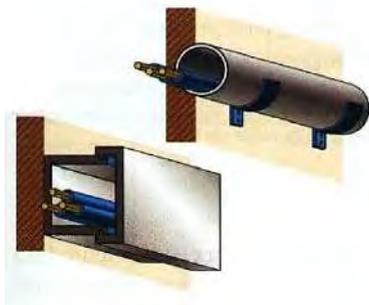


Ilustración 57 Método de instalación B1

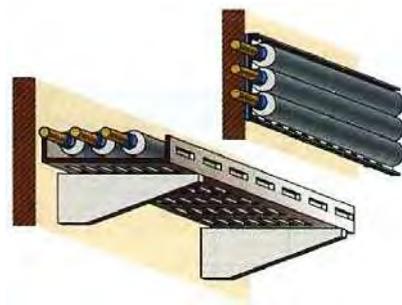


Ilustración 56 Método de instalación E

En el siguiente apartado, se especifica los cableados y canalizaciones que se emplearán en la instalación fotovoltaica. Para ello, usaremos una división entre cables por los que circula corriente continua (CC), cables por los que circula corriente alterna (CA) y conductores de protección (CP)

2.4.9.2.-CÁLCULO DE LINEA CC

Los cables de corriente por los que circula corriente continua corresponden al conector entre los módulos (Tramo1) y la conexión entre módulos e inversor (Tramo 2). Ambos tramos comparten condiciones de temperatura, ya que ambos están expuestos a la intemperie, además comparten intensidad debido a la conexión en serie de los módulos, por lo que ambos tramos pueden compartir sección de conductor, aislamiento y método de instalación.

PARAMETROS DE LOS TRAMOS

Como método de instalación, elegimos el cable sobre bandeja (método E) ya que permite una mayor ventilación de los cables.

Por lo que al aislamiento del conductor se refiere, usaremos un aislamiento de polietileno reticulado (PEXL) y cubierta de poliolefina RZ1-K(AS), con una tensión nominal de 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS). Se adjuntan en los anexos la ficha técnica del cable.

En cuanto a la sección del cable, al ser un tramo monofásico en corriente continua debemos emplear la siguiente fórmula, teniendo en cuenta el criterio de caída de tensión

$$S_{min} = \frac{2 \times I \times L}{\gamma \times e \times V_{gen.}} \text{ (mm}^2\text{)}$$

donde,

L: Longitud del cable desde el módulo más alejado hasta el inversor. (10 m)

I: intensidad máxima en cortocircuito del generador fotovoltaico. (11,9224 A)

γ : Conductividad del cobre a 90°C $\left(45 \frac{m}{\Omega \times mm^2}\right)$

e: Máxima caída de tensión admisible entre los extremos (1,5%)

$V_{gen.}$: Tensión generador en continua ($V_{mp \text{ modulo}} \times n_{\text{modulos en serie}} = 41,3 \times 5 = 206,5 \text{ V}$)

Por lo que sustituyendo los valores nos da un valor de sección mínima de:

$$\left[S_{min} = \frac{2 \times 11,922 \times 10}{45 \times \frac{1,5}{100} \times 206,5} = 1,71 \text{ mm}^2 \right]$$

Por tanto, se decide instalar un valor comercial de 2,5 mm²-

A continuación, hay que comprobar si la sección elegida por el criterio de caída de tensión cumple el criterio de máxima intensidad admisible

Para ello, se comprueba que la intensidad máxima admisible de la sección elegida sea superior al 125% de la intensidad máxima del generador:

$$I_{admisible} \geq 1,25 I_{max_generador}$$

Los datos de intensidad admisible se extraen de la tabla C-52-1 UNE-HD 60.364-5-52 de la ITC-BT-19 usando nuestros propios datos de la instalación.

Según dicha tabla, para una sección de 2,5 mm², método de instalación tipo E, con conductores monofásicos de aislamiento de polietileno reticulado (x2 XLPE), el conductor dispone de un $I_{admisible} = 32 \text{ A}$, por lo que:

$$32 \geq 1,25 \times 11,92$$

$$32 \geq 14,9$$

CUMPLE

En resumen, la sección elegida S=2,5 mm² cumple ambos criterios. Necesitamos un total de 20m de cable (2 veces la longitud entre inversor y cuadro de protección).



Capacidades admisibles en amperios. Temperatura ambiente 40 °C en el aire.

Número de conductores cargados y tipos de aislamiento.

Sección (mm ²)	Número de conductores cargados y tipos de aislamiento											
	1	2	3	4	5	6	8	10	12	14	16	18
1,5	11,9	12,0	12,1	12,2	12,3	12,4	12,5	12,6	12,7	12,8	12,9	13,0
2,5	15,0	15,1	15,2	15,3	15,4	15,5	15,6	15,7	15,8	15,9	16,0	16,1
4	20,0	20,1	20,2	20,3	20,4	20,5	20,6	20,7	20,8	20,9	21,0	21,1
6	25,0	25,1	25,2	25,3	25,4	25,5	25,6	25,7	25,8	25,9	26,0	26,1
10	35,0	35,1	35,2	35,3	35,4	35,5	35,6	35,7	35,8	35,9	36,0	36,1
16	45,0	45,1	45,2	45,3	45,4	45,5	45,6	45,7	45,8	45,9	46,0	46,1
25	55,0	55,1	55,2	55,3	55,4	55,5	55,6	55,7	55,8	55,9	56,0	56,1
35	65,0	65,1	65,2	65,3	65,4	65,5	65,6	65,7	65,8	65,9	66,0	66,1
50	75,0	75,1	75,2	75,3	75,4	75,5	75,6	75,7	75,8	75,9	76,0	76,1
70	85,0	85,1	85,2	85,3	85,4	85,5	85,6	85,7	85,8	85,9	86,0	86,1
95	95,0	95,1	95,2	95,3	95,4	95,5	95,6	95,7	95,8	95,9	96,0	96,1
120	105,0	105,1	105,2	105,3	105,4	105,5	105,6	105,7	105,8	105,9	106,0	106,1
150	115,0	115,1	115,2	115,3	115,4	115,5	115,6	115,7	115,8	115,9	116,0	116,1
185	125,0	125,1	125,2	125,3	125,4	125,5	125,6	125,7	125,8	125,9	126,0	126,1
240	135,0	135,1	135,2	135,3	135,4	135,5	135,6	135,7	135,8	135,9	136,0	136,1
300	145,0	145,1	145,2	145,3	145,4	145,5	145,6	145,7	145,8	145,9	146,0	146,1
360	155,0	155,1	155,2	155,3	155,4	155,5	155,6	155,7	155,8	155,9	156,0	156,1
450	165,0	165,1	165,2	165,3	165,4	165,5	165,6	165,7	165,8	165,9	166,0	166,1
560	175,0	175,1	175,2	175,3	175,4	175,5	175,6	175,7	175,8	175,9	176,0	176,1
700	185,0	185,1	185,2	185,3	185,4	185,5	185,6	185,7	185,8	185,9	186,0	186,1
850	195,0	195,1	195,2	195,3	195,4	195,5	195,6	195,7	195,8	195,9	196,0	196,1
1050	205,0	205,1	205,2	205,3	205,4	205,5	205,6	205,7	205,8	205,9	206,0	206,1
1250	215,0	215,1	215,2	215,3	215,4	215,5	215,6	215,7	215,8	215,9	216,0	216,1
1500	225,0	225,1	225,2	225,3	225,4	225,5	225,6	225,7	225,8	225,9	226,0	226,1
1800	235,0	235,1	235,2	235,3	235,4	235,5	235,6	235,7	235,8	235,9	236,0	236,1
2100	245,0	245,1	245,2	245,3	245,4	245,5	245,6	245,7	245,8	245,9	246,0	246,1
2400	255,0	255,1	255,2	255,3	255,4	255,5	255,6	255,7	255,8	255,9	256,0	256,1
2800	265,0	265,1	265,2	265,3	265,4	265,5	265,6	265,7	265,8	265,9	266,0	266,1
3200	275,0	275,1	275,2	275,3	275,4	275,5	275,6	275,7	275,8	275,9	276,0	276,1
3600	285,0	285,1	285,2	285,3	285,4	285,5	285,6	285,7	285,8	285,9	286,0	286,1
4000	295,0	295,1	295,2	295,3	295,4	295,5	295,6	295,7	295,8	295,9	296,0	296,1
4500	305,0	305,1	305,2	305,3	305,4	305,5	305,6	305,7	305,8	305,9	306,0	306,1
5000	315,0	315,1	315,2	315,3	315,4	315,5	315,6	315,7	315,8	315,9	316,0	316,1
5600	325,0	325,1	325,2	325,3	325,4	325,5	325,6	325,7	325,8	325,9	326,0	326,1
6300	335,0	335,1	335,2	335,3	335,4	335,5	335,6	335,7	335,8	335,9	336,0	336,1
7000	345,0	345,1	345,2	345,3	345,4	345,5	345,6	345,7	345,8	345,9	346,0	346,1
7800	355,0	355,1	355,2	355,3	355,4	355,5	355,6	355,7	355,8	355,9	356,0	356,1
8500	365,0	365,1	365,2	365,3	365,4	365,5	365,6	365,7	365,8	365,9	366,0	366,1
9300	375,0	375,1	375,2	375,3	375,4	375,5	375,6	375,7	375,8	375,9	376,0	376,1
10000	385,0	385,1	385,2	385,3	385,4	385,5	385,6	385,7	385,8	385,9	386,0	386,1

Ilustración 58 Tabla C-52-1 UNE-HD 60.364-5-52 de la ITC-BT-19

2.4.9.3.-CALCULO DE LINEA CA

Los cables por los que circula corriente alterna corresponden al conexionado del inversor al cuadro de protección (Tramo 3), junto con el tramo del cuadro de protección hasta el cargador del vehículo eléctrico (Tramo 4).

PARAMETROS DE LOS TRAMOS

TRAMO 3: INVERSOR AL CUADRO DE PROTECCIÓN

En este tramo se ha de tener en cuenta la potencia de salida máxima que puede desarrollar el inversor. Como método de instalación, elegimos cable en el interior de tubo (método B1) porque este tipo de instalación ya está presente en la vivienda.

Por lo que al aislamiento del conductor se refiere, usaremos un aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de poliolefina RZ1-K(AS), con una tensión nominal de 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS) para mantener la uniformidad con la instalación CC.

En cuanto a la sección del cable, al ser un tramo monofásico en corriente alterna debemos emplear la siguiente fórmula, teniendo en cuenta el criterio de caída de tensión:

$$S_{min} = \frac{2 \times I_{max\ inv} \times L}{\gamma \times e \times U}$$

Donde,

$I_{max\ inv}$: Intensidad máxima de salida del inversor (7,2 A)

L: Longitud desde el inversor hasta el cuadro de protección (2 m)

γ : conductividad del cobre para aislamientos termoestables a 90°C $\left(45 \frac{m}{\Omega \times mm^2}\right)$

e: Caída de tensión admisible (1,5(%))

U: Tensión de alimentación (230 V)

Por lo que sustituyendo los valores nos da un valor de sección mínima de:

$$\left[S_{min} = \frac{2 \times 7,2 \times 2}{\frac{1,5 \times 230}{100} \times 45} = 0,1932 \text{ mm}^2 \right]$$

Dado que no existe ningún valor comercial que se acerque a la sección mínima calculada, escogemos el valor de sección disponible más pequeño, $S = 1,5 \text{ mm}^2$

Seguidamente, comprobamos si se cumple el criterio de intensidad máxima admisible. Para ello, se comprueba que la intensidad máxima admisible de la sección elegida sea superior al 125% de la intensidad máxima del inversor:

$$I_{admisible} \geq 1,25 I_{max\ inv}$$

Los datos de intensidad admisible se extraen de la tabla C-52-1 UNE-HD 60.364-5-52 de la ITC-BT-19 usando nuestros propios datos de la instalación. Según dicha tabla, para una sección de $1,5 \text{ mm}^2$, método de instalación tipo B1, con conductores monofásicos de aislamiento de polietileno reticulado (x2 XLPE), el conductor dispone de un $I_{admisible} = 20 \text{ A}$, por lo que:

$$20 \geq 1,25 \times 7,2$$

$$20 \geq 9$$

CUMPLE

En resumen, la sección elegida $S=1,5 \text{ mm}^2$ cumple ambos criterios. Necesitamos un total de 4m de cable (2 veces la longitud entre inversor y cuadro de protección).

Intensidades admisibles en amperios Temperatura ambiente 40 °C en el aire

Método de instalación de la tabla B.52-1

Número de conductores cargados y tipos de aislamiento

Método de instalación de la tabla B.52-1	Número de conductores cargados y tipos de aislamiento												
	A1	PVC 3	PVC 2	PVC 2	PVC 2	PVC 2	PVC 2	PVC 2	PVC 2				
A2													
B1													
B2													
C													
E													
F													
	1	2	3	4	5a	5b	5a	6a	6b	7a	7b	8a	8b
	9a	9b	9a	9b	10a	10b	10a	10b	11	12	13		
Sección mm ²													
2,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	45
10	33	36	40	43	45	46	48	52	54	54	57	60	63
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85
25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108
35	—	—	—	86	100	101	106	109	114	119	124	127	133
50	—	—	—	110	121	122	128	133	139	145	151	155	162
70	—	—	—	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208
95	—	—	—	190	196	197	196	207	216	224	234	241	252
120	—	—	—	207	217	218	226	240	251	260	272	280	293
150	—	—	—	—	—	—	247	259	276	286	299	313	327
185	—	—	—	—	—	—	281	294	314	329	341	356	368
240	—	—	—	—	—	—	330	345	368	385	401	419	435
Alu. mínim.	2,5	11,5	12	13	14	15	16	16,5	17	17,5	18	19	20
4	15	16	17	19	20	21	22	23	23	24	25	26	28
6	20	20	22	24	25	27	29	28	30	31	32	33	35
10	26	27	31	33	35	38	40	40	41	42	44	45	49
16	35	37	41	46	48	50	52	53	55	57	60	63	66
25	48	49	54	60	63	63	66	67	70	72	75	78	81
35	—	—	—	74	78	78	81	83	87	89	93	97	101
50	—	—	—	90	94	95	100	101	106	108	113	116	123
70	—	—	—	115	121	121	127	130	136	139	145	151	156
95	—	—	—	140	146	147	154	159	166	169	177	183	192
120	—	—	—	161	169	171	179	184	192	196	205	213	222
150	—	—	—	—	—	—	196	206	213	222	227	237	246
185	—	—	—	—	—	—	222	232	243	254	266	271	281
240	—	—	—	—	—	—	261	273	287	300	308	320	332
	Aislamiento termoestable (90°C)						Aislamiento termoplástico (70°C)						
	XLPE: Polietileno reticulado						PVC: Policloruro de vinilo						

TRAMO 4: CUADRO DE PROTECCIÓN HASTA CARGADOR V.E.

En este tramo se ha de tener en cuenta que el cargador del vehículo es capaz de cargar el coche con la potencia excedentaria que es capaz de desarrollar el generador unida a la potencia máxima contratada. En el capítulo 2.4.7, se supone que al vehículo eléctrico le podrían llegar como máximo 4,95kW, lo que corresponden a 21,5A (7,2 A del generador, y 14,3A de la red)

Como método de instalación, elegimos cable en el interior de tubo (método B1) porque este tipo de instalación ya está presente en la vivienda.

Por lo que al aislamiento del conductor se refiere, usaremos un aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de poliolefina RZ1-K(AS), con una tensión nominal de 0,6/1 kV, de alta seguridad en caso de incendio (AS) para mantener la uniformidad con la instalación CC.

En cuanto a la sección del cable, al ser un tramo monofásico en corriente alterna debemos emplear la siguiente fórmula, teniendo en cuenta el criterio de caída de tensión:

$$S_{min} = \frac{2 \times I_{maxVE} \times L}{\gamma \times e \times U}$$

Donde,

I_{maxVE} : Intensidad máxima salida inversor + intensidad red contratada (21,5 A)

L: Longitud desde el cuadro de protección hasta el cargador (10 m)

γ : conductividad del cobre para aislamientos termoestables a 90°C $\left(45 \frac{m}{\Omega \times mm^2}\right)$

e: Caída de tensión admisible (1,5(%))

U: Tensión de alimentación (230 V)

Por lo que sustituyendo los valores nos da un valor de sección mínima de:

$$\left[S_{min} = \frac{2 \times 21,5 \times 10}{\frac{1,5 \times 230}{100} \times 45} = 2,769 \text{ mm}^2 \right]$$

Según la ITC-BT-52 destinada a los VE, los conductores no serán inferior a $2,5\text{mm}^2$, por lo que emplearemos el valor comercial posterior de la sección mínima calculada, $S=4\text{mm}^2$.

Seguidamente, comprobamos si se cumple el criterio de intensidad máxima admisible.

Para ello, se comprueba que la intensidad máxima admisible de la sección elegida sea superior al 125% de la intensidad máxima del inversor:

$$I_{admissible} \geq 1,25 I_{max\ inv}$$

Los datos de intensidad admisible se extraen de la tabla C-52-1 UNE-HD 60.364-5-52 de la ITC-BT-19 usando nuestros propios datos de la instalación.

Según dicha tabla, para una sección de 4mm^2 , método de instalación tipo B1, con conductores monofásicos de aislamiento de polietileno reticulado (x2 XLPE), el conductor dispone de un $I_{admissible} = 38\text{A}$, por lo que:

$$38 \geq 1,25 \times 21,5$$

$$38 \geq 26,875$$

CUMPLE

En resumen, la sección elegida $S=4\text{mm}^2$ cumple ambos criterios. Necesitamos un total de 20m de cable (2 veces la longitud entre inversor y cuadro de protección).

TABLA C.52-1 bis (UNE-HD 60364-5-52: 2014)
 Intensidades admisibles en amperios Temperatura ambiente 40 °C en el aire

Método de instalación de la tabla C.52-1	Número de conductores cargados y tipos de aislamiento																			
	A1	PVC 2	PVC 3																	
A2																				
B1																				
B2																				
C																				
E																				
F																				
Sección mm ²	1	2	3	4	5a	5b	5a	5b	7a	7b	8a	8b	8a	8b	10a	10b	11	12	13	
Colores																				
1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	18	19	20	20	20	21	23	—	
2,5	12	12,5	13,5	14,5	15	15,5	16,5	17	17,5	18	18,5	19	20	20	20	20	21	23	—	
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	34	35	35	35	36	44	—	
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	46	46	47	57	—	
10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	66	67	78	—	—	
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	—	—	
25	59	63	69	77	80	82	85	87	91	95	100	103	108	110	115	122	136	146	—	
35	—	—	—	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182	—	
50	—	—	—	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	186	204	229	—	
70	—	—	—	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282	—	
95	—	—	—	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	329	343	—	
120	—	—	—	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397	—	
150	—	—	—	—	—	—	247	259	276	286	299	313	322	337	343	359	401	430	458	
185	—	—	—	—	—	—	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	490	523	
240	—	—	—	—	—	—	330	345	368	385	401	416	435	455	468	489	545	583	617	
Alic. mínimo																				
2,5	11,5	12	13	14	15	16	16,5	17	17,5	18	18	20	20	20	21	21	23	25	—	
4	15	16	17	19	20	21	22	22	23	24	25	26	28	27	29	31	34	—	—	
6	20	20	22	24	25	27	29	28	30	31	32	33	35	36	38	40	44	—	—	
10	26	27	31	33	35	36	40	40	41	42	44	46	49	50	52	56	60	—	—	
16	35	37	41	45	46	50	53	55	57	60	63	65	68	70	76	82	—	—	—	
25	46	49	54	60	61	65	68	71	74	77	78	81	84	86	91	98	110	—	—	
35	—	—	—	74	78	81	83	87	89	93	97	101	104	109	114	122	136	—	—	
50	—	—	—	90	94	95	100	101	106	108	113	118	123	127	132	140	149	167	—	
70	—	—	—	115	121	121	127	130	136	138	145	151	158	162	170	180	192	215	—	
95	—	—	—	140	147	147	154	156	164	169	177	183	192	197	208	219	233	262	—	
120	—	—	—	161	169	171	179	184	192	196	205	213	222	228	239	254	273	306	—	
150	—	—	—	—	—	—	196	205	213	222	227	237	246	257	264	279	294	314	353	
185	—	—	—	—	—	—	222	232	243	254	259	271	281	293	301	315	337	361	408	
240	—	—	—	—	—	—	261	273	287	300	305	320	332	341	355	372	399	427	482	

2.4.9.4.-LÍNEA CONDUCTOR DE PROTECCIÓN

En cada tramo de la instalación explicada anteriormente, debe haber una línea de toma de tierra para unir equipotencialmente las masas de los componentes.

Para ello, emplearemos un cable de 4mm² en todos los tramos para simplificar la puesta a punto, cumpliendo así la ITC-BT-18 apartado 3.4. que establece que los conductores de protección deben tener como mínimo la misma sección que el conductor activo. Por tanto, como en la instalación la máxima sección que tenemos es de 4mm² en el tramo 4 del cargador VE, estamos cumpliendo con la normativa.

Sumando la longitud de todos los tramos, necesitaremos 44 metros de este cable.



Ilustración 59 Cable CP de 4mm²

2.4.10.- PROTECCIONES

En el presente capítulo se detallan las protecciones concretas que se van a emplear en la instalación.

TRAMO CC

En el tramo CC desde las placas solares hasta el inversor, para la protección frente sobreintensidades se utilizará el fusible “Df Electric 491635 ” de 20A, ya que se encuentra entre $1,5I_{sc}$ y $2I_{sc}$. Además, la tensión asignada del fusible (1000V DC) es compatible con la instalación. Como solo tenemos una rama en serie, solo utilizaremos un fusible



Ilustración 60 Fusible DF Electric 491635 de 20 A

Como la ITC-BT-22 indica, comprobamos las condiciones detalladas en el capítulo 2.1.2.5

- 1) $I_b \leq I_n \leq I_z$
- 2) $I_2 \leq 1,45 I_z$

$$1) I_b = I_{sc\ max} = 11,92 \leq 20 \leq 32\ A \quad \text{CUMPLE}$$

$$2) I_2(\text{fusibles}) = I_f = 1,6 \times 20 \leq 1,45 \times 32$$

$$I_f = 32 \leq 46,4 \quad \text{CUMPLE}$$

Respecto al inversor “Solax G3 mini”, de serie cuenta con las siguientes protecciones:

- Protección de sobretensión/ bajo voltaje
- Protección de aislamiento DC
- Supervisión de la protección contra fallos de tierra
- Monitoreo de la red
- Monitorización de inyección de CC
- Monitoreo de corriente de alimentación posterior
- Detección de corriente residual
- Protección anti-isla
- Protección contra temperatura excesiva
- Protección contra sobretensiones (SPD, Surge Protección Device)

En cuanto al dispositivo frente a sobretensiones transitorias, colocaremos el descargador “BUD-40/3” de la marca Beny, diseñado para instalaciones fotovoltaicas con un voltaje nominal de hasta 1000V DC, por lo que está dentro del rango de funcionamiento del generador.



Ilustración 61 Descargador “BUD-40/3” de la marca Beny

En cuanto al seccionador, usaremos el “SIRCO 21PV2102” de 30 A y 1000 V DC ya que posee unas características suficientes para interrumpir la corriente en carga de forma segura.

Ilustración 62 Seccionador “SIRCO 21PV2102” de 30 A



TRAMO CA

Entre el inversor y el cuadro de protección ya existente, debemos incorporar una serie de protecciones.

En cuanto al dispositivo de corriente diferencial, encargados de proteger a las personas frente contactos directos, escogemos el “SCHNEIDER Acti 9 iID40” de 30mA, 25A de corriente nominal, Clase A (Superinmunizado) el cual soporta perfectamente la corriente que circulara después del inversor, con la sensibilidad requerida en la ITC-BT-24, 30mA para uso residencial. Además, al ser de tipo A es capaz de detectar las corrientes continuas pulsantes del inversor.



Ilustración 63 Interruptor diferencial SCHNEIDER Acti 9 iID40” de 30mA, 25A

También incorporamos un interruptor magnetotérmico después del inversor para proteger frente sobrecargas de corriente, además de poder interrumpir manualmente la circulación de la corriente en el generador. Usaremos el magnetotérmico” FAZ-B15/2” de la marca AETON, 2p, 15A clase B, corte omnipolar.



Ilustración 64 Interruptor magnetotérmico” FAZ-B15/2” AETON, 2p, 15A clase B

Para calcular la compatibilidad de los parámetros, seguimos la ITC-BT-22 explicada en el capítulo 2.1.2.5:

$$1) I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$2) I_2 \leq 1,45 I_z$$

$$1) I_b = I_{Ac \max output} = 7,2 \leq 15 \leq 20 A \quad CUMPLE$$

$$2) I_2(IA) = 1,45 \times I_n = 1,45 \times 15 \leq 1,45 \times 20$$

$$21,75 \leq 29 \quad CUMPLE$$

TRAMO CARGADOR VE

Respecto a la línea correspondiente al cargador de vehículo eléctrico, seguiremos las condiciones de la ITC-BT-52. En ella, se estipula que debe haber un dispositivo diferencial de clase A con una sensibilidad de 30mA, un interruptor magnetotérmico según la potencia instalada, así como las medidas de separación eléctrica, aislamiento de partes activas, y toma de tierra en todas las partes de la instalación. Se debe incorporar un circuito C13 especial para incorporar la línea de alimentación del cargador.

La potencia contratada será de 3,3kW mientras que el inversor es capaz de desarrollar 1,650kW, por lo que en el caso más favorable donde no haya ningún otro consumo en la vivienda y el generador trabaje a pleno rendimiento, podremos disponer de 4,95 kW en el cargador. Estos son los calibres del interruptor magnetotérmico recomendados según la potencia instalada:

$U_{nominal}$	Interruptor automático de protección en el origen del circuito	Potencia instalada	Estaciones de recarga por circuito
230 V	10 A	2300 W	1
	16 A	3680 W	1
	20 A	4600 W	1
	32 A	7360W	1
	40 A	9200 W	1
230/400 V	16 A	11085 W	de 1 a 3
	20 A	13856 W	de 1 a 4
	32 A	22170 W	de 1 a 6
	40 A	27713 W	de 1 a 8

Tabla 1. Potencias instaladas normalizadas en un circuito de recarga para una vivienda unifamiliar.

Por ello, se decide instalará un magnetotérmico de 25A ya que es el valor por arriba más cercano al caso más favorable que difícilmente se puede dar. Se utilizará el “FAZ-B25/2” de la marca AETON, el mismo modelo que el del inversor, pero con mayor calibre.



Ilustración 65 Interruptor magnetotérmico FAZ-B25/2” de la marca AETON de 25A

En cuanto al diferencial, emplearemos el mismo modelo que en el tramo del inversor, el “SCHNEIDER Acti 9 iID40” de 30mA clase A superinmunizado, pero de corriente nominal 40A para no estar tan cerca del calibre del interruptor magnetotérmico.



Ilustración 66 Interruptor diferencial “SCHNEIDER Acti 9 iID40” de 30mA clase A SI

2.4.11.- CONTADOR DE ENERGÍA BIDIRECCIONAL

En instalaciones generadoras interconectadas a la Red de Distribución Pública, de acuerdo con la ITC-BT-40 y el RD244/2019 capítulo IV se exige un equipo de medida bidireccional para poder medir la corriente importada y exportada por el usuario.

En este caso nos acogemos a una modalidad compensación por excedentes, por lo que no será necesario un dispositivo anti-vertido.

El equipo de medida bidireccional que está ya presente en la vivienda corresponde al “CX1000-6 ES” de la marca SAGEMCOM.



Ilustración 67 Equipo de medida bidireccional “CX1000-6 ES” de SAGEMCOM.

2.4.12.- SEGURIDAD Y PRL

Las medidas de seguridad y prevención de riesgos laborales (PRL) en una instalación fotovoltaica incluyen señalización, EPIs individuales y colectivas, entre otras.

Una de las primeras medidas de seguridad en una instalación fotovoltaica es la señalización pudiendo emplear los siguientes elementos:

- Conos, para los casos en los que tenemos que cortar calles.
- Balizas, por si tenemos que redirigir el tráfico en un momento dado.
- Cinta de baliza para delimitar las zonas.
- Cintas adhesivas que utilizamos sobre todo para los lucernarios, porque se quedan pegadas en la chapa.
- Balizas con postes y cadenas con las que podemos delimitar bien las zonas de trabajo, para que no entre nadie que no esté en la obra en esa zona de trabajo y pueda causar cualquier tipo de inconveniente o accidente.

En cuanto a EPIs (Equipos de Protección Individuales), se pueden emplear los siguientes elementos:

- Calzado: Deben ser antideslizantes y antipunzamiento. Quiere decir que, si pisamos un tornillo, no nos va a atravesar la bota y no nos va a llegar al pie.
- Casco: evita golpes en la cabeza de objetos, o de la caída del propio trabajador. Además, protege a la cabeza frente a la radiación solar.
- Protección solar: Los instaladores deben estar protegidos frente a la radiación solar ya que la instalación se desarrolla a la intemperie generalmente en zonas de alta radiación. Además, los paneles fotovoltaicos reflejan en parte dicha radiación, por lo que aumenta la exposición solar de los trabajadores.
- Arnés: para la protección frente a caídas de gran altura.
- Retráctil: este elemento permite al trabajador moverse libremente, sin embargo, ante cualquier tipo de caída el mecanismo se bloque logrando mantener al trabajador seguro ante trabajos a gran altura.
- Orejeras: para la protección frente a ruidos de gran intensidad como cortes con radial, taladros, etc.

- Guantes: deberán tener protección mecánica, eléctrica y térmica. Los paneles solares alcanzan grandes temperaturas, además puede circular una corriente de contacto peligrosa aun estando en vacío.

3.- ESTUDIO ECONÓMICO

En el presente capítulo se hará un estudio energético de las diferentes alternativas, para posteriormente obtener un valor económico de ello.

Para esto se realizará un perfil de consumo de las diversas alternativas además de obtener la producción de energía FV, excedente, y vertido a red.

Este capítulo se centra meramente en la obtención de datos, la viabilidad económica de cada alternativa se evalúa en el capítulo 5.

3.1- ANALISIS ENERGÉTICO

En este capítulo se hará el cálculo económico de la energía de las dos alternativas para la instalación fotovoltaica. Para ello, se hará un cálculo detallado sobre la energía producida, consumida y excedentaria para lograr un cálculo energético más preciso.

Los datos difieren del consumo real descrito en el capítulo 2.4.2.2. empleado para el cálculo de la potencia pico, ya que para obtener los datos siguientes se ha escogido un día al azar de cada mes según día laboral o fin de semana, para hacer una aproximación más fiel a la realidad para cada hora y día del mes. También se tiene en cuenta a qué hora y día se cargará el coche. De esa forma, se logra una mayor precisión para calcular la energía generada, consumida y excedentaria.

3.1.1.- PERFIL DE CONSUMO

En el presente capítulo, se expone el consumo total previsto que se podría realizar en la vivienda.

Se ha tenido en cuenta los hábitos y rutinas de los dueños, los cuales acuden a trabajar entre semana de 8:00 de la mañana hasta las 16:00 de la tarde, con lo cual podrían cargar el coche unas 2 Horas Solares Pico todos los días laborales (de 16:00 a 18:00). Sin embargo, durante el fin de semana el coche permanece estacionado en el garaje, por lo que es posible cargar el coche en todas las Horas Solares Pico. Por este motivo, se hará una separación de consumos entre días laborales y fines de semana, ya que existe una gran diferencia de consumo entre ellos, a su vez, entre los días laborales no hay prácticamente variabilidad.

ESTIMACIÓN CONSUMO COCHE EN DÍAS LABORALES

Como se calculó en el capítulo 2.4.2.1, el coche dispone de una batería de 37,3kW·h consumiendo 6 kW·h un día laboral, lo que supone un consumo semanal de 6 (kW·h) x 5 (días) = 30 kW·h correspondiente a una descarga de la batería semanalmente de 80,5% (7,3kW·h restante).

Con el objetivo de alargar la vida útil de la batería y aprovechar las 2 horas solares pico disponibles entre semana, **se cargará el coche todos los días laborales con 1,5kW·h (que repartiremos entre las 2 HSP, por lo que cada hora se recarga 750 W·h) cargando así 1,5kW·h x 5días = 7,5kW·h entre semana**, de forma que el coche pueda llegar al fin de semana con 7,3 kW·h + 7,5 kW·h = 14,8 kW·h correspondiente a un 40% de la batería total del coche lo cual es idóneo para que la batería no sufra un drenaje muy agresivo. A modo de resumen, se adjunta una tabla con los cálculos anteriores:

		Porcentaje de batería
Capacidad batería real	37,3 kW · h	100%
Consumo un día laboral	6 kW · h	16,10%
Consumo total semanal (total días laborales)	$6 \text{ kW} \cdot \text{h} \times 5 \text{ días} = 30 \text{ kW} \cdot \text{h}$	80,50%
Carga en día laboral	1,5 kW · h (a repartir en 2 HSP= 750 W · h cada hora)	4,02%
Carga total entre semana (total días laborales)	$1,5 \text{ kW} \cdot \text{h} \times 5 \text{ días} = 7,5 \text{ kW} \cdot \text{h}$	20,10%
Capacidad batería al finalizar los días laborales	$37,3 \text{ kW} \cdot \text{h} - 30 \text{ kW} \cdot \text{h} + 7,5 \text{ kW} \cdot \text{h} = 14,8 \text{ kW} \cdot \text{h}$	40%

ESTIMACIÓN CONSUMO COCHE FINES DE SEMANA

Como se puede observar en el cálculo anterior, en fin de semana deberemos cargar un 60% (22,5 kW·h) la batería del coche, por tanto, debemos espaciar la carga durante todas las Horas Solares Pico en sábado y domingo para aprovechar al máximo la energía solar fotovoltaica.

Para ello, dividimos la energía total a cargar entre todas las Horas Solares Pico de los dos días:

$$\frac{22,5 (kw \cdot h)}{8(HSP/ DÍA) \times 2(DÍAS)} = \mathbf{1,406 kw \cdot h \text{ cada HSP en fin de semana}}$$

Este método de carga es idóneo porque se maximiza el aprovechamiento de energía fotovoltaica, además en caso de tener que recurrir a la red se consumirá en horarios valle donde la energía es más barata.

Con todos estos datos, agregamos los consumos esperados al consumo real del año natural de 2022, diferenciando el consumo entre días laborales, fines de semana y la hora del día.

Las tablas siguientes muestran el consumo de energía esperado UN DÍA LABORAL Y UN DÍA DE FIN DE SEMANA según el mes del año y las horas. Se ha seleccionado un día al azar de cada mes para obtener un perfil estimado de consumo horario. En las últimas filas se suma todos los días de cada mes (suponiendo que en todos los meses hay 20 días laborales y 10 días festivos) para calcular el consumo total mensual esperado.

Se subraya en color amarillo las horas del día laboral donde se agrega al consumo **750 W·h** correspondientes a la carga del coche en día laboral y en color verde las horas del día festivo donde se agrega al consumo **1,406 kW·h** cada HSP correspondientes a la carga del coche en fin de semana

CONSUMO DE ENERGÍA ESPERADO CADA DÍA LABORAL O FIN DE SEMANA				
Enero			FEBRERO	
Hora	Día laboral (W·h)	Fin de semana	Día laboral (W·h)	Fin de semana
0:00	359	178	150	65
1:00	378	139	70	88
2:00	598	110	131	61
3:00	476	109	101	67
4:00	110	107	58	51
5:00	57	106	51	102
6:00	66	146	48	58
7:00	67	114	88	86
8:00	159	189	95	107
9:00	351	390	133	100
10:00	208	1726,25	255	2217
11:00	537	2098,25	130	2114
12:00	254	1427,25	125	1527,25
13:00	195	1704,25	161	2196,25
14:00	197	1713,25	204	1729,25
15:00	159	1599,25	185	1856,25
16:00	944	1697,25	956	1603,25
17:00	950	1791,25	1013	1611,25
18:00	292	549	232	157
19:00	536	312	279	144
20:00	1446	243	591	479
21:00	1194	259	1338	474
22:00	757	571	372	188
23:00	210	596	182	128
Σ Consumo diario (kW·h)	10,5	17,875	6,948	17,2095
Consumo total días laborables (20 días) y fines de semana (10 días) (kWh)	210	178,75	138,96	172,095
CONSUMO TOTAL MENSUAL (kWh)	388,75		311,055	

CONSUMO DE ENERGÍA ESPERADO CADA DÍA LABORAL O FIN DE SEMANA				
MARZO			ABRIL	
Hora	Día laboral(W·h)	Fin de semana	Día laboral(W·h)	Fin de semana
0:00	238	87	52	154
1:00	80	61	131	104
2:00	137	92	96	67
3:00	97	58	65	59
4:00	76	51	66	57
5:00	66	84	53	80
6:00	51	62	51	68
7:00	88	174	119	124
8:00	86	149	129	856
9:00	96	80	53	745
10:00	146	2110	74	2232
11:00	164	2175	73	2137
12:00	277	1665,25	121	1564,25
13:00	388	2650,25	311	1967,25
14:00	196	1930,25	258	2614,25
15:00	197	1682,25	67	1580,25
16:00	985	1747,25	822	1790,25
17:00	1038	1616,25	809	1657,25
18:00	221	236	107	168
19:00	220	305	179	225
20:00	238	643	107	164
21:00	208	779	135	174
22:00	163	213	187	84
23:00	152	161	162	156
Σ Consumo diario (kW·h)	5,608	18,8115	4,227	18,8275
Consumo total días laborables (20 días) y fines de semana (10 días) (kWh)	112,16	188,115	84,54	188,275
CONSUMO TOTAL MENSUAL (kWh)	300,275		272,815	

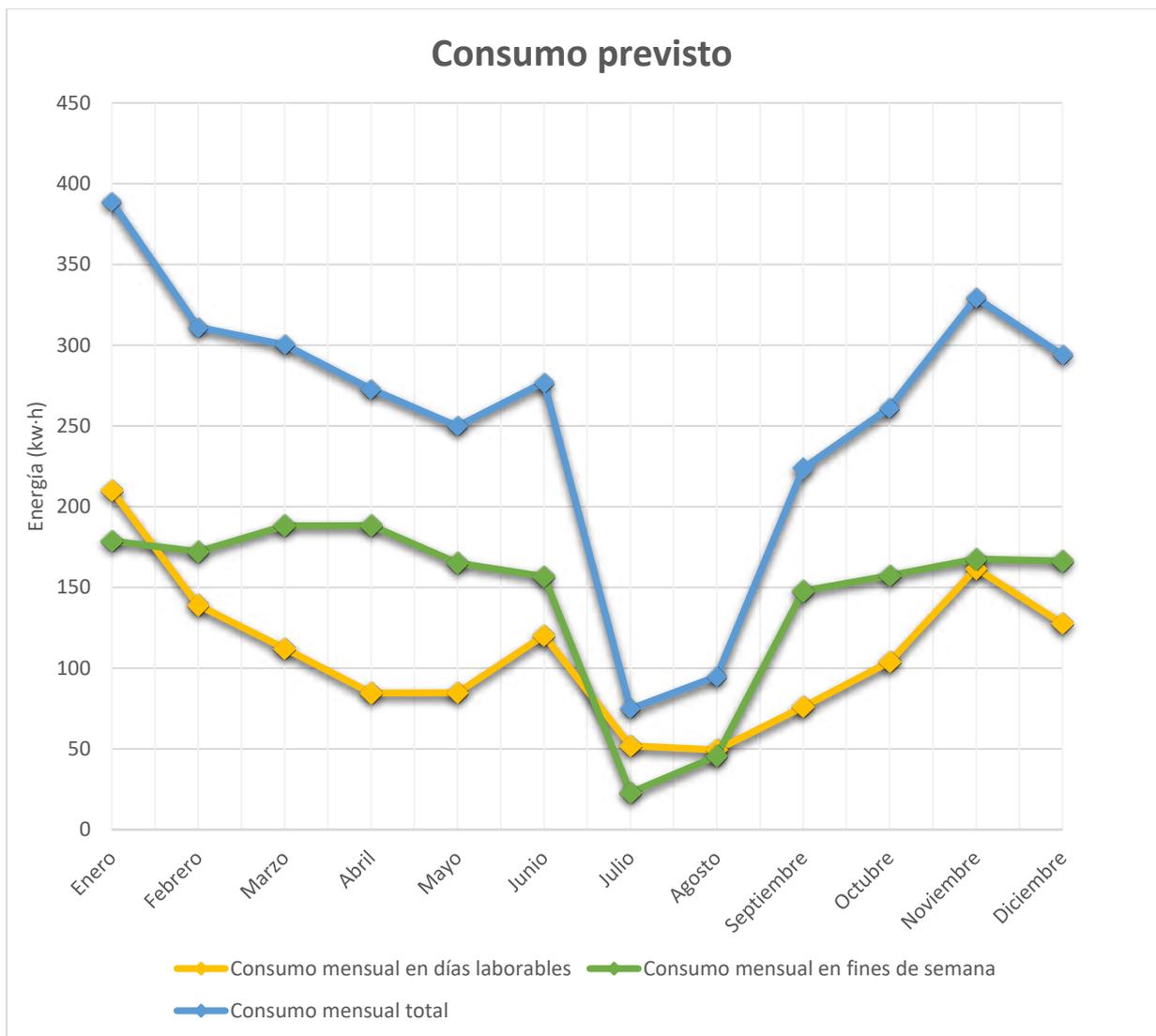
CONSUMO DE ENERGÍA ESPERADO CADA DÍA LABORAL O FIN DE SEMANA				
Hora	MAYO		JUNIO	
	Día laboral (W·h)	Fin de semana	Día laboral (W·h)	Fin de semana
0:00	52	110	104	117
1:00	47	82	150	116
2:00	64	78	112	111
3:00	80	47	109	109
4:00	94	100	107	108
5:00	105	68	105	106
6:00	95	160	170	136
7:00	82	119	269	173
8:00	108	229	148	145
9:00	194	227	177	129
10:00	95	2151	127	2090
11:00	84	2091	106	2130
12:00	92	1708,25	153	1618,25
13:00	190	1679,25	160	1659,25
14:00	167	1594,25	130	1678,25
15:00	128	1557,25	144	1586,25
16:00	848	1560,25	952	1524,25
17:00	839	1612,25	1349	1518,25
18:00	180	214	413	110
19:00	141	203	168	106
20:00	100	221	229	103
21:00	162	272	262	102
22:00	148	185	225	103
23:00	142	238	140	98
Σ Consumo diario (kW·h)	4,237	16,5065	6,009	15,6765
Consumo total días laborables (20 días) y fines de semana (10 días) (kWh)	84,74	165,065	120,18	156,765
CONSUMO TOTAL MENSUAL (kWh)	249,805		276,945	

CONSUMO DE ENERGÍA ESPERADO CADA DÍA LABORAL O FIN DE SEMANA				
JULIO			AGOSTO	
Hora	Día laboral(W·h)	Fin de semana	Día laboral(W·h)	Fin de semana
0:00	100	104	103	135
1:00	55	105	96	111
2:00	106	103	93	108
3:00	101	80	92	108
4:00	54	100	96	108
5:00	105	136	98	107
6:00	99	108	92	94
7:00	53	105	91	77
8:00	104	101	89	109
9:00	101	72	92	127
10:00	102	102	148	114
11:00	215	94	106	148
12:00	225	76	111	147
13:00	200	102	116	135
14:00	106	89	113	380
15:00	141	82	112	400
16:00	107	103	112	500
17:00	102	88	111	169
18:00	94	83	103	250
19:00	68	103	100	333
20:00	102	86	101	359
21:00	75	84	103	322
22:00	79	102	96	106
23:00	100	80	93	105
Σ Consumo diario (kW·h)	2,594	2,288	2,467	4,552
Consumo total días laborables (20 días) y fines de semana (10 días) (kWh)	51,88	22,88	49,34	45,52
CONSUMO TOTAL MENSUAL (kWh)	74,76		94,86	
Periodo vacacional, los dueños no se encuentran en el domicilio de forma habitual por lo que no se añade el consumo del coche				

CONSUMO DE ENERGÍA ESPERADO CADA DÍA LABORAL O FIN DE SEMANA				
SEPTIEMBRE			OCTUBRE	
Hora	Día laboral (W·h)	Fin de semana	Día laboral(W·h)	Fin de semana
0:00	94	112	136	109
1:00	93	106	115	107
2:00	76	97	107	82
3:00	102	74	101	48
4:00	66	100	99	100
5:00	104	103	102	58
6:00	64	51	104	87
7:00	104	106	108	153
8:00	62	68	118	55
9:00	105	100	139	80
10:00	102	2016	158	2038
11:00	124	2020	389	2152
12:00	117	1459,25	98	1548,25
13:00	152	1512,25	121	1489,25
14:00	121	1478,25	216	1624,25
15:00	107	1510,25	161	1644,25
16:00	855	1513,25	849	1550,25
17:00	811	1510	937	1590,25
18:00	106	65	173	115
19:00	89	149	173	212
20:00	78	235	264	239
21:00	100	109	199	274
22:00	66	169	171	206
23:00	104	117	155	172
Σ Consumo diario (kW·h)	3,802	13,37425	5,193	14,32725
Consumo total días laborables (20 días) y fines de semana (10 días) (kWh)	76,04	147,805	103,86	157,335
CONSUMO TOTAL MENSUAL (kWh)	223,845		261,195	

CONSUMO DE ENERGÍA ESPERADO CADA DÍA LABORAL O FIN DE SEMANA				
NOVIEMBRE			DICIEMBRE	
Hora	Día laboral (W·h)	Fin de semana	Día laboral(W·h)	Fin de semana
0:00	99	84	82	79
1:00	82	82	131	59
2:00	80	69	100	102
3:00	77	84	72	87
4:00	124	57	54	61
5:00	109	72	85	59
6:00	115	107	57	72
7:00	164	225	333	122
8:00	129	102	503	184
9:00	123	182	484	93
10:00	1347	2084	157	2107
11:00	970	2062	167	2097
12:00	170	1523,25	552	1446,25
13:00	588	1512,25	131	1456,25
14:00	347	1514,25	261	1707,25
15:00	375	1630,25	226	1728,25
16:00	885	1495,25	929	1767,25
17:00	881	1552,25	961	1741,25
18:00	202	1294	207	337
19:00	229	316	211	259
20:00	189	191	129	212
21:00	289	135	170	185
22:00	175	178	236	227
23:00	153	207	138	441
Σ Consumo diario (kW·h)	7,902	16,7585	6,376	16,6295
Consumo total días laborables (20 días) y fines de semana (10 días) (kWh)	158,04	167,585	127,52	166,295
CONSUMO TOTAL MENSUAL (kWh)	325,625		293,815	
CONSUMO TOTAL ANUAL PREVISTO			3073,745kw·h	

Para interpretar mejor toda la información, representamos en un gráfico los datos más relevantes:



La máxima potencia de consumo pico que se alcanza es de 2,6503 kW·h, por lo que, contratando una potencia de 3,3kW·h será suficiente. Es importante acertar este parámetro ya que la factura de la luz se puede elevar fácilmente si sobredimensionamos el término de potencia.

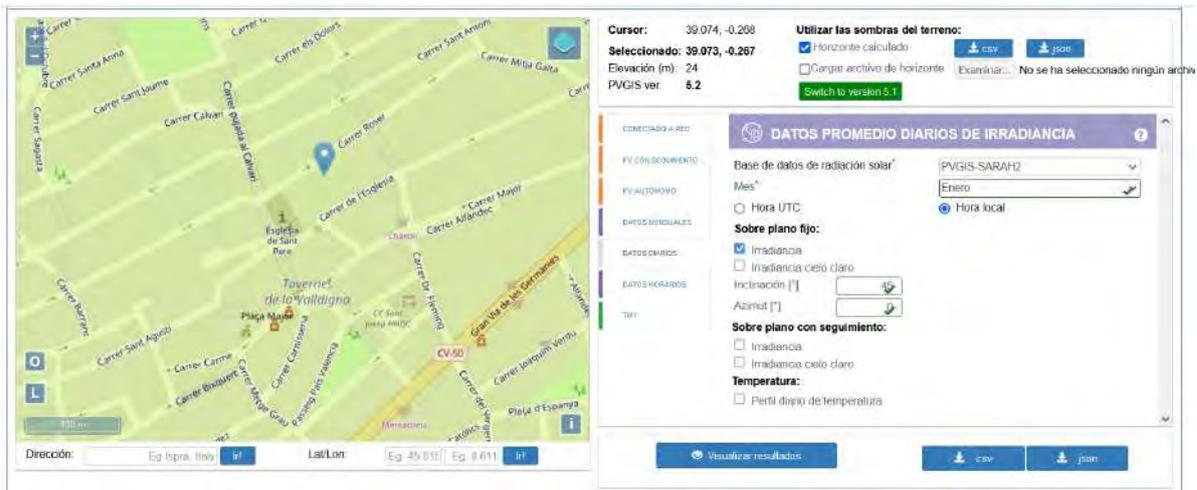
3.1.2.- PRODUCCIÓN ESTIMADA

En este capítulo se hará una estimación de la producción que se puede lograr en esta instalación en concreto. Para ello, emplearemos la irradiancia prevista que nos proporciona PVGIS para calcular con la potencia pico de la instalación cuánta energía producimos según la hora y el mes del año.

3.1.2.1.- IRRADIANCIA PREVISTA

En el presente capítulo se muestran las irradiancias promedias diarias según el mes del año y la hora.

Estas tablas se han extraído de la base de datos PVGIS-SARAH2 con los datos particulares de la instalación. Concretamente, los datos necesarios son la inclinación de las placas a instalar (45°); acimut 0° (dirección Sur) y las coordenadas de la instalación (39.07°, -0,267°).



Time (UTC+1)	Enero			Febrero			Marzo		
	G(i)	Gb(i)	Gd(i)	G(i)	Gb(i)	Gd(i)	G(i)	Gb(i)	Gd(i)
00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
07:00	0	0	0	0	0	0	1,36	0,04	1,27
08:00	0	0	0	27,25	17,64	9,18	127,39	66,41	57,86
09:00	237,99	172,27	63,1	270,11	180,14	85,45	329,45	204,9	116,81
10:00	452,52	337,32	108,76	457,03	313,54	134,98	517,01	344,17	160,79
11:00	617,86	469,6	138,54	608,95	431,05	166,09	662,64	455,64	191,6
12:00	714,31	550,86	151,77	721,49	527,38	179,97	772,55	546	208,67
13:00	748,16	575,97	159,76	749,17	542,2	192,2	752,36	514,14	220,56
14:00	701,5	537,65	152,35	734,21	535,48	184,34	754,26	531,39	205,41
15:00	621,82	472,32	139,77	657,61	471,91	173,02	664,56	454,38	194,74
16:00	458,74	339,17	113,03	499,47	348,93	141,24	508,28	328,51	167,87
17:00	255,02	187,19	65,07	320,31	216,31	98,56	340,18	209,77	122,46
18:00	0,15	0	0,15	75,4	49,75	24,58	138,93	73,29	62,34
19:00	0	0	0	0	0	0	0,42	0	0,4
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Time (UTC+1)	Abril			Mayo			Junio		
	G(i)	Gb(i)	Gd(i)	G(i)	Gb(i)	Gd(i)	G(i)	Gb(i)	Gd(i)
00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	8,96	0	8,64	21,21	0	20,44
07:00	37,63	3,56	32,07	67,35	4,78	58,21	73,76	0,32	70,05
08:00	195,4	96,38	92,5	225,57	105,32	111,18	224,63	98,48	116,13
09:00	373,84	217,98	144,81	402,81	232,28	156,78	406,23	231,84	159,43
10:00	546,16	348,98	181,92	579,34	368,05	193,02	566,48	354,3	193,2
11:00	679,81	451,82	209,51	693,6	456,1	216,51	704,08	468,44	213,19
12:00	754,54	505,64	228,61	776,44	524,46	228,93	792,31	540,26	227,4
13:00	765,17	515,71	228,94	801,34	544,25	233,42	816,85	565,84	225,74
14:00	726,76	472,55	234,53	751,4	503,08	225,88	778,99	533,38	221,25
15:00	617,62	387,1	213,48	647,41	416,84	210,69	683,69	459,52	202,11
16:00	479,49	286,45	179,38	499,49	301	182,32	538,11	341,8	177,86
17:00	319,64	175,48	134,48	332,02	177,57	142,53	358,59	202,03	142,75
18:00	145,81	61,12	79,5	154,04	56,13	90,92	176,18	68,42	99,01
19:00	18,93	0	18,25	42,8	0	41,25	61,64	0	59,4
20:00	0	0	0	0,19	0	0,19	5,37	0	5,17
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Time (UTC+1)	Julio			Agosto			Septiembre		
	G(i)	Gb(i)	Gd(i)	G(i)	Gb(i)	Gd(i)	G(i)	Gb(i)	Gd(i)
00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06:00	9,17	0	8,84	0	0	0	0	0	0
07:00	65,15	0	62,78	45,05	0,88	42,22	25,39	5,42	18,97
08:00	210,38	89,92	111,23	197,95	91,44	99,21	191,83	99,1	87,41
09:00	386,72	214,32	158,49	374,61	209,85	152,9	382,56	228,81	143,83
10:00	554,97	342,34	194,43	539,47	326,77	196,7	541,51	341,89	185,89
11:00	695,59	459,87	213,99	680,72	440,89	220,39	682,1	447,6	217,48
12:00	791,59	543,74	223,74	785,43	542,38	221,1	761,77	511,31	231,6
13:00	844,01	603,98	214,55	829,58	583,36	223,2	779,78	523,98	236,49
14:00	813,87	581,09	207,99	796,65	559,58	214,83	741,05	501,7	221,02
15:00	731	516,59	191,53	706,77	492,81	193,86	635,69	419,26	200,55
16:00	585,29	399,05	166,85	558,78	376,78	165,45	495,84	318,16	165,12
17:00	393,41	244,38	134,46	372,75	227,31	133,43	307,96	178,85	120,96
18:00	194,66	89,29	96,19	178,33	85,34	85,97	114,69	50,87	60,41
19:00	60,56	0	58,35	36,89	0	35,54	2,41	0	2,33
20:00	4,59	0	4,42	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Time (UTC+1)	Octubre			Noviembre			Diciembre		
	G(i)	Gb(i)	Gd(i)	G(i)	Gb(i)	Gd(i)	G(i)	Gb(i)	Gd(i)
00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
07:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
08:00	164,68	96,91	64,64	64,53	43,51	20,24	0	0	0
09:00	372,63	239,09	126,03	310,2	209,59	95,97	242,95	170,1	70,14
10:00	531,29	355,85	164,4	476,94	333,5	135,43	449,89	328,1	115,53
11:00	663,34	457,07	192,3	620,72	445,16	164,68	601,24	445,68	146,34
12:00	735,57	512,12	207,86	701,38	512,82	176,07	706	531,17	163,65
13:00	734,54	514,34	204,66	706,07	515,85	177,61	725,97	548,86	165,54
14:00	700,08	484,61	200,69	651,82	472,19	168,18	661,25	492,22	158,64
15:00	575,73	388,29	175,39	527,16	371,31	146,94	559,16	413,65	137,29
16:00	425,21	277,78	138,8	371,93	253,12	113,1	394,94	284,88	105,02
17:00	229,83	140,43	85,01	151,65	102,39	47,48	153,2	116,1	35,83
18:00	22,84	12,6	9,78	0	0	0	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0

G(i): Irradiancia global (W/m²)

Gb(i): Irradiancia directa (W/m²)

Gd(i): Irradiancia difusa (W/m²)

Nota: En este apartado se ha usado la opción del PVGIS “Datos diarios” la cual proporciona la irradiancia promedia de cada mes según las horas, en vez de la opción “Datos horarios” que proporciona la irradiancia exacta y la producción de energía prevista según la hora y el día del año concreto porque nuestro cálculo se centra en analizar los promedios de consumo entre días laborales y fines de semana por lo que se hace complicado operar con cada día y hora del año en concreto. En el siguiente capítulo se hará el cálculo de la energía generada, consumida y extraída de la red.

3.1.2.2- ENERGIA GENERADA

En este capítulo calcularemos la producción de energía generada prevista de la instalación según la hora y el mes del año.

Para ello, con la irradiancia promedio obtenida en el capítulo anterior ($G_{dm}(\alpha, \beta)$) y los datos propios de la instalación obtenemos la energía que podemos producir diariamente por horas gracias a la fórmula proporcionada por la IDAE en el “Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red”, apartado 7.2.4:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp} PR}{G_{CEM}} \text{ kWh/día}$$

Donde:

E_p : Energía prevista (kW·h/día)

P_{mp} : Potencia pico del generador (2,275 kW)

G_{CEM} : Irradiancia en condiciones CEM (1 kW/m²)

PR: Performance Ratio (0,7)

$G_{dm}(\alpha, \beta)$: Irradiancia promedio según la inclinación (α) y el azimut (β) (tablas capítulo anterior)

PRODUCCIÓN ENERGÍA ELECTRICA FV PROMEDIA DIARIA SEGÚN EL MES Y LA HORA

	Enero	Febrero	Marzo	Abril
Time (UTC+1)	Producción generada (Kw·h)	Producción generada (Kw·h)	Producción generada (Kw·h)	Producción generada (Kw·h)
00:00	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0
03:00	0	0	0	0
04:00	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0
06:00	0	0	0	0
07:00	0	0	0,0021658	0,059925775
08:00	0	0,043395625	0,202868575	0,3111745
09:00	0,378999075	0,430150175	0,524649125	0,5953402
10:00	0,7206381	0,727820275	0,823338425	0,8697598
11:00	0,98394205	0,969752875	1,0552542	1,082597425
12:00	1,137538675	1,148972825	1,230285875	1,20160495
13:00	1,1914448	1,193053225	1,1981333	1,218533225
14:00	1,11713875	1,169229425	1,20115905	1,1573653
15:00	0,99024835	1,047243925	1,0583118	0,98355985
16:00	0,73054345	0,795405975	0,8094359	0,763587825
17:00	0,40611935	0,510093675	0,54173665	0,5090267
18:00	0,000238875	0,1200745	0,221246025	0,232202425
19:00	0	0	0,00066885	0,030146025
20:00	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0
PRODUCCIÓN TOTAL PROMEDIA UN DIA DEL MES (kW·h)	7,656851475	8,1551925	8,869253575	9,014824

PRODUCCIÓN TOTAL MENSUAL (kW·h)	229,7055443	244,655775	266,0776073	270,44472
--	-------------	------------	-------------	-----------

PRODUCCIÓN ENERGÍA ELECTRICA FV PROMEDIA DIARIA SEGÚN EL MES Y LA HORA

	Mayo	Junio	Julio	Agosto
Time (UTC+1)	Producción generada (Kw·h)	Producción generada (Kw·h)	Producción generada (Kw·h)	Producción generada (Kw·h)
00:00	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0
03:00	0	0	0	0
04:00	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0
06:00	0,0142688	0,033776925	0,014603225	0
07:00	0,107254875	0,1174628	0,103751375	0,071742125
08:00	0,359220225	0,357723275	0,33503015	0,315235375
09:00	0,641474925	0,646921275	0,6158516	0,596566425
10:00	0,92259895	0,9021194	0,883789725	0,859105975
11:00	1,104558	1,1212474	1,107727075	1,0840466
12:00	1,2364807	1,261753675	1,260607075	1,250797275
13:00	1,27613395	1,300833625	1,344085925	1,32110615
14:00	1,1966045	1,240541575	1,296087975	1,268665125
15:00	1,031000425	1,088776325	1,1641175	1,125531225
16:00	0,795437825	0,856940175	0,932074325	0,88985715
17:00	0,52874185	0,571054575	0,626505425	0,593604375
18:00	0,2453087	0,28056665	0,30999605	0,283990525
19:00	0,068159	0,0981617	0,0964418	0,058747325
20:00	0,000302575	0,008551725	0,007309575	0
21:00	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0
PRODUCCIÓN TOTAL PROMEDIA UN DIA DEL MES (kW·h)	9,5275453	9,8864311	10,0979788	9,71899565

PRODUCCIÓN TOTAL MENSUAL (kW·h)	285,826359	296,592933	302,939364	291,5698695
--	------------	------------	------------	-------------

PRODUCCIÓN ENERGÍA ELECTRICA FV PROMEDIA DIARIA SEGÚN EL MES Y LA HORA

	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Time (UTC+1)	Producción generada (Kw·h)	Producción generada (Kw·h)	Producción generada (Kw·h)	Producción generada (Kw·h)
00:00	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0
03:00	0	0	0	0
04:00	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0
06:00	0	0	0	0
07:00	0,040433575	0	0	0
08:00	0,305489275	0,2622529	0,102764025	0
09:00	0,6092268	0,593413275	0,4939935	0,386897875
10:00	0,862354675	0,846079325	0,75952695	0,716449825
11:00	1,08624425	1,05636895	0,9884966	0,9574747
12:00	1,213118725	1,171395225	1,11694765	1,124305
13:00	1,24179965	1,16975495	1,124416475	1,156107225
14:00	1,180122125	1,1148774	1,03802335	1,053040625
15:00	1,012336325	0,916850025	0,8395023	0,8904623
16:00	0,7896252	0,677146925	0,592298525	0,62894195
17:00	0,4904263	0,366004275	0,241502625	0,243971
18:00	0,182643825	0,0363727	0	0
19:00	0,003837925	0	0	0
20:00	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0
PRODUCCIÓN TOTAL PROMEDIA UN DIA DEL MES (kW·h)	9,01765865	8,21051595	7,297472	7,1576505

PRODUCCIÓN TOTAL MENSUAL (kW·h)	270,5297595	246,3154785	218,92416	214,729515
--	-------------	-------------	-----------	------------

ENERGÍA GENERADA ANUAL (kW·h)	3138,311085
--------------------------------------	--------------------

3.1.3.-ENERGÍA AUTOCONSUMIDA, EXCEDENTARÍA Y EXTRAÍDA DE RED

Una vez obtenida la energía producida y el consumo realizado por los usuarios, podemos calcular la energía generada consumida y la electricidad que necesitaremos extraer de la red pública.

Para ello se analiza el consumo diario en días laborales y en fin de semana por separado siguiendo la misma lógica que en el consumo diario:

$$\text{Energía generada consumida} = \text{Energía generada} - \text{Consumo eléctrico}$$

Criterio de signos

- $\text{Energía generada consumida} > 0 \rightarrow$ Hay excedentes fotovoltaicos
- $\text{Energía generada consumida} < 0 \rightarrow$ Se necesita extraer energía de la red

Energía generada consumida diaria (kW·h)						
Enero			Febrero		Marzo	
Time (UTC+1)	Día laboral (kW·h)	Día fin de semana (kW·h)	Día laboral (kW·h)	Día fin de semana (kW·h)	Día laboral (kW·h)	Día fin de semana (kW·h)
0:00	-0,35900	-0,17800	-0,15000	-0,06500	-0,23800	-0,08700
01:00	-0,37800	-0,13900	-0,07000	-0,08800	-0,08000	-0,06100
02:00	-0,59800	-0,11000	-0,13100	-0,06100	-0,13700	-0,09200
03:00	-0,47600	-0,10900	-0,10100	-0,06700	-0,09700	-0,05800
04:00	-0,11000	-0,10700	-0,05800	-0,05100	-0,07600	-0,05100
05:00	-0,05700	-0,10600	-0,05100	-0,10200	-0,06600	-0,08400
06:00	-0,06600	-0,14600	-0,04800	-0,05800	-0,05100	-0,06200
07:00	-0,06700	-0,11400	-0,08800	-0,08600	-0,08583	-0,17183
08:00	-0,15900	-0,18900	-0,05160	-0,06360	0,11687	0,05387
09:00	0,02800	-0,01100	0,29715	0,33015	0,42865	0,44465
10:00	0,51264	-1,00561	0,47282	-1,48918	0,67734	-1,28666
11:00	0,44694	-1,11431	0,83975	-1,14425	0,89125	-1,11975
12:00	0,88354	-0,28971	1,02397	-0,37828	0,95329	-0,43496
13:00	0,99644	-0,51281	1,03205	-1,00320	0,81013	-1,45212
14:00	0,92014	-0,59611	0,96523	-0,56002	1,00516	-0,72909
15:00	0,83125	-0,60900	0,86224	-0,80901	0,86131	-0,62394
16:00	-0,21346	-0,96671	-0,16059	-0,80784	-0,17556	-0,93781
17:00	-0,54388	-1,38513	-0,50291	-1,10116	-0,49626	-1,07451
18:00	-0,29176	-0,54876	-0,11193	-0,03693	0,00025	-0,01475
19:00	-0,53600	-0,31200	-0,27900	-0,14400	-0,21933	-0,30433
20:00	-1,44600	-0,24300	-0,59100	-0,47900	-0,23800	-0,64300
21:00	-1,19400	-0,25900	-1,33800	-0,47400	-0,20800	-0,77900
22:00	-0,75700	-0,57100	-0,37200	-0,18800	-0,16300	-0,21300
23:00	-0,21000	-0,59600	-0,18200	-0,12800	-0,15200	-0,16100
Σ Balance total diario	-2,63315	-9,62215	1,38919	-8,92631	3,41325	-9,78125

Energía generada consumida diaria (kW·h)						
Abril			Mayo		Junio	
Time (UTC+1)	Día laboral (kW·h)	Día fin de semana (kW·h)	Día laboral (kW·h)	Día fin de semana (kW·h)	Día laboral (kW·h)	Día fin de semana (kW·h)
0:00	-0,05200	-0,15400	-0,15000	-0,06500	-0,23800	-0,08700
01:00	-0,13100	-0,10400	-0,07000	-0,08800	-0,08000	-0,06100
02:00	-0,09600	-0,06700	-0,13100	-0,06100	-0,13700	-0,09200
03:00	-0,06500	-0,05900	-0,10100	-0,06700	-0,09700	-0,05800
04:00	-0,06600	-0,05700	-0,05800	-0,05100	-0,07600	-0,05100
05:00	-0,05300	-0,08000	-0,05100	-0,10200	-0,06600	-0,08400
06:00	-0,05100	-0,06800	-0,04800	-0,05800	-0,05100	-0,06200
07:00	-0,05907	-0,06407	-0,08800	-0,08600	-0,08583	-0,17183
08:00	0,18217	-0,54483	-0,05160	-0,06360	0,11687	0,05387
09:00	0,54234	-0,14966	0,29715	0,33015	0,42865	0,44465
10:00	0,79576	-1,36224	0,47282	-1,48918	0,67734	-1,28666
11:00	1,00960	-1,05440	0,83975	-1,14425	0,89125	-1,11975
12:00	1,08060	-0,36265	1,02397	-0,37828	0,95329	-0,43496
13:00	0,90753	-0,74872	1,03205	-1,00320	0,81013	-1,45212
14:00	0,89937	-1,45688	0,96523	-0,56002	1,00516	-0,72909
15:00	0,91656	-0,59669	0,86224	-0,80901	0,86131	-0,62394
16:00	-0,05841	-1,02666	-0,16059	-0,80784	-0,17556	-0,93781
17:00	-0,29997	-1,14822	-0,50291	-1,10116	-0,49626	-1,07451
18:00	0,12520	0,06420	-0,11193	-0,03693	0,00025	-0,01475
19:00	-0,14885	-0,19485	-0,27900	-0,14400	-0,21933	-0,30433
20:00	-0,10700	-0,16400	-0,59100	-0,47900	-0,23800	-0,64300
21:00	-0,13500	-0,17400	-1,33800	-0,47400	-0,20800	-0,77900
22:00	-0,18700	-0,08400	-0,37200	-0,18800	-0,16300	-0,21300
23:00	-0,16200	-0,15600	-0,18200	-0,12800	-0,15200	-0,16100
Σ Balance total diario	4,94982	-9,65668	5,43255	-6,74095	4,01743	-5,69207

Energía generada consumida diaria (kW·h)						
Julio			Agosto		Septiembre	
Time (UTC+1)	Día laboral (kW·h)	Día fin de semana (kW·h)	Día laboral (kW·h)	Día fin de semana (kW·h)	Día laboral (kW·h)	Día fin de semana (kW·h)
0:00	-0,10000	-0,10400	-0,10300	-0,13500	-0,09400	-0,11200
01:00	-0,05500	-0,10500	-0,09600	-0,11100	-0,09300	-0,10600
02:00	-0,10600	-0,10300	-0,09300	-0,10800	-0,07600	-0,09700
03:00	-0,10100	-0,08000	-0,09200	-0,10800	-0,10200	-0,07400
04:00	-0,05400	-0,10000	-0,09600	-0,10800	-0,06600	-0,10000
05:00	-0,10500	-0,13600	-0,09800	-0,10700	-0,10400	-0,10300
06:00	-0,08440	-0,09340	-0,09200	-0,09400	-0,06400	-0,05100
07:00	0,05075	-0,00125	-0,01926	-0,00526	-0,06357	-0,06557
08:00	0,23103	0,23403	0,22624	0,20624	0,24349	0,23749
09:00	0,51485	0,54385	0,50457	0,46957	0,50423	0,50923
10:00	0,78179	0,78179	0,71111	0,74511	0,76035	-1,15365
11:00	0,89273	1,01373	0,97805	0,93605	0,96224	-0,93376
12:00	1,03561	1,18461	1,13980	1,10380	1,09612	-0,24613
13:00	1,14409	1,24209	1,20511	1,18611	1,08980	-0,27045
14:00	1,19009	1,20709	1,15567	0,88867	1,05912	-0,29813
15:00	1,02312	1,08212	1,01353	0,72553	0,90534	-0,49791
16:00	0,82507	0,82907	0,77786	0,38986	-0,06537	-0,72362
17:00	0,52451	0,53851	0,48260	0,42460	-0,32057	-1,01982
18:00	0,21600	0,22700	0,18099	0,03399	0,07664	0,11764
19:00	0,02844	-0,00656	-0,04125	-0,27425	-0,08516	-0,14516
20:00	-0,09469	-0,07869	-0,10100	-0,35900	-0,07800	-0,23500
21:00	-0,07500	-0,08400	-0,10300	-0,32200	-0,10000	-0,10900
22:00	-0,07900	-0,10200	-0,09600	-0,10600	-0,06600	-0,16900
23:00	-0,10000	-0,08000	-0,09300	-0,10500	-0,10400	-0,11700
Σ Balance total diario	7,60398	7,88998	7,34500	5,27200	5,31966	-5,64584

Energía generada consumida diaria (kW·h)						
Octubre			Noviembre		Diciembre	
Time (UTC+1)	Día laboral (kW·h)	Día fin de semana (kW·h)	Día laboral (kW·h)	Día fin de semana (kW·h)	Día laboral (kW·h)	Día fin de semana (kW·h)
0:00	-0,13600	-0,10900	-0,09900	-0,08400	-0,08200	-0,07900
01:00	-0,11500	-0,10700	-0,08200	-0,08200	-0,13100	-0,05900
02:00	-0,10700	-0,08200	-0,08000	-0,06900	-0,10000	-0,10200
03:00	-0,10100	-0,04800	-0,07700	-0,08400	-0,07200	-0,08700
04:00	-0,09900	-0,10000	-0,12400	-0,05700	-0,05400	-0,06100
05:00	-0,10200	-0,05800	-0,10900	-0,07200	-0,08500	-0,05900
06:00	-0,10400	-0,08700	-0,11500	-0,10700	-0,05700	-0,07200
07:00	-0,10800	-0,15300	-0,16400	-0,22500	-0,33300	-0,12200
08:00	0,14425	0,20725	-0,02624	0,00076	-0,50300	-0,18400
09:00	0,45441	0,51341	0,37099	0,31199	-0,09710	0,29390
10:00	0,68808	-1,19192	-0,58747	-1,32447	0,55945	-1,39055
11:00	0,66737	-1,09563	0,01850	-1,07350	0,79047	-1,13953
12:00	1,07340	-0,37685	0,94695	-0,40630	0,57231	-0,32195
13:00	1,04875	-0,31950	0,53642	-0,38783	1,02511	-0,30014
14:00	0,89888	-0,50937	0,69102	-0,47623	0,79204	-0,65421
15:00	0,75585	-0,72740	0,46450	-0,79075	0,66446	-0,83779
16:00	-0,17185	-0,87310	-0,29270	-0,90295	-0,30006	-1,13831
17:00	-0,57100	-1,22425	-0,63950	-1,31075	-0,71703	-1,49728
18:00	-0,13663	-0,07863	-0,20200	-1,29400	-0,20700	-0,33700
19:00	-0,17300	-0,21200	-0,22900	-0,31600	-0,21100	-0,25900
20:00	-0,26400	-0,23900	-0,18900	-0,19100	-0,12900	-0,21200
21:00	-0,19900	-0,27400	-0,47200	-0,13500	-0,17000	-0,18500
22:00	-0,17100	-0,20600	-0,17500	-0,17800	-0,23600	-0,22700
23:00	-0,15500	-0,17200	-0,15300	-0,20700	-0,13800	-0,44100
Σ Balance total diario	3,17252	-7,35098	-0,63453	-9,25403	0,91965	-9,03085

En los siguientes capítulos, se harán los cálculos mensuales de todos los meses evaluando las 2 opciones de autoconsumo: Excedente con batería virtual o Excedente con batería física y virtual combinadas.

3.1.3.1.- ALTERNATIVA 1: EXCEDENTES CON BATERÍA VIRTUAL

En este capítulo se calculará la energía autoconsumida total, el excedente total, así como diferentes medidas referentes al autoconsumo considerando la alternativa en la que los propietarios se acogen a una tarifa de batería virtual.

Para ello, usando los datos de energía consumida diaria, calculamos los datos de energía consumida mensual obteniendo de esa forma el excedente y el consumo mensual que necesitamos extraer de la red. En los cálculos mensuales se supone que en todos los meses hay 20 días laborales y 10 días de fin de semana para simplificar el cálculo.

Además, dividiremos este consumo según la tarifa discriminación horaria de 3 periodos:

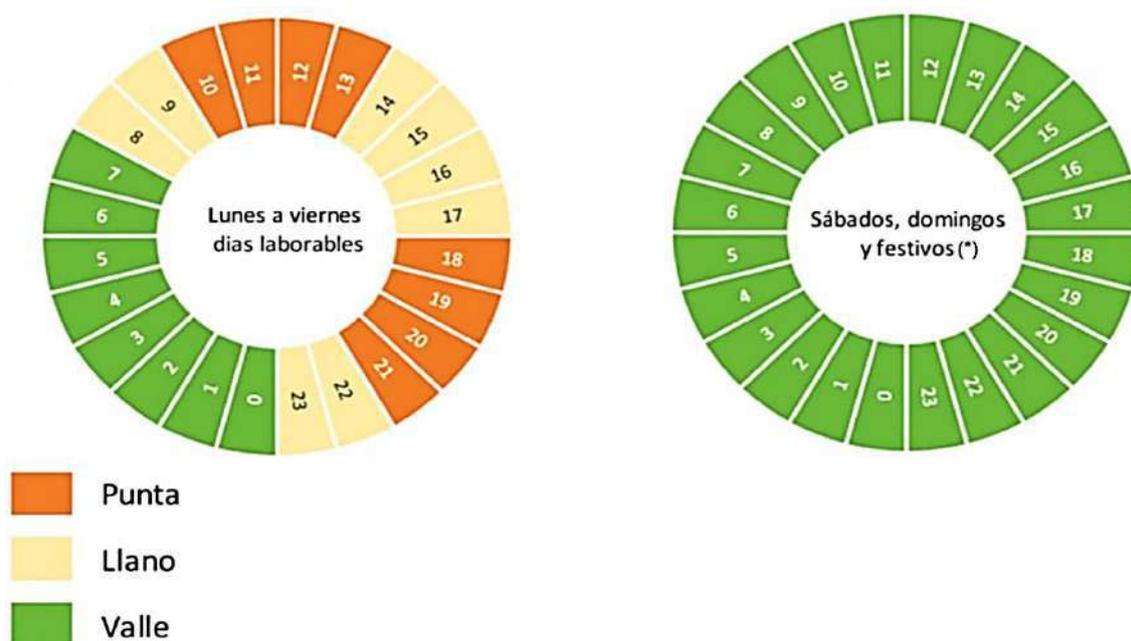


Ilustración 68 Tarifa de discriminación horaria

P1: Punta: 10:00a 14:00 y de 18:00 a 22:00

P2: Valle: 8:00 a 10:00, de 14:00 a 18:00 y de 22:00 a 00:00

P3: Llano: 00:00 a 8:00, sábados y domingos completos y festivos de ámbito nacionales

Energía generada consumida mensual (kW·h)						
Time (UTC+1)	Enero		Febrero		Marzo	
	Días laborales (20 días laborales)	Fines de semana (10 días)	Días laborales (20 días laborales)	Fines de semana (10 días)	Días laborales (20 días laborales)	Fines de semana (10 días)
00:00	-7,18	-1,78	-3	-0,65	-4,76	-0,87
01:00	-7,56	-1,39	-1,4	-0,88	-1,6	-0,61
02:00	-11,96	-1,1	-2,62	-0,61	-2,74	-0,92
03:00	-9,52	-1,09	-2,02	-0,67	-1,94	-0,58
04:00	-2,2	-1,07	-1,16	-0,51	-1,52	-0,51
05:00	-1,14	-1,06	-1,02	-1,02	-1,32	-0,84
06:00	-1,32	-1,46	-0,96	-0,58	-1,02	-0,62
07:00	-1,34	-1,14	-1,76	-0,86	-1,716684	-1,718342
08:00	-3,18	-1,89	-1,0320875	-0,63604375	2,3373715	0,5386857
09:00	0,5599815	-0,110009	5,9430035	3,30150175	8,5729825	4,4464912
10:00	10,252762	-10,056119	9,4564055	-14,891797	13,5467685	-12,8666
11:00	8,938841	-11,14307	16,7950575	-11,442471	17,825084	-11,1974
12:00	17,6707735	-2,897113	20,4794565	-3,78277175	19,0657175	-4,349645
13:00	19,928896	-5,128052	20,6410645	-10,031967	16,202666	-14,5211
14:00	18,402775	-5,9611125	19,3045885	-5,60020575	20,103181	-7,29095
15:00	16,624967	-6,0900165	17,2448785	-8,09006075	17,226236	-6,239382
16:00	-4,269131	-9,6670655	-3,2118805	-8,07844025	-3,511282	-9,378141
17:00	-10,877613	-13,85130	-10,05812	-11,011563	-9,925267	-10,74513
18:00	-5,8352225	-5,487615	-2,23851	-0,369255	0,0049205	-0,147539
19:00	-10,72	-3,12	-5,58	-1,44	-4,386623	-3,04315
20:00	-28,92	-2,43	-11,82	-4,79	-4,76	-6,43
21:00	-23,88	-2,59	-26,76	-4,74	-4,16	-7,79
22:00	-15,14	-5,71	-7,44	-1,88	-3,26	-2,13
23:00	-4,2	-5,96	-3,64	-1,28	-3,04	-1,61
Balance días laborales y fines de semana	-56,8630	-102,1815	24,1439	-90,5431	65,2251	-99,4225
Balance total mensual	-159,0445		-66,399225		-34,1974	
Consumo total extraído de red por tramos horarios (sumar valores negativos)	69,3552225		46,39851		13,30662	
	37,666744		25,3820945		19,736549	
	144,4014853		107,7845768		121,0243253	
Excedentes FV mensuales (sumar valores positivos)	92,378996		113,1659563		119,8701045	

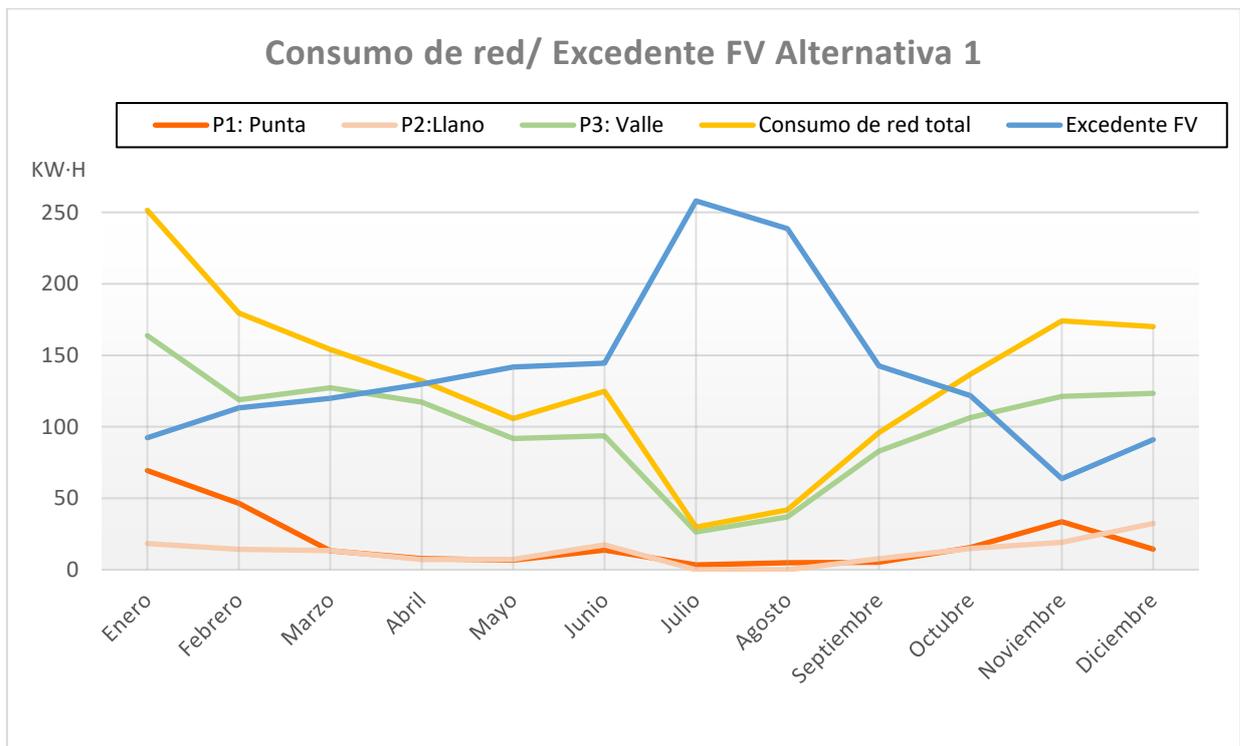
Energía generada consumida mensual (kW·h)						
Time (UTC+1)	Abril		Mayo		Junio	
	Días laborales (20 días laborales)	Fines de semana (10 días)	Días laborales (20 días laborales)	Fines de semana (10 días)	Días laborales (20 días laborales)	Fines de semana (10 días)
00:00	-1,0400	-1,5400	-1,0400	-1,1000	-2,0800	-1,1700
01:00	-2,6200	-1,0400	-0,9400	-0,8200	-3,0000	-1,1600
02:00	-1,9200	-0,6700	-1,2800	-0,7800	-2,2400	-1,1100
03:00	-1,3000	-0,5900	-1,6000	-0,4700	-2,1800	-1,0900
04:00	-1,3200	-0,5700	-1,8800	-1,0000	-2,1400	-1,0800
05:00	-1,0600	-0,8000	-2,1000	-0,6800	-2,1000	-1,0600
06:00	-1,0200	-0,6800	-1,6146	-1,4573	-2,7245	-1,0222
07:00	-1,1815	-0,6407	0,5051	-0,1175	-3,0307	-0,5554
08:00	3,6435	-5,4483	5,0244	1,3022	4,1945	2,1272
09:00	10,8468	-1,4966	8,9495	4,1447	9,3984	5,1792
10:00	15,9152	-13,6224	16,5520	-12,2840	15,5024	-11,8788
11:00	20,1919	-10,5440	20,4112	-9,8644	20,3049	-10,0875
12:00	21,6121	-3,6265	22,8896	-4,7177	22,1751	-3,5650
13:00	18,1507	-7,4872	21,7227	-4,0312	22,8167	-3,5842
14:00	17,9873	-14,5688	20,5921	-3,9765	22,2108	-4,3771
15:00	18,3312	-5,9669	18,0600	-5,2625	18,8955	-4,9747
16:00	-1,1682	-10,2666	-1,0512	-7,6481	-1,9012	-6,6731
17:00	-5,9995	-11,4822	-6,2052	-10,8351	-15,5589	-9,4720
18:00	2,5040	0,6420	1,3062	0,3131	-2,6487	1,7057
19:00	-2,9771	-1,9485	-1,4568	-1,3484	-1,3968	-0,0784
20:00	-2,1400	-1,6400	-1,9939	-2,2070	-4,4090	-0,9445
21:00	-2,7000	-1,7400	-3,2400	-2,7200	-5,2400	-1,0200
22:00	-3,7400	-0,8400	-2,9600	-1,8500	-4,5000	-1,0300
23:00	-3,2400	-1,5600	-2,8400	-2,3800	-2,8000	-0,9800
Balance días laborales y fines de semana (Σ)	95,7565	-98,1268	105,810	-69,7895	77,5486	-57,9007
Balance total mensual (Σ)	-2,3703		36,0214		19,6479	
Consumo total extraído de red por tramos horarios (sumar valores negativos)	7,8170795		6,6907685		13,6943985	
	14,1477095		13,0564065		24,760105	
	110,2302688		86,0042095		86,4080065	
Excedentes FV mensuales (sumar valores positivos)	129,8247778		141,7727435		144,510443	

Energía generada consumida mensual (kW·h)						
Time (UTC+1)	Julio		Agosto		Septiembre	
	Días laborales (20 días laborales)	Fines de semana (10 días)	Días laborales (20 días laborales)	Fines de semana (10 días)	Días laborales (20 días laborales)	Fines de semana (10 días)
00:00	-2,0000	-1,0400	-2,0600	-1,3500	-1,8800	-1,1200
01:00	-1,1000	-1,0500	-1,9200	-1,1100	-1,8600	-1,0600
02:00	-2,1200	-1,0300	-1,8600	-1,0800	-1,5200	-0,9700
03:00	-2,0200	-0,8000	-1,8400	-1,0800	-2,0400	-0,7400
04:00	-1,0800	-1,0000	-1,9200	-1,0800	-1,3200	-1,0000
05:00	-2,1000	-1,3600	-1,9600	-1,0700	-2,0800	-1,0300
06:00	-1,6879	-0,9340	-1,8400	-0,9400	-1,2800	-0,5100
07:00	1,0150	-0,0125	-0,3852	-0,0526	-1,2713	-0,6557
08:00	4,6206	2,3403	4,5247	2,0624	4,8698	2,3749
09:00	10,2970	5,4385	10,0913	4,6957	10,0845	5,0923
10:00	15,6358	7,8179	14,2221	7,4511	15,2071	-11,5365
11:00	17,8545	10,1373	19,5609	9,3605	19,2449	-9,3376
12:00	20,7121	11,8461	22,7959	11,0380	21,9224	-2,4613
13:00	22,8817	12,4209	24,1021	11,8611	21,7960	-2,7045
14:00	23,8018	12,0709	23,1133	8,8867	21,1824	-2,9813
15:00	20,4624	10,8212	20,2706	7,2553	18,1067	-4,9791
16:00	16,5015	8,2907	15,5571	3,8986	-1,3075	-7,2362
17:00	10,4901	5,3851	9,6521	4,2460	-6,4115	-10,1982
18:00	4,3199	2,2700	3,6198	0,3399	1,5329	1,1764
19:00	0,5688	-0,0656	-0,8251	-2,7425	-1,7032	-1,4516
20:00	-1,8938	-0,7869	-2,0200	-3,5900	-1,5600	-2,3500
21:00	-1,5000	-0,8400	-2,0600	-3,2200	-2,0000	-1,0900
22:00	-1,5800	-1,0200	-1,9200	-1,0600	-1,3200	-1,6900
23:00	-2,0000	-0,8000	-1,8600	-1,0500	-2,0800	-1,1700
Balance días laborales y fines de semana (Σ)	150,0796	78,0998	145,0399	51,6700	104,3132	-57,6284
Balance total mensual (Σ)	228,1794		196,7099		46,6848	
Consumo total extraído de red por tramos horarios (sumar valores negativos)	3,3938085		4,9050535		5,2632415	
	3,58		3,78		11,1189	
	22,84687575		33,210263		79,523341	
Excedentes FV mensuales (sumar valores positivos)	258,0000483		238,605186		142,590312	
Periodo vacacional, los dueños no están en la vivienda						

Energía generada consumida mensual (kW·h)						
Time (UTC+1)	Octubre		Noviembre		Diciembre	
	Días laborales (20 días laborales)	Fines de semana (10 días)	Días laborales (20 días laborales)	Fines de semana (10 días)	Días laborales (20 días laborales)	Fines de semana (10 días)
00:00	-2,7200	-1,0900	-1,9800	-0,8400	-1,6400	-0,7900
01:00	-2,3000	-1,0700	-1,6400	-0,8200	-2,6200	-0,5900
02:00	-2,1400	-0,8200	-1,6000	-0,6900	-2,0000	-1,0200
03:00	-2,0200	-0,4800	-1,5400	-0,8400	-1,4400	-0,8700
04:00	-1,9800	-1,0000	-2,4800	-0,5700	-1,0800	-0,6100
05:00	-2,0400	-0,5800	-2,1800	-0,7200	-1,7000	-0,5900
06:00	-2,0800	-0,8700	-2,3000	-1,0700	-1,1400	-0,7200
07:00	-2,1600	-1,5300	-3,2800	-2,2500	-6,6600	-1,2200
08:00	2,8851	2,0725	-0,5247	0,0076	-10,0600	-1,8400
09:00	9,0883	5,1341	7,4199	3,1199	-1,9420	2,9390
10:00	13,7616	-11,9192	-11,7495	-13,2447	11,1890	-13,9055
11:00	13,3474	-10,9563	0,3699	-10,7350	15,8095	-11,3953
12:00	21,4679	-3,7685	18,9390	-4,0630	11,4461	-3,2195
13:00	20,9751	-3,1950	10,7283	-3,8783	20,5021	-3,0014
14:00	17,9775	-5,0937	13,8205	-4,7623	15,8408	-6,5421
15:00	15,1170	-7,2740	9,2900	-7,9075	13,2892	-8,3779
16:00	-3,4371	-8,7310	-5,8540	-9,0295	-6,0012	-11,3831
17:00	-11,4199	-12,2425	-12,7899	-13,1075	-14,3406	-14,9728
18:00	-2,7325	-0,7863	-4,0400	-12,9400	-4,1400	-3,3700
19:00	-3,4600	-2,1200	-4,5800	-3,1600	-4,2200	-2,5900
20:00	-5,2800	-2,3900	-3,7800	-1,9100	-2,5800	-2,1200
21:00	-3,9800	-2,7400	-9,4400	-1,3500	-3,4000	-1,8500
22:00	-3,4200	-2,0600	-3,5000	-1,7800	-4,7200	-2,2700
23:00	-3,1000	-1,7200	-3,0600	-2,0700	-2,7600	-4,4100
Balance días laborales y fines de semana (Σ)	60,3503	-75,2298	-15,7506	-94,6103	15,6330	-94,7185
Balance total mensual (Σ)	-14,8795		-110,3608		-79,0855	
Consumo mensual extraído de red por tramos horarios (sumar valores negativos)	15,452546		33,589461		14,34	
	21,376976		25,7286965		39,8237835	
	99,87650225		114,7378553		115,9374738	
Excedentes FV mensuales (sumar valores positivos)	121,8265028		63,69517275		91,01577225	

A modo de resumen, se muestran con tablas y graficas la información obtenida con todas las tablas anteriores:

Consumo anual extraído de la red por tramos horarios	P1: Punta	230,5467125	kW·h
	P2: Llano	240,1580345	kW·h
	P3: Valle	1121,985183	kW·h
Σ Energía extraída total		1592,68993	kW·h
Σ Excedente FV anual		1657,256015	kW·h
Σ Energía FV consumida		1481,26	kW·h



Como se puede observar, se consigue reducir en gran medida el consumo durante los periodos Llano y Punta donde la energía es más cara. En verano obtenemos una buena cantidad de excedente que nos puede servir para compensar facturas de otros periodos de menor irradiación.

Podemos calcular además la cuota de autarquía ($C_{autoarquia}$), que se define como el porcentaje de demanda energética que se cubre con energía autogenerada, es decir, el porcentaje de energía que produce la instalación de autoconsumo y que sirve para cubrir las necesidades energéticas:

$$C_{autoarquia} = \frac{\text{Energía FV consumida}}{\text{Consumo total}} (\%) = \frac{1481,26}{3073,745} \times 100 = 48,19\%$$

Esto nos indica que casi la mitad de la energía que usará la vivienda proviene de nuestra instalación fotovoltaica, lo cual es un valor bastante bueno.

Respecto al índice de autoconsumo ($I_{autoconsumo}$), que se define como la relación entre la energía FV consumida y la energía producida total, tenemos lo siguiente:

$$I_{autoconsumo} = \frac{\text{Energía FV consumida}}{\text{Energía FV producida}} (\%) = \frac{1481,26}{3138,311} \times 100 = 47,2\%$$

También es un valor adecuado para una instalación fotovoltaica. Nos indica que casi la mitad de la energía es aprovechada en el momento de su producción, mientras que el resto nos puede servir como excedente.

3.1.3.2.- ALTERNATIVA 2: EXCEDENTES CON BATERIA FÍSICA Y BATERIA VIRTUAL

En la alternativa 2, la vivienda combina la tarifa de batería virtual con una batería física. Para el cálculo energético, se necesita modificar la tabla del apartado 3.1.3 de la energía generada consumida diaria, ya que se ha de tener en cuenta la carga y descarga de la batería y cómo esto afecta al consumo y vertido de red.

Se usará la batería propuesta en el apartado 2.4.8 de $5\text{kW}\cdot\text{h}$ de capacidad de la marca “Solar Energy”. No obstante, como no podemos cargar y descargar la batería completamente, suponemos que la capacidad aprovechable por la vivienda es de $3\text{kW}\cdot\text{h}$, de esa forma la batería solo se descarga el 60% y puede alargar su tiempo de vida útil.

En esta tabla, se ha añadido la columna (*Capacidad batería*) correspondiente a la cantidad de energía almacenada que hay en la batería a cada hora, de modo que la tabla elaborada en Excel opere de la siguiente manera:

- Si la batería se encuentra descargada y hay un excedente, la batería se cargará.
- Si la batería está completamente cargada ($3\text{kW}\cdot\text{h}$) y hay un excedente, el excedente se computará como excedente vertido a red.
- Si la batería está cargada y hay consumo, la batería se ira descargando hasta que la batería esté vacía ($0\text{kw}\cdot\text{h}$).
- Si la batería esta descargada y hay consumo, la energía se computara como energía absorbida de la red.

En las filas inferiores de la tabla se suma la energía excedente que se va a verter a red para compensar (Energía excedente); la energía extraída de red según tramos horarios, y la energía ahorrada en la batería (si la batería consigue llenarse completamente, la energía ahorrada del día será $3\text{kW}\cdot\text{h}$, si no, la energía ahorrada será la máxima capacidad a la que ha conseguido llenar la batería). Nuevamente, para el cálculo mensual se supone que en todos los meses hay 20 días laborales y 10 días de fines de semana para simplificar el cálculo.

ENERGIA GENERADA CONSUMIDA DIARIA CON ALMACENAMIENTO DE BATERÍA (kW-h)								
Enero					Febrero			
Time (UTC+1)	Día laboral	Capacidad batería	Día fin de semana	Capacidad batería	Día laboral	Capacidad batería	Día fin de semana	Capacidad batería
0:00	-0,359	0,000	-0,178	0,000	-0,150	0,000	-0,065	0,000
01:00	-0,378	0,000	-0,139	0,000	-0,070	0,000	-0,088	0,000
02:00	-0,598	0,000	-0,110	0,000	-0,131	0,000	-0,061	0,000
03:00	-0,476	0,000	-0,109	0,000	-0,101	0,000	-0,067	0,000
04:00	-0,110	0,000	-0,107	0,000	-0,058	0,000	-0,051	0,000
05:00	-0,057	0,000	-0,106	0,000	-0,051	0,000	-0,102	0,000
06:00	-0,066	0,000	-0,146	0,000	-0,048	0,000	-0,058	0,000
07:00	-0,067	0,000	-0,114	0,000	-0,088	0,000	-0,086	0,000
08:00	-0,159	0,000	-0,189	0,000	-0,052	0,000	-0,064	0,000
09:00	0,028	0,028	-0,011	0,000	0,297	0,297	0,330	0,330
10:00	0,513	0,541	-1,006	0,000	0,473	0,770	-1,489	0,000
11:00	0,447	0,988	-1,114	0,000	0,840	1,610	-1,144	0,000
12:00	0,884	1,871	-0,290	0,000	1,024	2,634	-0,378	0,000
13:00	0,996	2,868	-0,513	0,000	1,032	3,000	-1,003	0,000
14:00	0,920	3,000	-0,596	0,000	0,965	3,000	-0,560	0,000
15:00	0,831	3,000	-0,609	0,000	0,862	3,000	-0,809	0,000
16:00	-0,213	2,787	-0,967	0,000	-0,161	2,839	-0,808	0,000
17:00	-0,544	2,243	-1,385	0,000	-0,503	2,336	-1,101	0,000
18:00	-0,292	1,951	-0,549	0,000	-0,112	2,225	-0,037	0,000
19:00	-0,536	1,415	-0,312	0,000	-0,279	1,946	-0,144	0,000
20:00	-1,446	0,000	-0,243	0,000	-0,591	1,355	-0,479	0,000
21:00	-1,194	0,000	-0,259	0,000	-1,338	0,017	-0,474	0,000
22:00	-0,757	0,000	-0,571	0,000	-0,372	0,000	-0,188	0,000
23:00	-0,210	0,000	-0,596	0,000	-0,182	0,000	-0,128	0,000
Σ	-2,843		-10,218		1,207		-9,054	
Excedente diario	1,751		0,000		2,860		0,000	
Energía extraída de red diaria (según tramos)	-5,877	-2,640	-10,218	-10,218	-1,303	0,000	-9,384	-9,384
		-1,126				-0,606		
		-2,111				-0,697		
Energía ahorrada diaria	3,000		0,000		3,00		0,330	
Energía extraída de red mensual por tramos	P1:Punta	52,800			0,000			
	P2:Llano	22,520			12,112			
	P3:Valle	144,401			107,785			
Excedente mensual	35,027742				57,1905315			
Energía ahorrada mensual	60				63,30150175			

ENERGIA GENERADA CONSUMIDA DIARIA CON ALMACENAMIENTO DE BATERÍA (kW·h)								
Marzo					Abril			
Time (UTC+1)	Día laboral	Capacidad batería	Día fin de semana	Capacidad batería	Día laboral	Capacidad batería	Día fin de semana	Capacidad batería
0,000	-0,238	1,340	-0,087	0,000	-0,052	2,000	-0,154	0,000
01:00	-0,080	1,260	-0,061	0,000	-0,131	1,869	-0,104	0,000
02:00	-0,137	1,123	-0,092	0,000	-0,096	1,773	-0,067	0,000
03:00	-0,097	1,026	-0,058	0,000	-0,065	1,708	-0,059	0,000
04:00	-0,076	0,950	-0,051	0,000	-0,066	1,642	-0,057	0,000
05:00	-0,066	0,884	-0,084	0,000	-0,053	1,589	-0,080	0,000
06:00	-0,051	0,833	-0,062	0,000	-0,051	1,538	-0,068	0,000
07:00	-0,086	0,747	-0,172	0,000	-0,059	1,479	-0,064	0,000
08:00	0,117	0,864	0,054	0,054	0,182	1,661	-0,545	0,000
09:00	0,429	1,293	0,445	0,499	0,542	2,203	-0,150	0,000
10:00	0,677	1,970	-1,287	0,000	0,796	2,999	-1,362	0,000
11:00	0,891	2,861	-1,120	0,000	1,010	3,000	-1,054	0,000
12:00	0,953	3,000	-0,435	0,000	1,081	3,000	-0,363	0,000
13:00	0,810	3,000	-1,452	0,000	0,908	3,000	-0,749	0,000
14:00	1,005	3,000	-0,729	0,000	0,899	3,000	-1,457	0,000
15:00	0,861	3,000	-0,624	0,000	0,917	3,000	-0,597	0,000
16:00	-0,176	2,824	-0,938	0,000	-0,058	2,942	-1,027	0,000
17:00	-0,496	2,328	-1,075	0,000	-0,300	2,642	-1,148	0,000
18:00	0,000	2,328	-0,015	0,000	0,125	2,767	0,064	0,064
19:00	-0,219	2,109	-0,304	0,000	-0,149	2,618	-0,195	0,000
20:00	-0,238	1,871	-0,643	0,000	-0,107	2,511	-0,164	0,000
21:00	-0,208	1,663	-0,779	0,000	-0,135	2,376	-0,174	0,000
22:00	-0,163	1,500	-0,213	0,000	-0,187	2,189	-0,084	0,000
23:00	-0,152	1,348	-0,161	0,000	-0,162	2,027	-0,156	0,000
Σ	3,261		-9,942		4,788		-9,813	
Excedente diario	3,630		0		4,814		0,000	
Energía extraída de red diaria (según tramos)	0,000	0	-10,441	-10,441	0,000	0,000	-9,877	-9,877
		0						
		0						
Energía ahorrada diaria	3,000		0,499		3,00		0,064	
Energía extraída de red mensual por tramos	P1:Punta	0,000			0,000			
	P2:Llano	0,000			0,000			
	P3:Valle	104,408			98,769			
Excedente mensual	77,5978005				96,273215			
Energía ahorrada mensual	64,985177				60,64202425			

ENERGIA GENERADA CONSUMIDA DIARIA CON ALMACENAMIENTO DE BATERÍA (kW-h)								
Mayo					Junio			
Time (UTC+1)	Día laboral	Capacidad batería	Día fin de semana	Capacidad batería	Día laboral	Capacidad batería	Día fin de semana	Capacidad batería
0,000	-0,052	2,000	-0,110	0,000	-0,104	1,070	-0,117	0,000
01:00	-0,047	1,953	-0,082	0,000	-0,150	0,920	-0,116	0,000
02:00	-0,064	1,889	-0,078	0,000	-0,112	0,808	-0,111	0,000
03:00	-0,080	1,809	-0,047	0,000	-0,109	0,699	-0,109	0,000
04:00	-0,094	1,715	-0,100	0,000	-0,107	0,592	-0,108	0,000
05:00	-0,105	1,610	-0,068	0,000	-0,105	0,487	-0,106	0,000
06:00	-0,081	1,529	-0,146	0,000	-0,136	0,351	-0,102	0,000
07:00	0,025	1,555	-0,012	0,000	-0,152	0,199	-0,056	0,000
08:00	0,251	1,806	0,130	0,130	0,210	0,409	0,213	0,213
09:00	0,447	2,253	0,414	0,545	0,470	0,879	0,518	0,731
10:00	0,828	3,000	-1,228	0,000	0,775	1,654	-1,188	0,000
11:00	1,021	3,000	-0,986	0,000	1,015	2,669	-1,009	0,000
12:00	1,144	3,000	-0,472	0,000	1,109	3,000	-0,356	0,000
13:00	1,086	3,000	-0,403	0,000	1,141	3,000	-0,358	0,000
14:00	1,030	3,000	-0,398	0,000	1,111	3,000	-0,438	0,000
15:00	0,903	3,000	-0,526	0,000	0,945	3,000	-0,497	0,000
16:00	-0,053	2,947	-0,765	0,000	-0,095	2,905	-0,667	0,000
17:00	-0,310	2,637	-1,084	0,000	-0,778	2,127	-0,947	0,000
18:00	0,065	2,702	0,031	0,031	-0,132	1,995	0,171	0,171
19:00	-0,073	2,630	-0,135	0,000	-0,070	1,925	-0,008	0,163
20:00	-0,100	2,530	-0,221	0,000	-0,220	1,704	-0,094	0,068
21:00	-0,162	2,368	-0,272	0,000	-0,262	1,442	-0,102	0,000
22:00	-0,148	2,220	-0,185	0,000	-0,225	1,217	-0,103	0,000
23:00	-0,142	2,078	-0,238	0,000	-0,140	1,077	-0,098	0,000
Σ	5,291		-6,979		3,877		-5,790	
Excedente diario	6,011		0,000		2,860		0,000	
Energía extraída de red diaria (según tramos)	0,000	0,000	-7,555	-7,555	0,000	0,000	-6,589	-6,589
		0,000						
		0,000						
Energía ahorrada diaria	3,000		0,545		3,00		0,731	
Energía extraída de red mensual por tramos	P1:Punta	0,000			0,000			
	P2:Llano	0,000			0,000			
	P3:Valle	75,550			65,890			
Excedente mensual	120,2275305				86,098104			
Energía ahorrada mensual	65,4469				67,30644			

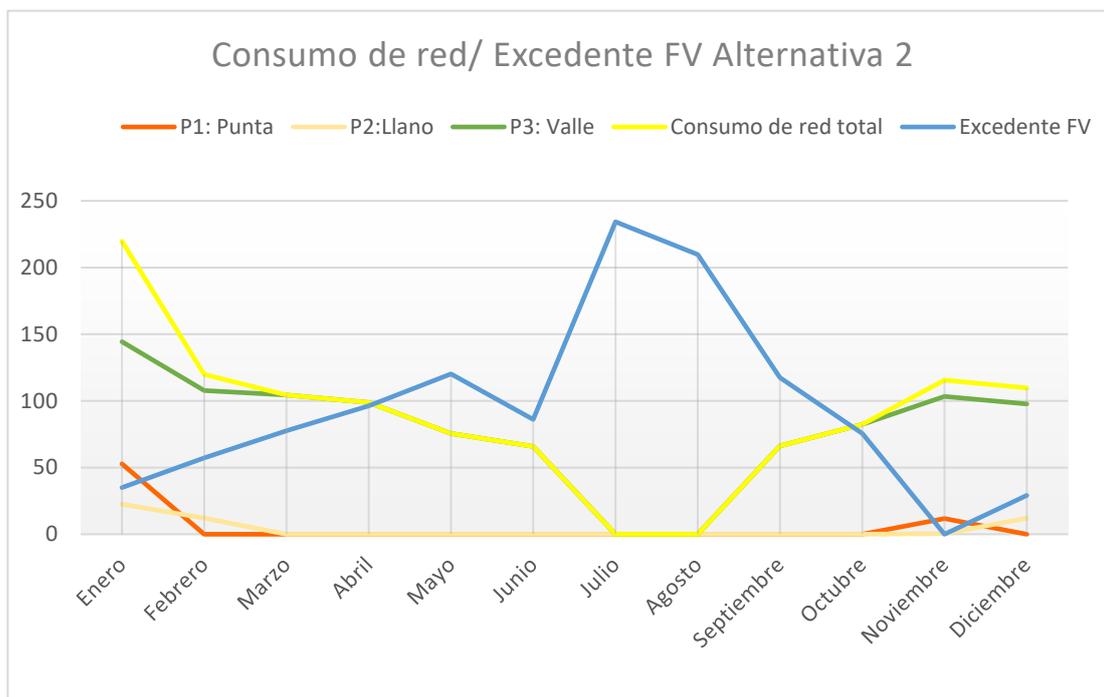
ENERGIA GENERADA CONSUMIDA DIARIA CON ALMACENAMIENTO DE BATERÍA (kW-h)								
Julio					Agosto			
Time (UTC+1)	Día laboral	Capacidad batería	Día fin de semana	Capacidad batería	Día laboral	Capacidad batería	Día fin de semana	Capacidad batería
0,000	-0,100	2,650	-0,104	2,600	-0,103	2,560	-0,135	1,800
01:00	-0,055	2,595	-0,105	2,495	-0,096	2,464	-0,111	1,689
02:00	-0,106	2,489	-0,103	2,392	-0,093	2,371	-0,108	1,581
03:00	-0,101	2,388	-0,080	2,312	-0,092	2,279	-0,108	1,473
04:00	-0,054	2,334	-0,100	2,212	-0,096	2,183	-0,108	1,365
05:00	-0,105	2,229	-0,136	2,076	-0,098	2,085	-0,107	1,258
06:00	-0,084	2,145	-0,093	1,983	-0,092	1,993	-0,094	1,164
07:00	0,051	2,195	-0,001	1,981	-0,019	1,974	-0,005	1,159
08:00	0,231	2,426	0,234	2,215	0,226	2,200	0,206	1,365
09:00	0,515	2,941	0,544	2,759	0,505	2,705	0,470	1,835
10:00	0,782	3,000	0,782	3,000	0,711	3,000	0,745	2,580
11:00	0,893	3,000	1,014	3,000	0,978	3,000	0,936	3,000
12:00	1,036	3,000	1,185	3,000	1,140	3,000	1,104	3,000
13:00	1,144	3,000	1,242	3,000	1,205	3,000	1,186	3,000
14:00	1,190	3,000	1,207	3,000	1,156	3,000	0,889	3,000
15:00	1,023	3,000	1,082	3,000	1,014	3,000	0,726	3,000
16:00	0,825	3,000	0,829	3,000	0,778	3,000	0,390	3,000
17:00	0,525	3,000	0,539	3,000	0,483	3,000	0,425	3,000
18:00	0,216	3,000	0,227	3,000	0,181	3,000	0,034	3,000
19:00	0,028	3,000	-0,007	2,993	-0,041	2,959	-0,274	2,726
20:00	-0,095	2,905	-0,079	2,915	-0,101	2,858	-0,359	2,367
21:00	-0,075	2,830	-0,084	2,831	-0,103	2,755	-0,322	2,045
22:00	-0,079	2,751	-0,102	2,729	-0,096	2,659	-0,106	1,939
23:00	-0,100	2,651	-0,080	2,649	-0,093	2,566	-0,105	1,834
Σ	7,504		7,810		7,252		5,167	
Excedente diario	7,661		8,106		7,645		5,689	
Energía extraída de red diaria (según tramos)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Energía ahorrada diaria	3,000		3,000		3,000		3,000	
Energía extraída de red mensual por tramos	P1:Punta	0,000			0,000			
	P2:Llano	0,000			0,000			
	P3:Valle	0,000			0,000			
Excedente mensual	234,2885683				209,7800723			
Energía ahorrada mensual	90				90			
Periodo vacacional, los dueños no se encuentran en la vivienda de forma habitual								

ENERGIA GENERADA CONSUMIDA DIARIA CON ALMACENAMIENTO DE BATERÍA (kW-h)								
Septiembre					Octubre			
Time (UTC+1)	Día laboral	Capacidad batería	Día fin de semana	Capacidad batería	Día laboral	Capacidad batería	Día fin de semana	Capacidad batería
0,000	-0,094	2,250	-0,112	0,000	-0,150	0,000	-0,065	0,000
01:00	-0,093	2,157	-0,106	0,000	-0,070	0,000	-0,088	0,000
02:00	-0,076	2,081	-0,097	0,000	-0,131	0,000	-0,061	0,000
03:00	-0,102	1,979	-0,074	0,000	-0,101	0,000	-0,067	0,000
04:00	-0,066	1,913	-0,100	0,000	-0,058	0,000	-0,051	0,000
05:00	-0,104	1,809	-0,103	0,000	-0,051	0,000	-0,102	0,000
06:00	-0,064	1,745	-0,051	0,000	-0,048	0,000	-0,058	0,000
07:00	-0,064	1,681	-0,066	0,000	-0,088	0,000	-0,086	0,000
08:00	0,243	1,925	0,237	0,237	-0,052	0,000	-0,064	0,000
09:00	0,504	2,429	0,509	0,747	0,297	0,297	0,330	0,330
10:00	0,760	3,000	-1,154	0,000	0,473	0,770	-1,489	0,000
11:00	0,962	3,000	-0,934	0,000	0,840	1,610	-1,144	0,000
12:00	1,096	3,000	-0,246	0,000	1,024	2,634	-0,378	0,000
13:00	1,090	3,000	-0,270	0,000	1,032	3,000	-1,003	0,000
14:00	1,059	3,000	-0,298	0,000	0,965	3,000	-0,560	0,000
15:00	0,905	3,000	-0,498	0,000	0,862	3,000	-0,809	0,000
16:00	-0,065	2,935	-0,724	0,000	-0,161	2,839	-0,808	0,000
17:00	-0,321	2,614	-1,020	0,000	-0,503	2,336	-1,101	0,000
18:00	0,077	2,691	0,118	0,118	-0,112	2,225	-0,037	0,000
19:00	-0,085	2,606	-0,145	0,000	-0,279	1,946	-0,144	0,000
20:00	-0,078	2,528	-0,235	0,000	-0,591	1,355	-0,479	0,000
21:00	-0,100	2,428	-0,109	0,000	-1,338	0,017	-0,474	0,000
22:00	-0,066	2,362	-0,169	0,000	-0,372	0,000	-0,188	0,000
23:00	-0,104	2,258	-0,117	0,000	-0,182	0,000	-0,128	0,000
Σ	5,216		-5,763		1,207		-9,054	
Excedente diario	5,873		0,000		2,860		0,000	
Energía extraída de red diaria (según tramos)	0,000	0,000	-6,627	-6,627	0,000	0,000	-8,244	-8,244
Energía ahorrada diaria	3,000		0,747		3,00		0,721	
Energía extraída de red mensual por tramos	P1:Punta	0,000			0,000			
	P2:Llano	0,000			0,000			
	P3:Valle	66,272			82,437			
Excedente mensual	117,459515				75,537552			
Energía ahorrada mensual	67,46716075				67,20666175			

ENERGÍA GENERADA CONSUMIDA DIARIA CON ALMACENAMIENTO DE BATERÍA (kW-h)								
Noviembre					Diciembre			
Time (UTC+1)	Día laboral	Capacidad batería	Día fin de semana	Capacidad batería	Día laboral	Capacidad batería	Día fin de semana	Capacidad batería
0,000	-0,099	0,480	-0,084	0,000	-0,082	0,890	-0,079	0,000
01:00	-0,082	0,398	-0,082	0,000	-0,131	0,759	-0,059	0,000
02:00	-0,080	0,318	-0,069	0,000	-0,100	0,659	-0,102	0,000
03:00	-0,077	0,241	-0,084	0,000	-0,072	0,587	-0,087	0,000
04:00	-0,124	0,117	-0,057	0,000	-0,054	0,533	-0,061	0,000
05:00	-0,109	0,008	-0,072	0,000	-0,085	0,448	-0,059	0,000
06:00	-0,115	0,000	-0,107	0,000	-0,057	0,391	-0,072	0,000
07:00	-0,164	0,000	-0,225	0,000	-0,333	0,058	-0,122	0,000
08:00	-0,026	0,000	0,001	0,001	-0,503	0,000	-0,184	0,000
09:00	0,371	0,371	0,312	0,313	-0,097	0,000	0,294	0,294
10:00	-0,587	0,000	-1,324	0,000	0,559	0,559	-1,391	0,000
11:00	0,018	0,018	-1,074	0,000	0,790	1,350	-1,140	0,000
12:00	0,947	0,965	-0,406	0,000	0,572	1,922	-0,322	0,000
13:00	0,536	1,502	-0,388	0,000	1,025	2,947	-0,300	0,000
14:00	0,691	2,193	-0,476	0,000	0,792	3,000	-0,654	0,000
15:00	0,465	2,657	-0,791	0,000	0,664	3,000	-0,838	0,000
16:00	-0,293	2,365	-0,903	0,000	-0,300	2,700	-1,138	0,000
17:00	-0,639	1,725	-1,311	0,000	-0,717	1,983	-1,497	0,000
18:00	-0,202	1,523	-1,294	0,000	-0,207	1,776	-0,337	0,000
19:00	-0,229	1,294	-0,316	0,000	-0,211	1,565	-0,259	0,000
20:00	-0,189	1,105	-0,191	0,000	-0,129	1,436	-0,212	0,000
21:00	-0,289	0,816	-0,135	0,000	-0,170	1,266	-0,185	0,000
22:00	-0,175	0,641	-0,178	0,000	-0,236	1,030	-0,227	0,000
23:00	-0,153	0,488	-0,207	0,000	-0,138	0,892	-0,441	0,000
Σ	-0,605		-9,461		0,782		-9,472	
Excedente diario	0,000		0,000		1,45		0,000	
Energía extraída de red diaria (según tramos)	-0,893	-0,587	-9,774	-9,774	-0,600	0,000	-9,766	-9,766
		-0,026				-0,606		
		-0,279				0,000		
Energía ahorrada diaria	2,657		0,313		3,00		0,294	
Energía extraída de red mensual por tramos	P1:Punta	11,749			0,000			
	P2:Llano	0,525			12,002			
	P3:Valle	103,31			97,657			
Excedente mensual	0				29,1300585			
Energía ahorrada mensual	56,27530				62,9389			

A modo de resumen, se muestran con tablas y gráficas la información obtenida con todas las tablas anteriores:

Consumo anual extraído de la red por tramos horarios	P1: Punta	64,549	kW·h
	P2: Llano	47,158	kW·h
	P3: Valle	946,485	kW·h
Σ Energía extraída total		1058,194	kW·h
Σ Excedente FV anual		1138,610	kW·h
Σ Energía FV consumida		1999,7004	kW·h
Σ Energía ahorrada anual		815,5702	kW·h



Como se puede observar, gracias a la adición de baterías físicas se consigue reducir casi completamente el consumo en periodos Punta y Llano donde la energía es más cara, incluso ser autosuficientes en los periodos vacacionales obteniendo excedentes que nos sirven para compensar facturas de periodos de menor irradiación.

Podemos calcular además la cuota de autarquía ($C_{autoarquía}$), que se define como el porcentaje de demanda energética que se cubre con energía autogenerada, es decir, el porcentaje de energía que produce la instalación de autoconsumo y que sirve para cubrir las necesidades energéticas:

$$C_{autoarquía} = \frac{\text{Energía FV consumida}}{\text{Consumo total}} (\%) = \frac{1999,700}{3073,745} \times 100 = 65,06\%$$

Esto nos indica más de la mitad de la energía que usará la vivienda proviene de nuestra instalación fotovoltaica, lo que incrementa un 16,87 % respecto el valor de la alternativa 1 sin batería física.

Respecto al índice de autoconsumo ($I_{autoconsumo}$), que se define como la relación entre la energía FV consumida y la energía producida total, tenemos lo siguiente:

$$I_{autoconsumo} = \frac{\text{Energía FV consumida}}{\text{Energía FV producida}} (\%) = \frac{1999,7004}{3138,311} \times 100 = 63,72\%$$

Nos indica que más de la mitad de energía es aprovechada en el momento de su producción, mientras que el resto nos puede servir como excedente. En esta alternativa se incrementa un 16,52% respecto a la alternativa 1 sin batería física.

3.2.- ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA ENERGÍA

En el presente capítulo se calcula el precio de la energía que se necesitara extraer, además de la energía compensada por excedente.

Se ha buscado en distintas compañías eléctricas (Próxima Energia, Naturgy, Octopus) cuál es el precio de la electricidad en consumo y en venta de excedente. Se decide tomar como precio modelo la tarifa “Octopus Solar” de la compañía Octopus Energy porque garantiza mantener el precio 12 meses, por lo que es un buen punto para establecer estimaciones. Las condiciones de la tarifa son las siguientes:

-Tarifa de tres horarios (P1: Punta, P2: Llano, P3: Valle)

-Término de potencia: P1: Punta = 0,083 €/kW/día

P2: Valle = 0,015 €/kW/día

-Energía consumida: P1: Punta = 0,211 €/kW·h

P2: Llano = 0,162 €/kW·h

P3: Valle = 0,133 €/kW·h

-Excedente de energía: +0,08 €/kW·h

Para simplificar los cálculos estos precios no incluyen impuestos ni peajes eléctricos ni alquiler de equipos, al final del cálculo se añadirá un IVA del 21%.

3.2.1.-ALTERNATIVA 1: EXCEDENTES CON BATERÍA VIRTUAL

Tomamos el consumo de energía explicado en el capítulo 3.1.3.1 correspondiente a la alternativa 1 para calcular el precio de la energía con la tarifa escogida.

Los datos son los siguientes:

Consumos anuales extraídos de la red por tramos horarios		
P1: Punta	230,5467125	kWh
P2: Llano	240,1580345	kWh
P3: Valle	1121,985183	kWh
Σ	1592,68993	kWh

Excedentes totales		Potencia contratada
1657,256015	kWh	3,3 kW·h

Nombre compañía eléctrica	Termino de potencia (€/Kwh/día)		Precio electricidad por tramos horarios (€/Kwh)			Precio excedente (batería solar) (€/Kwh)	Precio electricidad comprada (sin IVA)	Precios excedentes vendidos (sin IVA)	Precio total (con IVA)
	P1: Punta	P2: Valle	P1: Punta	P2: Llano	P3: Valle				
Octopus Energy	0,083	0,015	0,211	0,162	0,133	0,08	354,81€	132,58€	268,90€

El precio total anual de la energía importada y exportada sería de 268,90€ en la alternativa 1 con una tarifa de batería virtual sin batería física.

3.2.1.-ALTERNATIVA 2: EXCEDENTES CON BATERÍA VIRTUAL Y FÍSICA

Tomamos el consumo de energía detallado en el capítulo 3.1.3.2. correspondiente a la alternativa 2 para calcular el precio de la energía con la tarifa escogida.

Los datos son los siguientes:

Consumos anuales extraídos de la red por tramos horarios		
P1: Punta	230,5467125	kWh
P2: Llano	240,1580345	kWh
P3: Valle	1121,985183	kWh
Σ	1592,68993	kWh

Excedentes totales		Potencia contratada
1138,61069	kWh	3,3 kW·h

Nombre compañía eléctrica	Termino de potencia (€/Kwh/día)		Precio electricidad por tramos horarios (€/Kwh)			Precio excedente (batería solar) (€/Kwh)	Precio electricidad comprada (sin IVA)	Precio excedente vendido (sin IVA)	Precio total (con IVA)
	P1: Punta	P2: Valle	P1: Punta	P2: Llano	P3: Valle				
Octopus Energy	0,083	0,015	0,211	0,162	0,133	0,08	265,183€	91,088€	210,654€

El precio total anual de la energía importada y exportada sería de 210,654€ en la alternativa 2 con una combinación de batería física y batería virtual.

Esto supone una reducción de 58,246 € anuales respecto al consumo energético de la alternativa 1 sin batería física

4.- PRESUPUESTO

Se adjuntan las tablas de cada alternativa donde se contabiliza el presupuesto total de toda la instalación. Se supone que la mano de obra tendrá un coste adicional del 20% del coste total de los materiales.

4.1.- ALTERNATIVA 1: EXCEDENTES CON BATERÍA VIRTUAL

Componente	Código	Descripción	Precio unitario	Uds.	Precio
Panel fotovoltaico	PFV	Panel FV "CanadianSolar" Hiku CS3W 455W, monocristalino, PERC, 48V 25 años garantía	165,15 €	5	825,75 €
Soporte hormigón	SOP.HOR	Estructura soporte hormigón prefabricado "Solarbloc" 30º para placa horizontal	26,60 €	1	26,60 €
Lastre hormigón	LASTRE.HOR	Lastre de hormigón de 46kg SolarBloc para estructuras de hormigón de 28º a 34º	6,50 €	1	6,50 €
Patas telescópicas para "Solarbloc"	PATA.HOR	Patas ajuste telescópico "Technosun" de 0 a 15º para soporte de hormigón.	68,00 €	1	68,00 €
Soporte metálico regulable	SOP.METAL	Estructura soporte metálico "Sunfer" 14.1V para 3 placas en vertical. Ajuste de 30 a 50º.	259,37 €	1	259,37 €
Soporte regulable para poste	SOP.POSTE	Soporte inclinado para poste existente "Sunfer" 17H. Para una placa en horizontal	420,00 €	1	420,00 €
Poste acero	POSTE	Poste "DENSL" acero cilíndrico de 4,5 metros de altura, 90 mm de diámetro, para sujetar radares	150,00 €	1	150,00 €
Inversor	INV	Inversor "Solax" X1-MINI G3 1500W de salida	266,00 €	1	266,00 €
Cargador VE	CARGADOR.VE	Estación de carga V.E. "V2c" de 7,4 kW con manguera lisa y toma de corriente	680,00 €	1	680,00 €
Tubo corrugado	TUBO	Tubo corrugado de PVC "LEXMAN" 25 mm 20 m para instalaciones de interior	7,79 €	2	15,58 €
Bandeja metálica	BANDEJA	Bandeja para rejilla 3M Rejiband Rapid 60x60 Leroy Merlin	18,79 €	1	18,79 €
Cable C.C.	CABLE.CC	Cable Flexible AFUMEX PRYSMIAN RV-K 1Kv 2x2.5mm ² , 1 metro por unidad	1,07 €	20	21,40 €

Cable C.A. cargador	CABLE.VE	Cable Flexible AFUMEX PRYSMIAN RV-K 1Kv 2x4mm ² , 1 metro por unidad	1,33 €	20	26,60 €
Cable C.A.	CABLE.CA	Cable Flexible AFUMEX PRYSMIAN RV-K 1Kv 2x1.5mm ² , 1 metro por unidad	0,90 €	4	3,60 €
Cable toma de tierra	CABLE.TT	Cable eléctrico LEXMAN H07V-K vd/amarillo 4 mm ² 1 metro	0,80 €	44	35,30€
Fusible	FUSIBLE	Fusible "Df Electric 491635 " de 20A 1000VDC PV	1,61 €	1	1,61 €
Protección sobretensiones	SOBRETENSION	Descargador sobretensiones transitorias "Beny" DC BUD-40kA /3P Surge Protection Device	35,90 €	1	35,90 €
Seccionador	SECCIONADOR	Seccionador "SIRCO" 21PV2102 de 30 A y 1000 V DC	28,74 €	1	28,74 €
Protección diferencial	DIFERENCIAL.INV	Interruptor diferencial SCHNEIDER Acti9 iID 2P 25A 30mA Clase A-Superinmunizado	59,75 €	1	59,75 €
Protección sobrecargas	MAGNETO.INV	Interruptor magnetotérmico "AETON" FAZ-B15/2 , 2p, 15A clase B, corte omnipolar.	77,67 €	1	77,67 €
Protección diferencial	DIFERENCIAL.VE	Interruptor diferencial SCHNEIDER Acti9 iID 2P 40A 30mA Clase A-Superinmunizado	59,75 €	1	59,75 €
Protección sobrecargas	MAGNETO.VE	Interruptor magnetotérmico "AETON" FAZ-B15/2 , 2p, 25A clase B, corte omnipolar.	77,67 €	1	77,67 €
COSTE MATERIALES INSTALACIÓN ALTERNATIVA 1(IVA INCLUIDO)				3.164,48 €	
MANO DE OBRA (20% DEL COSTE DE LOS MATERIALES)				632,90 €	
PRESUPUESTO TOTAL ALTERNATIVA 1 (IVA INCLUIDO)				3.797,38 €	

4.2.- ALTERNATIVA 2: EXCEDENTES CON BATERÍA FÍSICA Y VIRTUAL.

La alternativa 2 comparte todo el presupuesto de la alternativa 1, pero hay que añadir el precio de la batería física y del regulador. La mano de obra se supone la misma que la alternativa 1.

Componente	Código	Descripción	Precio unitario	Uds.	Precio
Batería de litio	BAT	Batería de Litio L5000/LV DC "Solar Energy" de 5kW·h de almacenamiento, 6000 ciclos a 80% DOD	1.400,00 €	1	1.400,00 €
Regulador de carga DC	REGU	Regulador de carga BlueSolar PWM-Light 48V "Victron"	70,00 €	1	70,00 €
COSTE COMPONENTES ALTERNATIVA 2 (IVA INCLUIDO)					1.470,00 €
PRESUPUESTO TOTAL ALTERNATIVA 1 (IVA INCLUIDO)					3.797,38 €
PRESUPUESTO TOTAL ALTERNATIVA 2 (IVA INCLUIDO)					5.267,38 €

5.- VIABILIDAD ECONÓMICA

Para analizar la viabilidad de cada alternativa, se ha de tener en cuenta el presupuesto de cada una, así como la energía consumida de la red.

En esta instalación de autoconsumo, la gran diferencia radica en el consumo eléctrico que se puede realizar con el vehículo eléctrico, por tanto, para poder calcular adecuadamente la amortización de la inversión se decide comparar el consumo eléctrico de la vivienda incluyendo el vehículo eléctrico después de la instalación fotovoltaica (capítulo 3.2), con el consumo eléctrico real de 2022 (sin el vehículo eléctrico) previo a la instalación fotovoltaica (capítulo 2.4.2.2) añadiendo el gasto en combustible fósil estimado del trayecto propuesto con un vehículo de combustión.

Se decide emplear esta lógica porque se compara de forma directa el estado anterior de la vivienda con el estado siguiente después de la instalación de autoconsumo, por lo que se obtiene una comparación cercana a la realidad.

Para el estudio de la viabilidad, se suponen distintos escenarios en cuanto al gasto de combustible fósil:

- **Escenario realista:** se hace una estimación del consumo de combustible fósil con las condiciones más cercanas a la realidad. Para ello, se empleará el consumo estimado del equivalente del coche eléctrico modelo en coche de combustión (Fiat 500). En la página <https://www.dieselogasolina.com>, hay una calculadora de consumo de combustible en la cual podemos añadir el trayecto deseado, el consumo a los 100km del coche (5L/100km), el precio de la gasolina (1,576€/L) y la frecuencia del trayecto (5 días a la semana) para obtener el coste de combustible mensual. Seleccionando los datos específicos de nuestro planteamiento nos da el siguiente valor:



A: 46760		¿Cálculos inexactos? Avisanos si hay algún error »	
B: GANDIA			
Por N-332, A-38	194km	Por N-332, CV-60	194km
Combustible	SP 95	Cuánto se tarda	0h 33min
Precio combustible	1,576 €/litro	Distancia (I+V)	32
Velocidad media	N.D	Litros combustible	1,67
Coste del trayecto	2,63	Coste trayecto/litro	8 céntimos
Coste por semana			13,15
Coste al mes en €			59,18

Ilustración 69 Consumo de combustible del trayecto en el escenario realista

Por tanto, en el caso realista, se estima un consumo de combustible mensual de 59,18€ además del consumo eléctrico real del año 2022.

- **Escenario pesimista:** Se consume menos combustible fósil del esperado en el escenario realista, por lo que la amortización de la instalación fotovoltaica se ve reducida. En el caso pesimista se estima que el consumo de combustible mensual es de 30€ además del consumo eléctrico real del año 2022.
- **Escenario optimista:** Se consume más combustible del esperado en el escenario realista, por lo que la amortización de la instalación fotovoltaica se incrementa. En el caso optimista, se estima que el consumo de combustible mensual es de 75€ además del consumo eléctrica real del año 2022

Se estima además en todos los casos y alternativas un gasto de mantenimiento anual de la instalación fotovoltaica de 10 euros

Para ponderar la viabilidad de las distintas alternativas, emplearemos los siguientes indicadores de viabilidad en las inversiones:

- **VAN (Valor Actual Neto):** mide el aporte económico de un proyecto a los inversionistas, refleja el aumento o disminución de la riqueza de los inversionistas. Considera la depreciación de la moneda (i) y permite hacer rankings entre distintas inversiones:

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

Donde:

F_c : Flujo de caja / Balance neto (€)

i : tipo de interés (se estima 0,1)

I_0 : inversión inicial (€)

t : año iteración

n : número de años totales (se estima 15 años)

Criterio de decisión

- Si $VAN > 0$; conviene hacer el proyecto
- Si $VAN = 0$; indiferente
- Si $VAN < 0$; no conviene hacer el proyecto

Cuando mayor VAN tenga una inversión, más rentable es.

- **TIR (Tasa Interna de Retorno):** Representa la rentabilidad media intrínseca del proyecto. Es aquella que hace que el valor presente neto sea igual a cero.

$$TIR \rightarrow \sum_{t=0}^N \frac{F_c}{(1 + TIR)^t} = 0$$

Criterio de decisión

De TIR más alta a más baja.

- **PRC (Periodo de Recuperación de Capital):** Se obtiene contando el número periodos que toma igualar el flujo de cajas acumulados con la inversión inicial:

$$PRC = \frac{I_0}{F_{c*}}$$

*Si F_c es constante todos los años

Criterio de decisión

Cuanto más pequeño sea PRC, antes se recupera la inversión.

5.1.- ALTERNATIVA 1: EXCEDENTES CON BATERÍA VIRTUAL

Los datos para analizar la viabilidad económica de la alternativa 1 son los siguientes:

CONCEPTO	PRECIO MENSUAL	PRECIO ANUAL
CONSUMO ELÉCTRICO ANUAL ESTIMADO EN LA ALTERNATIVA 1	-	268,90 €

PRESUPUESTO TOTAL ALTERNATIVA 1	3797,376
--	-----------------

ESCENARIO REALISTA

CONCEPTO	PRECIO MENSUAL	PRECIO ANUAL
CONSUMO ELÉCTRICO REAL EN 2022	-	377,93 €
ESTIMACIÓN CONSUMO COMBUSTIBLE MENSUAL DEL TRAYECTO ESCENARIO REALISTA	59,18	710,16 €
GASTO TOTAL ANUAL		1.088,09 €

AÑO	GASTOS	INGRESOS *	BALANCE	SUMATORIO	¿Amortizado?
0	3797,376	0	-3.797,38 €	-3.797,38 €	
1	10	819,19 €	809,19 €	-2.988,19 €	NO
2	10	819,19 €	809,19 €	-2.179,01 €	NO
3	10	819,19 €	809,19 €	-1.369,82 €	NO
4	10	819,19 €	809,19 €	-560,64 €	NO
5	10	819,19 €	809,19 €	248,55 €	SI
6	10	819,19 €	809,19 €	1.057,73 €	SI
7	10	819,19 €	809,19 €	1.866,92 €	SI
8	10	819,19 €	809,19 €	2.676,10 €	SI
9	10	819,19 €	809,19 €	3.485,29 €	SI
10	10	819,19 €	809,19 €	4.294,47 €	SI
11	10	819,19 €	809,19 €	5.103,66 €	SI
12	10	819,19 €	809,19 €	5.912,84 €	SI
13	10	819,19 €	809,19 €	6.722,03 €	SI
14	10	819,19 €	809,19 €	7.531,21 €	SI
15	10	819,19 €	809,19 €	8.340,40 €	SI
VAN		TIR	PRC		
4.601,69 €		20%	4,692840109 años		

**Ingresos se obtiene con Gasto total anual del escenario – Consumo anual estimado de la alternativa: 1088,09 -268,90 =819,19 €*

ESCENARIO PESIMISTA

CONCEPTO	PRECIO MENSUAL	PRECIO ANUAL
CONSUMO ELÉCTRICO REAL EN 2022	-	377,93 €
ESTIMACIÓN CONSUMO COMBUSTIBLE MENSUAL DEL TRAYECTO ESCENARIO PESIMISTA	30€	360,00 €
GASTO TOTAL ANUAL		737,93 €

AÑO	GASTOS	INGRESOS	BALANCE	SUMATORIO	¿Amortizado?
0	3797,376	0	-3.797,38 €	-3.797,38 €	
1	10	469,03 €	459,03 €	-3.338,35 €	NO
2	10	469,03 €	459,03 €	-2.879,33 €	NO
3	10	469,03 €	459,03 €	-2.420,30 €	NO
4	10	469,03 €	459,03 €	-1.961,28 €	NO
5	10	469,03 €	459,03 €	-1.502,25 €	NO
6	10	469,03 €	459,03 €	-1.043,23 €	NO
7	10	469,03 €	459,03 €	-584,20 €	NO
8	10	469,03 €	459,03 €	-125,18 €	NO
9	10	469,03 €	459,03 €	333,85 €	SI
10	10	469,03 €	459,03 €	792,87 €	SI
11	10	469,03 €	459,03 €	1.251,90 €	SI
12	10	469,03 €	459,03 €	1.710,92 €	SI
13	10	469,03 €	459,03 €	2.169,95 €	SI
14	10	469,03 €	459,03 €	2.628,97 €	SI
15	10	469,03 €	459,03 €	3.088,00 €	SI
VAN		TIR	PRC		
967,15 €		9%	8,27 años		

ESCENARIO OPTIMISTA

CONCEPTO	PRECIO MENSUAL	PRECIO ANUAL
CONSUMO ELÉCTRICO REAL EN 2022	-	377,93 €
ESTIMACIÓN CONSUMO COMBUSTIBLE MENSUAL DEL TRAYECTO ESCENARIO OPTIMISTA	75€	900,00 €
GASTO TOTAL ANUAL		1.277,93 €

AÑO	GASTOS	INGRESOS	BALANCE	SUMATORIO	¿Amortizado?
0	3797,376	0	-3.797,38 €	-3.797,38 €	
1	10	1.009,03 €	999,03 €	-2.798,35 €	NO
2	10	1.009,03 €	999,03 €	-1.799,33 €	NO
3	10	1.009,03 €	999,03 €	-800,30 €	NO
4	10	1.009,03 €	999,03 €	198,72 €	SI
5	10	1.009,03 €	999,03 €	1.197,75 €	SI
6	10	1.009,03 €	999,03 €	2.196,77 €	SI
7	10	1.009,03 €	999,03 €	3.195,80 €	SI
8	10	1.009,03 €	999,03 €	4.194,82 €	SI
9	10	1.009,03 €	999,03 €	5.193,85 €	SI
10	10	1.009,03 €	999,03 €	6.192,87 €	SI
11	10	1.009,03 €	999,03 €	7.191,90 €	SI
12	10	1.009,03 €	999,03 €	8.190,92 €	SI
13	10	1.009,03 €	999,03 €	9.189,95 €	SI
14	10	1.009,03 €	999,03 €	10.188,97 €	SI
15	10	1.009,03 €	999,03 €	11.188,00 €	SI
VAN		TIR	PRC		
6.572,16 €		25%	3,80 años		

5.2.- ALTERNATIVA 2: EXCEDENTES CON BATERÍA FÍSICA Y VIRTUAL.

Los datos para la viabilidad económica de la alternativa 2 son los siguientes:

CONCEPTO	PRECIO MENSUAL	PRECIO ANUAL
CONSUMO ELÉCTRICO ANUAL ESTIMADO EN LA ALTERNATIVA 2	-	210,65 €

PRESUPUESTO TOTAL ALTERNATIVA 2	5.267,38 €
--	-------------------

ESCENARIO REALISTA

CONCEPTO	PRECIO MENSUAL	PRECIO ANUAL
CONSUMO ELÉCTRICO REAL EN 2022	-	377,93 €
ESTIMACIÓN CONSUMO COMBUSTIBLE MENSUAL DEL TRAYECTO ESCENARIO REALISTA	59,18	710,16 €
GASTO TOTAL ANUAL		1.088,09 €

AÑO	GASTOS	INGRESOS *	BALANCE	SUMATORIO	¿Amortizado?
0	5.267,38 €	0	-5.267,38 €	-5.267,38 €	
1	10	877,44 €	867,44 €	-4.399,94 €	NO
2	10	877,44 €	867,44 €	-3.532,50 €	NO
3	10	877,44 €	867,44 €	-2.665,07 €	NO
4	10	877,44 €	867,44 €	-1.797,63 €	NO
5	10	877,44 €	867,44 €	-930,20 €	NO
6	10	877,44 €	867,44 €	-62,76 €	NO
7	10	877,44 €	867,44 €	804,67 €	SI
8	10	877,44 €	867,44 €	1.672,11 €	SI
9	10	877,44 €	867,44 €	2.539,55 €	SI
10	10	877,44 €	867,44 €	3.406,98 €	SI
11	10	877,44 €	867,44 €	4.274,42 €	SI
12	10	877,44 €	867,44 €	5.141,85 €	SI
13	10	877,44 €	867,44 €	6.009,29 €	SI
14	10	877,44 €	867,44 €	6.876,72 €	SI
15	10	877,44 €	867,44 €	7.744,16 €	SI
VAN		TIR	PRC		
3.736,31 €		14%	6,01 años		

**Ingresos se obtiene con Gasto total anual del escenario – Consumo anual estimado de la alternativa: 1088,09 – 210,65=877,44 €*

ESCENARIO PESIMISTA

CONCEPTO	PRECIO MENSUAL	PRECIO ANUAL
CONSUMO ELÉCTRICO REAL EN 2022	-	377,93 €
ESTIMACIÓN CONSUMO COMBUSTIBLE MENSUAL DEL TRAYECTO ESCENARIO PESIMISTA	30€	360,00 €
GASTO TOTAL ANUAL		737,93 €

AÑO	GASTOS	INGRESOS	BALANCE	SUMATORIO	¿Amortizado?
0	5.267,38 €	0	-5.267,38 €	-5.267,38 €	
1	10	527,28 €	517,28 €	-4.750,10 €	NO
2	10	527,28 €	517,28 €	-4.232,82 €	NO
3	10	527,28 €	517,28 €	-3.715,55 €	NO
4	10	527,28 €	517,28 €	-3.198,27 €	NO
5	10	527,28 €	517,28 €	-2.681,00 €	NO
6	10	527,28 €	517,28 €	-2.163,72 €	NO
7	10	527,28 €	517,28 €	-1.646,45 €	NO
8	10	527,28 €	517,28 €	-1.129,17 €	NO
9	10	527,28 €	517,28 €	-611,89 €	NO
10	10	527,28 €	517,28 €	-94,62 €	NO
11	10	527,28 €	517,28 €	422,66 €	SI
12	10	527,28 €	517,28 €	939,93 €	SI
13	10	527,28 €	517,28 €	1.457,21 €	SI
14	10	527,28 €	517,28 €	1.974,48 €	SI
15	10	527,28 €	517,28 €	2.491,76 €	SI
VAN		TIR	PRC		
101,77 €		5%	9,98 años		

ESCENARIO OPTIMISTA

CONCEPTO	PRECIO MENSUAL	PRECIO ANUAL
CONSUMO ELÉCTRICO REAL EN 2022	-	377,93 €
ESTIMACIÓN CONSUMO COMBUSTIBLE MENSUAL DEL TRAYECTO ESCENARIO OPTIMISTA	75€	900,00 €
GASTO TOTAL ANUAL		1.277,93 €

AÑO	GASTOS	INGRESOS	BALANCE	SUMATORIO	¿Amortizado?
0	5.267,38 €	0	-5267,376 €	-5.267,38 €	
1	10	1.067,28 €	1.057,28 €	-4.210,10 €	NO
2	10	1.067,28 €	1.057,28 €	-3.152,82 €	NO
3	10	1.067,28 €	1.057,28 €	-2.095,55 €	NO
4	10	1.067,28 €	1.057,28 €	-1.038,27 €	NO
5	10	1.067,28 €	1.057,28 €	19,00 €	SI
6	10	1.067,28 €	1.057,28 €	1.076,28 €	SI
7	10	1.067,28 €	1.057,28 €	2.133,55 €	SI
8	10	1.067,28 €	1.057,28 €	3.190,83 €	SI
9	10	1.067,28 €	1.057,28 €	4.248,11 €	SI
10	10	1.067,28 €	1.057,28 €	5.305,38 €	SI
11	10	1.067,28 €	1.057,28 €	6.362,66 €	SI
12	10	1.067,28 €	1.057,28 €	7.419,93 €	SI
13	10	1.067,28 €	1.057,28 €	8.477,21 €	SI
14	10	1.067,28 €	1.057,28 €	9.534,48 €	SI
15	10	1.067,28 €	1.057,28 €	10.591,76 €	SI
VAN		TIR	PRC		
5.706,78 €		18%	4,93 años		

5.3.- SOLUCIÓN ADOPTADA

Con los parámetros VAN, TIR Y PRC calculados en el apartado anterior, podemos concluir que en todos los escenarios sale más rentable la **alternativa 1 compuesta por venta de excedentes con batería virtual sin batería física**. El periodo de amortización es más reducido y la inversión inicial es menor, por lo que el riesgo se reduce. Además, se reduce la complejidad del sistema ya que en la instalación de baterías físicas es importante el correcto aislamiento y la temperatura de la sala donde esté almacenada, así como verificar el estado periódicamente de la batería y de sus conexiones.

Como se puede observar, la reducción de consumo de energía en horas punta que se consigue con la alternativa 2 no llega a amortizar adecuadamente la incorporación de baterías físicas las cuales tienen un precio muy elevado.

En todos los escenarios posibles de la alternativa 1, la inversión se amortizaría antes de que el tiempo de vida útil de los componentes caduque, por lo que la viabilidad económica está garantizada.

5.4.- SUBVENCIONES

Hasta el 31 de diciembre de 2023, el RD 477/2021 ofrece unas subvenciones para instalaciones de fuentes renovables de diferente origen. Concretamente, esta ayuda la proporciona el Plan de Recuperación para Europa, «Next Generation EU». Este Plan tiene entre sus objetivos que España apueste por la «descarbonización», invirtiendo en infraestructuras verdes, de manera que se transite desde las energías fósiles hasta un sistema energético limpio, siendo la transición ecológica uno de sus cuatro ejes transversales.

En el artículo 13, apartado 1, se definen los distintos programas de incentivos de la ayuda. La instalación en concreto se puede acoger al Programa de incentivos 4: *“Realización de instalaciones de autoconsumo, con fuentes de energía renovable, en el sector residencial, las administraciones públicas y el tercer sector, con o sin almacenamiento.”*

En el artículo 13, apartado 5, se establece la condición necesaria para poder optar a la ayuda del programa de incentivo 4: *“Los destinatarios últimos del programa de incentivos 4 tendrán que justificar la previsión de que, en cómputo anual, la suma de la energía eléctrica consumida por parte del consumidor o consumidores asociados a la instalación de autoconsumo objeto de ayuda sea igual o superior al 80% de la energía anual generada por ésta”*

En nuestra instalación, la energía consumida total es de 3073,745kW·h (ver capítulo 3.1.1.), mientras que la energía anual generada estimada es de 3138,311kW·h (ver capítulo 3.1.3.1.). Por tanto, la energía consumida total supera el 80% de la energía anual generada (2510,648 kW·h), por lo que cumplimos la condición necesaria para la concesión de la ayuda. Esto también demuestra el buen dimensionamiento de la instalación.

Respecto a la cuantía, según el anexo III, apartado A2, el programa de incentivo 4 recibe una ayuda total de:

Programa de incentivos 4: Definición de costes subvencionables y cálculo de la ayuda

La ayuda a otorgar a la actuación se establece en valores unitarios constantes (módulos).

La ayuda total a percibir se obtendrá como:

$$\text{Ayuda total} = \text{Módulo} \times P_s + \text{Módulo almacenamiento} \times \text{Cap}$$

Donde P_s es la potencia real de la instalación de generación en kW (kWp para solar fotovoltaica) y Cap la capacidad del sistema de almacenamiento, en kWh.

Ilustración 70 Fórmula para el cálculo de ayudas del Programa de incentivos 4 del RD 477/2021

En el anexo III, apartado A3, se define los valores de referencia para el cálculo de las ayudas, donde se da el valor numérico a la variable “Modulo” de la fórmula anterior:

Programas de incentivos 4: Realización de instalaciones de autoconsumo, con fuentes de energía renovable, en el sector residencial, las administraciones públicas y el tercer sector, con o sin almacenamiento

Los módulos que definen la ayuda a cada una de las actuaciones son los siguientes:
Sector residencial:

Actuaciones	Módulo [Ayuda (€/kWp)]	Módulo para el caso de autoconsumo colectivo [Ayuda (€/kWp)]
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (1.000 kWp < P ≤ 5.000 kWp).	300	355
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (100 kWp < P ≤ 1.000 kWp).	350	420
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (10 kWp < P ≤ 100 kWp).	450	535
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (P ≤ 10 kWp).	600	710
Instalación eólica (500 kW < P ≤ 5.000 kW) para autoconsumo.	650	775
Instalación eólica (20 kW < P ≤ 500 kW) para autoconsumo.	1.950	2.250
Instalación eólica (P ≤ 20 kW) para autoconsumo.	2.900	3.350

Ilustración 71 Tabla de valores de la variable "módulos" de las ayudas según potencia instalada y origen energético

Por tanto, como nuestra instalación posee una potencia pico instalada de 2,275 kW·h, optaríamos a un total de:

$$[\textit{Ayuda total} = 300 \times 2,275 = 682,5 \text{ €}]$$

La ayuda a percibir de 682,5 € supone un 17,97% de nuestra inversión.

No obstante, como el periodo de vigencia de la subvención está cerca de finalizar, la ayuda no se ha contemplado en la viabilidad económica.

6.- CONCLUSIONES

El objetivo principal del trabajo era valorar la viabilidad económica y energética de la instalación de placas fotovoltaicas en una vivienda unifamiliar con un vehículo eléctrico.

En vista de los resultados, la rentabilidad de la inversión está garantizada. Se consigue reducir en gran medida la factura de la luz, además de ahorrar una gran cantidad CO₂ emitido por el coche de combustión. Este tipo de casos consideramos que son los óptimos para incorporar el vehículo eléctrico en el parque automovilístico nacional: viajes cortos en vehículos livianos por vías urbanas e interurbanas donde la energía eléctrica proviene de fuentes renovables a nivel local.

Se consigue una cuota de autarquía del 48,19% sin variar las rutinas de los usuarios, por lo que esta cuota podría aumentar considerablemente adaptando el consumo eléctrico cotidiano al horario de producción energética.

No es necesario incrementar la potencia contratada, ya que el máximo consumo pico esperado es de 2,650kW, por lo que hay un margen de 650W respecto a los 3,3kW contratados. Además, disponemos de potencia adicional proporcionada por el campo generador.

Se ha conseguido instalar todas las placas solares necesarias en el tejado el cual no tenía ningún uso, por lo que el impacto visual y la intrusión física es inexistente. No obstante, lograr esto ha causado un incremento notable en la inversión, ya que la estructura con el poste metálico supone un gran sobrepeso respecto a la estructura de hormigón y la estructura metálica. Quizás variando ligeramente la inclinación, orientación y añadiendo algún panel extra, se podría optimizar la distribución consiguiendo la misma producción. Sin embargo, se consideró primordial aprovechar al máximo cada panel ya que están fabricados de silicio cuya obtención y reciclaje es bastante complejo, por lo que es importante moderar su uso.

Aunque a priori instalar solo un string de 5 placas podría parecer poco, como se puede observar en el apartado 3.1. se consigue producir la misma energía que la consumida, por lo que el dimensionamiento ha sido acertado.

ANEXOS

PLIEGO DE CONDICIONES

**Instalaciones de
Energía Solar Fotovoltaica**

**Pliego de Condiciones Técnicas de
Instalaciones Conectadas a Red**

PCT-C-REV - julio 2011

IDAE
Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
C/ Madera, 8
E - 28004 - MADRID
www.idae.es

Índice

1 Objeto

2 Generalidades

3 Definiciones

3.1 Radiación solar	8
3.2 Instalación	8
3.3 Módulos	9
3.4 Integración arquitectónica	10

4 Diseño

4.1 Diseño del generador fotovoltaico	10
4.2 Diseño del sistema de monitorización	11
4.3 Integración arquitectónica	11

5 Componentes y materiales

5.1 Generalidades	12
5.2 Sistemas generadores fotovoltaicos	12
5.3 Estructura soporte	14
5.4 Inversores	15
5.5 Cableado	16
5.6 Conexión a red	17
5.7 Medidas	17
5.8 Protecciones	17
5.9 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas	17
5.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética	17
5.11 Medidas de seguridad	17

6 Recepción y pruebas

7 Cálculo de la producción anual esperada

8 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

8.1 Generalidades	21
8.2 Programa de mantenimiento	21
8.3 Garantías	22

Anexo I: Medida de la potencia instalada de una central fotovoltaica conectada a la red eléctrica

Anexo II: Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del generador distinta de la óptima

Anexo III: Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras

Antecedentes

Esta documentación, elaborada por el Departamento de Energía Solar del IDAE y CENSOLAR, es una revisión del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red editado por primera vez en el año 2002, con la colaboración del Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid y el Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT.

Su finalidad es establecer las condiciones técnicas que deben tomarse en consideración en las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a la red eléctrica de distribución.

1 Objeto

- 1.1 Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red que se realicen en el ámbito de actuación del IDAE (proyectos, líneas de apoyo, etc.). Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.
- 1.2 Valorar la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.
- 1.3 El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.
- 1.4 En determinados supuestos, para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza de los mismos o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

2 Generalidades

- 2.1 Este Pliego es de aplicación a las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red.
- 2.2 Podrá, asimismo, servir como guía técnica para otras aplicaciones especiales, las cuales deberán cumplir los requisitos de seguridad, calidad y durabilidad establecidos. En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las características de estas aplicaciones.
- 2.3 En todo caso serán de aplicación todas la normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas, y en particular las siguientes:
 - Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
 - Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
 - Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
 - Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
 - Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
 - Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
 - Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
 - Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

3 Definiciones

3.1 Radiación solar

3.1.1 Radiación solar

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

3.1.2 Irradiancia

Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m².

3.1.3 Irradiación

Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m², o bien en MJ/m².

3.2 Instalación

3.2.1 Instalaciones fotovoltaicas

Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.

3.2.2 Instalaciones fotovoltaicas interconectadas

Aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema, ya sea directamente o a través de la red de un consumidor.

3.2.3 Línea y punto de conexión y medida

La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.

3.2.4 Interruptor automático de la interconexión

Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

3.2.5 Interruptor general

Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

3.2.6 Generador fotovoltaico

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

3.2.7 *Rama fotovoltaica*

Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

3.2.8 *Inversor*

Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna. También se denomina ondulator.

3.2.9 *Potencia nominal del generador*

Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

3.2.10 *Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal*

Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

3.3 Módulos

3.3.1 *Célula solar o fotovoltaica*

Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

3.3.2 *Célula de tecnología equivalente (CTE)*

Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.

3.3.3 *Módulo o panel fotovoltaico*

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

3.3.4 *Condiciones Estándar de Medida (CEM)*

Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia solar: 1000 W/m²
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Temperatura de célula: 25 °C

3.3.5 *Potencia pico*

Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

3.3.6 *TONC*

Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

3.4 Integración arquitectónica

Según los casos, se aplicarán las denominaciones siguientes:

3.4.1 *Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos*

Cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.

3.4.2 *Revestimiento*

Cuando los módulos fotovoltaicos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.

3.4.3 *Cerramiento*

Cuando los módulos constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanquidad y aislamiento térmico.

3.4.4 *Elementos de sombreado*

Cuando los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada.

3.4.5 La colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad definida en 3.4.1, se denominará *superposición* y no se considerará integración arquitectónica. No se aceptarán, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.

4 Diseño

4.1 Diseño del generador fotovoltaico

4.1.1 Generalidades

4.1.1.1 El módulo fotovoltaico seleccionado cumplirá las especificaciones del apartado 5.2.

4.1.1.2 Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

4.1.1.3 En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

4.1.2 Orientación e inclinación y sombras

4.1.2.1 La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla I. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica, según se define en el apartado 3.4. En todos los casos han de cumplirse tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

Tabla I

	<i>Orientación e inclinación (OI)</i>	<i>Sombras (S)</i>	<i>Total (OI+S)</i>
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

4.1.2.2 Cuando, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con el apartado 4.1.2.1, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria del Proyecto.

4.1.2.3 En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras. En los anexos II y III se proponen métodos para el cálculo de estas pérdidas, que podrán ser utilizados para su verificación.

4.1.2.4 Cuando existan varias filas de módulos, el cálculo de la distancia mínima entre ellas se realizará de acuerdo al anexo III.

4.2 Diseño del sistema de monitorización

4.2.1 El sistema de monitorización proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
- Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.

4.2.2 Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRC-Ispra “Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A”, Report EUR16338 EN.

4.2.3 El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

4.3 Integración arquitectónica

4.3.1 En el caso de pretender realizar una instalación integrada desde el punto de vista arquitectónico según lo estipulado en el punto 3.4, la Memoria de Diseño o Proyecto especificarán las condiciones de la construcción y de la instalación, y la descripción y justificación de las soluciones elegidas.

- 4.3.2 Las condiciones de la construcción se refieren al estudio de características urbanísticas, implicaciones en el diseño, actuaciones sobre la construcción, necesidad de realizar obras de reforma o ampliación, verificaciones estructurales, etc. que, desde el punto de vista del profesional competente en la edificación, requerirían su intervención.
- 4.3.3 Las condiciones de la instalación se refieren al impacto visual, la modificación de las condiciones de funcionamiento del edificio, la necesidad de habilitar nuevos espacios o ampliar el volumen construido, efectos sobre la estructura, etc.

5 Componentes y materiales

5.1 Generalidades

- 5.1.1 Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.
- 5.1.2 La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.
- 5.1.3 El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.
- 5.1.4 Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.
- 5.1.5 Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.
- 5.1.6 Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.
- 5.1.7 En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.
- 5.1.8 Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano y además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

5.2 Sistemas generadores fotovoltaicos

- 5.2.1 Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las siguientes normas:

- UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.

Los módulos que se encuentren integrados en la edificación, aparte de que deben cumplir la normativa indicada anteriormente, además deberán cumplir con lo previsto en la Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988 relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre los productos de construcción.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente.

Será necesario justificar la imposibilidad de ser ensayados, así como la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

- 5.2.2 El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.
- 5.2.3 Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación.
 - 5.2.3.1 Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
 - 5.2.3.2 Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
 - 5.2.3.3 Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.
 - 5.2.3.4 Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.
- 5.2.4 Será deseable una alta eficiencia de las células.
- 5.2.5 La estructura del generador se conectará a tierra.

- 5.2.6 Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.
- 5.2.7 Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

5.3 Estructura soporte

- 5.3.1 Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.
- 5.3.2 La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.
- 5.3.3 El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.
- 5.3.4 Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.
- 5.3.5 El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.
- 5.3.6 La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.
- 5.3.7 La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.
- 5.3.8 Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.
- 5.3.9 En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias vigentes en materia de edificación.
- 5.3.10 Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto 4.1.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.
- 5.3.11 La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

- 5.3.12 Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.
- 5.3.13 Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.
- 5.3.14 En el caso de utilizarse seguidores solares, estos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.

5.4 Inversores

- 5.4.1 Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.
- 5.4.2 Las características básicas de los inversores serán las siguientes:
- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
 - Autoconmutados.
 - Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
 - No funcionarán en isla o modo aislado.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
 - UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
 - IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.
- 5.4.3 Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:
- Cortocircuitos en alterna.
 - Tensión de red fuera de rango.
 - Frecuencia de red fuera de rango.
 - Sobretensiones, mediante varistores o similares.
 - Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

- 5.4.4 Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.
- 5.4.5 Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:
- Encendido y apagado general del inversor.
 - Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.
- 5.4.6 Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:
- 5.4.6.1 El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10 % superiores a las CEM. Además soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- 5.4.6.2 El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100 % de la potencia nominal, será como mínimo del 92 % y del 94 % respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- 5.4.6.3 El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.
- 5.4.6.4 El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- 5.4.6.5 A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.
- 5.4.7 Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.
- 5.4.8 Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.
- 5.4.9 Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

5.5 Cableado

- 5.5.1 Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.
- 5.5.2 Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.
- 5.5.3 El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

5.5.4 Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

5.6 Conexión a red

5.6.1 Todas las instalaciones de hasta 100 kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

5.7 Medidas

5.7.1 Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

5.8 Protecciones

5.8.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

5.8.2 En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

5.9 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

5.9.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

5.9.2 Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

5.9.3 Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

5.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética

5.10.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

5.11 Medidas de seguridad

5.11.1 Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no

perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

5.11.2 La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.

5.11.3 Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1 MW estarán dotadas de un sistema de teledesconexión y un sistema de teled medida.

La función del sistema de teledesconexión es actuar sobre el elemento de conexión de la central eléctrica con la red de distribución para permitir la desconexión remota de la planta en los casos en que los requisitos de seguridad así lo recomienden. Los sistemas de teledesconexión y teled medida serán compatibles con la red de distribución a la que se conecta la central fotovoltaica, pudiendo utilizarse en baja tensión los sistemas de telegestión incluidos en los equipos de medida previstos por la legislación vigente.

5.11.4 Las centrales fotovoltaicas deberán estar dotadas de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños. Asimismo, no producirán sobretensiones que puedan causar daños en otros equipos, incluso en el transitorio de paso a isla, con cargas bajas o sin carga. Igualmente, los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones indicados en las normas nacionales e internacionales de compatibilidad electromagnética.

6 Recepción y pruebas

6.1 El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

6.2 Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

6.3 Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

6.3.1 Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.

6.3.2 Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.

6.3.3 Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.

6.3.4 Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito en el anexo I.

- 6.4 Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:
- 6.4.1 Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- 6.4.2 Retirada de obra de todo el material sobrante.
- 6.4.3 Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.
- 6.5 Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.
- 6.6 Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.
- 6.7 No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

7 Cálculo de la producción anual esperada

- 7.1 En la Memoria se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.
- 7.2 Los datos de entrada que deberá aportar el instalador son los siguientes:
- 7.2.1 $G_{dm}(0)$.
- Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m²·día), obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes:
- Agencia Estatal de Meteorología.
 - Organismo autonómico oficial.
 - Otras fuentes de datos de reconocida solvencia, o las expresamente señaladas por el IDAE.
- 7.2.2 $G_{dm}(\alpha, \beta)$.
- Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m²·día), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual (ver anexo III). El parámetro α representa el azimut y β la inclinación del generador, tal y como se definen en el anexo II.

7.2.3 Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR.

Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- La dependencia de la eficiencia con la temperatura.
- La eficiencia del cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética del inversor.
- Otros.

7.2.4 La estimación de la energía inyectada se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp} PR}{G_{CEM}} \text{ kWh/día}$$

Donde:

P_{mp} = Potencia pico del generador

$G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$

7.3 Los datos se presentarán en una tabla con los valores medios mensuales y el promedio anual, de acuerdo con el siguiente ejemplo:

Tabla II. Generador $P_{mp} = 1 \text{ kWp}$, orientado al Sur ($\alpha = 0^\circ$) e inclinado 35° ($\beta = 35^\circ$).

Mes	$G_{dm}(0)$ [kWh/(m ² ·día)]	$G_{dm}(\alpha=0^\circ, \beta=35^\circ)$ [kWh/(m ² ·día)]	PR	E_p (kWh/día)
Enero	1,92	3,12	0,851	2,65
Febrero	2,52	3,56	0,844	3,00
Marzo	4,22	5,27	0,801	4,26
Abril	5,39	5,68	0,802	4,55
Mayo	6,16	5,63	0,796	4,48
Junio	7,12	6,21	0,768	4,76
Julio	7,48	6,67	0,753	5,03
Agosto	6,60	6,51	0,757	4,93
Septiembre	5,28	6,10	0,769	4,69
Octubre	3,51	4,73	0,807	3,82
Noviembre	2,09	3,16	0,837	2,64
Diciembre	1,67	2,78	0,850	2,36
<i>Promedio</i>	4,51	4,96	0,803	3,94

8 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

8.1 Generalidades

- 8.1.1 Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.
- 8.1.2 El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la misma, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

8.2 Programa de mantenimiento

- 8.2.1 El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.
- 8.2.2 Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:
- Mantenimiento preventivo.
 - Mantenimiento correctivo.
- 8.2.3 Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.
- 8.2.4 Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:
- La visita a la instalación en los plazos indicados en el punto 8.3.5.2 y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
 - El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
 - Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.
- 8.2.5 El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.
- 8.2.6 El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia de hasta 100 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:
- Comprobación de las protecciones eléctricas.
 - Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.

- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
 - Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.
- 8.2.7 Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.
- 8.2.8 Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

8.3 Garantías

8.3.1 Ámbito general de la garantía

- 8.3.1.1 Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.
- 8.3.1.2 La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

8.3.2 Plazos

- 8.3.2.1 El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.
- 8.3.2.2 Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

8.3.3 Condiciones económicas

- 8.3.3.1 La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.
- 8.3.3.2 Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.
- 8.3.3.3 Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

8.3.3.4 Si en un plazo razonable el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

8.3.4 Anulación de la garantía

8.3.4.1 La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el punto 8.3.3.4.

8.3.5 Lugar y tiempo de la prestación

8.3.5.1 Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.

8.3.5.2 El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

8.3.5.3 Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

8.3.5.4 El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.

ANEXO I

MEDIDA DE LA POTENCIA INSTALADA DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA

Medida de la potencia instalada de una central fotovoltaica conectada a la red eléctrica

1 Introducción

- 1.1 Definimos la potencia instalada en corriente alterna (CA) de una central fotovoltaica (FV) conectada a la red, como la potencia de corriente alterna a la entrada de la red eléctrica para un campo fotovoltaico con todos sus módulos en un mismo plano y que opera, sin sombras, a las condiciones estándar de medida (CEM).
- 1.2 La potencia instalada en CA de una central fotovoltaica puede obtenerse utilizando instrumentos de medida y procedimientos adecuados de corrección de unas condiciones de operación bajo unos determinados valores de irradiancia solar y temperatura a otras condiciones de operación diferentes. Cuando esto no es posible, puede estimarse la potencia instalada utilizando datos de catálogo y de la instalación, y realizando algunas medidas sencillas con una célula solar calibrada, un termómetro, un voltímetro y una pinza amperimétrica. Si tampoco se dispone de esta instrumentación, puede usarse el propio contador de energía. En este mismo orden, el error de la estimación de la potencia instalada será cada vez mayor.

2 Procedimiento de medida

- 2.1 Se describe a continuación el equipo mínimo necesario para calcular la potencia instalada:
 - 1 célula solar calibrada de tecnología equivalente.
 - 1 termómetro de temperatura ambiente.
 - 1 multímetro de corriente continua (CC) y corriente alterna (CA).
 - 1 pinza amperimétrica de CC y CA.
- 2.2 El propio inversor actuará de carga del campo fotovoltaico en el punto de máxima potencia.
- 2.3 Las medidas se realizarán en un día despejado, en un margen de ± 2 horas alrededor del mediodía solar.
- 2.4 Se realizará la medida con el inversor encendido para que el punto de operación sea el punto de máxima potencia.
- 2.5 Se medirá con la pinza amperimétrica la intensidad de CC de entrada al inversor y con un multímetro la tensión de CC en el mismo punto. Su producto es $P_{cc, inv}$.
- 2.6 El valor así obtenido se corrige con la temperatura y la irradiancia usando las ecuaciones (2) y (3).
- 2.7 La temperatura ambiente se mide con un termómetro situado a la sombra, en una zona próxima a los módulos FV. La irradiancia se mide con la célula (CTE) situada junto a los módulos y en su mismo plano.

2.8 Finalmente, se corrige esta potencia con las pérdidas.

2.9 Ecuaciones:

$$P_{cc, inv} = P_{cc, fov} (1 - L_{cab}) \quad (1)$$

$$P_{cc, fov} = P_o R_{to, var} [1 - g (T_c - 25)] E / 1000 \quad (2)$$

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20) E / 800 \quad (3)$$

$P_{cc, fov}$	Potencia de CC inmediatamente a la salida de los paneles FV, en W.
L_{cab}	Pérdidas de potencia en los cableados de CC entre los paneles FV y la entrada del inversor, incluyendo, además, las pérdidas en fusibles, conmutadores, conexiones, diodos antiparalelo si hay, etc.
E	Irradiancia solar, en W/m^2 , medida con la CTE calibrada.
g	Coefficiente de temperatura de la potencia, en $1/^\circ C$.
T_c	Temperatura de las células solares, en $^\circ C$.
T_{amb}	Temperatura ambiente en la sombra, en $^\circ C$, medida con el termómetro.
$TONC$	Temperatura de operación nominal del módulo.
P_o	Potencia nominal del generador en CEM, en W.
$R_{to, var}$	Rendimiento, que incluye los porcentajes de pérdidas debidas a que los módulos fotovoltaicos operan, normalmente, en condiciones diferentes de las CEM.
L_{tem}	Pérdidas medias anuales por temperatura. En la ecuación (2) puede sustituirse el término $[1 - g (T_c - 25)]$ por $(1 - L_{tem})$.

$$R_{to, var} = (1 - L_{pol}) (1 - L_{dis}) (1 - L_{ref}) \quad (4)$$

L_{pol}	Pérdidas de potencia debidas al polvo sobre los módulos FV.
L_{dis}	Pérdidas de potencia por dispersión de parámetros entre módulos.
L_{ref}	Pérdidas de potencia por reflectancia angular espectral, cuando se utiliza un piranómetro como referencia de medidas. Si se utiliza una célula de tecnología equivalente (CTE), el término L_{ref} es cero.

2.10 Se indican a continuación los valores de los distintos coeficientes:

2.10.1 Todos los valores indicados pueden obtenerse de las medidas directas. Si no es posible realizar medidas, pueden obtenerse, parte de ellos, de los catálogos de características técnicas de los fabricantes.

2.10.2 Cuando no se dispone de otra información más precisa pueden usarse los valores indicados en la tabla III.

Tabla III

Parámetro	Valor estimado, media anual	Valor estimado, día despejado (*)	Ver observación
L_{cab}	0,02	0,02	(1)
g (1/°C)	–	0,0035 (**)	–
TONC (°C)	–	45	–
L_{tem}	0,08	–	(2)
L_{pol}	0,03	–	(3)
L_{dis}	0,02	0,02	–
L_{ref}	0,03	0,01	(4)

(*) Al mediodía solar ± 2 h de un día despejado. (**) Válido para silicio cristalino.

Observaciones:

- (1) Las pérdidas principales de cableado pueden calcularse conociendo la sección de los cables y su longitud, por la ecuación:

$$L_{cab} = RI^2 \quad (5)$$

$$R = 0,000002 L/S \quad (6)$$

R es el valor de la resistencia eléctrica de todos los cables, en ohmios.

L es la longitud de todos los cables (sumando la ida y el retorno), en cm.

S es la sección de cada cable, en cm^2 .

Normalmente, las pérdidas en conmutadores, fusibles y diodos son muy pequeñas y no es necesario considerarlas. Las caídas en el cableado pueden ser muy importantes cuando son largos y se opera a baja tensión en CC. Las pérdidas por cableado en % suelen ser inferiores en plantas de gran potencia que en plantas de pequeña potencia. En nuestro caso, de acuerdo con las especificaciones, el valor máximo admisible para la parte CC es 1,5 %, siendo recomendable no superar el 0,5 %.

- (2) Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de temperatura en los módulos y los 25 °C de las CEM, del tipo de célula y encapsulado y del viento. Si los módulos están convenientemente aireados por detrás, esta diferencia es del orden de 30 °C sobre la temperatura ambiente, para una irradiancia de 1000 W/m². Para el caso de integración de edificios donde los módulos no están separados de las paredes o tejados, esta diferencia se podrá incrementar entre 5 °C y 15 °C.
- (3) Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0 % al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8 % cuando los módulos se "ven muy sucios". Estas pérdidas dependen de la inclinación de los módulos, cercanías a carreteras, etc. Una causa importante de pérdidas ocurre cuando los módulos FV que tienen marco tienen células solares muy próximas al marco situado en la parte inferior del módulo. Otras veces son las estructuras soporte que sobresalen de los módulos y actúan como retenes del polvo.
- (4) Las pérdidas por reflectancia angular y espectral pueden despreciarse cuando se mide el campo FV al mediodía solar (± 2 h) y también cuando se mide la radiación solar con una célula calibrada de tecnología equivalente (CTE) al módulo FV. Las pérdidas anuales son mayores en células con capas antirreflexivas que en células texturizadas. Son mayores en invierno que en verano. También son mayores en localidades de mayor latitud. Pueden oscilar a lo largo de un día entre 2 % y 6 %.

3 Ejemplo

Tabla IV

Parámetro	Unidades	Valor	Comentario
T_{ONC}	°C	45	Obtenido del catálogo
E	W/m ²	850	Irradiancia medida con la CTE calibrada
T_{amb}	°C	22	Temperatura ambiente en sombra
T_c	°C	47	Temperatura de las células $T_c = T_{amb} + (T_{ONC} - 20) E / 800$
$P_{cc, inv}$ (850 W/m ² , 47 °C)	W	1200	Medida con pinza amperimétrica y voltímetro a la entrada del inversor
$1 - g(T_c - 25)$		0,923	$1 - 0,0035 \times (47 - 25)$
$1 - L_{cab}$		0,98	Valor tabla
$1 - L_{pol}$		0,97	Valor tabla
$1 - L_{dis}$		0,98	Valor tabla
$1 - L_{ref}$		0,97	Valor tabla
$R_{to, var}$		0,922	$0,97 \times 0,98 \times 0,97$
$P_{cc, fov}$	W	1224,5	$P_{cc, fov} = P_{cc, inv} / (1 - L_{cab})$
P_o	W	1693	$P_o = \frac{P_{cc, fov} \times 1000}{R_{to, var} [1 - g(T_c - 25)] E}$

Potencia total estimada del campo fotovoltaico en CEM = 1693 W.

Si, además, se admite una desviación del fabricante (por ejemplo, 5 %), se incluirá en la estimación como una pérdida.

Finalmente, y después de sumar todas las pérdidas incluyendo la desviación de la potencia de los módulos respecto de su valor nominal, se comparará la potencia así estimada con la potencia declarada del campo fotovoltaico.

ANEXO II

CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL GENERADOR DISTINTA DE LA ÓPTIMA

Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del generador distinta de la óptima

1 Introducción

1.1 El objeto de este anexo es determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo a las pérdidas máximas permisibles por este concepto en el PCT.

1.2 Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:

- Ángulo de inclinación β , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura 1). Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.
- Ángulo de azimut α , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (figura 2). Su valor es 0° para módulos orientados al Sur, -90° para módulos orientados al Este y $+90^\circ$ para módulos orientados al Oeste.

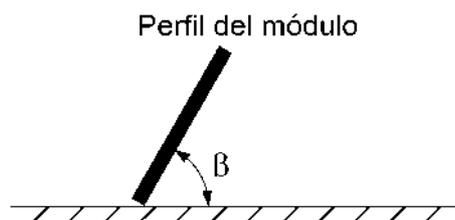


Fig. 1

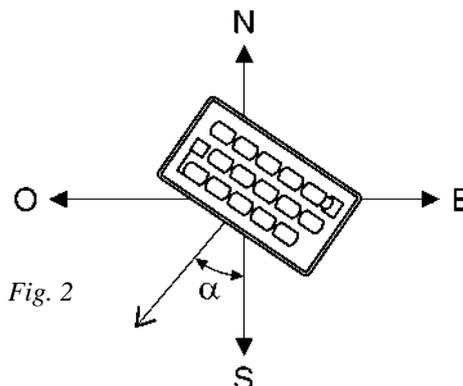


Fig. 2

2 Procedimiento

2.1 Habiendo determinado el ángulo de azimut del generador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas en el PCT. Para ello se utilizará la figura 3, válida para una latitud, ϕ , de 41° , de la siguiente forma:

- Conocido el azimut, determinamos en la figura 3 los límites para la inclinación en el caso de $\phi = 41^\circ$. Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10 %; para superposición, del 20 %, y para integración arquitectónica del 40 %. Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.
- Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se intersectan, se obtienen los valores para latitud $\phi = 41^\circ$ y se corrigen de acuerdo al apartado 2.2.

- 2.2 Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de 41°, de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación } (\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}).$$

$$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación } (\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}), \text{ siendo } 0^\circ \text{ su valor mínimo.}$$

- 2.3 En casos cerca del límite, y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2] \quad \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ$$

[Nota: α , β , ϕ se expresan en grados, siendo ϕ la latitud del lugar].

3 Ejemplo de cálculo

Supongamos que se trata de evaluar si las pérdidas por orientación e inclinación del generador están dentro de los límites permitidos para una instalación fotovoltaica en un tejado orientado 15° hacia el Oeste (azimut = +15°) y con una inclinación de 40° respecto a la horizontal, para una localidad situada en el Archipiélago Canario cuya latitud es de 29°.

- 3.1 Conocido el azimut, cuyo valor es +15°, determinamos en la figura 3 los límites para la inclinación para el caso de $\phi = 41^\circ$. Los puntos de intersección del límite de pérdidas del 10% (borde exterior de la región 90% - 95%), máximo para el caso general, con la recta de azimut 15° nos proporcionan los valores (ver figura 4):

$$\text{Inclinación máxima} = 60^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 7^\circ$$

- 3.2 Corregimos para la latitud del lugar:

$$\text{Inclinación máxima} = 60^\circ - (41^\circ - 29^\circ) = 48^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = 7^\circ - (41^\circ - 29^\circ) = -5^\circ, \text{ que está fuera de rango y se toma, por lo tanto, inclinación mínima} = 0^\circ.$$

- 3.3 Por tanto, esta instalación, de inclinación 40°, cumple los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación.

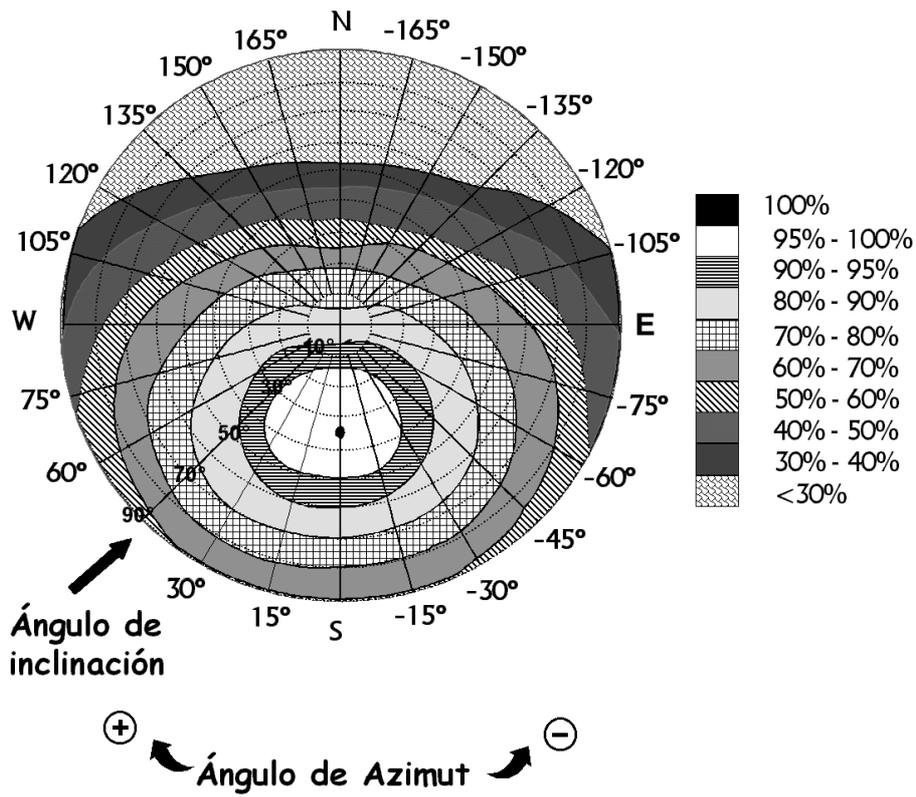


Fig. 3

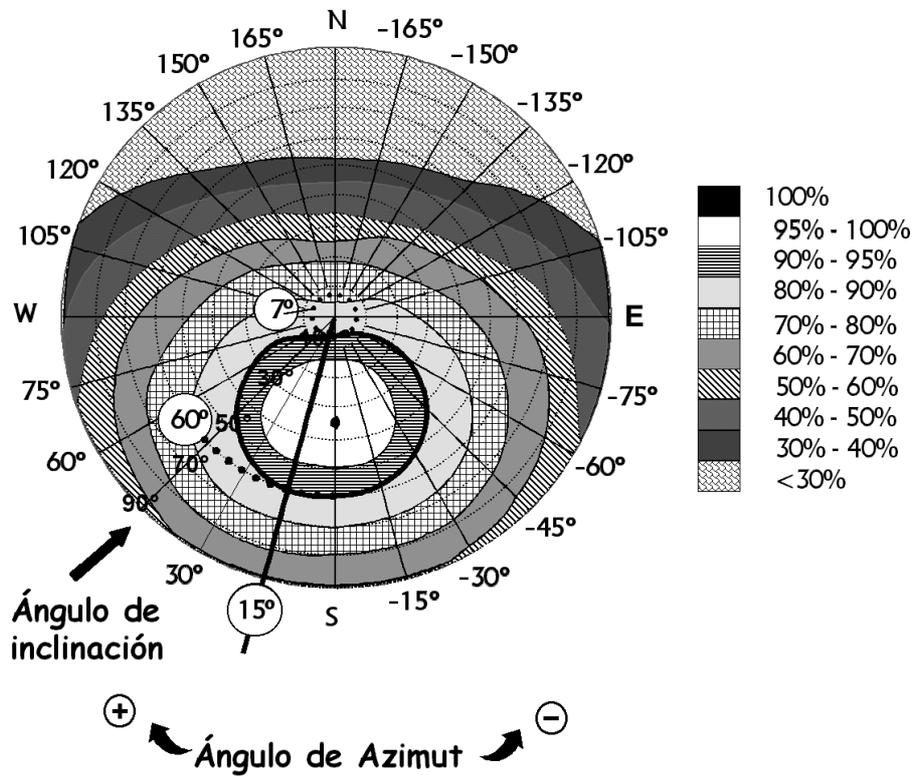


Fig. 4. Resolución del ejemplo.

ANEXO III

CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE RADIACIÓN SOLAR POR SOMBRAS

Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras

1 Objeto

El presente anexo describe un método de cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debidas a sombras circundantes. Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie de no existir sombra alguna.

2 Descripción del método

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol. Los pasos a seguir son los siguientes:

2.1 Obtención del perfil de obstáculos

Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimut (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Para ello puede utilizarse un teodolito.

2.2 Representación del perfil de obstáculos

Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de la figura 5, en el que se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares (para las Islas Canarias el diagrama debe desplazarse 12° en sentido vertical ascendente). Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2, ..., D14).

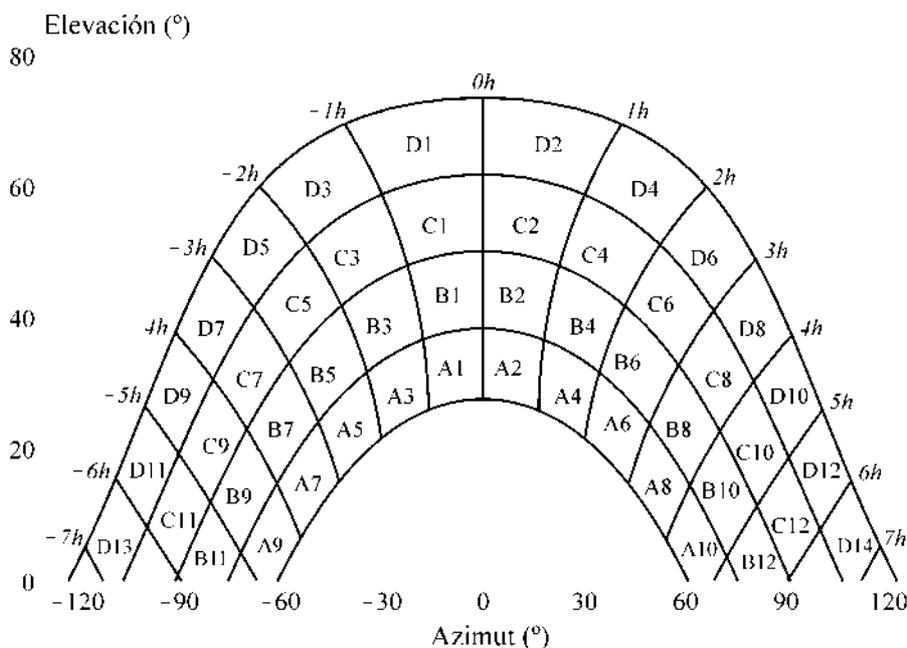


Fig. 5. Diagrama de trayectorias del Sol. [Nota: los grados de ambas escalas son sexagesimales].

2.3 Selección de la tabla de referencia para los cálculos

Cada una de las porciones de la figura 5 representa el recorrido del Sol en un cierto período de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo. Deberá escogerse como referencia para el cálculo la tabla más adecuada de entre las que se incluyen en la sección 3 de este anexo.

2.4 Cálculo final

La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0,25, 0,50, 0,75 ó 1.

La sección 4 muestra un ejemplo concreto de utilización del método descrito.

3 Tablas de referencia

Las tablas incluidas en esta sección se refieren a distintas superficies caracterizadas por sus ángulos de inclinación y orientación (β y α , respectivamente). Deberá escogerse aquella que resulte más parecida a la superficie de estudio. Los números que figuran en cada casilla se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente (véase la figura 5) resultase interceptada por un obstáculo.

Tabla V-1

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Tabla V-2

$\beta = 0^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,18
11	0,00	0,01	0,18	1,05
9	0,05	0,32	0,70	2,23
7	0,52	0,77	1,32	3,56
5	1,11	1,26	1,85	4,66
3	1,75	1,60	2,20	5,44
1	2,10	1,81	2,40	5,78
2	2,11	1,80	2,30	5,73
4	1,75	1,61	2,00	5,19
6	1,09	1,26	1,65	4,37
8	0,51	0,82	1,11	3,28
10	0,05	0,33	0,57	1,98
12	0,00	0,02	0,15	0,96
14	0,00	0,00	0,00	0,17

Tabla V-3

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,15
11	0,00	0,01	0,02	0,15
9	0,23	0,50	0,37	0,10
7	1,66	1,06	0,93	0,78
5	2,76	1,62	1,43	1,68
3	3,83	2,00	1,77	2,36
1	4,36	2,23	1,98	2,69
2	4,40	2,23	1,91	2,66
4	3,82	2,01	1,62	2,26
6	2,68	1,62	1,30	1,58
8	1,62	1,09	0,79	0,74
10	0,19	0,49	0,32	0,10
12	0,00	0,02	0,02	0,13
14	0,00	0,00	0,00	0,13

Tabla V-4

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,10
11	0,00	0,00	0,03	0,06
9	0,02	0,10	0,19	0,56
7	0,54	0,55	0,78	1,80
5	1,32	1,12	1,40	3,06
3	2,24	1,60	1,92	4,14
1	2,89	1,98	2,31	4,87
2	3,16	2,15	2,40	5,20
4	2,93	2,08	2,23	5,02
6	2,14	1,82	2,00	4,46
8	1,33	1,36	1,48	3,54
10	0,18	0,71	0,88	2,26
12	0,00	0,06	0,32	1,17
14	0,00	0,00	0,00	0,22

Tabla V-5

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,10	0,00	0,00	0,33
11	0,06	0,01	0,15	0,51
9	0,56	0,06	0,14	0,43
7	1,80	0,04	0,07	0,31
5	3,06	0,55	0,22	0,11
3	4,14	1,16	0,87	0,67
1	4,87	1,73	1,49	1,86
2	5,20	2,15	1,88	2,79
4	5,02	2,34	2,02	3,29
6	4,46	2,28	2,05	3,36
8	3,54	1,92	1,71	2,98
10	2,26	1,19	1,19	2,12
12	1,17	0,12	0,53	1,22
14	0,22	0,00	0,00	0,24

Tabla V-6

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,14
11	0,00	0,00	0,08	0,16
9	0,02	0,04	0,04	0,02
7	0,02	0,13	0,31	1,02
5	0,64	0,68	0,97	2,39
3	1,55	1,24	1,59	3,70
1	2,35	1,74	2,12	4,73
2	2,85	2,05	2,38	5,40
4	2,86	2,14	2,37	5,53
6	2,24	2,00	2,27	5,25
8	1,51	1,61	1,81	4,49
10	0,23	0,94	1,20	3,18
12	0,00	0,09	0,52	1,96
14	0,00	0,00	0,00	0,55

Tabla V-7

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,43
11	0,00	0,01	0,27	0,78
9	0,09	0,21	0,33	0,76
7	0,21	0,18	0,27	0,70
5	0,10	0,11	0,21	0,52
3	0,45	0,03	0,05	0,25
1	1,73	0,80	0,62	0,55
2	2,91	1,56	1,42	2,26
4	3,59	2,13	1,97	3,60
6	3,35	2,43	2,37	4,45
8	2,67	2,35	2,28	4,65
10	0,47	1,64	1,82	3,95
12	0,00	0,19	0,97	2,93
14	0,00	0,00	0,00	1,00

Tabla V-8

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,22
11	0,00	0,03	0,37	1,26
9	0,21	0,70	1,05	2,50
7	1,34	1,28	1,73	3,79
5	2,17	1,79	2,21	4,70
3	2,90	2,05	2,43	5,20
1	3,12	2,13	2,47	5,20
2	2,88	1,96	2,19	4,77
4	2,22	1,60	1,73	3,91
6	1,27	1,11	1,25	2,84
8	0,52	0,57	0,65	1,64
10	0,02	0,10	0,15	0,50
12	0,00	0,00	0,03	0,05
14	0,00	0,00	0,00	0,08

Tabla V-9

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,24
11	0,00	0,05	0,60	1,28
9	0,43	1,17	1,38	2,30
7	2,42	1,82	1,98	3,15
5	3,43	2,24	2,24	3,51
3	4,12	2,29	2,18	3,38
1	4,05	2,11	1,93	2,77
2	3,45	1,71	1,41	1,81
4	2,43	1,14	0,79	0,64
6	1,24	0,54	0,20	0,11
8	0,40	0,03	0,06	0,31
10	0,01	0,06	0,12	0,39
12	0,00	0,01	0,13	0,45
14	0,00	0,00	0,00	0,27

Tabla V-10

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	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 V-11

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	1,01
11	0,00	0,08	1,10	3,08
9	0,55	1,60	2,11	4,28
7	2,66	2,19	2,61	4,89
5	3,36	2,37	2,56	4,61
3	3,49	2,06	2,10	3,67
1	2,81	1,52	1,44	2,22
2	1,69	0,78	0,58	0,53
4	0,44	0,03	0,05	0,24
6	0,10	0,13	0,19	0,48
8	0,22	0,18	0,26	0,69
10	0,08	0,21	0,28	0,68
12	0,00	0,02	0,24	0,67
14	0,00	0,00	0,00	0,36

4 Ejemplo

Superficie de estudio ubicada en Madrid, inclinada 30° y orientada 10° al Sudeste. En la figura 6 se muestra el perfil de obstáculos.

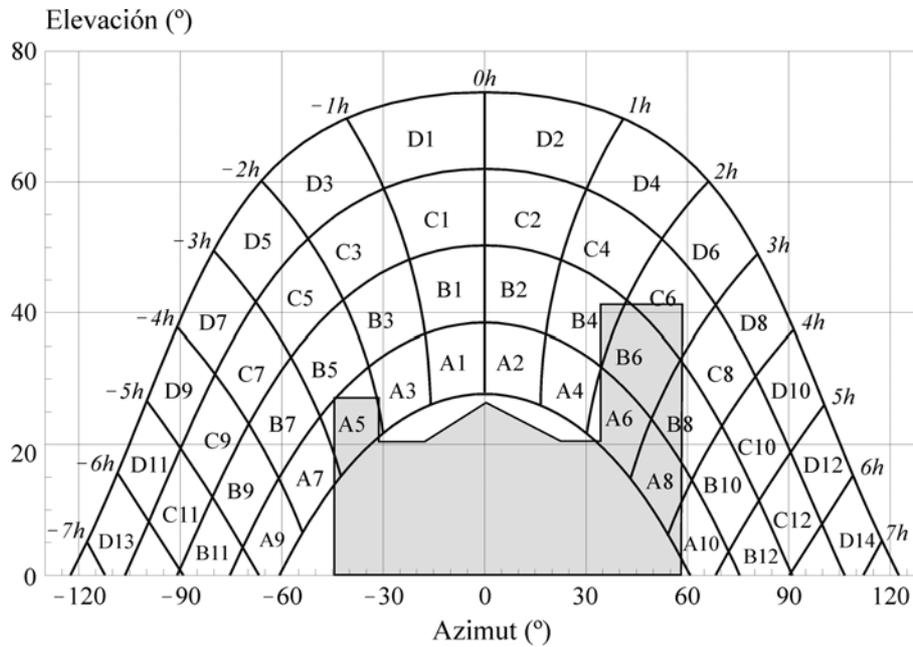


Fig. 6

Tabla VI. Tabla de referencia.

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Cálculos:

$$\begin{aligned} & \text{Pérdidas por sombreado (\% de irradiación global incidente anual)} = \\ & = 0,25 \times B4 + 0,5 \times A5 + 0,75 \times A6 + B6 + 0,25 \times C6 + A8 + 0,5 \times B8 + 0,25 \times A10 = \\ & = 0,25 \times 1,89 + 0,5 \times 1,84 + 0,75 \times 1,79 + 1,51 + 0,25 \times 1,65 + 0,98 + 0,5 \times 0,99 + 0,25 \times 0,11 = \\ & = 6,16\% \approx \mathbf{6\%} \end{aligned}$$

5 Distancia mínima entre filas de módulos

La distancia d , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

En cualquier caso, d ha de ser como mínimo igual a $h \cdot k$, siendo k un factor adimensional al que, en este caso, se le asigna el valor $1/\tan(61^\circ - \text{latitud})$.

En la tabla VII pueden verse algunos valores significativos del factor k , en función de la latitud del lugar.

Tabla VII

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Asimismo, la separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a $h \cdot k$, siendo en este caso h la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la posterior, efectuándose todas las medidas con relación al plano que contiene las bases de los módulos.

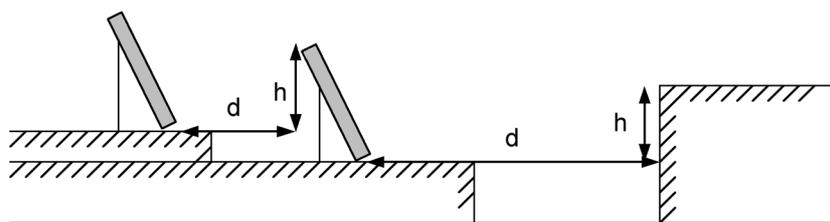


Fig. 7

Si los módulos se instalan sobre cubiertas inclinadas, en el caso de que el azimut de estos, el de la cubierta, o el de ambos, difieran del valor cero apreciablemente, el cálculo de la distancia entre filas deberá efectuarse mediante la ayuda de un programa de sombreado para casos generales suficientemente fiable, a fin de que se cumplan las condiciones requeridas.

IDAE

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
C/ Madera, 8
E - 28004 - MADRID
www.idae.es

PLANOS

- 1.- Plano de situación
- 2.- Plano de emplazamiento
- 3.- Plano de planta de la instalación
- 4.- Esquema eléctrico



GOBIERNO DE ESPAÑA

MINISTERIO DE HACIENDA Y FUNCION PUBLICA

SECRETARÍA DE ESTADO DE HACIENDA

DIRECCIÓN GENERAL DEL CATASTRO



Sede Electrónica del Catastro

Provincia de VALENCIA
Municipio de TAVERNES DE LA VALLDIGNA
Coordenadas U.T.M. Huso: 30 ETRS89

ESCALA 1:8,000
100m 0 100 200m



[735,467 ; 4,328,962]

CARTOGRAFÍA CATASTRAL

Parcela Catastral: 6586405YJ3268N

[737,387 ; 4,328,962]



[735,467 ; 4,327,922]

[737,387 ; 4,327,922]



GOBIERNO DE ESPAÑA

VICEPRESIDENCIA CUARTA DEL GOBIERNO

MINISTERIO DE HACIENDA Y FUNCIÓN PÚBLICA

SECRETARÍA DE ESTADO DE HACIENDA

DIRECCIÓN GENERAL DEL CATASTRO



Sede Electrónica del Catastro

Provincia de VALENCIA
Municipio de TAVERNES DE LA VALLDIGNA

Coordenadas U.T.M. Huso: 30 ETRS89

ESCALA 1:800

10m 0 10 20m



CARTOGRAFÍA CATASTRAL

Parcela Catastral: 6586405YJ3268N

[736,330 ; 4,328,487]

[736,522 ; 4,328,487]



[736,330 ; 4,328,383]

[736,522 ; 4,328,383]



SECRETARÍA DE ESTADO
DE HACIENDA



Provincia de VALENCIA
Municipio de TAVERNES DE LA VALLDIGNA
Coordenadas U.T.M. Huso: 30 ETRS89



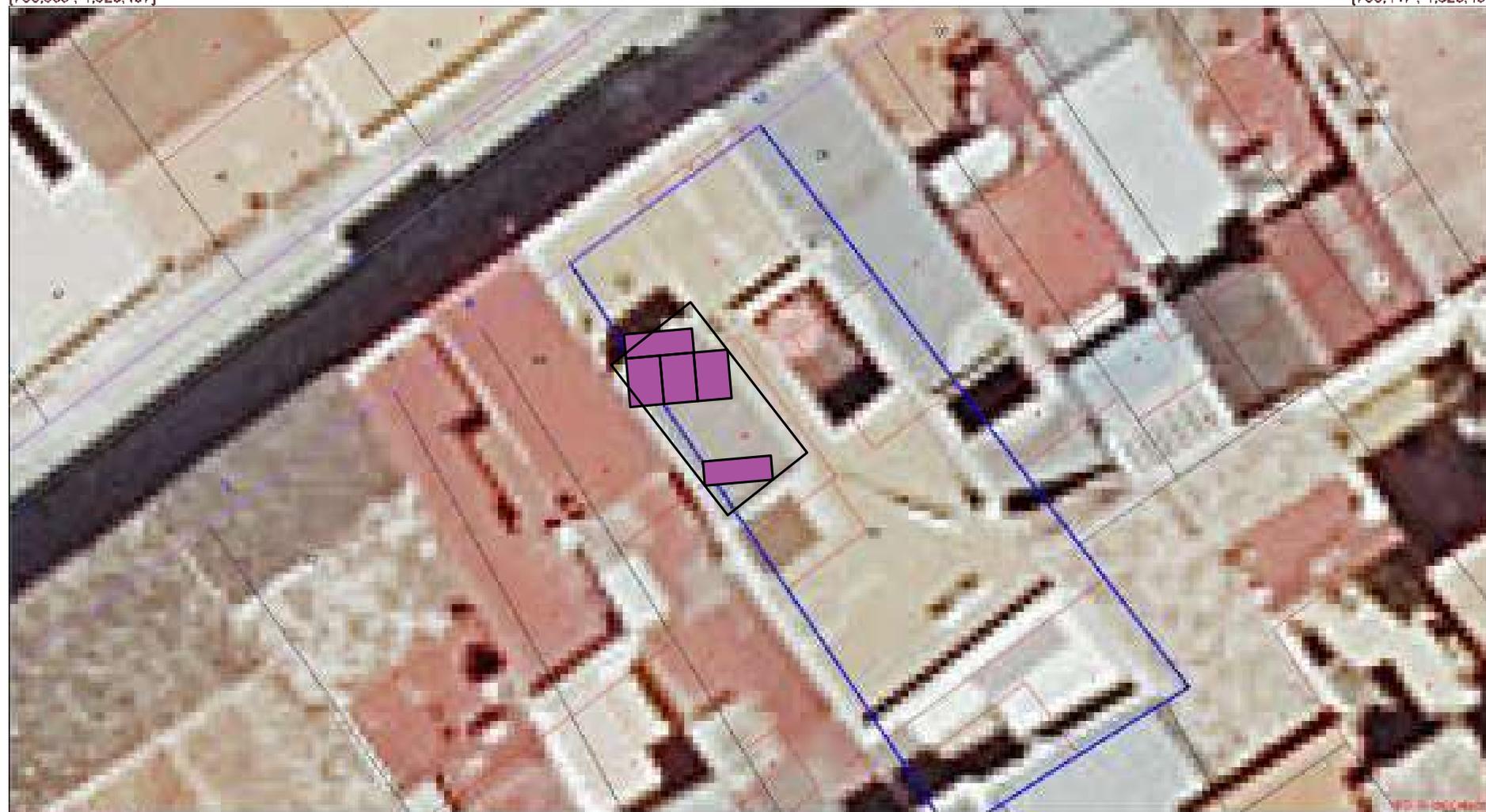
ESCALA 1:200
5m 0 5 10m

[736,399 ; 4,328,457]

CARTOGRAFÍA CATASTRAL

Parcela Catastral: 6586405YJ3268N

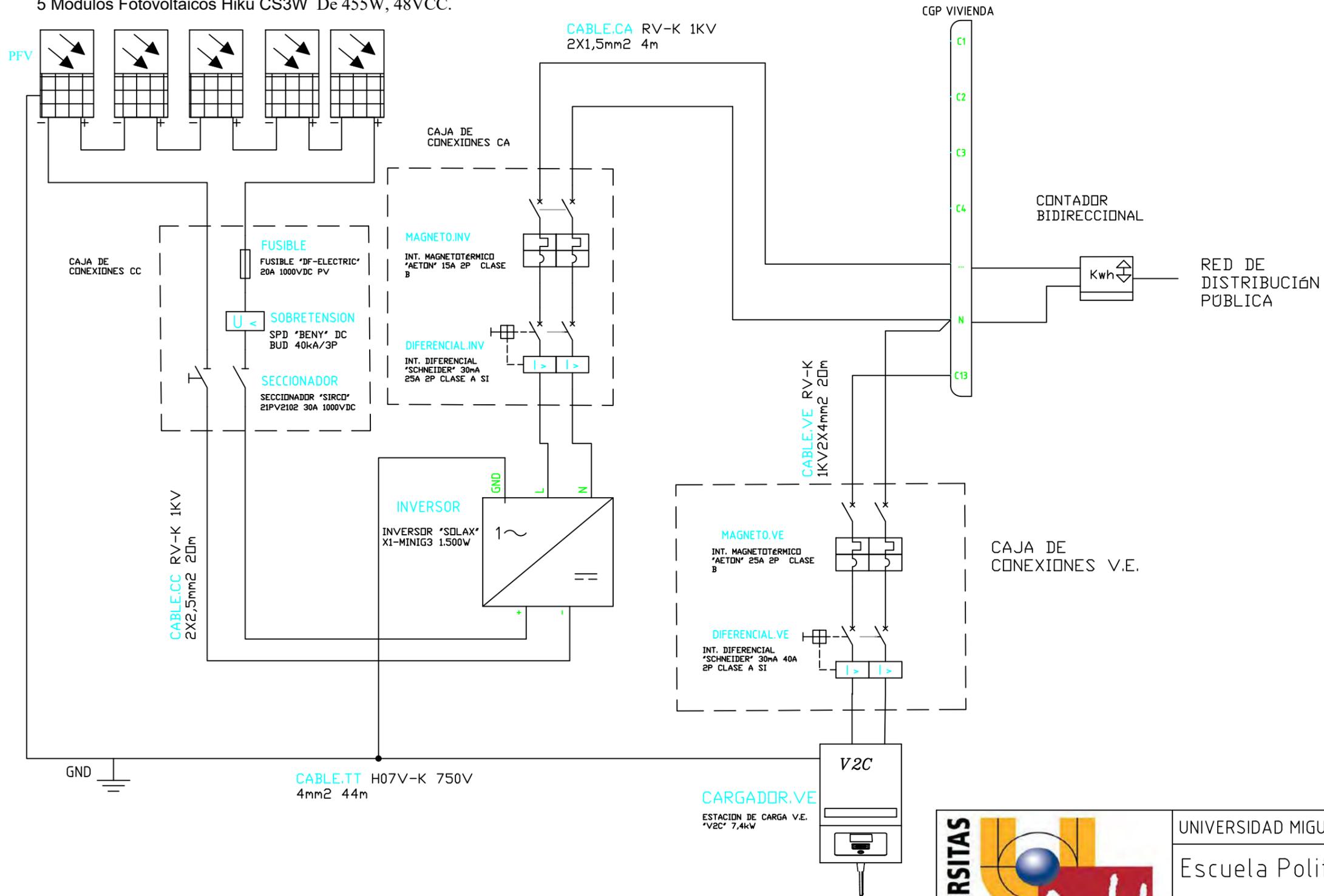
[736,447 ; 4,328,457]



[736,399 ; 4,328,431]

[736,447 ; 4,328,431]

5 Módulos Fotovoltaicos Hiku CS3W De 455W, 48VDC.



UNIVERSIDAD MIGUEL HERNANDEZ	DICIEMBRE 2023	
Escuela Politécnica Superior de Elche		
ESQUEMA ELÉCTRICO INSTALACIÓN FV		
ESCALA: S/E	SALVADOR LLORENS MANCLUS	PLANO 4
TRABAJO FIN DE GRADO	Grado en Ingeniería Electrónica y Automática Industrial	

FACTURAS ELÉCTRICAS AÑO NATURAL 2022

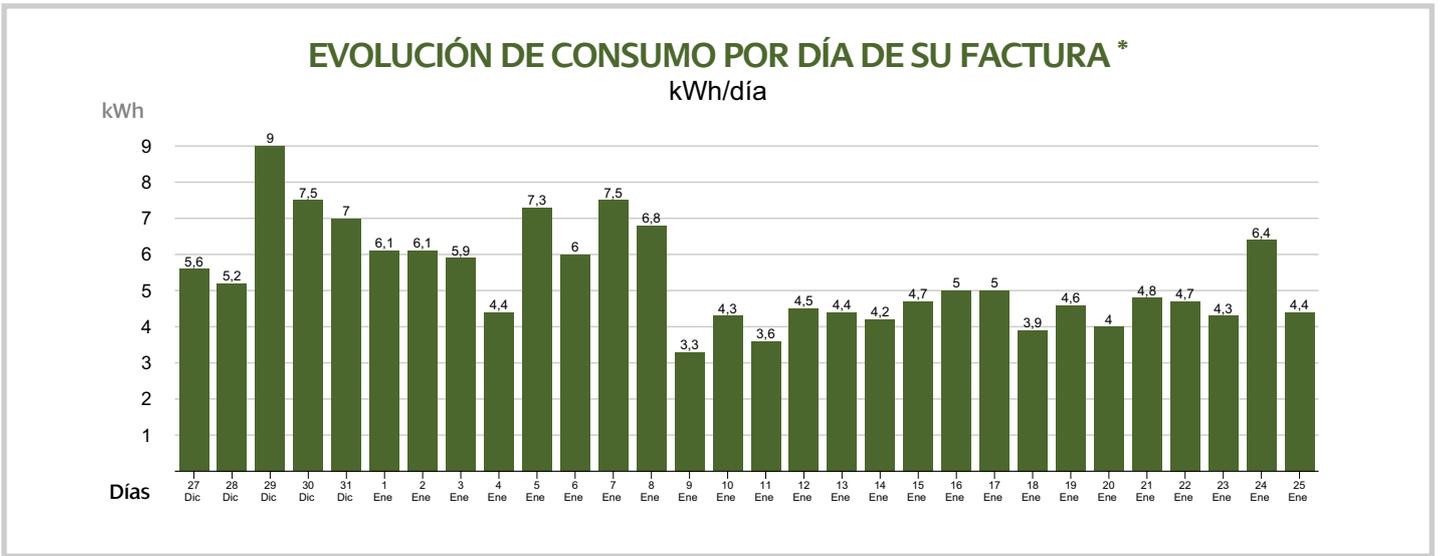
DATOS DE FACTURA

Dirección de suministro:

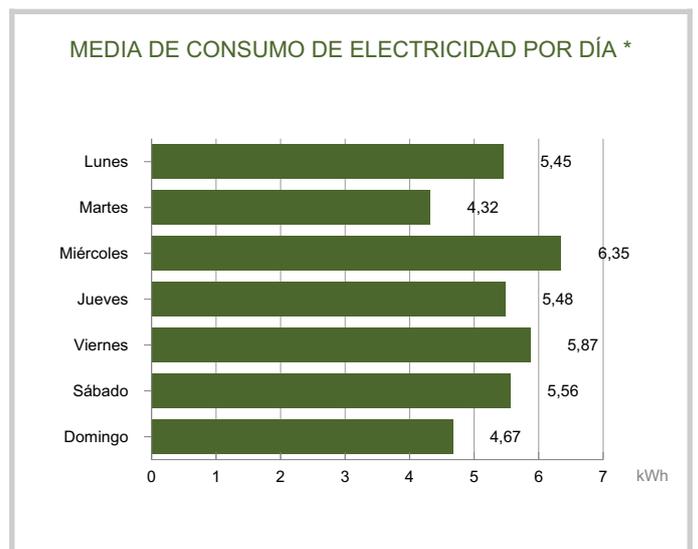
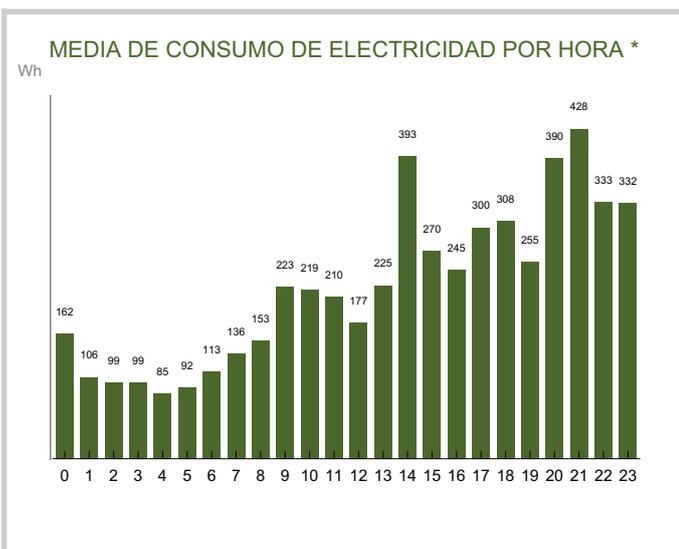
██████████-TAVERNES DE LA VALLDIGNA - VALENCIA

- Plan | Plan Estable
- Importe | 35,96 €
- Consumo | 160 kWh *
- Número de factura | ██████████ emitida el 27 de Enero de 2022
- Periodo de facturación | del 27 de Diciembre de 2021 al 25 de Enero de 2022
- Referencia contrato suministro | ██████████

1 Consulte el consumo de electricidad que ha realizado cada día.



2 A continuación, le mostramos la media del consumo realizado por hora y día de la semana



3 ¿Sabe cómo ahorrar en su factura?

Utiliza colores claros en paredes y techos para aprovechar mejor la luz natural y reducir el uso de la artificial.

* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

4 Le mostramos el detalle de consumo de luz realizado en cada hora de cada día:

EVOLUCIÓN DE CONSUMO POR HORA DE SU FACTURA *

Horas (Wh)	00 - 01h	01 - 02h	02 - 03h	03 - 04h	04 - 05h	05 - 06h	06 - 07h	07 - 08h	08 - 09h	09 - 10h	10 - 11h	11 - 12h	12 - 13h	13 - 14h	14 - 15h	15 - 16h	16 - 17h	17 - 18h	18 - 19h	19 - 20h	20 - 21h	21 - 22h	22 - 23h	23h - 00h	Total (kWh)
Días																									
Lunes 27 Dic.	77	72	80	107	108	104	81	67	118	183	214	207	233	379	449	220	169	320	182	199	261	374	243	1.156	5,6
Martes 28 Dic.	543	132	130	107	65	55	106	94	295	400	92	238	282	362	211	189	202	188	211	268	234	249	268	325	5,2
Miércoles 29 Dic.	359	378	598	476	110	57	66	67	159	351	208	537	254	195	197	159	194	215	292	536	1.446	1.194	757	210	9
Jueves 30 Dic.	191	115	110	74	76	61	112	105	138	137	144	164	161	345	1.027	288	387	314	175	258	267	1.201	275	1.348	7,5
Viernes 31 Dic.	171	151	117	135	157	148	104	144	207	317	269	159	394	651	1.152	167	227	330	323	265	873	189	165	187	7
Sábado 1 Ene.	226	215	72	61	70	70	94	98	175	101	221	233	147	198	268	202	197	585	732	255	285	144	1.003	399	6,1
Domingo 2 Ene.	140	80	69	84	68	101	106	103	100	52	192	143	138	100	298	272	466	396	279	263	466	1.479	424	244	6,1
Lunes 3 Ene.	191	127	74	115	133	62	87	103	106	75	151	147	118	93	129	427	443	229	289	196	361	1.182	758	345	5,9
Martes 4 Ene.	545	132	86	68	55	48	95	141	277	98	86	136	128	183	298	170	151	187	225	238	247	222	266	276	4,4
Miércoles 5 Ene.	198	188	110	106	104	101	105	120	161	156	246	131	112	361	1.557	184	200	282	273	303	305	282	355	1.355	7,3
Jueves 6 Ene.	175	132	101	86	91	315	846	153	110	188	480	328	163	355	445	118	175	179	207	290	184	282	512	98	6
Viernes 7 Ene.	92	67	63	133	104	62	61	509	256	235	347	232	122	102	1.020	159	200	1.357	1.052	251	268	276	329	216	7,5
Sábado 8 Ene.	178	139	110	109	107	106	146	114	189	390	320	692	211	298	307	193	291	385	549	312	243	259	571	596	6,8
Domingo 9 Ene.	105	93	66	77	56	202	126	260	176	267	239	86	59	108	97	64	116	133	176	143	199	235	131	128	3,3
Lunes 10 Ene.	141	63	102	71	69	66	61	196	155	61	63	132	78	57	639	224	175	178	177	151	239	862	181	194	4,3
Martes 11 Ene.	163	54	59	63	113	97	54	55	157	67	154	104	94	109	284	222	117	175	218	271	224	231	318	240	3,6
Miércoles 12 Ene.	126	97	93	124	97	75	80	207	109	101	58	124	173	110	405	394	89	164	243	141	916	208	196	177	4,5
Jueves 13 Ene.	60	102	64	62	60	59	56	81	144	53	185	123	116	110	133	132	730	254	648	232	318	307	263	142	4,4
Viernes 14 Ene.	67	67	64	57	104	66	143	128	93	198	198	178	203	419	227	221	210	224	309	256	195	148	195	197	4,2
Sábado 15 Ene.	73	62	124	102	64	102	65	63	100	508	369	560	249	213	237	197	157	135	209	215	118	235	280	227	4,7
Domingo 16 Ene.	168	89	82	62	62	91	77	127	138	495	290	160	636	212	109	226	244	307	364	296	274	253	206	90	5
Lunes 17 Ene.	74	69	60	137	81	82	72	57	116	989	470	92	64	156	138	311	248	220	253	273	278	271	228	243	5
Martes 18 Ene.	116	63	80	92	64	61	54	50	109	169	191	118	85	159	396	218	268	274	242	294	210	214	245	154	3,9
Miércoles 19 Ene.	89	58	56	56	62	64	135	615	305	119	159	173	190	143	270	148	289	243	218	223	230	242	283	211	4,6
Jueves 20 Ene.	171	82	65	63	102	60	55	53	98	82	159	181	93	145	240	141	100	199	227	254	294	423	366	339	4
Viernes 21 Ene.	77	60	56	61	61	61	86	60	192	405	235	183	188	224	278	243	221	209	206	251	972	225	153	106	4,8
Sábado 22 Ene.	55	54	81	65	66	62	53	101	104	134	217	162	145	185	186	1.100	182	212	224	226	242	296	325	240	4,7
Domingo 23 Ene.	106	103	100	109	126	103	90	62	111	92	260	133	149	275	226	259	162	304	197	249	243	326	277	195	4,3
Lunes 24 Ene.	108	61	62	59	64	94	58	56	92	181	184	202	153	329	145	1.010	173	575	235	310	1.038	792	200	204	6,4
Martes 25 Ene.	74	94	60	51	49	126	100	97	97	77	161	234	162	180	429	237	577	220	313	239	275	224	219	113	4,4
Total (kWh)	4,9	3,2	3	3	2,5	2,8	3,4	4,1	4,6	6,7	6,6	6,2	5,3	6,6	11,8	8,1	7,4	9	9,2	7,7	11,7	12,8	10	10	

Así ha concentrado el consumo por hora en esta factura.



* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

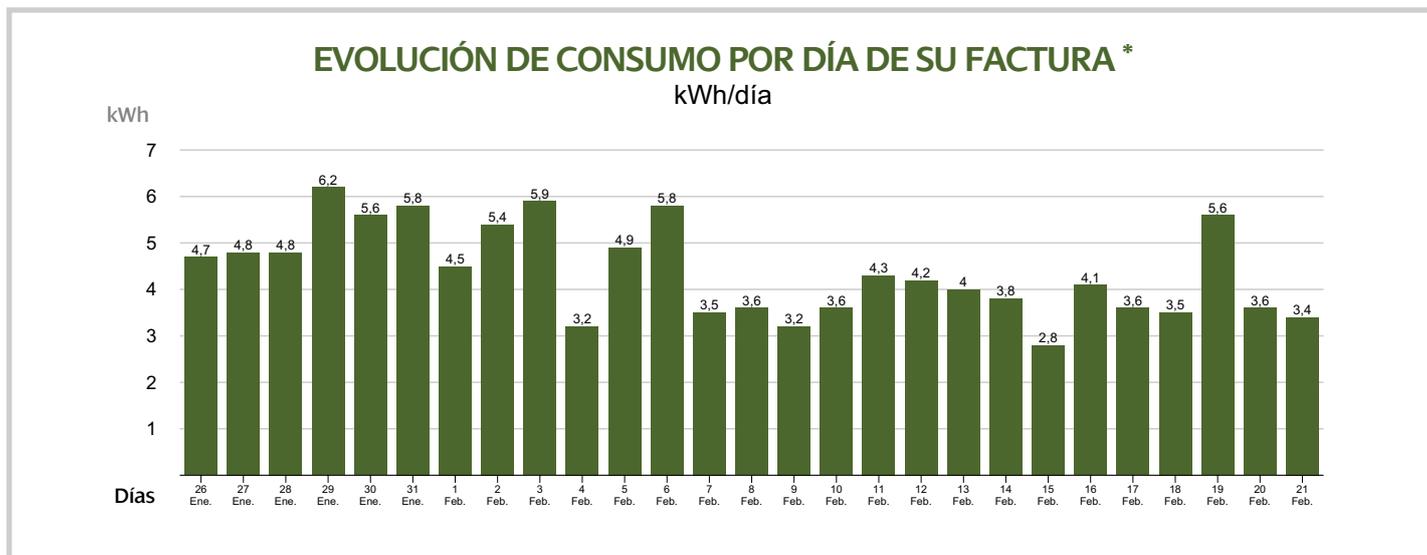
DATOS DE FACTURA

Dirección de suministro:

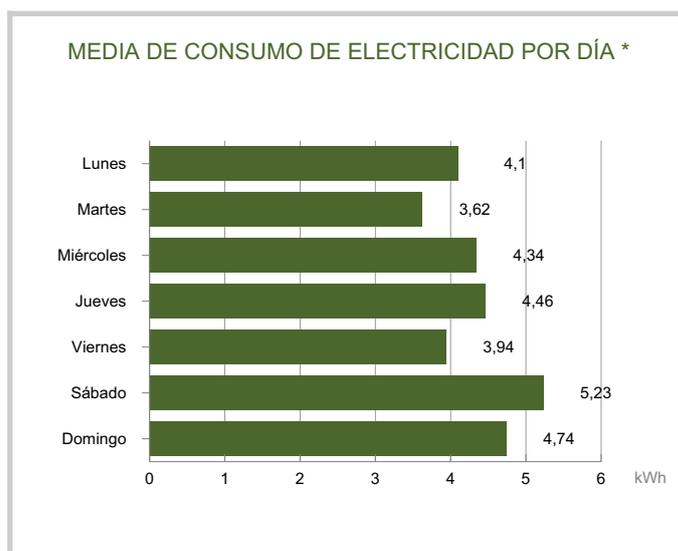
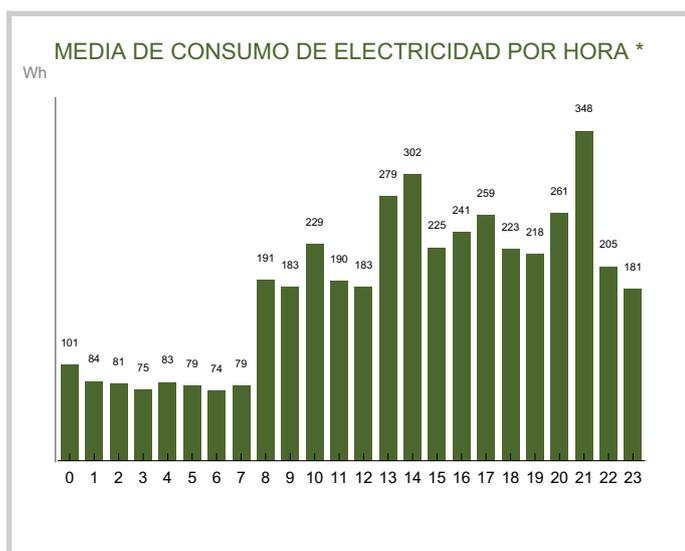
██████████ 46760-TAVERNES DE LA VALLDIGNA - VALENCIA

- Plan | Plan Estable
- Importe | 29,34 €
- Consumo | 118 kWh *
- Número de factura | ██████████
- Periodo de facturación | del 26 de Enero de 2022 al 21 de Febrero de 2022
- Referencia contrato suministro | ██████████

1 Consulte el consumo de electricidad que ha realizado cada día.



2 A continuación, le mostramos la media del consumo realizado por hora y día de la semana



3 ¿Sabe cómo ahorrar en su factura?

En el horno, se recomienda utilizar molde de vidrio, lacados y de color negro, ya que estos absorben mejor el calor.

* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

4 Le mostramos el detalle de consumo de luz realizado en cada hora de cada día:

EVOLUCIÓN DE CONSUMO POR HORA DE SU FACTURA *

Horas (Wh)	Días																								Total (kWh)
	00 - 01h	01 - 02h	02 - 03h	03 - 04h	04 - 05h	05 - 06h	06 - 07h	07 - 08h	08 - 09h	09 - 10h	10 - 11h	11 - 12h	12 - 13h	13 - 14h	14 - 15h	15 - 16h	16 - 17h	17 - 18h	18 - 19h	19 - 20h	20 - 21h	21 - 22h	22 - 23h	23h - 00h	
Miércoles 26 Ene.	50	64	117	105	102	53	49	59	178	78	267	158	268	204	192	142	283	348	247	250	262	269	335	632	4,7
Jueves 27 Ene.	124	61	56	70	91	62	48	58	181	122	263	126	112	106	505	717	173	350	219	179	643	198	201	115	4,8
Viernes 28 Ene.	57	56	61	93	137	62	57	70	707	592	173	259	169	154	129	110	200	184	165	325	310	230	222	260	4,8
Sábado 29 Ene.	94	91	140	66	62	103	59	57	433	91	555	646	239	141	136	218	251	212	213	225	317	1.304	369	161	6,2
Domingo 30 Ene.	99	63	89	58	44	132	98	167	102	187	361	183	155	193	335	750	454	810	233	282	142	180	305	221	5,6
Lunes 31 Ene.	60	128	102	53	101	53	58	64	103	184	171	415	220	852	855	131	251	206	207	271	252	657	213	194	5,8
Martes 1 Feb.	120	65	63	63	98	56	56	56	161	115	231	164	113	153	132	218	737	717	237	194	210	215	135	197	4,5
Miércoles 2 Feb.	150	70	131	101	58	51	48	88	95	133	255	130	125	161	204	185	206	263	232	279	591	1.338	372	182	5,4
Jueves 3 Feb.	133	109	108	109	107	107	103	97	150	142	254	468	1.019	449	217	180	237	229	528	130	123	602	173	123	5,9
Viernes 4 Feb.	78	125	60	101	65	57	53	56	91	106	146	108	158	280	79	135	204	130	193	204	249	173	211	148	3,2
Sábado 5 Feb.	65	88	61	67	51	102	58	86	107	100	297	194	121	790	323	450	197	205	157	144	479	474	188	128	4,9
Domingo 6 Feb.	56	59	86	75	67	96	124	129	143	111	151	155	134	898	619	296	359	350	214	295	757	211	206	210	5,8
Lunes 7 Feb.	62	65	91	65	124	101	89	77	66	61	130	65	55	108	83	150	269	206	188	235	185	600	237	154	3,5
Martes 8 Feb.	141	100	61	66	46	100	59	91	72	191	254	133	231	67	92	87	164	151	91	237	143	655	178	148	3,6
Miércoles 9 Feb.	78	49	45	61	70	96	127	85	69	361	155	72	63	201	149	125	166	209	206	218	130	129	174	126	3,2
Jueves 10 Feb.	62	67	84	84	113	133	96	97	136	71	170	172	137	138	246	226	198	209	201	190	153	183	227	187	3,6
Viernes 11 Feb.	98	48	97	48	58	64	85	55	88	101	181	180	77	301	856	162	143	163	175	254	293	279	234	255	4,3
Sábado 12 Feb.	217	104	103	96	86	66	110	100	119	404	207	101	122	205	176	272	217	286	309	329	155	173	128	145	4,2
Domingo 13 Feb.	107	108	60	83	62	59	46	56	189	150	195	152	94	110	304	310	299	130	176	341	269	295	213	142	4
Lunes 14 Feb.	184	146	69	66	53	41	99	55	383	178	185	177	253	237	136	131	201	206	176	178	203	140	125	130	3,8
Martes 15 Feb.	55	52	58	89	57	138	93	48	103	113	169	150	118	149	193	114	135	107	177	122	124	189	128	126	2,8
Miércoles 16 Feb.	111	61	60	58	135	83	69	60	337	397	214	103	83	68	161	161	189	357	635	164	118	114	160	154	4,1
Jueves 17 Feb.	88	135	98	59	61	58	72	55	129	158	496	227	179	174	226	144	143	104	164	160	159	213	143	129	3,6
Viernes 18 Feb.	87	58	45	100	130	75	63	94	122	310	120	81	125	112	396	159	175	234	137	145	176	125	216	180	3,5
Sábado 19 Feb.	127	96	122	58	88	72	63	61	97	200	255	213	213	1.040	1.127	218	179	176	222	220	258	160	125	169	5,6
Domingo 20 Feb.	161	148	70	62	102	62	62	69	137	128	132	155	275	162	104	135	281	253	216	155	184	162	182	160	3,6
Lunes 21 Feb.	55	55	53	78	72	54	50	135	663	148	205	149	73	83	189	144	182	206	115	151	165	135	127	100	3,4
Total (kWh)	2,7	2,3	2,2	2	2,2	2,1	2	2,1	5,2	4,9	6,2	5,1	4,9	7,5	8,2	6,1	6,5	7	6	5,9	7	9,4	5,5	4,9	

Así ha concentrado el consumo por hora en esta factura.



* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

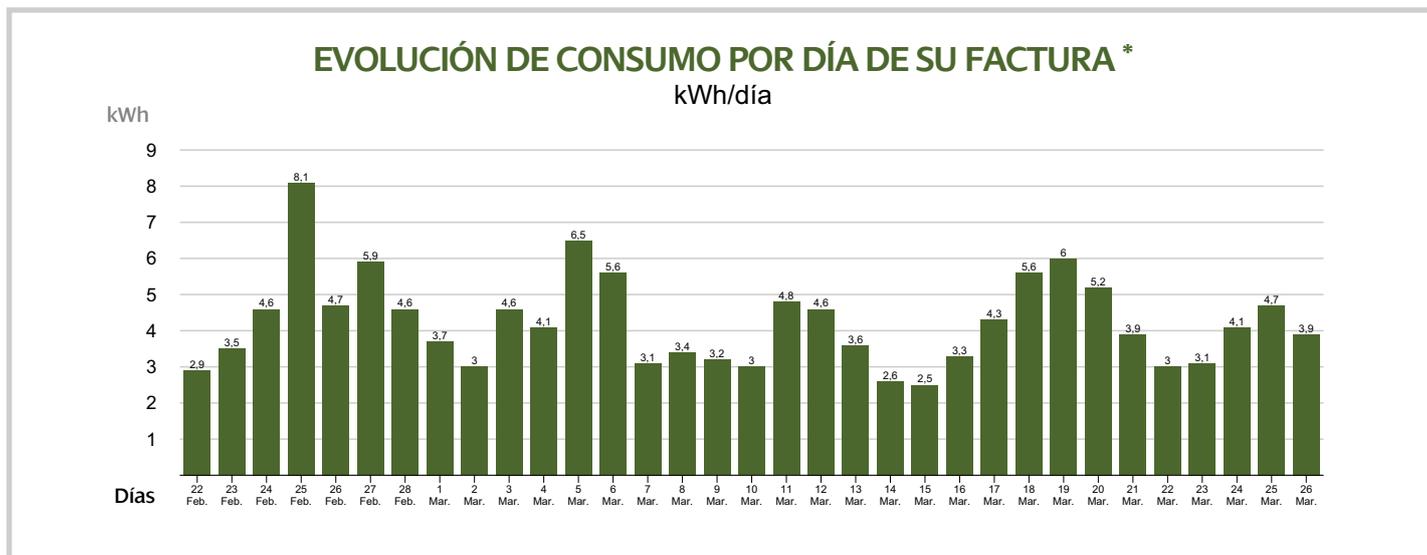
DATOS DE FACTURA

Dirección de suministro:

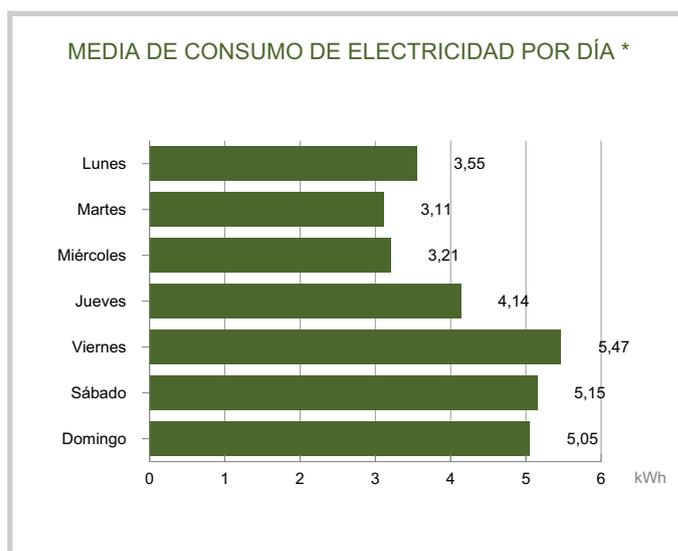
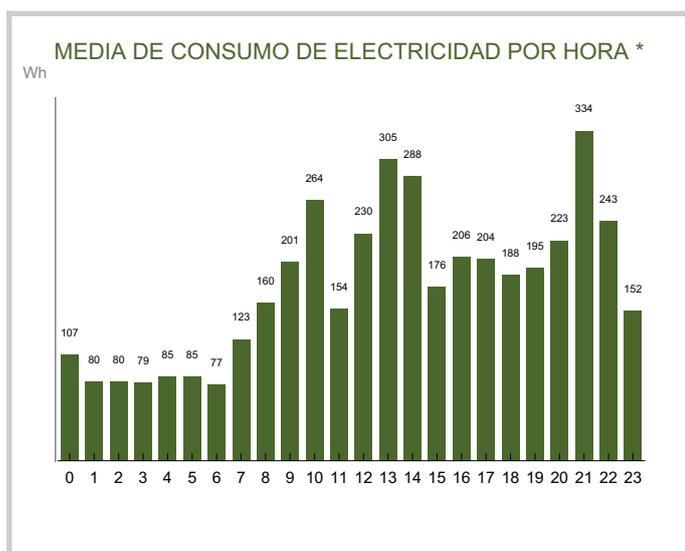
██████████ 46760-TAVERNES DE LA VALLDIGNA - VALENCIA

- Plan | Plan Estable
- Importe | 38,04 €
- Consumo | 140 kWh *
- Número de factura | ██████████
- Periodo de facturación | del 22 de Febrero de 2022 al 26 de Marzo de 2022
- Referencia contrato suministro | ██████████

1 Consulte el consumo de electricidad que ha realizado cada día.



2 A continuación, le mostramos la media del consumo realizado por hora y día de la semana



3 ¿Sabe cómo ahorrar en su factura?

Evita goteos y fugas de los grifos. El simple goteo del grifo del lavabo significa una pérdida de 100 litros de agua al mes.

* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

4 Le mostramos el detalle de consumo de luz realizado en cada hora de cada día:

EVOLUCIÓN DE CONSUMO POR HORA DE SU FACTURA *

Horas (Wh)	Días																								Total (kWh)
	00 - 01h	01 - 02h	02 - 03h	03 - 04h	04 - 05h	05 - 06h	06 - 07h	07 - 08h	08 - 09h	09 - 10h	10 - 11h	11 - 12h	12 - 13h	13 - 14h	14 - 15h	15 - 16h	16 - 17h	17 - 18h	18 - 19h	19 - 20h	20 - 21h	21 - 22h	22 - 23h	23h - 00h	
Martes 22 Feb.	87	57	56	54	134	100	67	105	88	71	138	67	91	106	199	194	219	230	157	158	155	133	119	149	2,9
Miércoles 23 Feb.	104	54	121	102	62	61	70	106	117	103	172	57	55	139	203	110	103	92	127	130	131	968	158	164	3,5
Jueves 24 Feb.	128	98	63	82	58	53	59	141	105	85	235	232	142	153	598	563	142	131	307	193	263	395	280	123	4,6
Viernes 25 Feb.	81	55	54	106	117	61	100	151	174	1.099	1.264	122	346	160	233	210	303	283	372	287	271	820	1.229	209	8,1
Sábado 26 Feb.	289	100	83	52	158	102	101	166	113	188	467	214	298	223	186	181	326	376	189	115	210	271	176	161	4,7
Domingo 27 Feb.	81	73	75	59	107	61	131	162	115	121	331	333	154	916	1.155	171	210	281	421	175	205	228	179	151	5,9
Lunes 28 Feb.	113	87	82	61	144	90	70	99	109	442	666	158	151	209	206	204	227	90	53	154	134	150	797	138	4,6
Martes 1 Mar.	106	133	73	84	74	62	57	58	645	136	204	138	355	125	188	108	158	115	144	116	121	182	189	144	3,7
Miércoles 2 Mar.	80	63	58	61	76	102	88	97	136	214	170	150	114	112	190	97	141	208	141	142	166	120	121	159	3
Jueves 3 Mar.	63	58	58	81	132	83	64	120	102	150	135	136	161	111	205	178	108	103	139	122	143	1.335	546	226	4,6
Viernes 4 Mar.	238	80	137	97	76	66	51	88	86	96	146	164	277	388	196	197	235	288	221	220	238	208	163	152	4,1
Sábado 5 Mar.	87	61	92	58	51	84	62	174	149	80	190	255	259	1.244	524	276	341	210	236	305	643	779	213	161	6,5
Domingo 6 Mar.	97	40	70	131	102	114	56	126	102	107	157	126	117	267	613	604	733	644	166	157	113	612	121	177	5,6
Lunes 7 Mar.	103	80	61	62	67	60	58	107	115	164	229	181	61	66	203	134	164	128	89	194	220	215	188	137	3,1
Martes 8 Mar.	92	57	56	77	59	56	55	125	180	145	154	69	60	115	94	187	188	174	219	181	672	160	123	130	3,4
Miércoles 9 Mar.	83	68	69	53	51	134	99	177	348	169	116	143	54	97	246	140	196	112	108	104	213	138	141	134	3,2
Jueves 10 Mar.	167	102	135	94	63	99	57	120	204	111	120	57	127	87	59	55	110	160	170	183	192	241	212	106	3
Viernes 11 Mar.	56	68	80	64	58	52	66	109	71	221	832	262	129	88	440	136	127	146	195	231	195	857	171	159	4,8
Sábado 12 Mar.	60	89	76	65	59	178	138	73	109	270	182	302	144	484	711	148	174	143	119	179	273	224	237	163	4,6
Domingo 13 Mar.	143	102	90	60	55	73	64	98	101	136	166	115	77	168	745	216	117	155	127	169	164	185	121	106	3,6
Lunes 14 Mar.	53	68	87	59	55	44	173	177	80	170	56	56	42	88	54	168	147	164	149	122	165	135	127	118	2,6
Martes 15 Mar.	66	89	58	57	137	100	53	117	138	89	86	62	59	56	54	96	165	117	104	147	137	132	217	146	2,5
Miércoles 16 Mar.	182	167	57	53	73	88	58	129	145	117	83	172	189	155	151	151	158	146	144	172	167	175	164	159	3,3
Jueves 17 Mar.	106	90	75	159	94	96	97	102	88	77	133	68	375	1.074	147	70	188	169	180	219	177	209	172	166	4,3
Viernes 18 Mar.	92	60	58	57	56	55	81	135	130	320	190	183	1.103	1.281	108	209	219	213	217	201	169	175	170	113	5,6
Sábado 19 Mar.	91	90	79	118	99	97	46	159	212	146	150	132	1.013	1.247	375	109	221	362	278	209	218	207	181	126	6
Domingo 20 Mar.	101	98	98	143	106	92	50	124	95	86	1.009	286	156	186	126	95	185	206	197	677	273	503	156	154	5,2
Lunes 21 Mar.	97	46	146	84	64	60	31	97	420	662	203	139	116	176	192	100	158	212	183	113	168	131	173	155	3,9
Martes 22 Mar.	52	62	82	98	62	79	55	77	118	236	100	77	73	63	236	101	160	162	167	214	203	171	177	172	3
Miércoles 23 Mar.	56	86	71	89	100	94	92	166	103	127	181	127	87	54	47	128	177	203	178	175	193	204	191	174	3,1
Jueves 24 Mar.	152	102	94	63	138	96	134	95	393	193	99	96	95	88	144	174	161	205	252	242	239	282	453	157	4,1
Viernes 25 Mar.	163	89	71	67	68	98	66	135	82	190	209	142	861	197	172	143	231	264	260	246	265	316	195	175	4,7
Sábado 26 Mar.	68	72	69	61	60	100	91	137	101	121	128	254	241	147	509	138	292	252	197	166	246	167	159	139	3,9
Total (kWh)	3,5	2,6	2,6	2,6	2,8	2,8	2,5	4,1	5,3	6,6	8,7	5,1	7,6	10,1	9,5	5,8	6,8	6,7	6,2	6,4	7,3	11	8	5	

Así ha concentrado el consumo por hora en esta factura.



* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

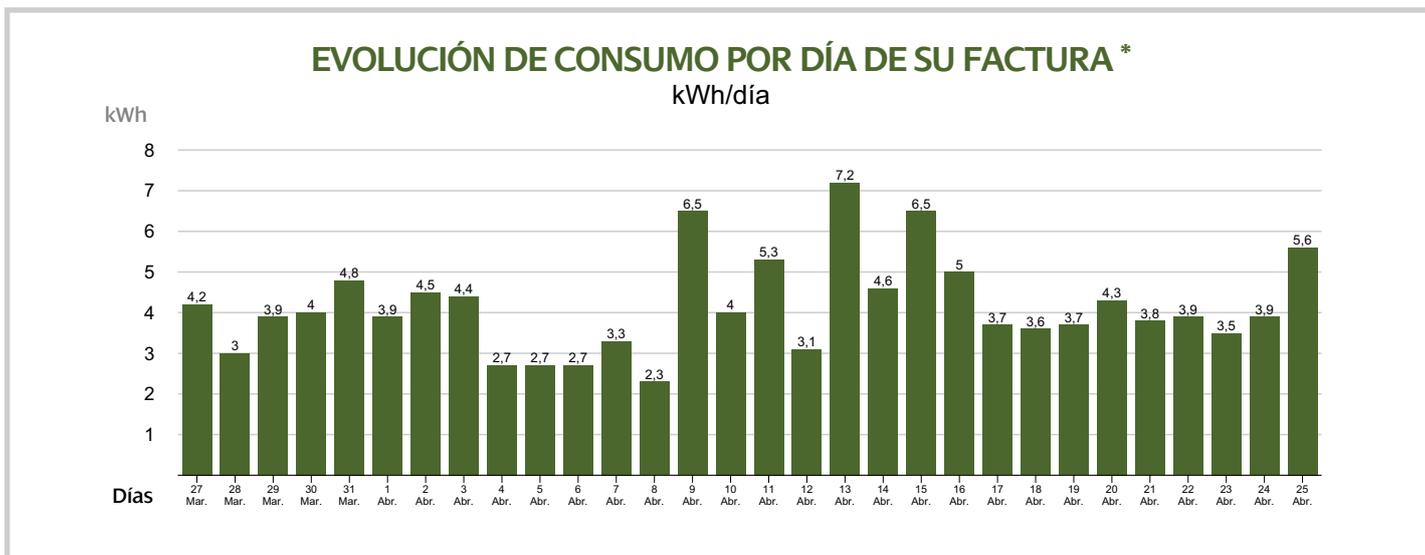
DATOS DE FACTURA

Dirección de suministro:

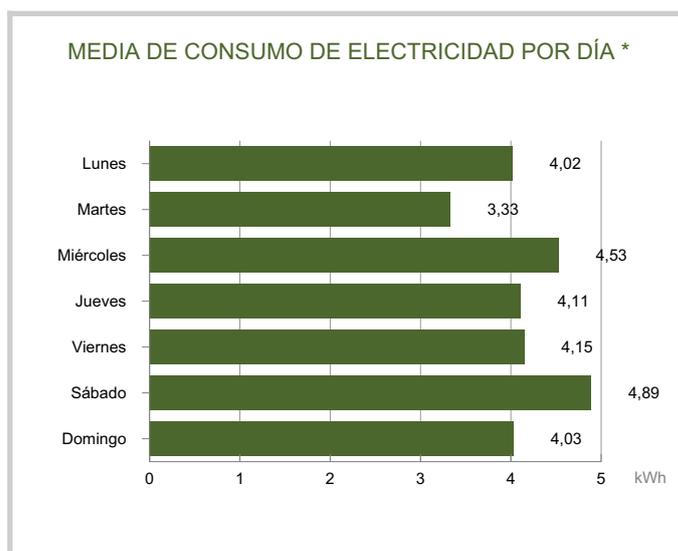
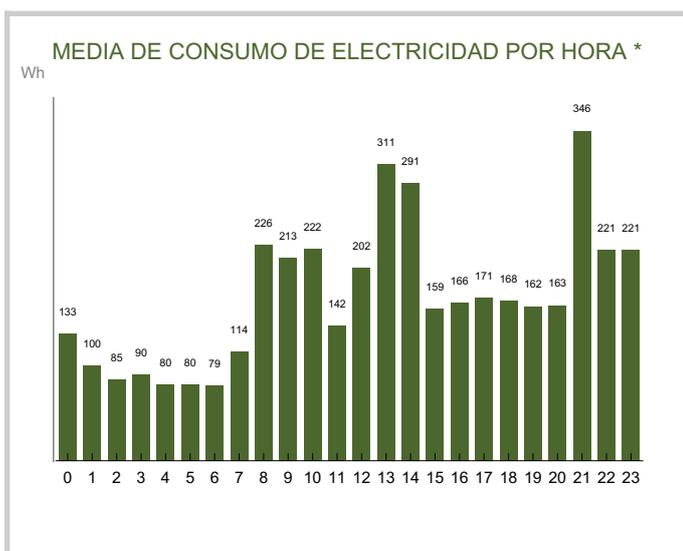
██████████ 46760-TAVERNES DE LA VALLDIGNA - VALENCIA

- Plan | Plan Estable
- Importe | 34,05 €
- Consumo | 124 kWh *
- Número de factura | ██████████
- Periodo de facturación | del 27 de Marzo de 2022 al 25 de Abril de 2022
- Referencia contrato suministro | ██████████

1 Consulte el consumo de electricidad que ha realizado cada día.



2 A continuación, le mostramos la media del consumo realizado por hora y día de la semana



3 ¿Sabe cómo ahorrar en su factura?

Dúchate en lugar de bañarte y abre el grifo solo cuando sea necesario. Una ducha usa la cuarta parte de agua y energía que un baño.

4 Le mostramos el detalle de consumo de luz realizado en cada hora de cada día:

EVOLUCIÓN DE CONSUMO POR HORA DE SU FACTURA *

Horas (Wh)	Días																								Total (kWh)
	00 - 01h	01 - 02h	02 - 03h	03 - 04h	04 - 05h	05 - 06h	06 - 07h	07 - 08h	08 - 09h	09 - 10h	10 - 11h	11 - 12h	12 - 13h	13 - 14h	14 - 15h	15 - 16h	16 - 17h	17 - 18h	18 - 19h	19 - 20h	20 - 21h	21 - 22h	22 - 23h	23h - 00h	
Domingo 27 Mar.	84	82		72	127	93	60	57	51	129	178	144	343	637	114	231	219	207	191	114	70	645	221	168	4,2
Lunes 28 Mar.	195	103	62	63	59	98	47	69	81	163	46	130	134	159	210	197	158	179	119	103	90	169	199	186	3
Martes 29 Mar.	110	82	67	98	53	54	53	106	57	99	302	144	98	159	87	151	168	96	150	125	163	1.043	216	169	3,9
Miércoles 30 Mar.	99	98	123	97	62	58	55	39	137	185	105	62	57	136	194	159	172	133	131	103	181	1.146	258	183	4
Jueves 31 Mar.	150	99	99	59	98	95	85	92	163	324	281	152	394	201	172	155	174	145	107	186	233	899	210	231	4,8
Viernes 1 Abr.	231	118	108	101	122	136	135	137	341	98	91	100	149	125	254	221	131	192	113	128	231	258	169	181	3,9
Sábado 2 Abr.	126	86	149	93	64	53	100	97	309	228	303	233	358	244	403	188	216	228	160	202	236	169	175	103	4,5
Domingo 3 Abr.	59	59	83	65	62	60	55	146	199	141	96	122	835	193	98	153	166	253	175	120	134	917	115	112	4,4
Lunes 4 Abr.	93	45	65	71	133	76	58	87	84	160	90	46	62	62	45	302	213	160	192	149	94	114	165	117	2,7
Martes 5 Abr.	77	58	99	115	70	87	117	104	89	78	176	51	49	56	72	115	135	142	147	176	142	161	178	162	2,7
Miércoles 6 Abr.	52	131	96	65	66	53	51	119	129	53	74	73	121	311	258	67	72	59	107	179	107	135	187	162	2,7
Jueves 7 Abr.	132	58	57	52	56	78	58	231	409	260	111	98	105	108	69	168	134	162	135	145	148	174	152	161	3,3
Viernes 8 Abr.	81	121	88	62	53	87	66	55	83	84	65	134	63	69	85	62	51	38	96	82	140	189	219	250	2,3
Sábado 9 Abr.	154	104	67	59	57	80	68	124	856	745	312	217	158	561	1.208	174	384	251	168	225	164	174	84	156	6,5
Domingo 10 Abr.	140	140	111	77	57	53	130	99	145	134	236	161	175	166	309	115	148	177	201	123	323	409	186	136	4
Lunes 11 Abr.	203	252	65	98	60	97	111	104	94	630	141	181	242	319	457	173	357	393	369	205	148	179	205	168	5,3
Martes 12 Abr.	117	76	77	136	101	64	59	55	90	69	126	189	81	288	256	143	94	172	105	68	88	161	194	243	3,1
Miércoles 13 Abr.	271	211	65	92	116	98	69	76	134	97	1.244	119	913	155	230	122	157	157	249	328	291	327	248	1.402	7,2
Jueves 14 Abr.	267	166	140	97	62	104	87	84	303	100	199	140	164	852	428	207	156	112	139	118	106	180	187	173	4,6
Viernes 15 Abr.	122	103	69	65	40	104	62	161	328	233	137	297	160	373	1.103	148	157	410	357	214	135	602	918	220	6,5
Sábado 16 Abr.	117	69	104	72	69	69	109	105	288	174	81	151	132	906	218	250	321	300	264	370	161	283	208	211	5
Domingo 17 Abr.	171	101	91	93	98	96	85	147	621	292	556	119	38	104	100	69	70	56	101	95	62	136	231	174	3,7
Lunes 18 Abr.	182	159	51	103	96	49	81	182	186	955	180	105	97	96	96	56	84	95	35	97	137	98	165	183	3,6
Martes 19 Abr.	65	63	102	83	59	52	76	149	319	211	236	163	176	93	238	251	153	132	117	116	218	204	286	182	3,7
Miércoles 20 Abr.	84	63	98	96	79	31	80	135	161	101	69	97	121	1.129	381	145	107	131	225	195	180	208	133	218	4,3
Jueves 21 Abr.	129	68	65	131	149	145	102	130	214	101	113	126	114	275	244	138	267	149	133	201	217	183	173	235	3,8
Viernes 22 Abr.	114	58	55	150	104	94	59	110	115	167	250	149	251	233	269	158	175	204	196	154	182	166	234	227	3,9
Sábado 23 Abr.	114	85	75	137	100	53	101	197	114	103	182	173	138	222	145	122	140	125	117	232	199	162	211	217	3,5
Domingo 24 Abr.	189	77	131	97	59	87	54	133	205	124	111	122	160	153	61	200	85	69	193	112	165	729	364	170	3,9
Lunes 25 Abr.	53	66	88	85	68	108	105	93	469	159	554	275	168	948	923	118	117	194	247	179	134	147	142	139	5,6
Total (kWh)	4	3	2,5	2,7	2,4	2,4	2,4	3,4	6,8	6,4	6,6	4,3	6,1	9,3	8,7	4,8	5	5,1	5	4,8	4,9	10,4	6,6	6,6	

Así ha concentrado el consumo por hora en esta factura.



* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

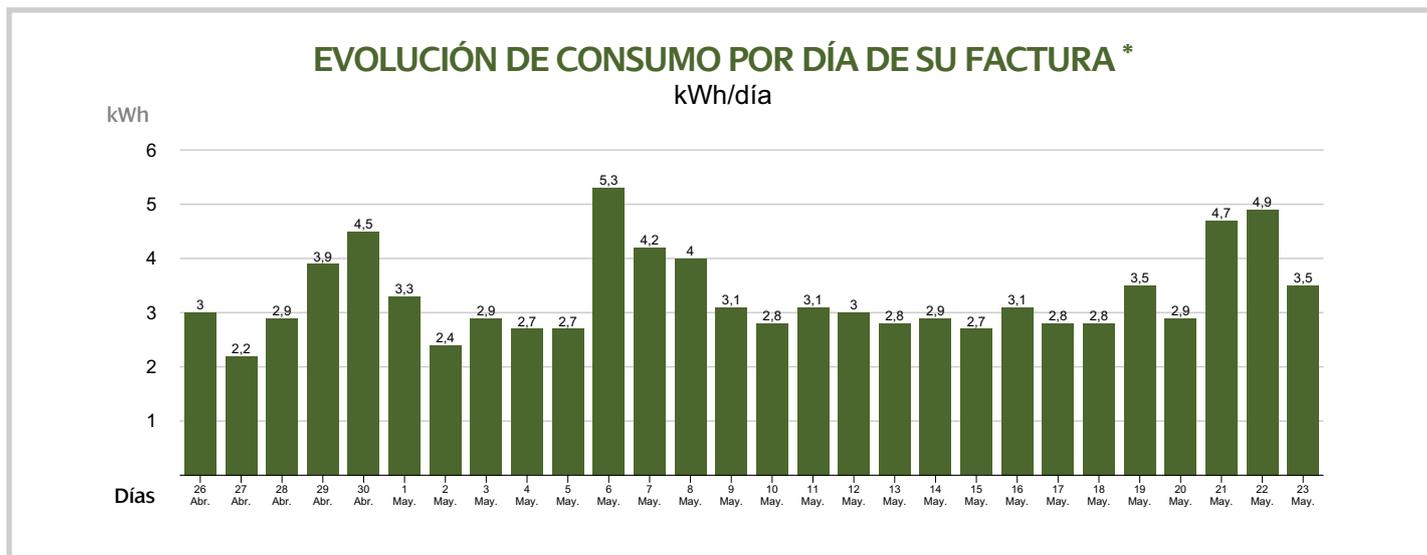
DATOS DE FACTURA

Dirección de suministro:

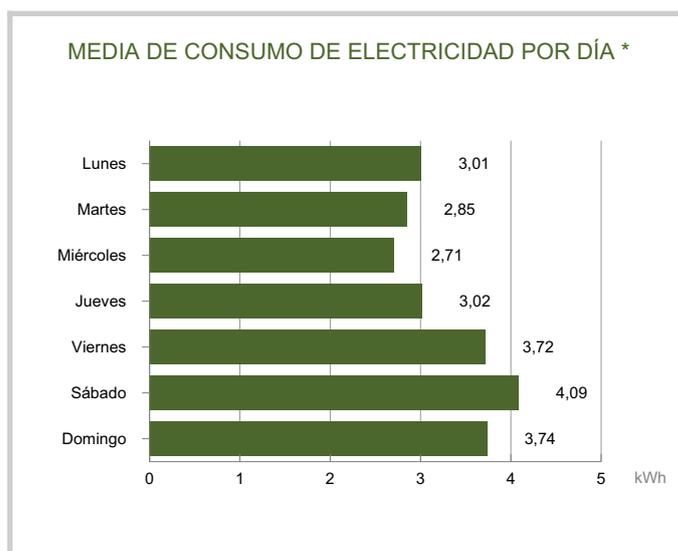
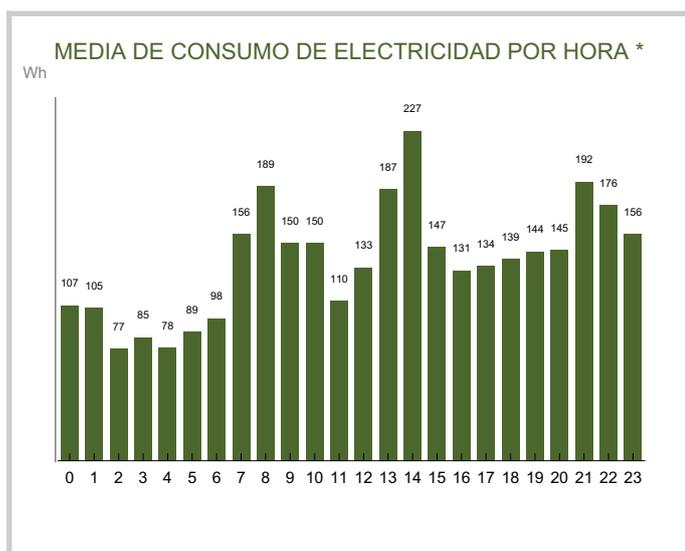
46760-TAVERNES DE LA VALLDIGNA - VALENCIA

- Plan | Plan Estable
- Importe | 27,74 €
- Consumo | 92 kWh *
- Número de factura | [REDACTED]
- Periodo de facturación | del 26 de Abril de 2022 al 23 de Mayo de 2022
- Referencia contrato suministro | [REDACTED]

1 Consulte el consumo de electricidad que ha realizado cada día.



2 A continuación, le mostramos la media del consumo realizado por hora y día de la semana



3 ¿Sabe cómo ahorrar en su factura?

Si vas a manipular la instalación eléctrica desconecta antes el interruptor general de alimentación en el cuadro general de protección.

4 Le mostramos el detalle de consumo de luz realizado en cada hora de cada día:

EVOLUCIÓN DE CONSUMO POR HORA DE SU FACTURA *

Horas (Wh)	Días																								Total (kWh)
	00 - 01h	01 - 02h	02 - 03h	03 - 04h	04 - 05h	05 - 06h	06 - 07h	07 - 08h	08 - 09h	09 - 10h	10 - 11h	11 - 12h	12 - 13h	13 - 14h	14 - 15h	15 - 16h	16 - 17h	17 - 18h	18 - 19h	19 - 20h	20 - 21h	21 - 22h	22 - 23h	23h - 00h	
Martes 26 Abr.	70	69	45	100	60	148	145	535	70	157	100	66	62	45	100	224	178	103	107	125	132	128	129	105	3
Miércoles 27 Abr.	65	59	106	105	100	59	86	194	98	90	62	53	92	101	99	65	61	59	58	98	61	157	162	153	2,2
Jueves 28 Abr.	127	105	103	99	54	53	50	104	136	148	170	76	69	177	127	136	137	144	106	91	152	223	142	131	2,9
Viernes 29 Abr.	129	169	125	101	76	62	77	102	395	438	192	141	152	143	335	142	123	144	85	123	157	164	182	140	3,9
Sábado 30 Abr.	69	65	63	62	106	150	110	120	129	130	172	166	177	180	127	156	163	249	220	199	288	901	356	182	4,5
Domingo 1 May.	133	116	96	105	111	155	103	215	227	185	208	111	92	199	154	162	102	41	151	142	106	110	182	78	3,3
Lunes 2 May.	64	68	85	62	52	141	104	80	148	53	101	60	59	101	140	111	113	105	95	140	139	127	145	150	2,4
Martes 3 May.	165	68	61	56	73	110	105	112	80	104	131	53	91	135	357	115	145	106	125	120	109	134	170	129	2,9
Miércoles 4 May.	52	47	64	80	94	105	95	82	108	194	95	84	92	190	167	128	98	89	180	141	100	162	148	142	2,7
Jueves 5 May.	67	100	56	56	69	133	100	67	161	86	88	62	52	49	70	122	94	65	230	241	121	200	242	178	2,7
Viernes 6 May.	132	108	118	122	116	116	162	120	582	79	244	166	130	1.065	647	242	163	119	142	142	140	131	174	127	5,3
Sábado 7 May.	110	82	78	47	100	68	160	119	229	227	231	171	302	273	188	151	154	206	214	203	221	272	185	238	4,2
Domingo 8 May.	144	140	49	90	92	44	149	116	137	62	86	113	834	525	270	146	99	135	152	154	135	152	106	98	4
Lunes 9 May.	47	68	80	84	60	48	141	126	280	85	215	203	108	78	201	190	102	150	142	108	110	141	168	154	3,1
Martes 10 May.	94	60	79	100	36	79	106	459	132	102	99	49	65	72	46	101	80	157	107	162	162	135	158	116	2,8
Miércoles 11 May.	100	50	54	98	73	71	67	286	291	115	172	99	51	65	89	148	144	108	151	168	119	173	189	170	3,1
Jueves 12 May.	84	60	92	91	56	55	58	164	172	167	146	80	67	49	246	154	105	217	164	123	153	185	142	174	3
Viernes 13 May.	117	57	51	97	91	70	96	173	183	206	96	58	56	52	101	212	151	113	81	159	134	174	158	108	2,8
Sábado 14 May.	95	51	53	97	61	73	75	179	144	113	163	111	99	135	199	173	112	161	199	78	47	144	181	112	2,9
Domingo 15 May.	165	107	40	78	65	100	47	117	140	104	231	199	63	87	50	102	81	107	130	136	95	171	156	170	2,7
Lunes 16 May.	73	102	59	70	73	86	64	52	228	117	175	101	94	131	126	154	251	161	145	91	70	200	232	199	3,1
Martes 17 May.	65	102	57	63	91	74	77	144	257	106	103	102	100	61	98	211	150	162	122	120	120	161	177	66	2,8
Miércoles 18 May.	59	97	64	79	67	74	78	96	299	258	117	102	60	60	103	68	107	130	82	145	248	162	106	143	2,8
Jueves 19 May.	70	102	73	61	54	104	101	109	164	159	215	134	169	136	377	161	156	119	111	142	227	234	218	106	3,5
Viernes 20 May.	86	77	103	101	56	82	140	124	147	140	107	105	102	100	52	54	97	153	132	134	222	257	159	171	2,9
Sábado 21 May.	105	59	78	65	101	89	58	60	149	244	170	124	129	278	1.108	166	160	159	153	237	174	141	186	532	4,7
Domingo 22 May.	388	643	112	110	107	53	77	181	111	158	182	152	174	583	494	163	195	168	158	153	147	92	157	162	4,9
Lunes 23 May.	131	103	101	101	100	100	98	144	103	171	139	136	189	164	276	160	154	109	154	145	176	149	228	135	3,5
Total (kWh)	3	2,9	2,1	2,4	2,2	2,5	2,7	4,4	5,3	4,2	4,2	3,1	3,7	5,2	6,3	4,1	3,7	3,7	3,9	4	4,1	5,4	4,9	4,4	

Así ha concentrado el consumo por hora en esta factura.



* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

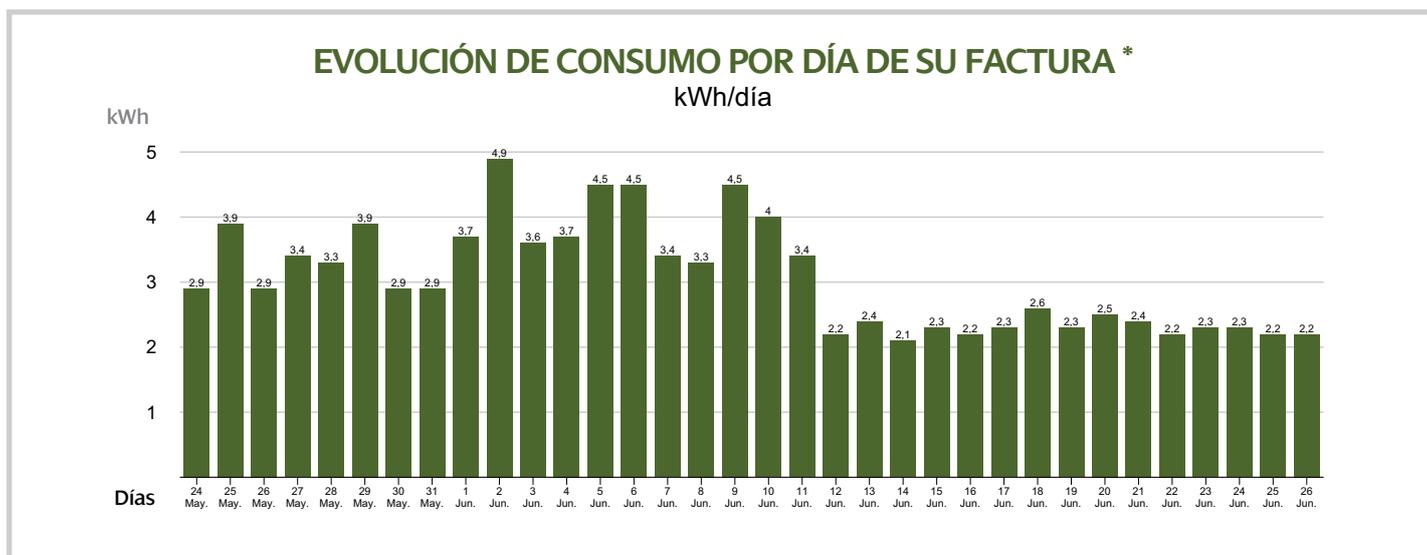
DATOS DE FACTURA

Dirección de suministro:

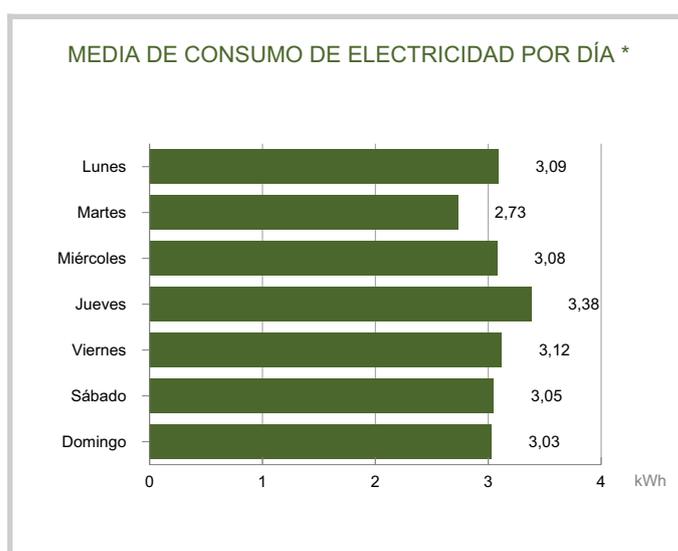
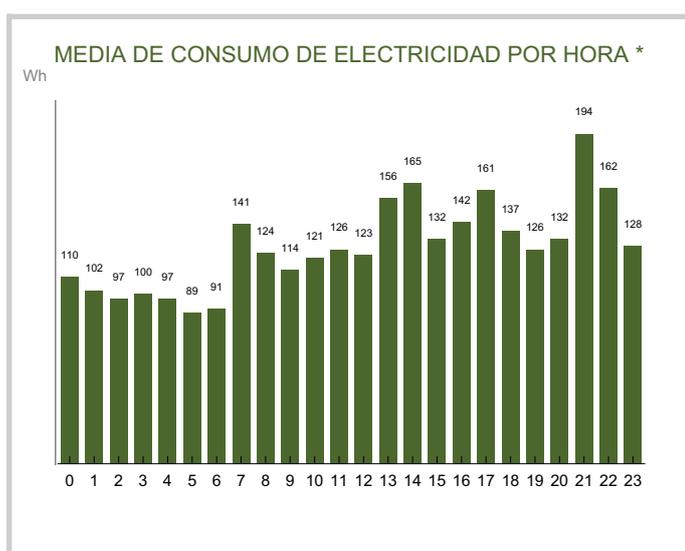
46760-TAVERNES DE LA VALLDIGNA - VALENCIA

- Plan | Plan Estable
- Importe | 32,57 €
- Consumo | 105 kWh *
- Número de factura | [REDACTED]
- Periodo de facturación | del 24 de Mayo de 2022 al 26 de Junio de 2022
- Referencia contrato suministro | [REDACTED]

1 Consulte el consumo de electricidad que ha realizado cada día.



2 A continuación, le mostramos la media del consumo realizado por hora y día de la semana



3 ¿Sabe cómo ahorrar en su factura?

Sustituye tus bombillas tradicionales por bombillas de bajo consumo o de LED.

* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

4 Le mostramos el detalle de consumo de luz realizado en cada hora de cada día:

EVOLUCIÓN DE CONSUMO POR HORA DE SU FACTURA *

Horas (Wh)	00 - 01h	01 - 02h	02 - 03h	03 - 04h	04 - 05h	05 - 06h	06 - 07h	07 - 08h	08 - 09h	09 - 10h	10 - 11h	11 - 12h	12 - 13h	13 - 14h	14 - 15h	15 - 16h	16 - 17h	17 - 18h	18 - 19h	19 - 20h	20 - 21h	21 - 22h	22 - 23h	23h - 00h	Total (kWh)
Martes 24 May.	63	102	104	100	70	55	104	278	86	135	178	106	104	86	62	56	104	139	102	152	157	184	204	121	2,9
Miércoles 25 May.	72	52	105	103	57	78	65	111	210	63	67	88	52	103	100	210	186	205	158	148	145	623	708	156	3,9
Jueves 26 May.	71	52	103	102	64	79	40	104	209	165	125	97	49	62	74	117	203	188	152	145	170	149	173	196	2,9
Viernes 27 May.	90	59	61	99	101	62	59	180	100	144	101	102	100	72	71	53	135	186	234	118	192	827	171	116	3,4
Sábado 28 May.	72	60	103	102	55	70	67	68	102	108	111	149	172	136	394	138	148	197	226	204	202	159	166	131	3,3
Domingo 29 May.	110	117	145	107	108	106	105	116	208	91	148	147	108	498	524	141	158	173	142	140	124	154	140	113	3,9
Lunes 30 May.	105	104	104	104	103	72	76	80	143	154	111	112	125	140	194	136	132	131	130	119	91	131	167	178	2,9
Martes 31 May.	114	108	105	105	101	78	81	128	112	124	81	92	92	121	196	133	172	133	132	130	130	155	151	135	2,9
Miércoles 1 Jun.	62	74	71	62	104	103	95	64	260	258	195	165	130	153	427	143	139	138	135	126	153	232	209	175	3,7
Jueves 2 Jun.	223	120	109	108	106	106	103	175	275	212	137	162	294	929	222	207	159	154	151	125	149	272	210	208	4,9
Viernes 3 Jun.	191	111	112	102	67	65	139	106	104	104	133	207	205	197	166	227	150	136	143	164	162	198	196	196	3,6
Sábado 4 Jun.	185	202	113	113	112	106	60	59	102	104	103	119	217	184	341	239	150	173	189	170	188	148	198	135	3,7
Domingo 5 Jun.	174	109	108	97	72	64	107	105	140	100	102	174	181	179	196	236	571	624	184	184	188	142	250	247	4,5
Lunes 6 Jun.	236	114	115	110	67	71	97	948	143	154	261	199	170	188	210	177	162	154	151	132	118	169	223	171	4,5
Martes 7 Jun.	107	106	99	96	143	112	109	154	151	141	174	104	73	98	171	157	157	163	149	185	178	181	170	173	3,4
Miércoles 8 Jun.	118	103	104	102	101	67	67	67	90	136	154	183	135	124	168	165	186	200	183	186	151	161	197	134	3,3
Jueves 9 Jun.	104	150	112	109	107	105	170	269	148	177	127	106	153	160	130	144	202	599	413	168	229	262	225	140	4,5
Viernes 10 Jun.	102	102	103	98	57	89	112	140	118	168	104	103	103	102	163	161	161	104	131	194	223	955	223	171	4
Sábado 11 Jun.	117	116	111	109	108	106	136	173	145	129	170	210	212	253	272	180	118	112	110	106	103	102	103	98	3,4
Domingo 12 Jun.	101	98	97	66	142	108	98	101	96	92	67	96	98	63	101	99	96	99	57	100	97	96	64	97	2,2
Lunes 13 Jun.	109	132	103	98	96	99	55	100	100	106	141	111	97	63	102	62	104	138	107	100	74	101	66	106	2,4
Martes 14 Jun.	76	91	95	70	101	64	103	63	102	83	80	98	66	102	67	106	135	107	99	101	76	81	99	65	2,1
Miércoles 15 Jun.	104	67	100	88	78	100	66	102	63	116	107	136	109	107	106	106	104	104	85	107	105	100	64	100	2,3
Jueves 16 Jun.	104	93	64	105	121	122	106	103	90	71	103	99	60	105	103	90	72	105	100	61	106	103	90	72	2,2
Viernes 17 Jun.	104	108	129	106	105	96	67	105	98	63	105	103	89	72	105	100	65	103	104	96	67	105	133	108	2,3
Sábado 18 Jun.	106	103	88	83	106	98	65	107	102	70	92	188	199	158	106	104	104	133	108	107	106	99	68	108	2,6
Domingo 19 Jun.	104	81	84	106	99	60	106	103	67	91	104	97	59	105	130	109	107	107	98	68	106	103	80	84	2,3
Lunes 20 Jun.	105	99	60	106	104	74	85	104	97	58	106	155	133	147	166	111	107	106	97	104	101	58	106	102	2,5
Martes 21 Jun.	71	98	100	145	108	104	95	76	104	82	85	152	110	103	103	96	67	106	100	66	106	102	134	108	2,4
Miércoles 22 Jun.	107	100	63	107	101	60	106	99	57	106	99	59	105	98	61	106	100	61	106	100	135	108	105	99	2,2
Jueves 23 Jun.	62	121	104	98	104	99	59	105	98	60	105	98	70	131	116	110	109	106	107	98	101	104	98	64	2,3
Viernes 24 Jun.	105	103	64	94	105	88	68	105	100	53	132	110	107	104	96	68	105	103	110	104	76	76	105	100	2,3
Sábado 25 Jun.	56	106	103	63	96	135	110	107	103	64	100	105	84	74	104	100	59	105	103	73	86	104	96	58	2,2
Domingo 26 Jun.	104	101	53	133	112	107	106	88	76	104	98	57	105	101	59	101	103	83	73	104	99	55	105	101	2,2
Total (kWh)	3,7	3,5	3,3	3,4	3,3	3	3,1	4,8	4,2	3,9	4,1	4,3	4,2	5,3	5,6	4,5	4,8	5,5	4,7	4,3	4,5	6,6	5,5	4,4	

Así ha concentrado el consumo por hora en esta factura.



Menor consumo

Mayor consumo

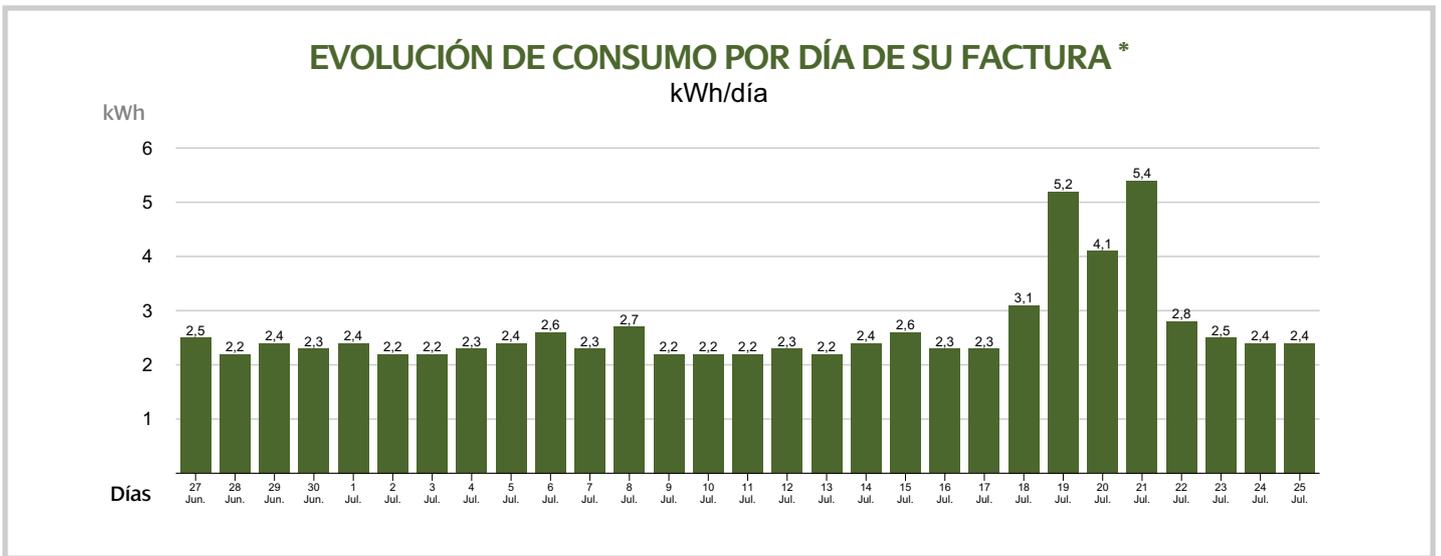
DATOS DE FACTURA

Dirección de suministro:

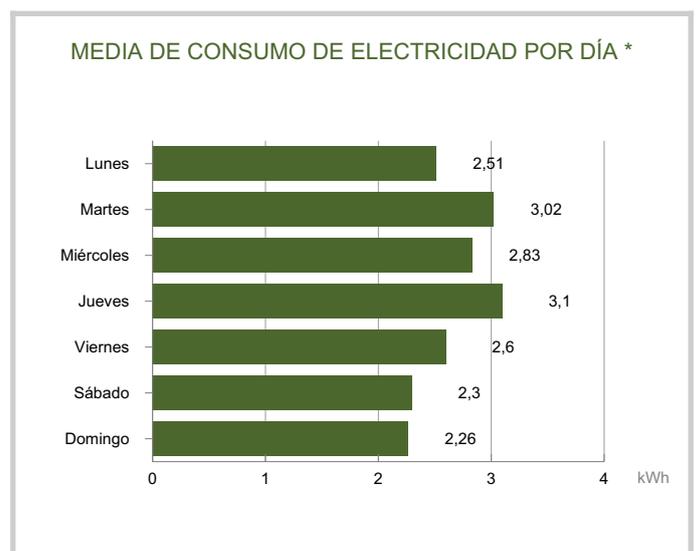
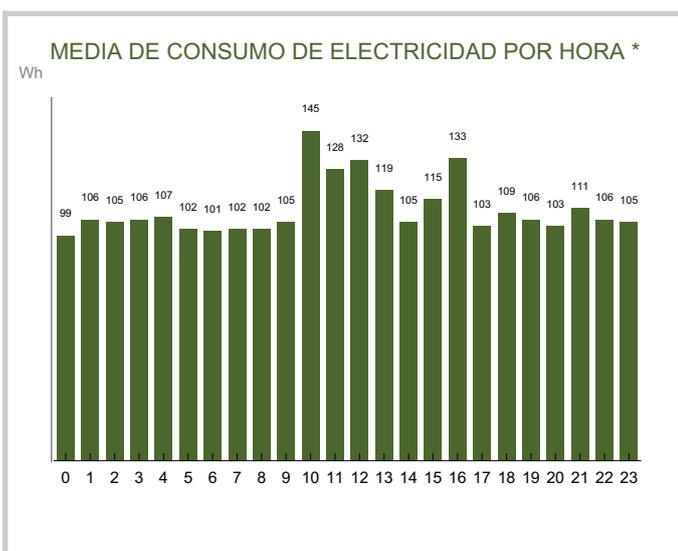
46760-TAVERNES DE LA VALLDIGNA - VALENCIA

- Plan | Plan Estable
- Importe | 24,66 €
- Consumo | 78 kWh *
- Número de factura | [REDACTED]
- Periodo de facturación | del 27 de junio de 2022 al 25 de julio de 2022
- Referencia contrato suministro | [REDACTED]

1 Consulte el consumo de electricidad que ha realizado cada día.



2 A continuación, le mostramos la media del consumo realizado por hora y día de la semana



3 ¿Sabe cómo ahorrar en su factura?

Apaga el WIFI y el Bluetooth de tu teléfono cuando no los estás usando.

4 Le mostramos el detalle de consumo de luz realizado en cada hora de cada día:

EVOLUCIÓN DE CONSUMO POR HORA DE SU FACTURA *

Horas (Wh)	00 - 01h	01 - 02h	02 - 03h	03 - 04h	04 - 05h	05 - 06h	06 - 07h	07 - 08h	08 - 09h	09 - 10h	10 - 11h	11 - 12h	12 - 13h	13 - 14h	14 - 15h	15 - 16h	16 - 17h	17 - 18h	18 - 19h	19 - 20h	20 - 21h	21 - 22h	22 - 23h	23h - 00h	Total (kWh)
Días																									
Lunes 27 Jun.	59	120	115	107	106	97	64	104	100	54	182	172	135	103	66	106	76	105	139	108	102	77	93	81	2,5
Martes 28 Jun.	75	83	89	86	93	72	71	105	74	104	69	127	103	58	106	71	135	109	106	75	88	98	80	92	2,2
Miércoles 29 Jun.	81	88	83	70	95	99	71	78	93	75	124	130	192	158	111	109	108	100	105	72	91	101	63	104	2,4
Jueves 30 Jun.	58	107	79	84	101	60	104	56	133	111	107	128	195	124	63	106	87	80	102	61	107	67	96	92	2,3
Viernes 1 Jul.	70	103	58	106	65	95	118	121	107	83	78	102	76	156	89	111	96	84	107	175	126	64	110	71	2,4
Sábado 2 Jul.	109	92	88	106	75	140	115	108	105	97	67	119	61	105	90	77	99	69	103	97	96	53	103	70	2,2
Domingo 3 Jul.	96	96	71	133	110	103	98	99	50	103	67	95	97	68	101	66	104	81	88	97	70	101	64	106	2,2
Lunes 4 Jul.	81	87	135	109	99	102	70	82	99	63	102	72	157	173	78	102	69	105	107	100	52	104	81	85	2,3
Martes 5 Jul.	136	109	100	102	72	85	99	67	102	64	106	85	94	127	140	105	98	64	149	153	106	101	63	105	2,4
Miércoles 6 Jul.	100	55	106	101	54	105	99	53	104	101	102	215	225	200	106	141	107	102	94	68	102	75	79	100	2,6
Jueves 7 Jul.	63	93	99	52	103	96	53	102	89	60	101	75	104	216	109	106	104	104	103	99	60	105	102	78	2,3
Viernes 8 Jul.	73	103	88	61	103	94	60	101	271	174	216	176	132	124	102	102	95	61	104	100	61	95	101	83	2,7
Sábado 9 Jul.	69	136	107	104	97	60	104	98	51	102	100	70	82	103	99	51	104	102	71	82	103	101	128	104	2,2
Domingo 10 Jul.	103	91	60	103	98	50	104	99	47	103	100	66	83	101	96	55	103	100	68	89	133	106	103	99	2,2
Lunes 11 Jul.	64	100	102	75	79	103	91	58	103	98	52	103	102	93	62	103	101	132	105	104	115	107	96	62	2,2
Martes 12 Jul.	103	98	57	103	99	54	104	99	55	106	112	185	108	105	113	98	63	106	100	60	105	101	62	99	2,3
Miércoles 13 Jul.	101	71	86	103	76	80	110	126	105	103	83	76	104	97	62	106	100	61	106	103	71	93	103	96	2,2
Jueves 14 Jul.	64	104	98	61	132	110	107	104	95	97	107	113	65	109	107	105	103	92	74	104	99	137	106	103	2,4
Viernes 15 Jul.	101	74	90	104	90	69	104	97	89	114	103	94	119	107	142	124	131	112	115	120	120	145	108	106	2,6
Sábado 16 Jul.	104	105	103	80	100	136	108	105	101	72	102	94	76	102	89	82	103	88	83	103	86	84	102	80	2,3
Domingo 17 Jul.	89	117	122	107	104	64	96	104	69	102	102	67	101	102	66	103	102	69	100	103	75	93	104	133	2,3
Lunes 18 Jul.	107	105	99	62	105	101	57	104	103	104	106	115	124	107	137	315	130	129	116	115	145	245	193	208	3,1
Martes 19 Jul.	196	212	245	302	248	217	158	153	151	158	711	373	150	148	149	149	148	147	147	183	152	187	283	209	5,2
Miércoles 20 Jul.	189	190	182	186	165	163	150	122	100	139	315	168	111	109	118	187	208	239	213	198	197	211	117	116	4,1
Jueves 21 Jul.	162	120	182	190	186	183	180	178	175	236	490	248	576	129	225	255	842	131	125	122	120	118	117	117	5,4
Viernes 22 Jul.	116	116	117	117	117	117	115	147	119	116	115	116	120	119	115	112	110	109	108	99	104	140	109	107	2,8
Sábado 23 Jul.	102	100	103	97	103	96	102	95	70	102	95	101	113	104	102	100	136	110	108	104	103	106	100	106	2,5
Domingo 24 Jul.	99	105	101	72	108	100	105	91	85	106	99	133	111	106	105	98	102	98	101	97	100	96	100	96	2,4
Lunes 25 Jul.	100	82	88	100	129	110	106	101	100	99	99	98	98	97	99	97	100	96	100	95	100	94	110	124	2,4
Total (kWh)	2,9	3,1	3,1	3,1	3,1	3	2,9	3	2,9	3	4,2	3,7	3,8	3,5	3	3,3	3,9	3	3,1	3,1	3	3,2	3,1	3	

Así ha concentrado el consumo por hora en esta factura.



* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

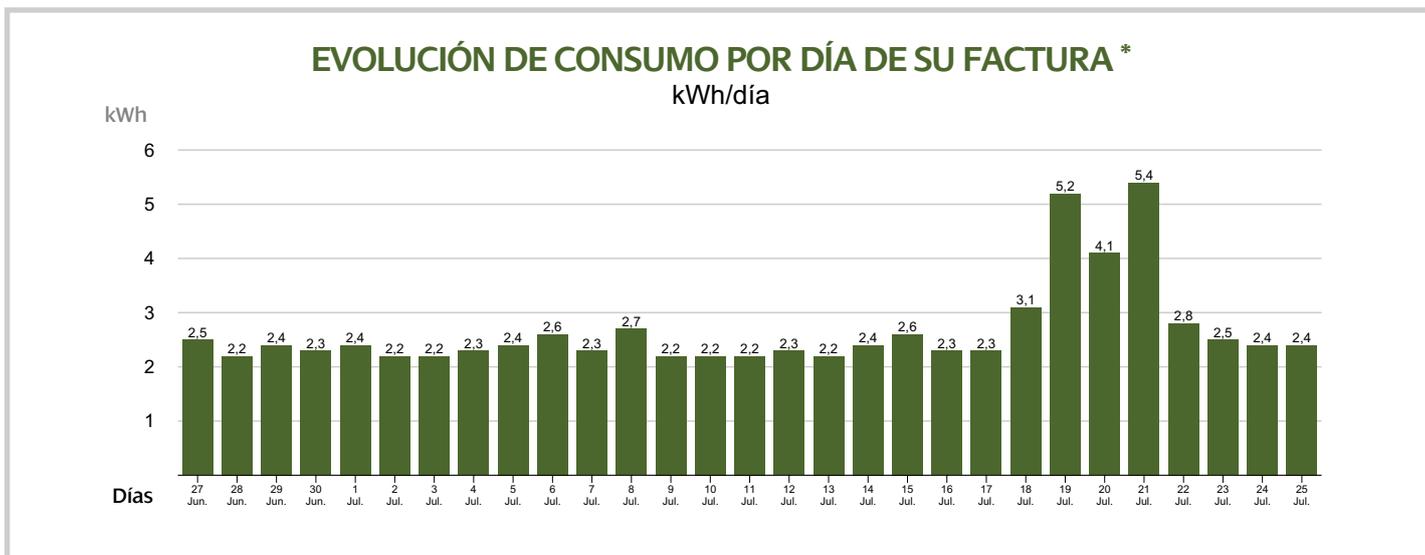
DATOS DE FACTURA

Dirección de suministro:

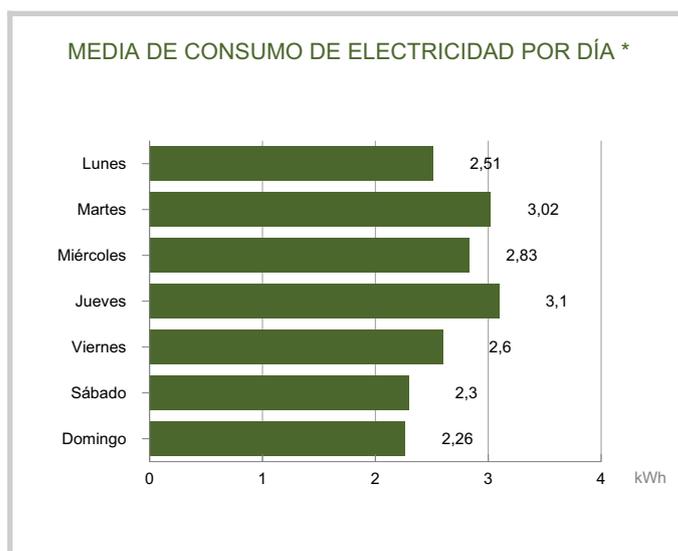
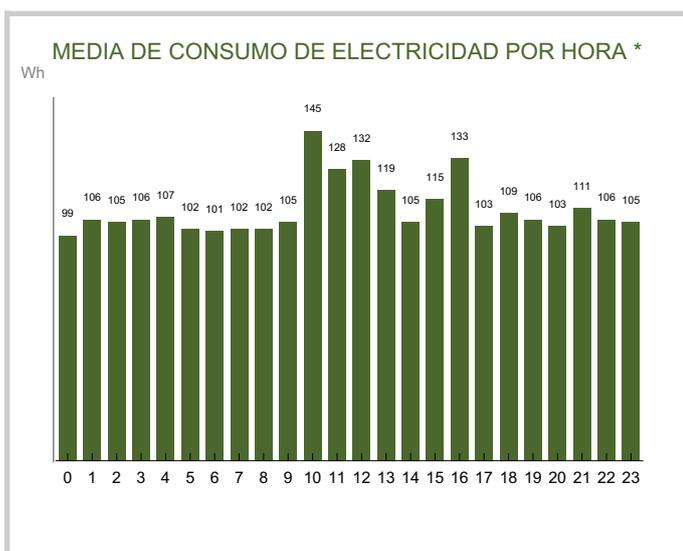
46760-TAVERNES DE LA VALLDIGNA - VALENCIA

- Plan | Plan Estable
- Importe | 24,66 €
- Consumo | 78 kWh *
- Número de factura | [REDACTED]
- Periodo de facturación | del 27 de junio de 2022 al 25 de julio de 2022
- Referencia contrato suministro | [REDACTED]

1 Consulte el consumo de electricidad que ha realizado cada día.



2 A continuación, le mostramos la media del consumo realizado por hora y día de la semana



3 ¿Sabe cómo ahorrar en su factura?

Apaga el WIFI y el Bluetooth de tu teléfono cuando no los estás usando.

4 Le mostramos el detalle de consumo de luz realizado en cada hora de cada día:

EVOLUCIÓN DE CONSUMO POR HORA DE SU FACTURA *

Horas (Wh)	00 - 01h	01 - 02h	02 - 03h	03 - 04h	04 - 05h	05 - 06h	06 - 07h	07 - 08h	08 - 09h	09 - 10h	10 - 11h	11 - 12h	12 - 13h	13 - 14h	14 - 15h	15 - 16h	16 - 17h	17 - 18h	18 - 19h	19 - 20h	20 - 21h	21 - 22h	22 - 23h	23h - 00h	Total (kWh)
Días																									
Lunes 27 Jun.	59	120	115	107	106	97	64	104	100	54	182	172	135	103	66	106	76	105	139	108	102	77	93	81	2,5
Martes 28 Jun.	75	83	89	86	93	72	71	105	74	104	69	127	103	58	106	71	135	109	106	75	88	98	80	92	2,2
Miércoles 29 Jun.	81	88	83	70	95	99	71	78	93	75	124	130	192	158	111	109	108	100	105	72	91	101	63	104	2,4
Jueves 30 Jun.	58	107	79	84	101	60	104	56	133	111	107	128	195	124	63	106	87	80	102	61	107	67	96	92	2,3
Viernes 1 Jul.	70	103	58	106	65	95	118	121	107	83	78	102	76	156	89	111	96	84	107	175	126	64	110	71	2,4
Sábado 2 Jul.	109	92	88	106	75	140	115	108	105	97	67	119	61	105	90	77	99	69	103	97	96	53	103	70	2,2
Domingo 3 Jul.	96	96	71	133	110	103	98	99	50	103	67	95	97	68	101	66	104	81	88	97	70	101	64	106	2,2
Lunes 4 Jul.	81	87	135	109	99	102	70	82	99	63	102	72	157	173	78	102	69	105	107	100	52	104	81	85	2,3
Martes 5 Jul.	136	109	100	102	72	85	99	67	102	64	106	85	94	127	140	105	98	64	149	153	106	101	63	105	2,4
Miércoles 6 Jul.	100	55	106	101	54	105	99	53	104	101	102	215	225	200	106	141	107	102	94	68	102	75	79	100	2,6
Jueves 7 Jul.	63	93	99	52	103	96	53	102	89	60	101	75	104	216	109	106	104	104	103	99	60	105	102	78	2,3
Viernes 8 Jul.	73	103	88	61	103	94	60	101	271	174	216	176	132	124	102	102	95	61	104	100	61	95	101	83	2,7
Sábado 9 Jul.	69	136	107	104	97	60	104	98	51	102	100	70	82	103	99	51	104	102	71	82	103	101	128	104	2,2
Domingo 10 Jul.	103	91	60	103	98	50	104	99	47	103	100	66	83	101	96	55	103	100	68	89	133	106	103	99	2,2
Lunes 11 Jul.	64	100	102	75	79	103	91	58	103	98	52	103	102	93	62	103	101	132	105	104	115	107	96	62	2,2
Martes 12 Jul.	103	98	57	103	99	54	104	99	55	106	112	185	108	105	113	98	63	106	100	60	105	101	62	99	2,3
Miércoles 13 Jul.	101	71	86	103	76	80	110	126	105	103	83	76	104	97	62	106	100	61	106	103	71	93	103	96	2,2
Jueves 14 Jul.	64	104	98	61	132	110	107	104	95	97	107	113	65	109	107	105	103	92	74	104	99	137	106	103	2,4
Viernes 15 Jul.	101	74	90	104	90	69	104	97	89	114	103	94	119	107	142	124	131	112	115	120	120	145	108	106	2,6
Sábado 16 Jul.	104	105	103	80	100	136	108	105	101	72	102	94	76	102	89	82	103	88	83	103	86	84	102	80	2,3
Domingo 17 Jul.	89	117	122	107	104	64	96	104	69	102	102	67	101	102	66	103	102	69	100	103	75	93	104	133	2,3
Lunes 18 Jul.	107	105	99	62	105	101	57	104	103	104	106	115	124	107	137	315	130	129	116	115	145	245	193	208	3,1
Martes 19 Jul.	196	212	245	302	248	217	158	153	151	158	711	373	150	148	149	149	148	147	147	183	152	187	283	209	5,2
Miércoles 20 Jul.	189	190	182	186	165	163	150	122	100	139	315	168	111	109	118	187	208	239	213	198	197	211	117	116	4,1
Jueves 21 Jul.	162	120	182	190	186	183	180	178	175	236	490	248	576	129	225	255	842	131	125	122	120	118	117	117	5,4
Viernes 22 Jul.	116	116	117	117	117	117	115	147	119	116	115	116	120	119	115	112	110	109	108	99	104	140	109	107	2,8
Sábado 23 Jul.	102	100	103	97	103	96	102	95	70	102	95	101	113	104	102	100	136	110	108	104	103	106	100	106	2,5
Domingo 24 Jul.	99	105	101	72	108	100	105	91	85	106	99	133	111	106	105	98	102	98	101	97	100	96	100	96	2,4
Lunes 25 Jul.	100	82	88	100	129	110	106	101	100	99	99	98	98	97	99	97	100	96	100	95	100	94	110	124	2,4
Total (kWh)	2,9	3,1	3,1	3,1	3,1	3	2,9	3	2,9	3	4,2	3,7	3,8	3,5	3	3,3	3,9	3	3,1	3,1	3	3,2	3,1	3	

Así ha concentrado el consumo por hora en esta factura.



* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

DATOS DE FACTURA

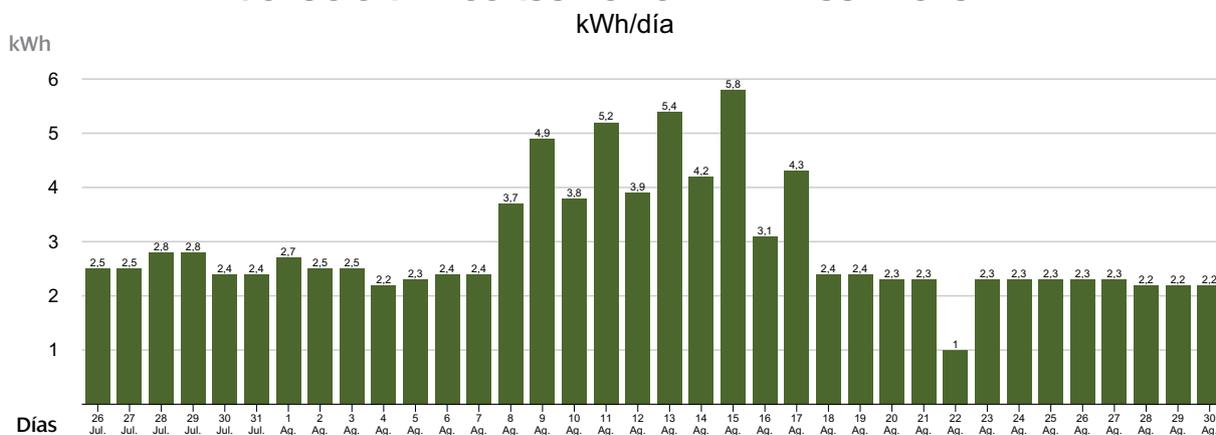
Dirección de suministro:

46760-TAVERNES DE LA VALLDIGNA - VALENCIA

- Plan | Plan Estable
- Importe | 32,16 €
- Consumo | 105 kWh *
- Número de factura | [REDACTED]
- Periodo de facturación | del 26 de julio de 2022 al 30 de Agosto de 2022
- Referencia contrato suministro | [REDACTED]

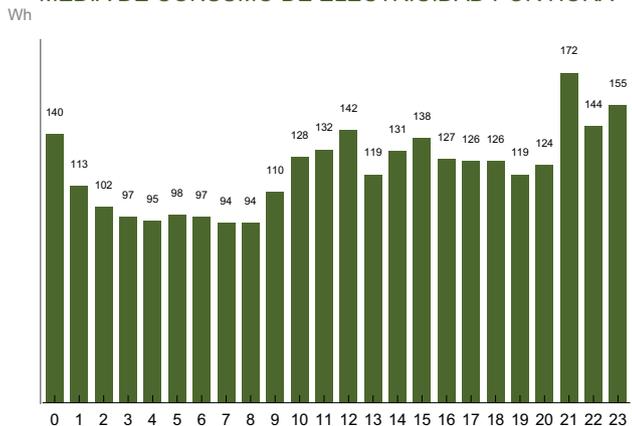
1 Consulte el consumo de electricidad que ha realizado cada día.

EVOLUCIÓN DE CONSUMO POR DÍA DE SU FACTURA *

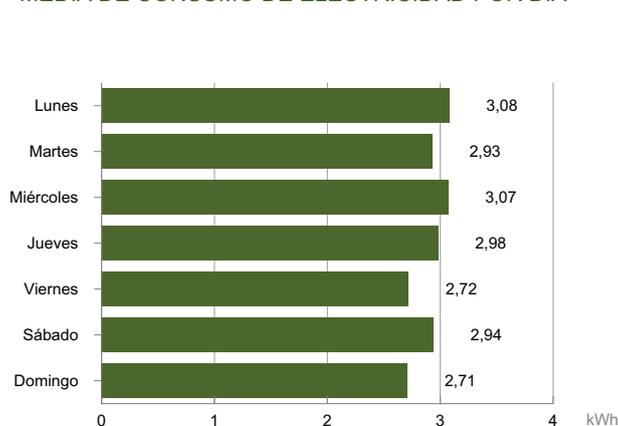


2 A continuación, le mostramos la media del consumo realizado por hora y día de la semana

MEDIA DE CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR HORA *



MEDIA DE CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR DÍA *



3 ¿Sabe cómo ahorrar en su factura?

No introduzcas nunca alimentos calientes en el frigorífico o en el congelador. Dejándolos enfriar fuera, ahorrarás energía.

4 Le mostramos el detalle de consumo de luz realizado en cada hora de cada día:

EVOLUCIÓN DE CONSUMO POR HORA DE SU FACTURA *

Horas (Wh)	Días																								Total (kWh)
	00 - 01h	01 - 02h	02 - 03h	03 - 04h	04 - 05h	05 - 06h	06 - 07h	07 - 08h	08 - 09h	09 - 10h	10 - 11h	11 - 12h	12 - 13h	13 - 14h	14 - 15h	15 - 16h	16 - 17h	17 - 18h	18 - 19h	19 - 20h	20 - 21h	21 - 22h	22 - 23h	23h - 00h	
Martes 26 Jul.	105	103	99	101	99	100	98	98	99	99	111	166	131	101	133	106	105	102	99	101	97	100	96	100	2,5
Miércoles 27 Jul.	98	99	99	98	100	97	101	95	127	108	104	100	116	101	97	100	97	100	98	101	125	113	95	98	2,5
Jueves 28 Jul.	125	108	105	99	102	98	100	97	97	111	101	98	99	110	102	132	107	105	100	102	98	100	192	275	2,8
Viernes 29 Jul.	296	111	105	105	104	99	134	108	105	101	101	98	100	97	100	97	99	97	98	125	178	100	95	99	2,8
Sábado 30 Jul.	129	106	105	100	103	98	101	98	98	99	95	100	96	98	71	104	99	100	100	132	107	103	100	101	2,4
Domingo 31 Jul.	100	98	101	98	100	99	98	101	97	99	96	97	97	129	106	106	99	104	98	102	97	99	98	98	2,4
Lunes 1 Ag.	100	97	101	97	99	99	96	131	105	105	99	102	98	143	158	106	137	175	106	109	108	107	145	110	2,7
Martes 2 Ag.	113	111	110	108	106	105	102	99	98	96	93	90	89	88	88	87	89	158	118	111	144	120	104	103	2,5
Miércoles 3 Ag.	103	96	93	92	96	98	92	91	89	92	148	106	111	116	113	112	112	111	103	100	101	103	96	93	2,5
Jueves 4 Ag.	96	144	107	100	95	94	100	93	55	92	99	93	66	87	102	101	68	86	103	95	56	102	100	60	2,2
Viernes 5 Ag.	95	103	98	54	106	105	98	62	107	121	121	106	106	101	99	104	98	67	105	103	96	101	99	58	2,3
Sábado 6 Ag.	105	104	96	103	99	59	133	110	105	105	98	99	103	86	74	105	101	98	102	98	62	105	101	99	2,4
Domingo 7 Ag.	103	131	107	106	106	98	101	102	58	102	104	96	100	103	80	81	105	102	96	103	99	131	108	105	2,4
Lunes 8 Ag.	106	99	102	103	74	89	104	98	100	102	107	109	138	118	111	109	109	108	108	106	105	225	379	934	3,7
Martes 9 Ag.	366	133	149	111	107	80	95	85	84	159	158	167	170	192	622	217	314	330	468	432	116	109	107	107	4,9
Miércoles 10 Ag.	147	106	98	99	57	103	65	102	76	148	147	177	205	113	106	105	104	101	86	78	126	700	372	373	3,8
Jueves 11 Ag.	303	170	139	113	105	104	98	61	111	370	501	484	499	216	179	218	220	365	154	108	156	195	200	145	5,2
Viernes 12 Ag.	137	204	117	111	108	107	106	120	177	111	107	105	105	104	103	103	99	103	93	180	520	483	252	217	3,9
Sábado 13 Ag.	135	111	108	108	108	107	94	77	109	127	114	148	147	135	380	1.111	606	169	250	333	359	322	106	105	5,4
Domingo 14 Ag.	106	105	111	126	104	139	102	97	103	102	123	148	137	65	107	105	104	104	104	104	103	986	465	479	4,2
Lunes 15 Ag.	347	162	107	107	106	106	105	106	104	104	149	164	338	505	406	332	334	499	494	170	170	331	371	134	5,8
Martes 16 Ag.	145	108	126	132	112	109	108	103	81	103	202	119	94	75	114	105	102	69	102	106	106	139	187	461	3,1
Miércoles 17 Ag.	488	222	105	104	104	102	61	105	81	106	380	580	744	187	124	104	103	99	101	62	106	97	100	67	4,3
Jueves 18 Ag.	97	99	103	66	96	99	101	65	95	134	109	105	99	147	105	104	105	99	102	96	66	104	96	102	2,4
Viernes 19 Ag.	134	108	106	98	103	60	104	98	101	76	82	102	98	117	61	105	97	102	74	87	101	137	107	105	2,4
Sábado 20 Ag.	98	103	68	95	100	100	83	75	103	98	100	58	106	97	101	75	87	117	121	107	103	98	100	61	2,3
Domingo 21 Ag.	105	98	103	67	96	101	100	87	73	103	97	100	58	105	127	111	106	104	97	102	72	94	102	98	2,3
Lunes 22 Ag.	62	53	48	44	42	41	42	44	0	0	68	72	76	83	0	0	0	0	78	77	78	91	0	0	1
Martes 23 Ag.	97	101	58	106	81	91	101	120	116	106	103	99	102	59	106	100	101	93	68	104	97	101	63	98	2,3
Miércoles 24 Ag.	100	99	95	65	133	112	108	100	102	91	73	105	98	102	68	96	103	99	101	60	105	98	100	89	2,3
Jueves 25 Ag.	72	135	109	107	100	103	94	70	106	96	102	64	96	102	97	102	60	105	100	100	98	63	132	110	2,3
Viernes 26 Ag.	106	102	103	97	71	105	98	102	57	106	98	100	84	76	104	96	102	57	114	127	75	107	103	98	2,3
Sábado 27 Ag.	102	59	106	87	84	101	70	104	65	104	94	73	101	66	106	97	100	133	107	109	121	104	96	100	2,3
Domingo 28 Ag.	64	101	97	100	56	104	70	100	88	80	139	107	100	99	82	82	100	99	70	90	97	72	99	98	2,2
Lunes 29 Ag.	69	87	97	72	99	72	101	70	133	109	105	96	98	60	103	66	106	97	99	57	108	101	105	79	2,2
Martes 30 Ag.	85	93	72	101	64	136	109	103	63	105	66	105	103	102	80	86	94	71	106	106	102	64	102	102	2,2
Total (kWh)	5	4,1	3,7	3,5	3,4	3,5	3,5	3,4	3,4	4	4,6	4,7	5,1	4,3	4,7	5	4,6	4,5	4,5	4,3	4,5	6,2	5,2	5,6	

Así ha concentrado el consumo por hora en esta factura.



* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

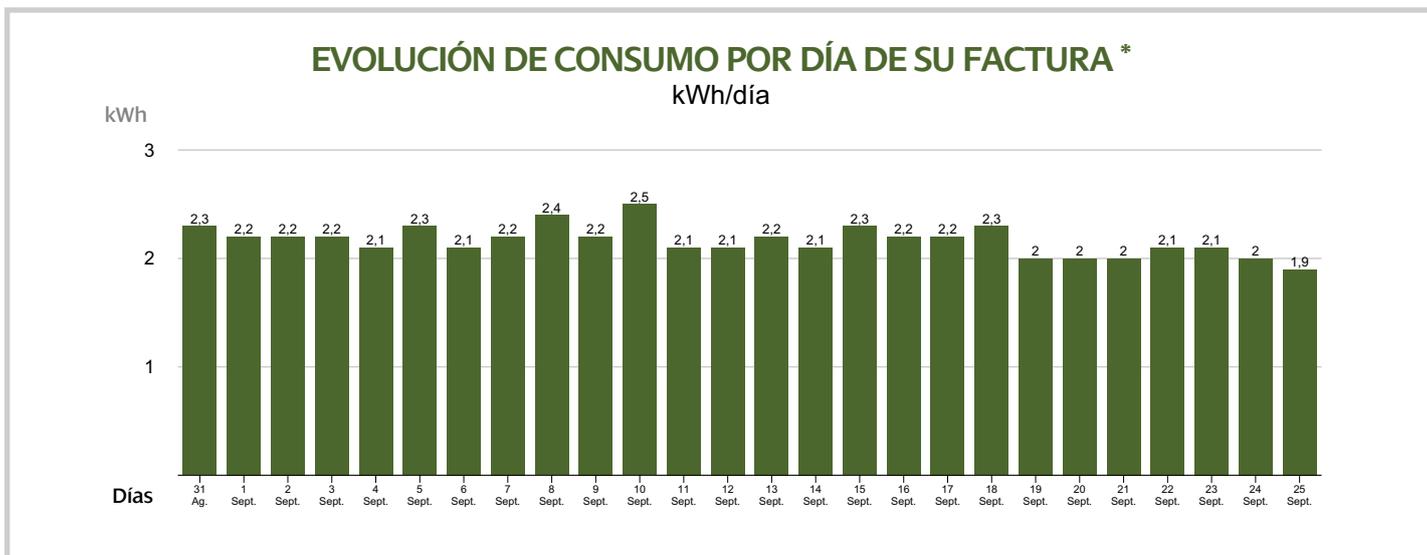
DATOS DE FACTURA

Dirección de suministro:

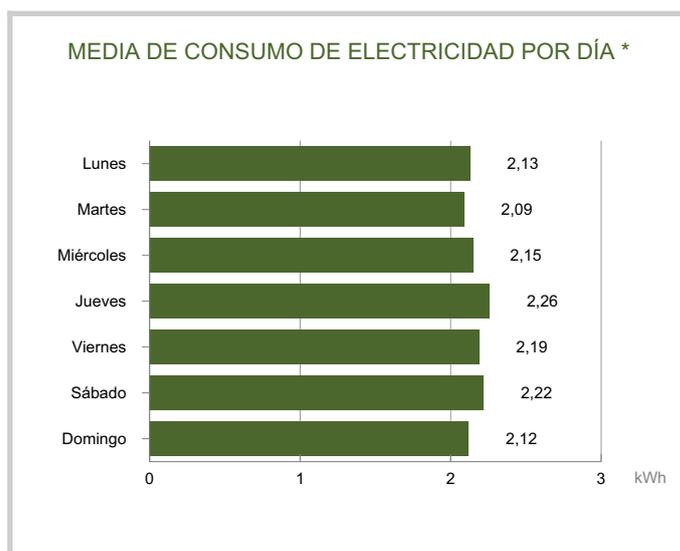
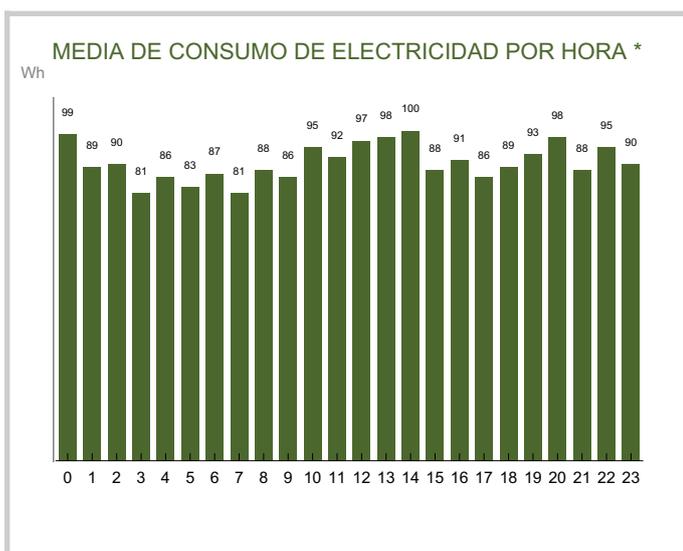
46760-TAVERNES DE LA VALLDIGNA - VALENCIA

- Plan | Plan Estable
- Importe | 20,21 €
- Consumo | 57 kWh *
- Número de factura | [REDACTED]
- Periodo de facturación | del 31 de Agosto de 2022 al 25 de Septiembre de 2022
- Referencia contrato suministro | [REDACTED]

1 Consulte el consumo de electricidad que ha realizado cada día.



2 A continuación, le mostramos la media del consumo realizado por hora y día de la semana



3 ¿Sabe cómo ahorrar en su factura?

Dúchate en lugar de bañarte y abre el grifo solo cuando sea necesario. Una ducha usa la cuarta parte de agua y energía que un baño.

4 Le mostramos el detalle de consumo de luz realizado en cada hora de cada día:

EVOLUCIÓN DE CONSUMO POR HORA DE SU FACTURA *

Horas (Wh)	Días																								Total (kWh)
	00 - 01h	01 - 02h	02 - 03h	03 - 04h	04 - 05h	05 - 06h	06 - 07h	07 - 08h	08 - 09h	09 - 10h	10 - 11h	11 - 12h	12 - 13h	13 - 14h	14 - 15h	15 - 16h	16 - 17h	17 - 18h	18 - 19h	19 - 20h	20 - 21h	21 - 22h	22 - 23h	23h - 00h	
Miércoles 31 Ag.	268	150	110	104	66	105	62	105	59	105	67	97	85	78	101	64	104	61	105	72	93	90	74	101	2,3
Jueves 1 Sept.	64	135	110	105	65	107	63	107	69	96	82	82	100	68	106	104	65	103	88	80	100	65	104	134	2,2
Viernes 2 Sept.	108	105	63	107	73	96	85	83	96	70	102	64	103	63	107	82	88	102	69	104	64	106	131	108	2,2
Sábado 3 Sept.	105	64	106	74	95	85	84	94	74	101	65	103	64	105	64	105	87	83	102	67	104	129	108	105	2,2
Domingo 4 Sept.	74	93	92	76	103	67	103	66	104	64	105	62	106	78	92	101	70	103	66	105	129	108	104	74	2,1
Lunes 5 Sept.	94	93	76	102	66	104	64	104	62	105	102	124	117	152	121	107	105	61	106	89	78	100	66	104	2,3
Martes 6 Sept.	62	107	66	102	79	88	90	76	100	64	102	63	102	139	107	101	68	104	64	106	81	86	99	67	2,1
Miércoles 7 Sept.	103	64	106	62	106	74	93	87	78	100	66	103	133	107	102	64	106	74	96	92	77	101	67	106	2,2
Jueves 8 Sept.	64	107	75	96	89	82	101	67	106	183	125	107	125	109	102	106	101	105	99	103	98	99	61	104	2,4
Viernes 9 Sept.	100	133	108	103	66	104	72	99	98	85	67	101	67	104	98	82	74	101	69	103	99	76	80	127	2,2
Sábado 10 Sept.	112	106	97	74	100	103	51	106	68	100	96	100	53	106	72	104	107	104	65	149	235	109	169	117	2,5
Domingo 11 Sept.	99	101	50	104	62	99	103	68	78	89	66	97	64	143	109	105	98	98	52	103	61	105	77	90	2,1
Lunes 12 Sept.	89	78	98	69	99	69	101	66	101	64	104	68	132	105	106	97	101	51	104	74	91	94	70	98	2,1
Martes 13 Sept.	67	102	65	103	72	96	80	87	91	76	98	69	134	109	105	103	66	105	83	91	100	89	100	67	2,2
Miércoles 14 Sept.	102	65	104	63	106	70	96	79	86	134	107	99	66	101	65	103	62	108	97	68	100	66	101	64	2,1
Jueves 15 Sept.	103	63	104	61	105	62	105	135	107	93	74	109	100	130	152	58	105	90	66	101	64	102	64	123	2,3
Viernes 16 Sept.	133	106	103	60	104	63	103	63	103	62	104	121	68	85	89	74	98	67	117	134	108	105	103	63	2,2
Sábado 17 Sept.	104	88	97	82	84	84	82	84	82	85	78	88	76	92	73	96	71	116	118	104	79	140	102	103	2,2
Domingo 18 Sept.	91	87	73	92	67	115	107	62	102	59	101	84	101	59	134	109	100	66	100	77	138	59	146	132	2,3
Lunes 19 Sept.	55	100	52	100	58	99	60	98	60	98	61	98	62	133	106	93	72	89	74	85	75	83	77	80	2
Martes 20 Sept.	80	77	82	74	85	69	88	67	90	64	93	70	84	75	91	129	106	72	95	70	94	68	93	65	2
Miércoles 21 Sept.	96	64	96	62	97	59	99	56	102	54	103	55	102	58	102	58	133	109	101	65	100	61	99	61	2
Jueves 22 Sept.	99	62	94	66	87	71	82	76	77	79	141	152	158	111	101	55	102	55	102	55	101	54	102	55	2,1
Viernes 23 Sept.	102	55	103	54	101	55	101	53	101	54	132	108	100	63	99	61	99	59	99	197	100	63	100	58	2,1
Sábado 24 Sept.	99	58	100	57	99	60	94	63	104	97	132	106	95	60	99	59	99	62	98	58	99	57	99	58	2
Domingo 25 Sept.	98	57	99	57	98	58	96	61	95	62	94	60	132	105	83	74	81	75	77	75	76	75	75	78	1,9
Total (kWh)	2,6	2,3	2,3	2,1	2,2	2,1	2,3	2,1	2,3	2,2	2,5	2,4	2,5	2,5	2,6	2,3	2,4	2,2	2,3	2,4	2,5	2,3	2,5	2,3	

Así ha concentrado el consumo por hora en esta factura.



* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

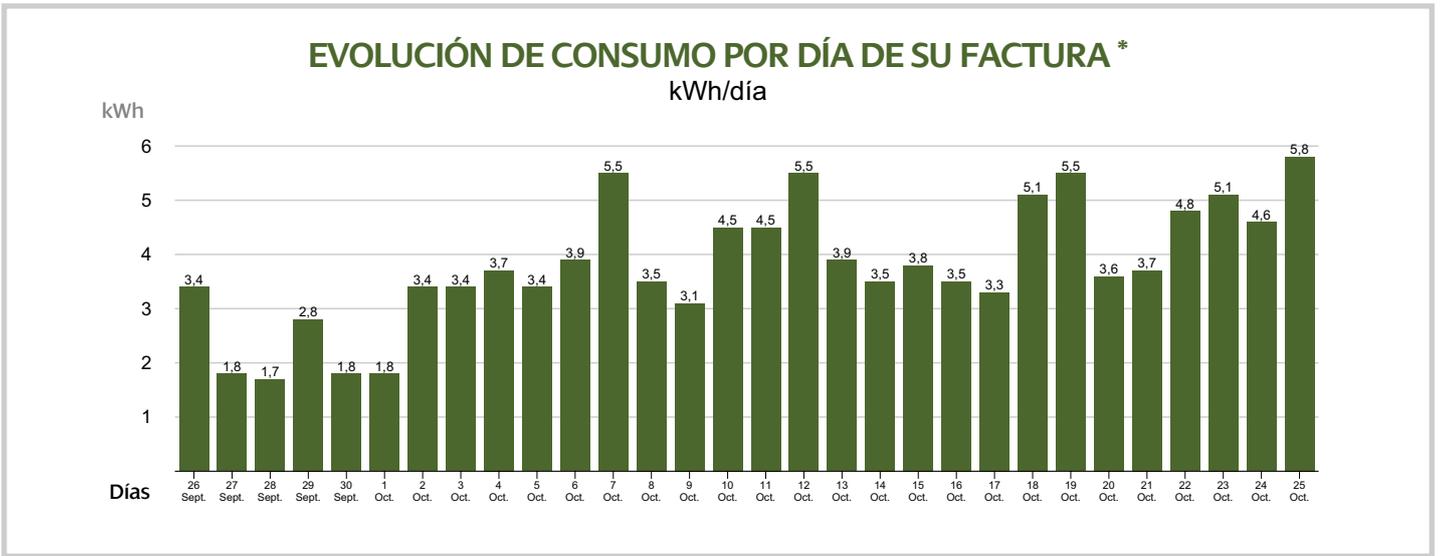
DATOS DE FACTURA

Dirección de suministro:

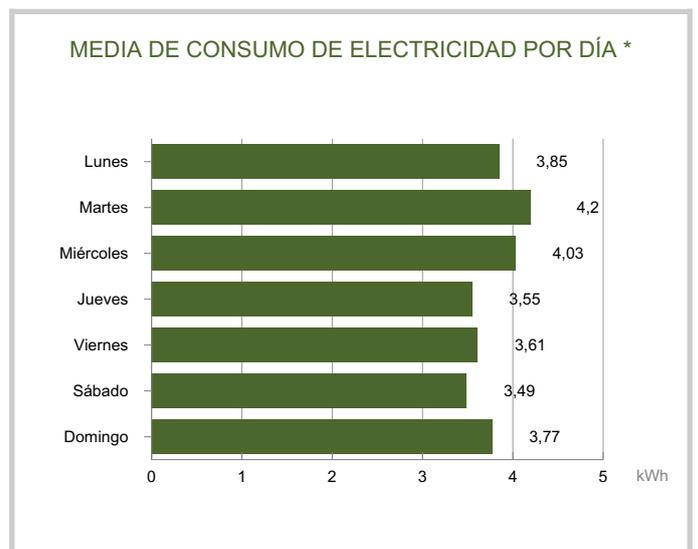
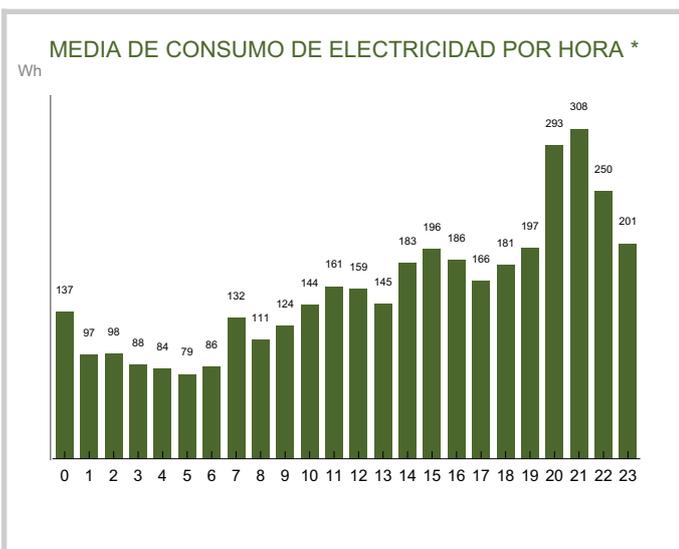
46760-TAVERNES DE LA VALLDIGNA - VALENCIA

- Plan | Plan Estable
- Importe | 30,86 €
- Consumo | 113 kWh *
- Número de factura [REDACTED]
- Periodo de facturación | del 26 de Septiembre de 2022 al 25 de Octubre de 2022
- Referencia contrato suministro | [REDACTED]

1 Consulte el consumo de electricidad que ha realizado cada día.



2 A continuación, le mostramos la media del consumo realizado por hora y día de la semana



3 ¿Sabe cómo ahorrar en su factura?

Descongelando los alimentos en el interior de la nevera aprovechamos la energía que se ha utilizado para congelarlos.

4 Le mostramos el detalle de consumo de luz realizado en cada hora de cada día:

EVOLUCIÓN DE CONSUMO POR HORA DE SU FACTURA *

Horas (Wh)	Días																								Total (kWh)
	00 - 01h	01 - 02h	02 - 03h	03 - 04h	04 - 05h	05 - 06h	06 - 07h	07 - 08h	08 - 09h	09 - 10h	10 - 11h	11 - 12h	12 - 13h	13 - 14h	14 - 15h	15 - 16h	16 - 17h	17 - 18h	18 - 19h	19 - 20h	20 - 21h	21 - 22h	22 - 23h	23h - 00h	
Lunes 26 Sept.	71	83	66	85	65	88	62	89	60	89	175	157	149	190	961	167	133	108	168	103	98	58	100	55	3,4
Martes 27 Sept.	99	50	138	106	80	71	75	70	73	70	76	69	76	62	85	59	85	61	84	63	81	62	81	65	1,8
Miércoles 28 Sept.	77	67	75	69	76	76	60	90	48	98	50	88	60	78	71	67	83	54	95	50	98	51	87	63	1,7
Jueves 29 Sept.	75	76	134	103	63	81	63	89	50	173	128	90	107	133	250	228	143	141	165	115	135	104	100	52	2,8
Viernes 30 Sept.	95	56	85	78	59	92	59	63	75	75	70	90	57	67	81	67	77	86	59	78	70	55	84	75	1,8
Sábado 1 Oct.	61	98	61	55	82	72	64	96	57	51	99	61	68	85	62	65	95	58	65	85	124	104	62	95	1,8
Domingo 2 Oct.	64	57	90	59	67	93	57	55	97	59	65	89	60	53	95	65	62	103	978	347	247	158	234	169	3,4
Lunes 3 Oct.	117	74	80	56	104	79	68	84	139	162	207	150	156	229	119	120	125	150	213	163	213	232	170	180	3,4
Martes 4 Oct.	136	115	107	101	99	102	104	108	118	139	158	389	98	121	216	161	99	187	173	173	264	199	171	155	3,7
Miércoles 5 Oct.	110	114	105	86	59	108	71	89	102	100	154	123	151	120	234	141	97	96	176	234	259	272	227	204	3,4
Jueves 6 Oct.	103	70	92	94	52	101	51	115	151	108	80	112	126	132	110	135	97	140	165	217	190	244	857	399	3,9
Viernes 7 Oct.	127	103	97	46	104	57	86	80	92	170	108	96	115	228	123	1.115	890	162	163	181	204	660	261	202	5,5
Sábado 8 Oct.	109	107	82	48	100	58	87	153	55	80	118	232	142	83	218	238	144	184	115	212	239	274	206	172	3,5
Domingo 9 Oct.	166	46	115	79	60	100	48	94	134	76	144	128	166	153	131	157	91	149	182	138	217	202	170	112	3,1
Lunes 10 Oct.	106	90	67	101	50	87	79	65	116	124	116	99	61	156	110	98	363	317	172	233	198	495	1.005	203	4,5
Martes 11 Oct.	167	124	95	66	104	60	89	87	105	188	193	112	604	327	143	223	143	257	180	168	310	343	261	194	4,5
Miércoles 12 Oct.	128	119	110	106	62	78	105	89	177	103	165	98	80	89	85	581	486	152	192	438	404	971	401	273	5,5
Jueves 13 Oct.	170	71	81	91	61	107	93	421	124	46	169	155	96	218	178	184	150	219	132	93	214	304	286	252	3,9
Viernes 14 Oct.	145	117	111	107	97	65	130	195	145	105	85	80	111	204	207	137	184	183	104	179	191	192	186	219	3,5
Sábado 15 Oct.	115	111	110	101	109	75	87	145	344	253	155	273	199	287	192	187	153	137	73	149	251	139	48	151	3,8
Domingo 16 Oct.	139	103	64	106	111	40	104	89	87	116	107	142	194	149	101	225	145	251	225	165	184	241	215	210	3,5
Lunes 17 Oct.	113	107	102	37	105	101	89	150	106	83	215	209	133	102	146	154	197	109	99	188	176	242	215	166	3,3
Martes 18 Oct.	136	87	34	104	90	34	108	143	46	159	140	110	105	44	291	150	77	73	171	156	1.231	947	187	445	5,1
Miércoles 19 Oct.	163	111	107	105	95	59	114	133	107	142	209	144	123	147	218	144	141	187	199	891	1.133	338	205	261	5,5
Jueves 20 Oct.	239	161	111	109	106	99	133	209	100	82	124	153	118	120	184	124	75	232	141	102	243	262	173	163	3,6
Viernes 21 Oct.	151	110	73	84	62	93	97	422	120	225	150	224	178	128	155	147	114	140	168	162	174	190	178	184	3,7
Sábado 22 Oct.	180	154	105	103	101	53	127	134	103	77	165	555	676	211	170	189	147	145	206	223	177	240	352	257	4,8
Domingo 23 Oct.	194	114	161	111	107	60	106	61	164	137	268	203	155	165	74	100	277	305	214	210	874	690	181	140	5,1
Lunes 24 Oct.	106	98	154	108	105	70	83	158	106	114	221	223	106	45	268	201	396	199	265	202	352	220	529	316	4,6
Martes 25 Oct.	461	102	120	142	71	101	73	169	142	312	206	168	307	209	201	241	323	382	88	184	227	762	265	583	5,8
Total (kWh)	4,1	2,9	2,9	2,6	2,5	2,4	2,6	3,9	3,3	3,7	4,3	4,8	4,8	4,3	5,5	5,9	5,6	5	5,4	5,9	8,8	9,3	7,5	6	

Así ha concentrado el consumo por hora en esta factura.



* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

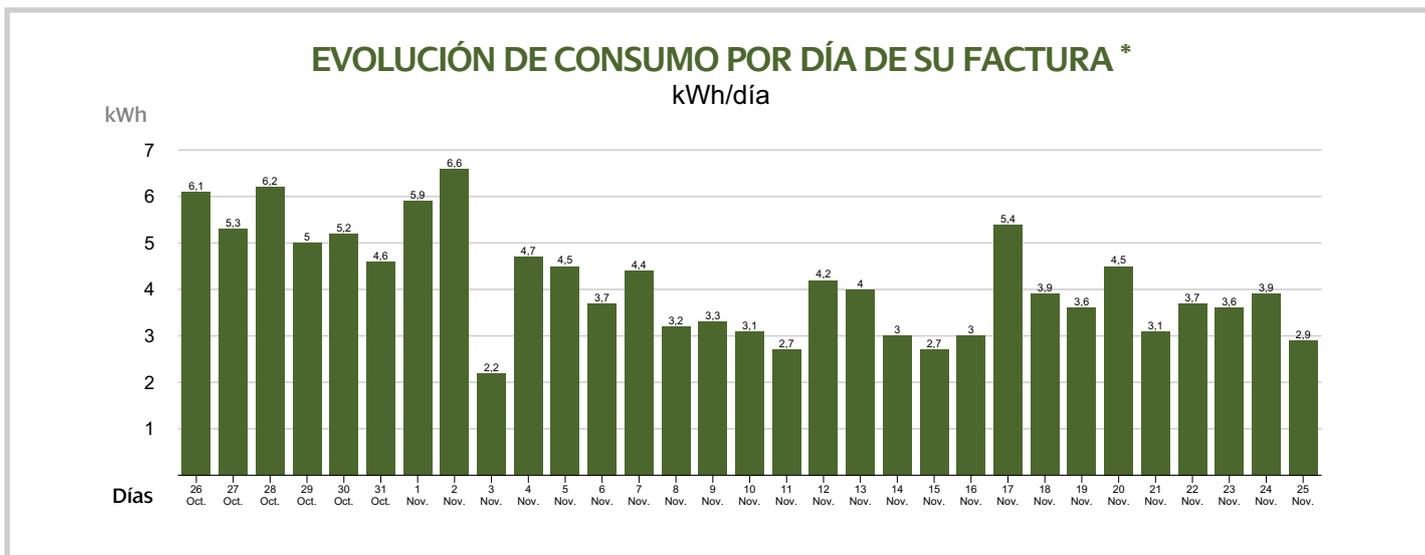
DATOS DE FACTURA

Dirección de suministro:

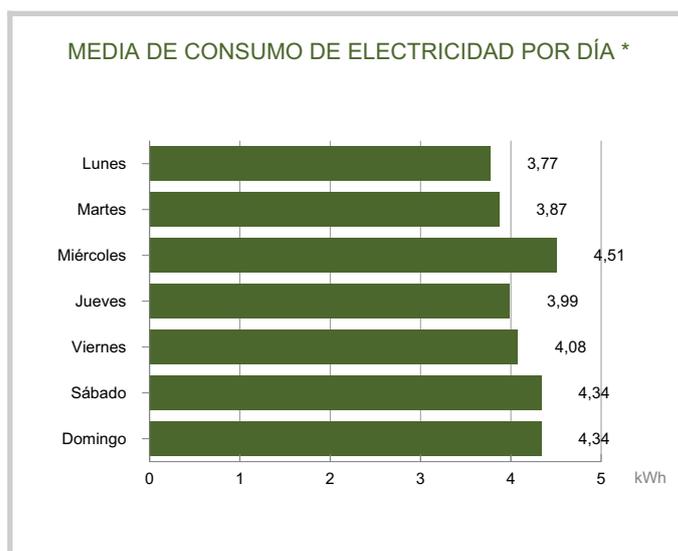
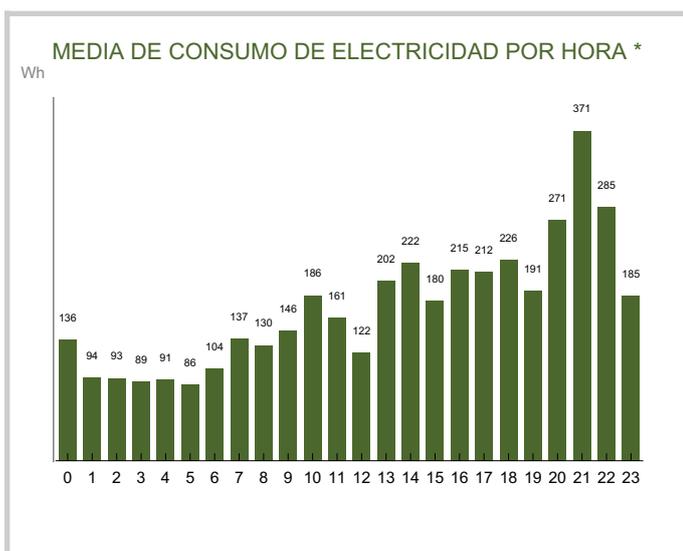
██████████ 46760-TAVERNES DE LA VALLDIGNA - VALENCIA

- Plan | Plan Estable
- Importe | 33,78 €
- Consumo | 128 kWh *
- Número de factura | ██████████
- Periodo de facturación | del 26 de Octubre de 2022 al 25 de Noviembre de 2022
- Referencia contrato suministro | ██████████

1 Consulte el consumo de electricidad que ha realizado cada día.



2 A continuación, le mostramos la media del consumo realizado por hora y día de la semana



3 ¿Sabe cómo ahorrar en su factura?

El salvapantallas que menos energía consume es el de color negro.

* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

4 Le mostramos el detalle de consumo de luz realizado en cada hora de cada día:

EVOLUCIÓN DE CONSUMO POR HORA DE SU FACTURA *

Horas (Wh)	Días																								Total (kWh)
	00 - 01h	01 - 02h	02 - 03h	03 - 04h	04 - 05h	05 - 06h	06 - 07h	07 - 08h	08 - 09h	09 - 10h	10 - 11h	11 - 12h	12 - 13h	13 - 14h	14 - 15h	15 - 16h	16 - 17h	17 - 18h	18 - 19h	19 - 20h	20 - 21h	21 - 22h	22 - 23h	23h - 00h	
Miércoles 26 Oct.	428	150	100	157	84	82	95	123	121	90	242	132	140	1.315	429	237	188	222	187	304	438	320	267	249	6,1
Jueves 27 Oct.	112	98	95	158	114	109	148	155	183	121	194	230	151	84	332	188	121	358	123	221	136	808	815	277	5,3
Viernes 28 Oct.	146	106	101	140	124	109	95	170	148	156	230	138	155	176	525	228	652	751	179	187	730	612	199	184	6,2
Sábado 29 Oct.	108	99	97	98	163	115	112	148	126	126	282	237	190	268	256	330	435	328	184	258	391	203	287	192	5
Domingo 30 Oct.	200	170	306	140	133	132	135	143	158	198	237	253	256	267	265	234	213	207	219	246	293	305	275	235	5,2
Lunes 31 Oct.	456	76	101	131	105	75	100	107	107	98	177	101	88	112	319	185	233	344	221	157	238	762	171	147	4,6
Martes 1 Nov.	83	83	84	88	135	97	120	106	198	144	157	137	84	145	329	185	178	177	374	425	272	1.374	747	143	5,9
Miércoles 2 Nov.	99	82	80	77	124	109	115	164	129	123	1.347	970	170	588	347	375	135	131	202	229	189	472	175	153	6,6
Jueves 3 Nov.	100	67	96	56	86	64	132	170	101	31	32	111	32	32	61	36	57	123	113	49	152	135	105	215	2,2
Viernes 4 Nov.	165	117	111	101	82	87	110	154	225	287	125	152	144	111	167	149	147	204	264	177	171	478	844	170	4,7
Sábado 5 Nov.	84	82	69	84	57	72	107	225	102	182	164	142	117	106	108	224	89	146	1.294	316	191	135	178	207	4,5
Domingo 6 Nov.	164	63	56	84	62	100	56	69	151	79	129	187	103	95	89	193	197	338	234	250	197	271	282	262	3,7
Lunes 7 Nov.	116	49	106	55	56	100	70	252	176	222	64	100	109	54	162	102	132	157	165	225	1.196	330	166	220	4,4
Martes 8 Nov.	121	108	104	63	100	62	113	166	116	131	147	109	128	361	135	143	154	139	140	70	90	148	170	219	3,2
Miércoles 9 Nov.	185	99	79	76	67	68	126	101	68	152	86	161	121	58	248	111	123	116	204	137	261	267	176	197	3,3
Jueves 10 Nov.	110	84	67	94	67	50	124	126	84	87	66	126	72	95	175	147	165	189	157	190	146	259	200	176	3,1
Viernes 11 Nov.	145	95	58	95	65	54	80	69	140	163	144	54	52	169	99	141	94	140	111	143	151	151	168	99	2,7
Sábado 12 Nov.	181	118	56	55	104	55	59	136	94	160	131	127	226	162	161	140	148	178	215	394	272	751	116	174	4,2
Domingo 13 Nov.	58	75	67	83	101	109	107	114	83	185	103	141	100	146	69	136	616	262	564	92	175	232	208	124	4
Lunes 14 Nov.	63	51	101	64	128	104	122	71	54	151	205	114	74	161	179	146	73	149	99	182	168	184	213	140	3
Martes 15 Nov.	73	74	100	111	99	52	78	158	171	96	52	69	75	83	110	129	196	141	148	110	170	200	109	119	2,7
Miércoles 16 Nov.	61	114	104	44	101	57	85	169	100	137	157	104	89	83	145	160	75	151	184	71	159	156	294	153	3
Jueves 17 Nov.	86	145	109	77	77	91	72	77	243	102	64	106	91	215	301	379	397	527	93	140	186	1.286	395	189	5,4
Viernes 18 Nov.	128	155	116	65	89	98	82	128	95	170	69	100	65	562	574	147	144	93	148	160	188	180	188	113	3,9
Sábado 19 Nov.	78	103	110	76	70	59	79	99	131	291	207	159	249	192	221	162	59	73	210	193	197	192	200	213	3,6
Domingo 20 Nov.	131	60	73	66	41	104	50	113	184	129	275	219	274	135	71	172	131	135	288	264	252	238	651	410	4,5
Lunes 21 Nov.	215	69	47	91	62	45	147	159	120	88	161	65	67	152	207	137	106	136	178	153	167	139	258	133	3,1
Martes 22 Nov.	97	65	53	74	115	107	117	104	84	144	115	116	100	61	245	165	141	167	124	173	572	251	279	184	3,7
Miércoles 23 Nov.	113	107	107	105	104	105	148	124	164	193	217	151	105	108	197	147	172	120	128	183	237	166	269	158	3,6
Jueves 24 Nov.	61	62	61	66	80	136	97	182	75	91	50	100	85	105	165	237	906	219	132	111	242	313	254	113	3,9
Viernes 25 Nov.	48	74	78	82	39	72	148	167	108	209	134	86	68	68	177	100	172	148	108	124	169	167	189	158	2,9
Total (kWh)	4,2	2,9	2,9	2,8	2,8	2,7	3,2	4,2	4	4,5	5,8	5	3,8	6,3	6,9	5,6	6,6	6,6	7	5,9	8,4	11,5	8,8	5,7	

Así ha concentrado el consumo por hora en esta factura.



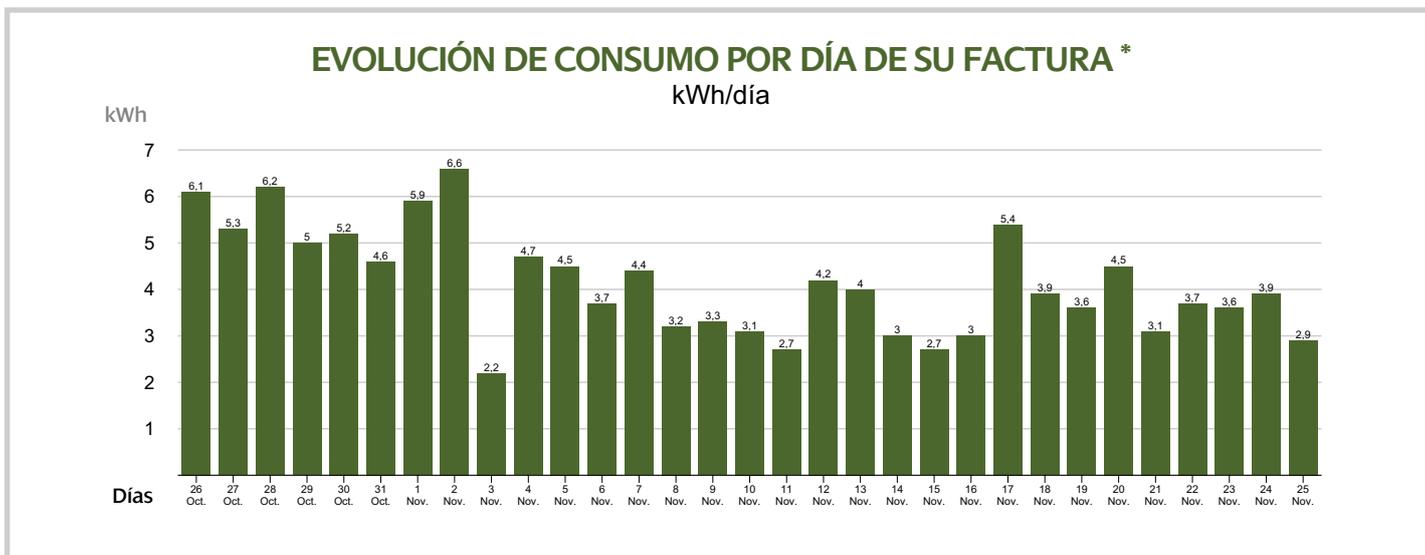
DATOS DE FACTURA

Dirección de suministro:

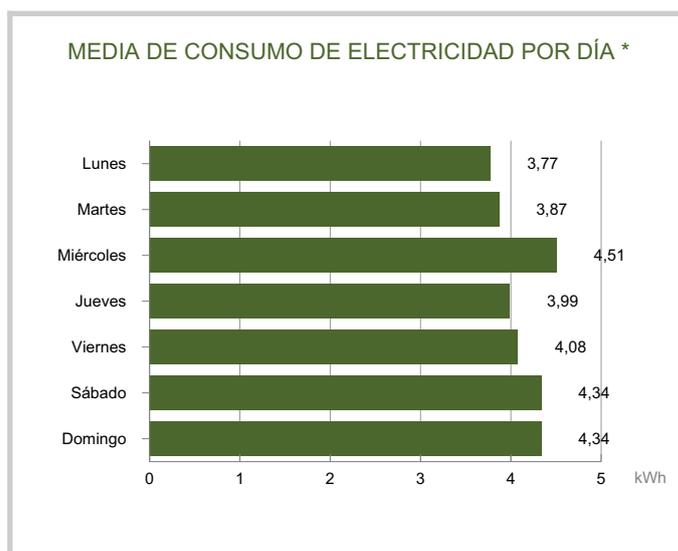
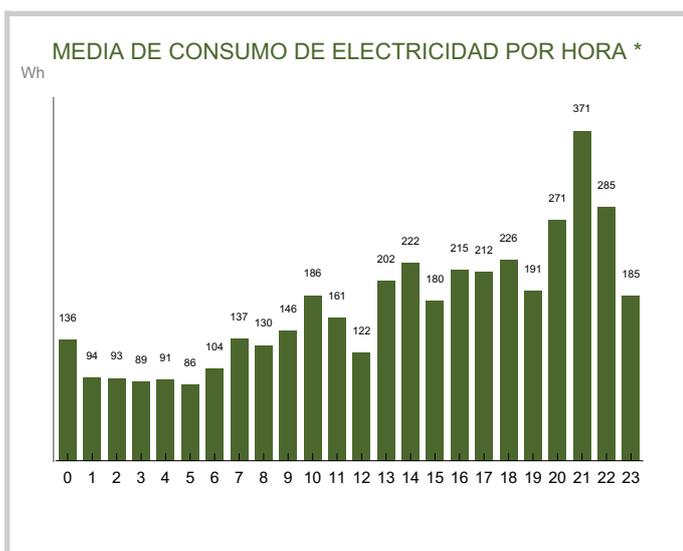
46760-TAVERNES DE LA VALLDIGNA - VALENCIA

- Plan | Plan Estable
- Importe | 33,78 €
- Consumo | 128 kWh *
- Número de factura | [REDACTED]
- Periodo de facturación | del 26 de Octubre de 2022 al 25 de Noviembre de 2022
- Referencia contrato suministro | [REDACTED]

1 Consulte el consumo de electricidad que ha realizado cada día.



2 A continuación, le mostramos la media del consumo realizado por hora y día de la semana



3 ¿Sabe cómo ahorrar en su factura?

El salvapantallas que menos energía consume es el de color negro.

4 Le mostramos el detalle de consumo de luz realizado en cada hora de cada día:

EVOLUCIÓN DE CONSUMO POR HORA DE SU FACTURA *

Horas (Wh)	00 - 01h	01 - 02h	02 - 03h	03 - 04h	04 - 05h	05 - 06h	06 - 07h	07 - 08h	08 - 09h	09 - 10h	10 - 11h	11 - 12h	12 - 13h	13 - 14h	14 - 15h	15 - 16h	16 - 17h	17 - 18h	18 - 19h	19 - 20h	20 - 21h	21 - 22h	22 - 23h	23h - 00h	Total (kWh)
Días																									
Miércoles 26 Oct.	428	150	100	157	84	82	95	123	121	90	242	132	140	1.315	429	237	188	222	187	304	438	320	267	249	6,1
Jueves 27 Oct.	112	98	95	158	114	109	148	155	183	121	194	230	151	84	332	188	121	358	123	221	136	808	815	277	5,3
Viernes 28 Oct.	146	106	101	140	124	109	95	170	148	156	230	138	155	176	525	228	652	751	179	187	730	612	199	184	6,2
Sábado 29 Oct.	108	99	97	98	163	115	112	148	126	126	282	237	190	268	256	330	435	328	184	258	391	203	287	192	5
Domingo 30 Oct.	200	170	306	140	133	132	135	143	158	198	237	253	256	267	265	234	213	207	219	246	293	305	275	235	5,2
Lunes 31 Oct.	456	76	101	131	105	75	100	107	107	98	177	101	88	112	319	185	233	344	221	157	238	762	171	147	4,6
Martes 1 Nov.	83	83	84	88	135	97	120	106	198	144	157	137	84	145	329	185	178	177	374	425	272	1.374	747	143	5,9
Miércoles 2 Nov.	99	82	80	77	124	109	115	164	129	123	1.347	970	170	588	347	375	135	131	202	229	189	472	175	153	6,6
Jueves 3 Nov.	100	67	96	56	86	64	132	170	101	31	32	111	32	32	61	36	57	123	113	49	152	135	105	215	2,2
Viernes 4 Nov.	165	117	111	101	82	87	110	154	225	287	125	152	144	111	167	149	147	204	264	177	171	478	844	170	4,7
Sábado 5 Nov.	84	82	69	84	57	72	107	225	102	182	164	142	117	106	108	224	89	146	1.294	316	191	135	178	207	4,5
Domingo 6 Nov.	164	63	56	84	62	100	56	69	151	79	129	187	103	95	89	193	197	338	234	250	197	271	282	262	3,7
Lunes 7 Nov.	116	49	106	55	56	100	70	252	176	222	64	100	109	54	162	102	132	157	165	225	1.196	330	166	220	4,4
Martes 8 Nov.	121	108	104	63	100	62	113	166	116	131	147	109	128	361	135	143	154	139	140	70	90	148	170	219	3,2
Miércoles 9 Nov.	185	99	79	76	67	68	126	101	68	152	86	161	121	58	248	111	123	116	204	137	261	267	176	197	3,3
Jueves 10 Nov.	110	84	67	94	67	50	124	126	84	87	66	126	72	95	175	147	165	189	157	190	146	259	200	176	3,1
Viernes 11 Nov.	145	95	58	95	65	54	80	69	140	163	144	54	52	169	99	141	94	140	111	143	151	151	168	99	2,7
Sábado 12 Nov.	181	118	56	55	104	55	59	136	94	160	131	127	226	162	161	140	148	178	215	394	272	751	116	174	4,2
Domingo 13 Nov.	58	75	67	83	101	109	107	114	83	185	103	141	100	146	69	136	616	262	564	92	175	232	208	124	4
Lunes 14 Nov.	63	51	101	64	128	104	122	71	54	151	205	114	74	161	179	146	73	149	99	182	168	184	213	140	3
Martes 15 Nov.	73	74	100	111	99	52	78	158	171	96	52	69	75	83	110	129	196	141	148	110	170	200	109	119	2,7
Miércoles 16 Nov.	61	114	104	44	101	57	85	169	100	137	157	104	89	83	145	160	75	151	184	71	159	156	294	153	3
Jueves 17 Nov.	86	145	109	77	77	91	72	77	243	102	64	106	91	215	301	379	397	527	93	140	186	1.286	395	189	5,4
Viernes 18 Nov.	128	155	116	65	89	98	82	128	95	170	69	100	65	562	574	147	144	93	148	160	188	180	188	113	3,9
Sábado 19 Nov.	78	103	110	76	70	59	79	99	131	291	207	159	249	192	221	162	59	73	210	193	197	192	200	213	3,6
Domingo 20 Nov.	131	60	73	66	41	104	50	113	184	129	275	219	274	135	71	172	131	135	288	264	252	238	651	410	4,5
Lunes 21 Nov.	215	69	47	91	62	45	147	159	120	88	161	65	67	152	207	137	106	136	178	153	167	139	258	133	3,1
Martes 22 Nov.	97	65	53	74	115	107	117	104	84	144	115	116	100	61	245	165	141	167	124	173	572	251	279	184	3,7
Miércoles 23 Nov.	113	107	107	105	104	105	148	124	164	193	217	151	105	108	197	147	172	120	128	183	237	166	269	158	3,6
Jueves 24 Nov.	61	62	61	66	80	136	97	182	75	91	50	100	85	105	165	237	906	219	132	111	242	313	254	113	3,9
Viernes 25 Nov.	48	74	78	82	39	72	148	167	108	209	134	86	68	68	177	100	172	148	108	124	169	167	189	158	2,9
Total (kWh)	4,2	2,9	2,9	2,8	2,8	2,7	3,2	4,2	4	4,5	5,8	5	3,8	6,3	6,9	5,6	6,6	6,6	7	5,9	8,4	11,5	8,8	5,7	

Así ha concentrado el consumo por hora en esta factura.



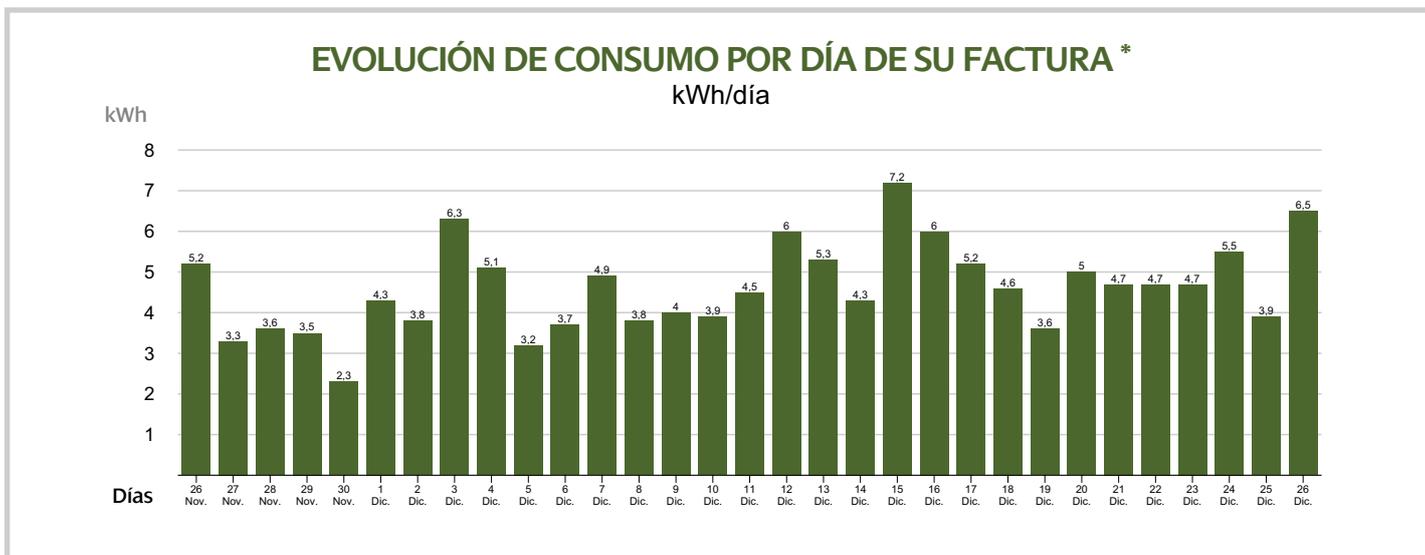
DATOS DE FACTURA

Dirección de suministro:

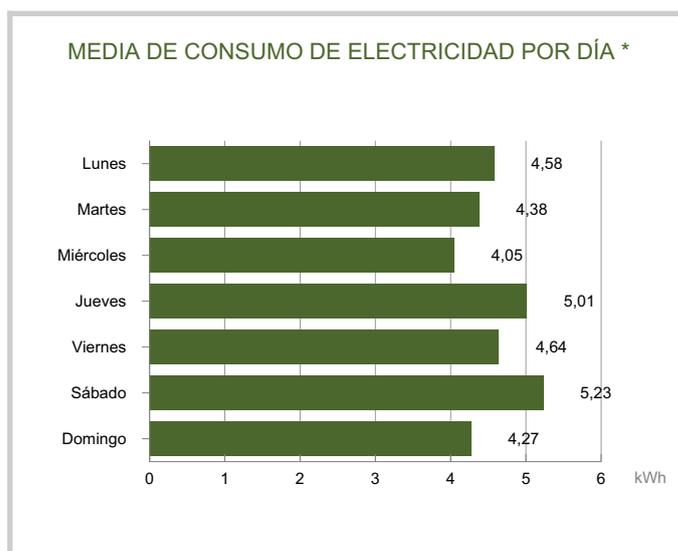
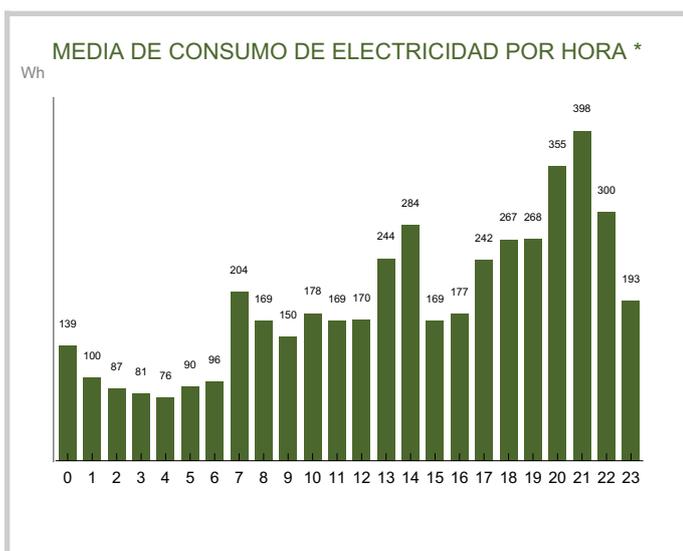
██████████ 46760-TAVERNES DE LA VALLDIGNA - VALENCIA

- Plan | Plan Estable
- Importe | 38,56 €
- Consumo | 143 kWh *
- Número de factura | ██████████
- Periodo de facturación | del 26 de Noviembre de 2022 al 26 de Diciembre de 2022
- Referencia contrato suministro | ██████████

1 Consulte el consumo de electricidad que ha realizado cada día.



2 A continuación, le mostramos la media del consumo realizado por hora y día de la semana



3 ¿Sabe cómo ahorrar en su factura?

Sustituye tus bombillas tradicionales por bombillas de bajo consumo o de LED.

* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

4 Le mostramos el detalle de consumo de luz realizado en cada hora de cada día:

EVOLUCIÓN DE CONSUMO POR HORA DE SU FACTURA *

Horas (Wh)	Días																								Total (kWh)
	00 - 01h	01 - 02h	02 - 03h	03 - 04h	04 - 05h	05 - 06h	06 - 07h	07 - 08h	08 - 09h	09 - 10h	10 - 11h	11 - 12h	12 - 13h	13 - 14h	14 - 15h	15 - 16h	16 - 17h	17 - 18h	18 - 19h	19 - 20h	20 - 21h	21 - 22h	22 - 23h	23h - 00h	
Sábado 26 Nov.	102	85	120	102	65	60	80	176	320	246	227	133	135	1.223	522	162	109	120	233	240	262	210	173	130	5,2
Domingo 27 Nov.	77	148	74	63	58	105	100	108	177	174	115	69	102	65	207	216	113	157	129	219	282	221	196	121	3,3
Lunes 28 Nov.	67	54	60	87	61	74	76	418	304	143	196	104	69	84	332	103	131	92	141	308	222	206	176	96	3,6
Martes 29 Nov.	50	96	58	48	89	58	68	200	108	104	64	64	69	81	109	131	140	163	133	110	1.063	179	205	103	3,5
Miércoles 30 Nov.	78	64	67	77	76	139	78	216	66	75	56	55	94	62	49	55	122	119	63	64	129	137	167	164	2,3
Jueves 1 Dic.	102	48	62	98	70	125	71	535	173	127	182	83	103	77	146	138	108	124	143	124	156	139	1.166	195	4,3
Viernes 2 Dic.	163	108	76	76	74	62	69	444	75	181	103	124	110	116	201	142	169	173	199	229	188	330	227	185	3,8
Sábado 3 Dic.	156	62	56	83	73	83	71	66	357	224	273	192	198	295	531	120	181	762	262	279	1.331	403	164	101	6,3
Domingo 4 Dic.	83	78	75	97	64	49	172	176	137	77	162	59	67	182	68	192	323	453	390	211	285	1.373	212	83	5,1
Lunes 5 Dic.	85	69	67	65	139	178	95	214	88	131	169	70	105	70	232	111	150	259	179	158	144	159	203	109	3,2
Martes 6 Dic.	125	61	123	119	63	82	66	110	74	72	142	122	59	49	163	245	246	269	307	293	342	268	186	148	3,7
Miércoles 7 Dic.	82	131	100	72	54	85	57	333	503	484	157	167	552	131	261	226	179	211	207	211	129	170	236	138	4,9
Jueves 8 Dic.	135	113	70	67	65	92	58	82	99	128	119	206	175	133	188	150	141	149	194	222	237	623	247	142	3,8
Viernes 9 Dic.	72	53	68	83	103	102	81	150	152	206	208	129	97	111	164	135	104	244	240	135	243	667	301	143	4
Sábado 10 Dic.	83	75	75	94	60	55	62	131	286	204	105	155	189	172	150	153	139	188	274	298	308	240	238	203	3,9
Domingo 11 Dic.	93	93	71	106	133	105	62	126	145	88	91	211	186	120	191	216	166	339	475	433	331	233	154	312	4,5
Lunes 12 Dic.	373	119	96	66	107	64	82	122	94	111	173	138	169	63	72	303	684	319	846	477	507	326	271	379	6
Martes 13 Dic.	225	59	60	103	64	84	74	139	118	133	163	228	144	106	976	330	327	391	416	183	290	277	206	163	5,3
Miércoles 14 Dic.	125	116	112	111	110	103	123	171	125	120	282	174	124	137	233	164	163	257	264	428	305	204	216	162	4,3
Jueves 15 Dic.	105	122	78	64	90	69	348	398	100	178	133	180	126	260	348	173	126	212	352	389	377	1.160	1.337	451	7,2
Viernes 16 Dic.	114	134	109	52	61	91	70	160	320	134	276	220	331	175	305	188	105	761	953	361	339	347	228	183	6
Sábado 17 Dic.	79	59	102	87	61	59	72	122	184	93	187	177	400	501	301	322	361	335	337	259	212	185	227	441	5,2
Domingo 18 Dic.	346	257	107	69	58	139	107	89	160	90	105	178	166	139	207	217	139	115	162	217	248	266	735	252	4,6
Lunes 19 Dic.	468	70	121	108	58	87	84	81	134	78	83	80	139	122	251	65	96	143	129	244	266	264	239	193	3,6
Martes 20 Dic.	100	67	62	57	82	63	67	94	91	236	551	185	282	930	694	134	72	181	112	216	246	222	207	81	5
Miércoles 21 Dic.	69	89	76	56	62	84	138	150	83	104	119	96	102	829	244	156	155	107	134	470	926	154	144	157	4,7
Jueves 22 Dic.	115	108	123	94	70	62	104	184	95	191	200	104	125	90	686	154	100	186	102	137	269	1.028	256	145	4,7
Viernes 23 Dic.	58	70	68	73	66	67	85	393	189	242	271	92	96	74	166	101	166	87	152	506	432	980	163	143	4,7
Sábado 24 Dic.	236	305	154	68	63	123	148	136	127	59	236	334	120	375	311	225	218	249	403	484	377	247	221	278	5,5
Domingo 25 Dic.	254	79	90	89	69	87	91	114	195	84	177	279	109	84	68	87	93	125	166	206	228	762	212	198	3,9
Lunes 26 Dic.	99	111	107	84	80	157	114	491	160	117	205	840	514	704	414	119	164	198	179	184	331	363	377	383	6,5
Total (kWh)	4,3	3,1	2,7	2,5	2,3	2,8	3	6,3	5,2	4,6	5,5	5,2	5,3	7,6	8,8	5,2	5,5	7,5	8,3	8,3	11	12,3	9,3	6	

Así ha concentrado el consumo por hora en esta factura.



FICHAS TÉCNICAS

COMPONENTES



HiKu

SUPER HIGH POWER MONO PERC MODULE

430 W ~ 455 W

CS3W-430 | 435 | 440 | 445 | 450 | 455MS

MORE POWER



26 % more power than conventional modules



Up to 4.5 % lower LCOE
Up to 2.7 % lower system cost



Low NMOT: 42 ± 3 °C
Low temperature coefficient (Pmax):
-0.35 % / °C



Better shading tolerance

MORE RELIABLE



Lower internal current,
lower hot spot temperature



Minimizes micro-crack impacts



Heavy snow load up to 5400 Pa,
wind load up to 3600 Pa*



linear power output warranty*



enhanced product warranty on materials and workmanship*

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / INMETRO
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way



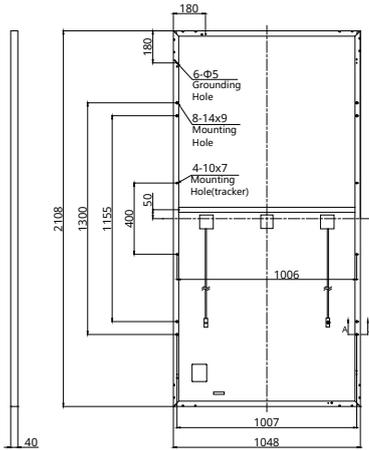
* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 40 GW deployed around the world since 2001.

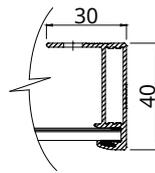
* For detail information, please refer to Installation Manual.

ENGINEERING DRAWING (mm)

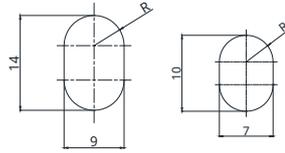
Rear View



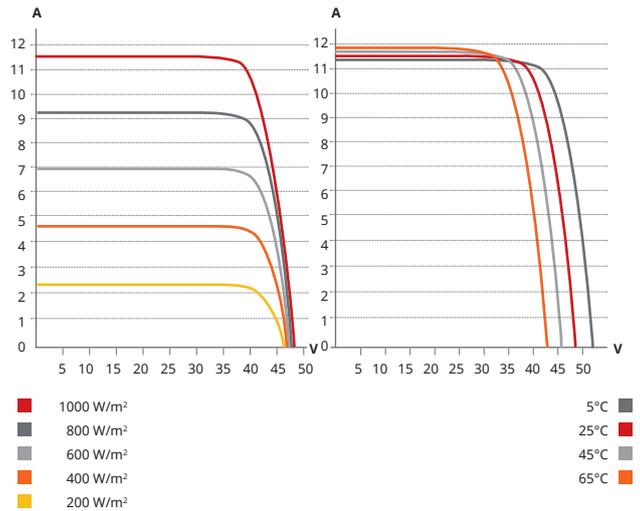
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



CS3W-435MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3W	430MS	435MS	440MS	445MS	450MS	455MS
Nominal Max. Power (Pmax)	430 W	435 W	440 W	445 W	450 W	455 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	40.3 V	40.5 V	40.7 V	40.9 V	41.1 V	41.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.68 A	10.75 A	10.82 A	10.89 A	10.96 A	11.02 A
Open Circuit Voltage (Voc)	48.3 V	48.5 V	48.7 V	48.9 V	49.1 V	49.3 V
Short Circuit Current (Isc)	11.37 A	11.42 A	11.48 A	11.54 A	11.60 A	11.66 A
Module Efficiency	19.5%	19.7%	19.9%	20.1%	20.4%	20.6%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)					
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	20 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ + 10 W					

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3W	430MS	435MS	440MS	445MS	450MS	455MS
Nominal Max. Power (Pmax)	321 W	325 W	328 W	332 W	336 W	339 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.6 V	37.8 V	37.9 V	38.1 V	38.3 V	38.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.54 A	8.59 A	8.65 A	8.71 A	8.76 A	8.82 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.4 V	45.6 V	45.8 V	46.0 V	46.2 V	46.4 V
Short Circuit Current (Isc)	9.17 A	9.21 A	9.26 A	9.31 A	9.36 A	9.41 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2108 X 1048 X 40 mm (83.0 X 41.3 X 1.57 in)
Weight	24.9 kg (54.9 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-); landscape: 1400 mm (55.1 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.35 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.27 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

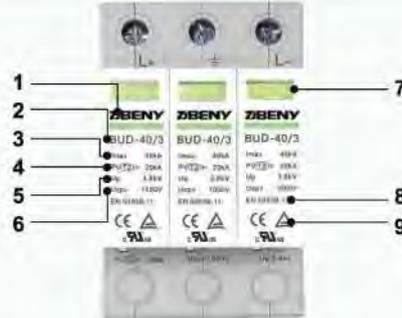
BUD-40/3 PV DC Surge Protection Device



Application

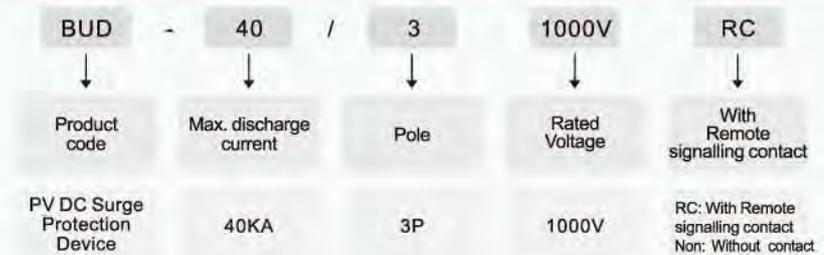
ZBENY PV DC BUD-40/3 Surge Protection Device was designed and manufactured, complying the PV standard EN50539-11, It widely used in PV DC combiner box, inverter, controller and PV DC cabinet. Rated voltage 1000V DC, Maximum discharge current 40KA, High Energy Varistor, high effective for lightning protection.

Appearance Introduction



- 1 Brand
- 2 Type
- 3 Max. Discharge Current I_{max}
- 4 Nominal Discharge Current I_n
- 5 Voltage Protection Level U_p
- 6 Max. Continuous Operating Voltage U_{cpv}
- 7 Indicator
- 8 Standard Code
- 9 Certificate Symbol

Type Instruction



Parameter

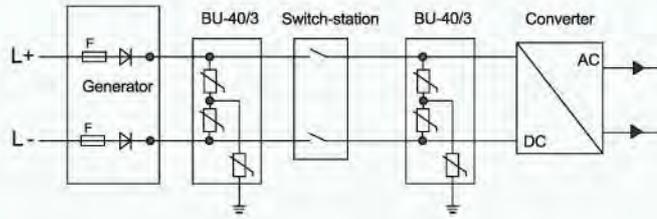
PV DC BUD-40/3 Surge Protection Device		
Pole		3P
Standard		EN 50539-11
Electrical Characteristics		
Category IEC/EN		IEC II/EN2
Open Voltage	$U_{oc Max}$	1000V DC
Max Continuous Operational Voltage	U_c	1000V DC
Nominal Discharge Current	$I_n(8/20)\mu s$	20KA
Maximum Discharge Current	$I_{max}(8/20)\mu s$	40KA
Voltage Protection Level	U_p	$\leq 3.8KV$
Response Time		$< 25ns$
Control and Indication		
Operating State/fault Indication		Green/Red
Plug-in Protection Module		■
Remote Signalling Contact(Optional)	Max. Working Voltage(V)	30V DC
	Max. Working Current	1A
Connection and Installation		
Wire	Hard cable mm^2	4~25
	Flexible cable mm^2	4~16
Terminal Screws		M5
Torque(Nm)	Main Circuit	2.5
	Remote Contact	0.25
Degree of Protection		IP20
Installation Environment		
Operating Temperature Range (TU)		-40°C~+85°C
For Mounting on		TH35-7.5/DIN35
Relative Humidity		30%~90%
Weight kg		0.36

- Suitable For Use in All Photovoltaic Systems
- Prewired Modular Complete Unit, Consisting of A Base Part and Plug-in Protection Modules
- Plug-in Protection Module, Easily Installation and Maintainance
- High Energy Varistor, Response Time Less Than 25 Nanosecond
- Optional Remote Signalling Contact(FM) for Monitoring Device (Floating Changeover Contact)
- Din Rail Mounting TH35-7.5/DIN35
- Comply with :EN 50539-11

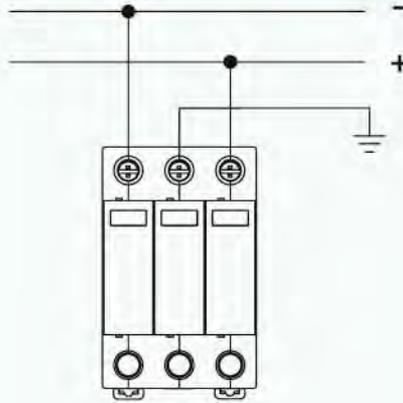
BUD-40/3

PV DC Surge Protection Device

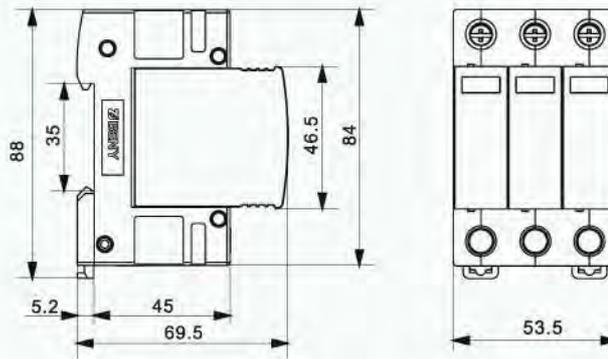
Principal Drawing



Wiring Method



Dimensions(mm)



Hoja de características del producto

Especificaciones



Interruptor diferencial; Acti9 iID;
2P; 25A; 30mA A-SI

A9R61225

Principal

Gama	Acti 9
Nombre Del Producto	Acti 9 iID40
Tipo De Producto O Componente	Interruptor diferencial (RCCB)
Nombre Abreviado Del Equipo	iID
Número De Polos	2P
Posición De Neutro	Izquierda
[In] Corriente Nominal	25 A
Tipo De Red	AC
Sensibilidad De Fuga A Tierra	30 mA
Retardo De La Protección Contra Fugas A Tierra	Instantáneo
Clase De Protección Contra Fugas A Tierra	Tipo A-SI

Complementario

Ubicación Del Dispositivo En El Sistema	Salida
Frecuencia De Red	50/60 Hz
[Ue] Tensión Nominal De Empleo	220...240 V AC 50/60 Hz
Tecnología De Disparo Corriente Residual	Independiente de la tensión
Poder De Conexión Y De Corte	Idm 1500 A Im 1500 A
Corriente Condicional De Cortocircuito	10 kA
[Ui] Tensión Nominal De Aislamiento	500 V AC 50/60 Hz
[Uimp] Resistencia A Picos De Tensión	6 kV
Corriente De Sobretensión	3000 A
Indicador De Posición Del Contacto	Sí
Tipo De Control	Maneta
Tipo De Montaje	Ajustable en clip
Soporte De Montaje	Carril DIN
Pasos De 9 Mm	4
Altura	91 mm
Ancho	36 mm
Profundidad	73,5 mm

Aviso Legal: Esta documentación no pretende sustituir ni debe utilizarse para determinar la adecuación o la fiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de los usuarios.

Peso Del Producto	0,21 kg
Color	Blanco
Durabilidad Mecánica	20000 ciclos
Durabilidad Eléctrica	AC-1, estado 1 15000 ciclos
Descripción De Las Opciones De Bloqueo	Dispositivo de cierre con candado
Conexiones - Terminales	Terminal simple arriba o abajo1...35 mm² rígido Terminal simple arriba o abajo1...25 mm² flexible Terminal simple arriba o abajo1...25 mm² flexible con terminal Terminal simple
Longitud De Cable Pelado Para Conectar Bornas	14 mm for arriba o abajo connection
Par De Apriete	3,5 N.m arriba o abajo

Entorno

Normas	EN/IEC 61008-1
Grado De Protección Ip	IP20 conforming to IEC 60529 IP40 (envolvente modular) conforming to IEC 60529
Grado De Contaminación	3
Compatibilidad Electromagnética	Resistencia a impulsos 8/20 µs, 3000 A acorde a EN/IEC 61008-1
Temperatura Ambiente De Funcionamiento	-25...60 °C
Temperatura Ambiente De Almacenamiento	-40...85 °C

Unidades de embalaje

Tipo De Unidad De Paquete 1	PCE
Número De Unidades En El Paquete 1	1
Paquete 1 Altura	4,100 cm
Paquete 1 Ancho	8,500 cm
Paquete 1 Longitud	10,000 cm
Paquete 1 Peso	230,000 g
Tipo De Unidad De Paquete 2	BB1
Número De Unidades En El Paquete 2	6
Paquete 2 Altura	9,100 cm
Paquete 2 Ancho	10,200 cm
Paquete 2 Longitud	25,600 cm
Paquete 2 Peso	1,453 kg
Tipo De Unidad De Paquete 3	S03
Número De Unidades En El Paquete 3	54
Paquete 3 Altura	30,000 cm
Paquete 3 Ancho	30,000 cm
Paquete 3 Longitud	40,000 cm
Paquete 3 Peso	13,654 kg

Información Logística

Sostenibilidad

La **etiqueta Green Premium™** refleja el compromiso de Schneider Electric de ofrecer productos con el mejor rendimiento medioambiental de su clase. Green Premium promete el cumplimiento de las normativas más recientes y transparencia en cuanto a los impactos medioambientales, además de productos circulares y que generen bajas emisiones de CO₂.

[Más información >](#)



Transparencia RoHS/REACH

Rendimiento de la sostenibilidad

Sin Mercurio

Información Sobre Exenciones De RoHS [Sí](#)

Producto Con Contenido Plástico Sin Halógenos

Certificaciones y estándares

Reglamento Reach

[Declaración de REACH](#)

Directiva Rohs Ue

Conforme

[Declaración RoHS UE](#)

Normativa De Rohs China

[Declaración RoHS China](#)

Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias

Comunicación Ambiental

[Perfil ambiental del producto](#)

Raee

En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.



TENSIÓN ASIGNADA
1000V DC

CORRIENTE ASIGNADA
1A...20A

PODER DE CORTE
30kA

NORMAS

IEC/EN 60269-1
IEC/EN 60269-6
UL248-1
UL248-19



Fusibles cilíndricos para aplicaciones fotovoltaicas

Los fusibles cilíndricos 10x38 DF Electric han sido desarrollados para ofrecer una solución de protección compacta, segura y económica de los módulos fotovoltaicos en tensiones hasta 1.000V DC

La gama comprende los siguientes fusibles:

→ Talla 10x38 1000V DC 1A a 20A

Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la Norma IEC 60269-6 y UL248-19).

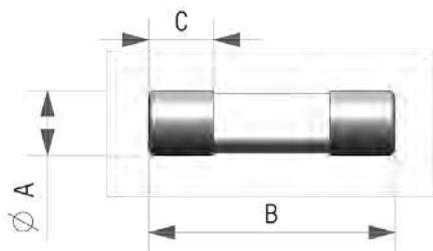
Están contruidos con tubo cerámico de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos lo que permite un alto poder de corte en un reducido espacio.

Los contactos están realizados en cobre plateado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características.

Para la instalación de estos fusibles se recomienda la utilización de las **bases portafusibles PMX-PV 10x38**



Dimensiones



A	B	C
10,3	38	10

Peso 8gr

Referencias

I_n (A)	REFERENCIA	EMBALAJE Uni /CAJA
1	491601	10/100
2	491602	10/100
3	491604	10/100
4	491605	10/100
5	491606	10/100
6	491610	10/100
8	491615	10/100
10	491620	10/100
12	491625	10/100
15	491629	10/100
16	491630	10/100
20	491635	10/100



Datos técnicos

Tensión asignada	1000V DC
Corriente asignada	1A...20A
Poder de corte asignado	30kA
Categoría de utilización	gPV
Corriente mínima de interrupción	1A → 1,45·I _n 2A...20A → 1,35·I _n
Corriente de no fusión	1,13·I _n
Temperatura de almacenaje	-40°C ... 90°C
Temperatura de funcionamiento *	-40°C ... 80°C

* Para temperaturas ambiente superiores a 25°C es necesario aplicar un coeficiente de corrección sobre la corriente máxima.

Normas

IEC/EN 60269-1
IEC/EN 60269-6
UL248-1
UL248-19
RoHS Compliant



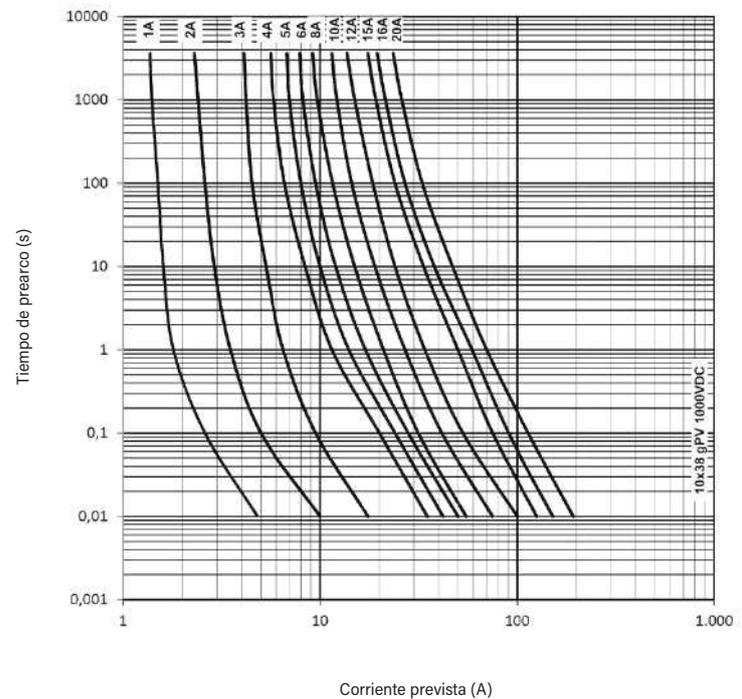
Certificaciones



Potencias disipadas

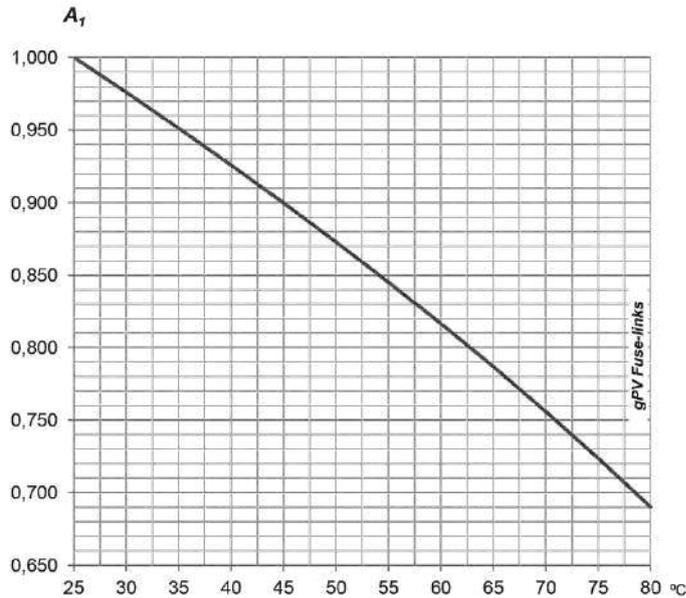
I _n	I _t PREARCO	I _t TOTAL	POTENCIA DISIPADA 0,7 · I _n	POTENCIA DISIPADA I _n
(A)	(A ² S)	(A ² S)	(W)	(W)
1	0,35	1,2	0,31	0,76
2	0,62	1,0	0,78	1,45
3	1,9	3,1	0,66	1,66
4	6,9	11	0,64	1,57
5	14	22	0,60	1,65
6	24	38	0,77	1,84
8	7	17	0,82	2,00
10	15	38	0,94	2,20
12	27	68	0,98	2,40
15	62	115	1,05	2,65
16	89	165	1,10	2,70
20	158	294	1,33	3,20

Características t-I





Coeficiente de reducción por temperatura ambiente



t_a (°C)	A_1
25	1,00
30	0,98
35	0,95
40	0,93
45	0,90
50	0,87
55	0,84
60	0,82
65	0,79
70	0,76
75	0,72
80	0,69

Guía de selección y aplicación

En las centrales fotovoltaicas, se dan unas condiciones de instalación y de funcionamiento que deben ser consideradas a la hora de seleccionar el fusible adecuado para la protección.

Estos fusibles suelen ir montados en el interior de cajas estancas, donde se alcanzan temperaturas ambiente elevadas. Esto obliga a reducir la corriente máxima a través de los fusibles ya que en caso contrario podría producirse la fusión prematura de los mismos. Para evitarlo, se deben aplicar unos coeficientes de reducción.

Por otro lado, los ciclos día/noche y el paso de nubes hacen que la corriente varíe continuamente a través de los fusibles, generando continuos calentamientos y enfriamientos que producen stress térmico y mecánico en los materiales, especialmente en el elemento de fusión. Para evitar un posible envejecimiento prematuro que provoca la fusión intempestiva, debemos aplicar un coeficiente de seguridad (DF Electric recomienda un valor de 0,80 para este tipo de aplicaciones).

Teniendo presentes estas consideraciones, podemos seleccionar el fusible más adecuado.

Para verificar que la tensión asignada del fusible es adecuada debemos tener en cuenta los siguientes puntos:

- Tensión de circuito abierto de los módulos PV ($V_{OC\ STC}$)
- Número de módulos conectados en serie (M).
- Factor de seguridad (20%) para tener en cuenta el incremento de la tensión de vacío a temperaturas muy bajas.

Así, la tensión asignada en DC mínima de los fusibles debe ser:

$$V_{DC}(\text{fusible}) \geq V_{OC}(\text{STC}) \cdot M \cdot 1,2$$

La tensión de circuito abierto de los módulos $V_{OC\ STC}$ es la tensión máxima que un módulo fotovoltaico puede dar cuando funciona en vacío (sin ninguna carga conectada) en unas condiciones de ensayo determinadas (STC = Standard Test Condition) y es un dato indicado por el fabricante de los módulos fotovoltaicos.

Para escoger la corriente asignada del fusible a utilizar, los puntos a contemplar serán:

- Intensidad de cortocircuito de los módulos ISC (STC)
- Factor de corrección de la temperatura ambiente (A_1).
- Factor de corrección por variación de la corriente (A_2).

La intensidad de cortocircuito de los módulos ISC (STC) es la corriente máxima que un módulo fotovoltaico puede dar en unas condiciones de ensayo determinadas (STC) y es un dato indicado por el fabricante de los módulos fotovoltaicos.

Factor de corrección recomendado por variación de la corriente (A_2): 0,80.

La temperatura ambiente en el interior de las cajas donde se alojan las protecciones puede alcanzar fácilmente valores de 40° C ó 45° C (para climas tropicales hay que considerar valores más elevados).

Se debe aplicar un factor de corrección (A_1) en función de la temperatura ambiente.

Con las consideraciones anteriores, la corriente asignada del fusible debe ser:

$$I_N(\text{fusible}) \geq \frac{I_{SC\ STC}}{A_1 \cdot A_2}$$

Como ejemplo, si consideramos una temperatura ambiente máxima de 45° C, el calibre a utilizar sería:

$$I_N(\text{fusible}) \geq \frac{I_{SC\ STC}}{0,90 \cdot 0,80} \geq I_{SC\ STC} \cdot 1,4$$

1.3

Miniature Circuit Breakers and Supplementary Protectors

UL 1077 DIN Rail Supplementary Protectors

1

FAZ Circuit Breakers



Optimum and Efficient Protection for Every Application

FAZ Circuit Breakers

Product Overview

Optimum product quality, tested reliability and safety stand for best protection of personnel, installations and plant. Eaton's FAZ DIN rail mountable circuit breaker is designed for use in control panel applications.

Powerful offering for machine and system builders

The FAZ is available with B, C, D, K, S, and Z characteristics in accordance with UL 1077, CSA C22.2 No.235 and IEC 60947-2. These devices are CE marked.

Application Description

- Supplementary protection
- Control circuits
- Lighting
- Business equipment
- Appliances

Features

- Complete range of UL 1077 recognized DIN rail mounted miniature circuit breakers up to 63A current rating
- Standard ratings of 10 kAIC up to 277/480 Vac
- Current limiting design provides fast short-circuit interruption that reduces the let-through energy, which can damage the circuit
- Suitable for supplementary protection
- Thermal-magnetic overcurrent protection
 - Six levels of short-circuit protection, categorized by B, C, D, K, S, and Z curves
- Trip-free design—breaker can not be defeated by holding the handle in the ON position
- Captive screws cannot be lost
- Fulfill UL 1077, CSA C22.2 No.235 and also IEC 60947-2 Standard
- Field-installable shunt trip and auxiliary switch subsequent mounting
- Module width of only 17.7 mm (per pole)
- Contact position indicator (red/green)
- Easy installation on DIN rail
- Possibility for sealing the toggle in ON or OFF position

Contents

Description

	<i>Page</i>
FAZ Circuit Breakers	V4-T1-82
Catalog Number Selection	V4-T1-83
Standards and Certifications	V4-T1-83
Product Selection	V4-T1-84
Accessories	V4-T1-90
Technical Data and Specifications	V4-T1-93
Dimensions	V4-T1-100
WMZS Circuit Breaker	V4-T1-103

Discover These Advanced Features

Breakers install on standard DIN rail

Available in one-, two-, three-, four-pole, 1+N and 3+N models

Color-coded indicator provides breaker status for easy troubleshooting



Captive Posidrive terminal screws with finger and back-of-hand protection (IP20)

Trip-free design; breaker cannot be defeated by holding the handle in the ON position

Breaker information printed on the front of the device for quick identification

Standards and Certifications

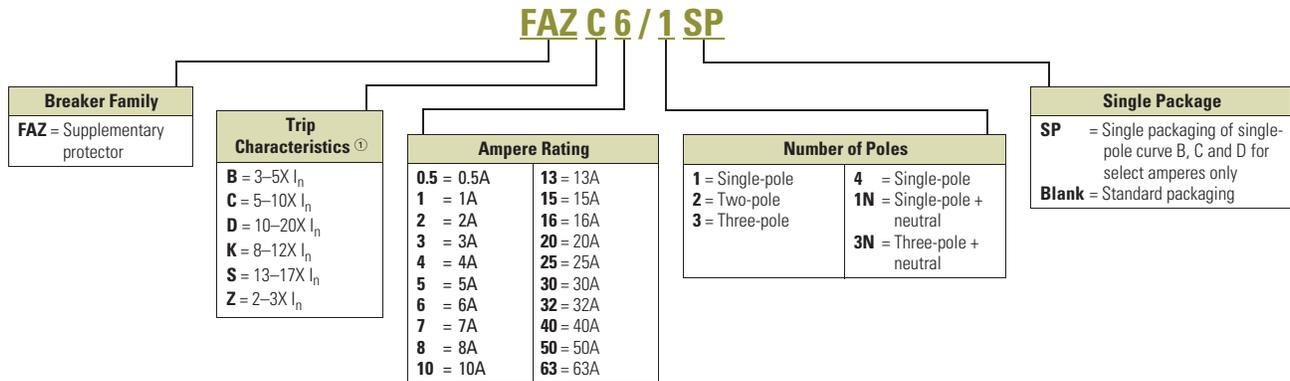
FAZ complies with the latest national and international standards.

- UL 1077, CSA C22.2 No. 235
- Apply to supplementary protectors intended for use as overcurrent, or overvoltage or undervoltage protection within an appliance or other electrical equipment where branch circuit protection is already provided, or is not required

- RoHS compliant
- VDE compliant
 - Devices with B, C, and D curves are VDE compliant
- CCC
 - Devices with B, C, and D curves are CCC compliant
- ABS compliant



Catalog Number Selection



Note

① I_n = Rated current for instantaneous trip characteristics.

1.3

Miniature Circuit Breakers and Supplementary Protectors

UL 1077 DIN Rail Supplementary Protectors

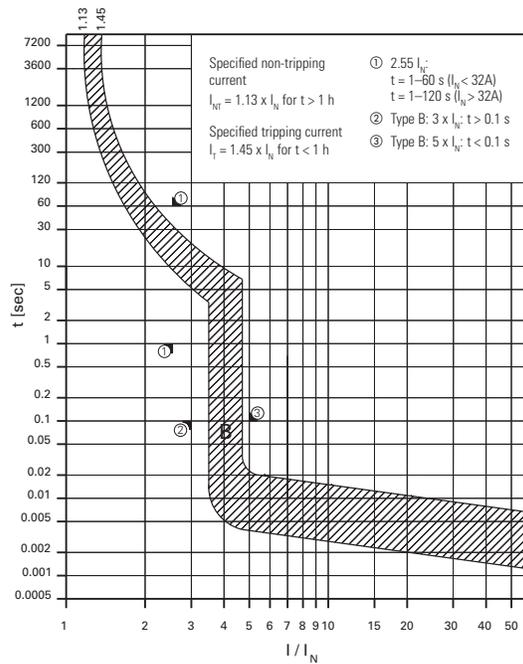
1

Product Selection

FAZ B curve (3–5X I_n current rating)

- Designed for resistive or slightly inductive loads
- Response time of instantaneous trip: 3–5X I_n current rating
- UL recognized and CSA Certified as supplementary protectors
- For international and domestic use (conform to IEC 60947-2)
- UL file number 177451

Suitable for applications where protection against low-level short-circuit faults in control wiring is desired. Instantaneous trip is 3–5X continuous rating of device (I_n). Applications include PLC wiring, business equipment, lighting, appliances and some motors. Low magnetic trip point.



Single-Pole



Two-Pole



Three-Pole



B Curve (3–5X I_n Current Rating) — Designed for Resistive or Slightly Inductive Loads ①

Amperes	Single-Pole ② Catalog Number	Two-Pole Catalog Number	Three-Pole Catalog Number
1	FAZ-B1/1-SP	FAZ-B1/2	FAZ-B1/3
2	FAZ-B2/1-SP	FAZ-B2/2	FAZ-B2/3
3	FAZ-B3/1-SP	FAZ-B3/2	FAZ-B3/3
4	FAZ-B4/1-SP	FAZ-B4/2	FAZ-B4/3
5	FAZ-B5/1-SP	FAZ-B5/2	FAZ-B5/3
6	FAZ-B6/1-SP	FAZ-B6/2	FAZ-B6/3
7	FAZ-B7/1-SP	FAZ-B7/2	FAZ-B7/3
8	FAZ-B8/1-SP	FAZ-B8/2	FAZ-B8/3
10	FAZ-B10/1-SP	FAZ-B10/2	FAZ-B10/3
12	FAZ-B12/1-SP	FAZ-B12/2	FAZ-B12/3
13	FAZ-B13/1-SP	FAZ-B13/2	FAZ-B13/3
15	FAZ-B15/1-SP	FAZ-B15/2	FAZ-B15/3
16	FAZ-B16/1-SP	FAZ-B16/2	FAZ-B16/3
20	FAZ-B20/1-SP	FAZ-B20/2	FAZ-B20/3
25	FAZ-B25/1-SP	FAZ-B25/2	FAZ-B25/3
30	FAZ-B30/1-SP	FAZ-B30/2	FAZ-B30/3
32	FAZ-B32/1-SP	FAZ-B32/2	FAZ-B32/3
40	FAZ-B40/1-SP	FAZ-B40/2	FAZ-B40/3
50	FAZ-B50/1-SP	FAZ-B50/2	FAZ-B50/3
63	FAZ-B63/1-SP	FAZ-B63/2	FAZ-B63/3

Four-Pole



Single-Pole + Neutral



Three-Pole + Neutral



B Curve (3–5X I_n Current Rating) — Designed for Resistive or Slightly Inductive Loads, continued ①

Amperes	Four-Pole Catalog Number	Single-Pole + Neutral Catalog Number	Three-Pole + Neutral Catalog Number
1	FAZ-B1/4	FAZ-B1/1N	FAZ-B1/3N
2	FAZ-B2/4	FAZ-B2/1N	FAZ-B2/3N
3	FAZ-B3/4	FAZ-B3/1N	FAZ-B3/3N
4	FAZ-B4/4	FAZ-B4/1N	FAZ-B4/3N
5	FAZ-B5/4	FAZ-B5/1N	FAZ-B5/3N
6	FAZ-B6/4	FAZ-B6/1N	FAZ-B6/3N
7	FAZ-B7/4	FAZ-B7/1N	FAZ-B7/3N
8	FAZ-B8/4	FAZ-B8/1N	FAZ-B8/3N
10	FAZ-B10/4	FAZ-B10/1N	FAZ-B10/3N
12	FAZ-B12/4	FAZ-B12/1N	FAZ-B12/3N
13	FAZ-B13/4	FAZ-B13/1N	FAZ-B13/3N
15	FAZ-B15/4	FAZ-B15/1N	FAZ-B15/3N
16	FAZ-B16/4	FAZ-B16/1N	FAZ-B16/3N
20	FAZ-B20/4	FAZ-B20/1N	FAZ-B20/3N
25	FAZ-B25/4	FAZ-B25/1N	FAZ-B25/3N
30	FAZ-B30/4	FAZ-B30/1N	FAZ-B30/3N
32	FAZ-B32/4	FAZ-B32/1N	FAZ-B32/3N
40	FAZ-B40/4	FAZ-B40/1N	FAZ-B40/3N
50	FAZ-B50/4	FAZ-B50/1N	FAZ-B50/3N
63	FAZ-B63/4	FAZ-B63/1N	FAZ-B63/3N

Notes

- ① In North America, these switches are UL recognized and CSA Certified as supplementary protection devices. Per the intent of NEC (National Electrical Code), Article 240, and CEC (Canadian Electrical Code), Part 1 C22.1, supplementary breakers cannot be used as a substitute for the branch circuit protective device. They can be used to provide overcurrent protection within an appliance or other electrical equipment where branch circuit overcurrent protection is already provided, or is not required.
- ② Option for single packaging on single-pole B, C and D curves only; add suffix SP when ordering.

1.3

Miniature Circuit Breakers and Supplementary Protectors

UL 1077 DIN Rail Supplementary Protectors

1

FAZ Miniature Circuit Breakers Technical Data

Description	B Curve	C Curve	D Curve
Electrical			
Approvals	UR (UL 1077), CSA (CSA 22.2 No. 235), CE		
Standards	IEC/EN 60947-2		
Short-circuit trip response	3–5 I_n	5–10 I_n	10–20 I_n
Supplementary Protectors—UL/CSA			
Current range	1–63A	0.5–63A	0.5–40A
Maximum voltage ratings—UL/CSA			
Single-pole, single-pole + neutral	277 Vac 48 Vdc	277 Vac 48 Vdc	277 Vac 48 Vdc
Two-, three-pole, four-pole and three-pole + neutral	480Y/277 Vac	480Y/277 Vac	480Y/277 Vac
Two poles in series	96 Vdc	96 Vdc	96 Vdc
Thermal tripping characteristics			
Single-pole	1.35 x I_n @ 40°C	1.35 x I_n @ 40°C	1.35 x I_n @ 40°C
Multi-pole	1.45 x I_n @ 40°C	1.45 x I_n @ 40°C	1.45 x I_n @ 40°C
Short-circuit ratings (at max. voltage)			
Single-pole	10 kA (5 kA for 40–63A device)	10 kA (5 kA for 40–63A device)	5 kA
Two-, three-pole	10 kA (5 kA for 40–63A device)	10 kA (5 kA for 40–63A device)	5 kA
Single-pole	10 kA @ 48 Vdc	10 kA @ 48 Vdc	10 kA @ 48 Vdc
Two poles in series	10 kA @ 96 Vdc	10 kA @ 96 Vdc	10 kA @ 96 Vdc
Miniature Circuit Breaker—IEC			
Current range	1–63A	0.5–63A	0.5–63A
Maximum voltage ratings—IEC 68898-1			
Single-pole	230 Vac	230 Vac	230 Vac
Two-, three-pole	230/400 Vac	230/400 Vac	230/400 Vac
Maximum voltage ratings—IEC 60947-2			
Single-pole	240 Vac 48 Vdc	240 Vac 48 Vdc	240 Vac 48 Vdc
Two-, three-pole	240/415 Vac	240/415 Vac	240/415 Vac
Two poles in series	96 Vdc	96 Vdc	96 Vdc
Thermal tripping characteristics			
Single-pole	> 1 hour @ 1.05 x I_n	> 1 hour @ 1.05 x I_n	> 1 hour @ 1.05 x I_n
Multi-pole	< 1 hour @ 1.3 x I_n	< 1 hour @ 1.3 x I_n	< 1 hour @ 1.3 x I_n
Interrupt ratings (at max. voltage)			
IEC 60947-2	15 kA	15 kA	15 kA (10 kA for 50 and 63A)
IEC 60898	10 kA	10 kA	10 kA (50 and 63A not available)
Operational switching capacity	7.5 kA	7.5 kA	7.5 kA
Max. backup fuse [gL/gG]	125A	125A	125A
Rated impulse withstand— U_{imp}	4000 Vac	4000 Vac	4000 Vac
Rated insulation voltage— U_i	440 Vac	440 Vac	440 Vac
Environmental/General			
Selectivity class	3	3	3
Lifespan (operations)	> 10,000 (1 operation = ON/OFF)	> 10,000 (1 operation = ON/OFF)	> 10,000 (1 operation = ON/OFF)
Shock (IEC 68-2-22)	10g–120 ms	10g–120 ms	10g–120 ms
Operating temperature range	–40 to +167°F (–40 to +75°C)	–40 to +167°F (–40 to +75°C)	–40 to +167°F (–40 to +75°C)
Shipment and short-term storage	–40 to +185°F (–40 to +85°C)	–40 to +185°F (–40 to +85°C)	–40 to +185°F (–40 to +85°C)
Housing material	Nylon	Nylon	Nylon
Mechanical			
Standard front dimension			
Device height	80 mm	80 mm	80 mm
Terminal protection	Finger and back-of-hand proof to IEC 536	Finger and back-of-hand proof to IEC 536	Finger and back-of-hand proof to IEC 536
Mounting width per pole	17.5 mm	17.5 mm	17.5 mm
Mounting	IEC/EN 60715 top-hat rail	IEC/EN 60715 top-hat rail	IEC/EN 60715 top-hat rail
Degree of protection	IP20	IP20	IP20
Terminals top and bottom	Twin-purpose terminals	Twin-purpose terminals	Twin-purpose terminals
Supply connection	Line or load side	Line or load side	Line or load side
Terminal capacity [mm ²]	1 x 25 (AWG 4–18)/2 x 10 (AWG 8–18)	1 x 25 (AWG 4–18)/2 x 10 (AWG 8–18)	1 x 25 (AWG 4–18)/2 x 10 (AWG 8–18)
Torque	2.4 Nm	2.4 Nm	2.4 Nm
Imperial torque	21 lb-in (AWG 18–12), 25 lb-in (AWG 10–8), 36 lb-in (AWG 6–4)	21 lb-in (AWG 18–12), 25 lb-in (AWG 10–8), 36 lb-in (AWG 6–4)	21 lb-in (AWG 18–12), 25 lb-in (AWG 10–8), 36 lb-in (AWG 6–4)
Thickness of busbar material	0.8–2 mm	0.8–2 mm	0.8–2 mm
Mounting position	As required	As required	As required

FAZ Miniature Circuit Breakers Technical Data, continued

Description	B Curve	C Curve	D Curve
Electrical			
Approvals	UR (UL 1077), CSA (CSA 22.2 No. 235), CE		
Standards	IEC/EN 60947-2, E177451, 204453		
Short-circuit trip response	8–12 I_n	13–17 I_n	2–3 I_n
Supplementary Protectors—UL/CSA			
Current range	0.5–63A	0.5–40A	1–63A
Maximum voltage ratings—UL/CSA			
Single-pole, single-pole + neutral	277 Vac 48 Vdc	277 Vac 48 Vdc	277 Vac 48 Vdc
Two-, three-, four-pole and three-pole + neutral	480Y/277 Vac	480Y/277 Vac	480Y/277 Vac
Two poles in series	96 Vdc	96 Vdc	96 Vdc
Thermal tripping characteristics			
Single-pole	1.35 x I_n @ 40°C	1.35 x I_n @ 40°C	1.35 x I_n @ 40°C
Multi-pole	1.45 x I_n @ 40°C	1.45 x I_n @ 40°C	1.45 x I_n @ 40°C
Short-circuit ratings (at max. voltage)			
Single-pole	5 kA @ 277 Vac	5 kA @ 277 Vac	5 kA @ 277 Vac
Single-pole + neutral	5 kA @ 277 Vac	5 kA @ 277 Vac	5 kA @ 277 Vac
Two-, three-, four-pole	5 kA @ 480Y/277 Vac	5 kA @ 480Y/277 Vac	5 kA @ 480Y/277 Vac
Two poles in series	—	—	—
Miniature Circuit Breaker—IEC			
Current range	0.5–63A	0.5–40A	1–63A
Maximum voltage ratings—IEC 60947-2			
Single-pole, single-pole + neutral	240 Vac	240 Vac	240 Vac
Two-, three-, four-pole, three-pole + neutral	240/415 Vac	240/415 Vac	240/415 Vac
Thermal tripping characteristics			
Single-pole	> 1 Hour @ 1.05 x I_n	> 1 Hour @ 1.05 x I_n	> 1 Hour @ 1.05 x I_n
Multi-pole	< 1 Hour @ 1.3 x I_n	< 1 Hour @ 1.3 x I_n	< 1 Hour @ 1.3 x I_n
Interrupt ratings (at max. voltage)			
IEC 60947-2	15 kA	10 kA	10 kA
Operational switching capacity	7.5 kA	7.5 kA	7.5 kA
Max. backup fuse [gL/gG]	125A	125A	125A
Rated impulse withstand— U_{imp}	4000 Vac	4000 Vac	4000 Vac
Rated insulation voltage— U_i	440 Vac	440 Vac	440 Vac
Environmental/General			
Selectivity class	3	3	3
Lifespan (operations)	> 10,000 (1 operation = ON/OFF)	> 10,000 (1 operation = ON/OFF)	> 10,000 (1 operation = ON/OFF)
Shock (IEC 68-2-22)	10g–120 ms	10g–120 ms	10g–120 ms
Operating temperature range	–40 to +167°F (–40 to +75°C)	–40 to +167°F (–40 to +75°C)	–40 to +167°F (–40 to +75°C)
Shipment and short-term storage	–40 to +185°F (–40 to +85°C)	–40 to +185°F (–40 to +85°C)	–40 to +185°F (–40 to +85°C)
Housing material	Nylon	Nylon	Nylon
Mechanical			
Standard front dimension			
Device height	80 mm	80 mm	80 mm
Terminal protection	Finger and back-of-hand proof to IEC 536	Finger and back-of-hand proof to IEC 536	Finger and back-of-hand proof to IEC 536
Mounting width per pole	17.7 mm	17.7 mm	17.7 mm
Mounting	IEC/EN 60715 top-hat rail	IEC/EN 60715 top-hat rail	IEC/EN 60715 top-hat rail
Degree of protection	IP20	IP20	IP20
Terminals top and bottom	Twin-purpose terminals	Twin-purpose terminals	Twin-purpose terminals
Supply connection	Line or load side	Line or load side	Line or load side
Terminal capacity [mm ²]	1 x 25 (AWG 4–18) / 2 x 10 (AWG 8–18)	1 x 25 (AWG 4–18) / 2 x 10 (AWG 8–18)	1 x 25 (AWG 4–18) / 2 x 10 (AWG 8–18)
Torque	2.4 Nm	2.4 Nm	2.4 Nm
Imperial torque	21 lb-in (AWG 18–12), 25 lb-in (AWG 10–8), 36 lb-in (AWG 6–4)	21 lb-in (AWG 18–12), 25 lb-in (AWG 10–8), 36 lb-in (AWG 6–4)	21 lb-in (AWG 18–12), 25 lb-in (AWG 10–8), 36 lb-in (AWG 6–4)
Thickness of busbar material	0.8–2 mm	0.8–2 mm	0.8–2 mm
Mounting position	As required	As required	As required

21PV2102

Interruptor-seccionador aplicaciones PV SIRCO MC 600VCC 1P+ 1P- 30A



Los SIRCO MC PV son interruptores-seccionadores de corriente continua. Abren y cierran en condiciones de carga y proporcionan un aislamiento de seguridad óptimo para cualquier circuito fotovoltaico.

Strong points

- Compacto
- Alta capacidad de interrupción hasta 1000 VCC
- Seguridad
- Fácil montaje

General characteristics

- Rango de 25A a 40A.
- Hasta 1000 VCC.
- Montaje en carril DIN o en puerta.

Compliance with standards

- IEC 60947-3
- UL508i

Link to the reference



<https://www.socomec.es/es/reference/21PV2102>

Características técnicas

Operador de control	Manual
Número de polos	2
Tensión nominal	600
Corriente nominal	30
Tipo	Accionamiento frontal
Tamaño del equipo	MC

Clasificación

UNSPSC	39122233
Clase ETIM	EC000216
IGCC	5290

Comercio

Sale Text	Interruptor-seccionador SIRCO MC PV 600 V d.c. de 25A con 2 polos DC, fijación carril DIN
Validity starting date prod	2012-01-14
País de origen	PL
Política de descuentos	1CD20
Etiqueta de política de descuentos	INTER PV IEC
Longitud de la unidad de producto	0.078
Anchura de la unidad de producto	0.052
Profundidad de la unidad de producto	0.0675
Peso	0.16

ETIM - Electrical characteristics

Max. rated operation voltage Ue AC [V]	1000
Rated operating voltage [V]	600..600
Rated permanent current Iu [A]	30
Number of poles	2

ETIM - Mechanical characteristics

Suitable for floor mounting	No
Suitable for front mounting 4-hole	Yes
Suitable for front mounting centre	No
Suitable for distribution board installation	Yes
Suitable for intermediate mounting	Yes
Colour control element	Other
Degree of protection (IP), front side	IP20

ETIM - Technical features

Version as main switch	Yes
Version as maintenance-/service switch	Yes
Version as safety switch	Yes
Version as emergency stop installation	Yes
Version as reversing switch	No
Number of switches	1
Motor drive optional	No
Motor drive integrated	No
Voltage release optional	No

Device construction	Built-in device fixed built-in technique
Type of control element	Other
Interlockable	Yes
Type of electrical connection of main circuit	Screw connection
Logistics	
GTIN/EAN	3596032794576
Customs number	8536508090
Precio por unidad	PC
Peso de la unidad de embalaje	0.16
Longitud de la unidad de embalaje	0.08
Anchura de la unidad de embalaje	0.08
Profundidad de la unidad de embalaje	0.09

AFUMEX Class ATEX (AS)

RZ1MZ1 - K (AS) - Libre de halógenos

0,6/1 kV



NORMAS

CONSTRUCCIÓN

UNE 21123-4

REACCIÓN AL FUEGO*

UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2

UNE-EN 50399

UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2

UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2

UNE-EN 60754-1; IEC 60754-1

UNE-EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24

CLASIFICACIÓN CPR

DOP1003880

Clase **C_{ca}-s1b,d1,a1**

CONSTRUCCIÓN

1. CONDUCTOR

Cobre, clase 5 según UNE-EN 60228.

2. AISLAMIENTO

Poliétileno reticulado (XLPE),

tipo GP8 según BS 7655-13.

Identificación por color.

3. REVESTIMIENTO INTERNO

Poliiolefina termoplástica

libre de halógenos.

4. ARMADURA

Hilos de acero galvanizado

para cables multipolares o hilos

de aluminio para cables unipolares.

5. CUBIERTA EXTERIOR

Poliiolefina termoplástica

libre de halógenos.

APLICACIONES

Exigido en zonas con riesgo de incendio o explosión con armadura de hilos de acero galvanizado.

Recomendados en todas aquellas instalaciones en que se requiera una especial protección mecánica del cable o mayores esfuerzos de tracción.

Temperatura máxima del conductor: +90 °C.

Temperatura mínima de trabajo: -25 °C.



* En azul ensayos de fuego válidos en la UE.



DESCÁRGATE LA DOP

(declaración de prestaciones)

<https://es.prysmiangroup.com/dop>

N° DoP 1003880

General Cable

A brand of

Prysmian
Group

AFUMEX Class ATEX (AS)

RZ1MZ1 - K (AS) - Libre de halógenos

0,6/1 kV



CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

RZ1MAZ1-K (AS)

Número de conductores x sección (mm ²)	Diámetro nominal bajo armadura (mm)	Diámetro nominal exterior (mm)	Peso nominal (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Intensidad admisible al aire (1)* (A)	Intensidad admisible enterrado (2)* (A)	Caída de tensión cos $\phi = 0,8$ (V/A.km)
1x50	11,5	17,7	695	180	188	138	0,804
1x70	13,3	19,5	915	195	243	170	0,595
1x95	14,9	21,3	1193	215	298	202	0,474
1x120	16,8	23,2	1460	235	350	230	0,390
1x150	19,0	25,6	1780	400	401	260	0,332
1x185	20,8	27,6	2170	280	460	291	0,289
1x240	23,2	30,3	2740	300	545	336	0,239
1x300	25,8	32,8	3385	330	630	380	0,207
1x400	29,3	37,3	4365	375	-	446	0,177

(1) Instalación en bandeja al aire (40 °C).
 →XLPE3 con instalación tipo F columna 11 (1x, trifásica).
 →XLPE2 con instalación tipo E columna 12 (2x, 3G monofásica).
 →XLPE3 con instalación tipo E columna 10b (3x,4x,4G, trifásica).

RZ1MZ1-K (AS)

Número de conductores x sección (mm ²)	Diámetro nominal bajo armadura (mm)	Diámetro nominal exterior (mm)	Peso nominal (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Intensidad admisible al aire (1) (A)	Intensidad admisible enterrado (2) (A)	Caída de tensión cos $\phi = 0,8$ (V/A.km)
2x1,5	6,9	11,3	240	115	23	24	23,61
2x2,5	8,1	12,7	300	130	32	32	14,20
2x4	9,0	13,4	365	135	44	42	8,839
2x6	10,2	14,6	440	150	57	53	5,919
2x10	11,9	16,3	570	165	78	70	3,458
2x16	13,7	18,8	830	190	104	91	2,218
2x25	16,7	22,4	1195	225	135	116	1,458
2x35	18,8	25,4	1600	255	168	140	1,057
2x50	17,5	24,3	1690	245	204	166	0,759
2x70	20,1	27,1	2205	275	262	204	0,556
2x95	23,1	31,1	3000	315	320	241	0,438
2x120	25,9	34,1	3655	345	373	275	0,358
2x150	29,0	37,4	4350	375	430	311	0,302
2x185	31,8	41,6	5570	420	493	348	0,262
2x240	35,5	45,5	6880	455	583	402	0,215
2x300	39,7	49,9	8415	500	-	-	0,186
2x400	44,5	55,1	10545	555	-	-	0,157

(2) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo (25 °C) con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.
 →XLPE2 con instalación tipo D1/D2 2x, 3G monofásica.
 →XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 3x,4x,4G, trifásica.

Según UNE-HD 60364-5-52; IEC 60364-5-52.

Para locales con riesgo de incendio o explosión (zonas ATEX) el REBT establece que los conductores deberán reducir un 15% su intensidad admisible para instalación convencional (ITC-BT 29, pto. 9.1.).

Valores nominales sujetos a variación en función de la tolerancia de fabricación.

AFUMEX Class ATEX (AS)

RZ1MZ1 - K (AS) - Libre de halógenos

0,6/1 kV



CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

RZ1MZ1-K (AS)

Número de conductores x sección (mm ²)	Diámetro nominal bajo armadura (mm)	Diámetro nominal exterior (mm)	Peso nominal (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Intensidad admisible al aire (1) (A)	Intensidad admisible enterrado (2) (A)	Caída de tensión cos $\phi = 0,8$ (V/A.km)
3x1,5	7,3	11,7	260	20	20	21	23,61
3G2,5	8,6	13	330	130	32	32	14,20
3G4	9,6	14	405	140	44	42	8,839
3x6	10,8	15,3	495	155	49	44	5,919
3x10	12,7	17,8	755	180	68	58	3,458
3x16	14,7	19,8	1000	200	91	75	2,218
3x25	18,3	24,9	1585	250	115	96	1,458
3x35	19,0	25,8	1835	260	143	117	1,057
3x50	21,5	28,3	2310	285	174	138	0,759
3x70	24,8	31,8	3050	320	223	170	0,556
3x95	28,4	36,6	4185	370	271	202	0,438
3x120	32,0	40,4	5115	405	314	230	0,358
3x150	36,3	45,9	6525	460	359	260	0,302
3x185	39,4	49,2	7795	495	409	291	0,262
3x240	44,0	54,2	9720	545	489	336	0,215
3x300	49,3	59,7	11975	600	549	380	0,186

(1) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

- XLPE2 con instalación tipo E columna 12 (2x, 3G monofásica).
- XLPE3 con instalación tipo E columna 10b (3x, 4x, 4G, trifásica).

(2) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo (25 °C) con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.

- XLPE2 con instalación tipo D1/D2 2x, 3G monofásica.
- XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 3x, 4x, 4G, trifásica.

Según UNE-HD 60364-5-52; IEC 60364-5-52.

Para locales con riesgo de incendio o explosión (zonas ATEX) el REBT establece que los conductores deberán reducir un 15% su intensidad admisible para instalación convencional (ITC-BT 29, pto. 9.1.). Por ello, en tales casos se deberán reducir los valores de las tablas.

Valores nominales sujetos a variación en función de la tolerancia de fabricación.

AFUMEX Class ATEX (AS)

RZ1MZ1 - K (AS) - Libre de halógenos

0,6/1 kV



CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

RZ1MZ1-K (AS)

Número de conductores x sección (mm ²)	Diámetro nominal bajo armadura (mm)	Diámetro nominal exterior (mm)	Peso nominal (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Intensidad admisible al aire (1) (A)	Intensidad admisible enterrado (2) (A)	Caída de tensión cos $\phi = 0,8$ (V/A.km)
4x1,5	8,0	12,4	300	125	20	21	23,61
4x2,5	9,4	13,8	380	140	28	27	14,20
4x4	10,6	15	470	150	38	35	8,839
4x6	12,0	17,1	660	175	49	44	5,919
4x10	14,1	19,2	915	195	68	58	3,458
4x16	16,2	21,3	1215	215	91	75	2,218
4x25	20,3	26,9	1900	270	115	96	1,458
4x35	22,8	29,6	2415	300	143	177	1,057
4x50	24,2	31,2	2895	315	174	138	0,759
4x70	28,5	36,7	4125	370	223	170	0,556
4x95	32,1	40,5	5295	405	271	202	0,438
4x120	36,6	46,2	6895	465	314	230	0,358
4x150	41,1	50,9	8255	510	359	260	0,302
4x185	44,6	54,8	9910	550	409	291	0,262
5G1,5	8,8	13,2	340	135	20	21	23,61
5G2,5	10,4	14,8	440	150	28	27	14,20
5G4	11,7	16,1	550	165	38	35	8,839
5G6	13,2	18,3	775	185	49	44	5,919
5G10	15,6	20,7	1065	210	68	58	3,458
5G16	18,5	24,3	1575	245	91	75	2,218
5G25	22,5	29,3	2270	295	115	96	1,458
5G35	25,4	32,4	2890	325	143	117	1,057
5G50	29,3	37,3	3970	375	174	138	0,759
5G70	34,1	42,5	5290	425	223	170	0,556

(1) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

→XLPE3 con instalación tipo E columna 10b (5G, trifásica).

(2) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo (25 °C)

con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.

→XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) 5G, trifásica.

Según UNE-HD 60364-5-52; IEC 60364-5-52.

Para locales con riesgo de incendio o explosión (zonas ATEX) el REBT establece que los conductores deberán reducir un 15% su intensidad admisible para instalación convencional (ITC-BT 29, pto. 9.1.).

Por ello, en tales casos se deberán reducir los valores de las tablas.

Valores nominales sujetos a variación en función de la tolerancia de fabricación.

NEW FROM SOLAX

X1-MINI G3



X1-MINI G3

0.6kW/0.7kW/1.1kW/1.5kW
2.0kW/2.5kW/3.0kW/3.3kW/3.6kW



Features

-  Small and compact size
-  150% oversizing and 110% overloading
-  Max. DC input 14A per string
-  Low startup voltage and wide MPPT range
-  CT/Meter compatibility
-  Built-in SPD on both AC and DC side
-  Remote upgrade and maintenance

Contact Us for More Information

www.solaxpower.com

AU: +61 1300 476529

DE: +49 6142 4091664

Global: +86 571-56260008

UK: +44 2476 586998

NL: +31 (0) 852 737932

info@solaxpower.com
service@solaxpower.com



DC INPUT

Max. PV array input power [Wp]	900	1050	1650	2250	3000	3750	4500	4950	5400
Max. PV input voltage [V]	450	450	450	450	450	550	550	550	550
Startup voltage [V]	50	50	50	50	50	70	70	70	70
Nominal input voltage [V]	360	360	360	360	360	360	360	360	360
MPP tracker voltage range [V]	45 ~ 430	45 ~ 430	45 ~ 430	50 ~ 430	50 ~ 430	55 ~ 530	55 ~ 530	55 ~ 530	55 ~ 530
No. of MPP trackers / Strings per MPP tracker	1/1	1/1	1/1	1/1	1/1	1/1	1/1	1/1	1/1
Max. PV input current [A]	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Isc PV Array Short Circuit current [A]	18	18	18	18	18	18	18	18	18

AC OUTPUT

Rated AC output power [W]	600	700	1100	1500	2000	2500	3000	3300	3680
Rated AC output current [A]	2.61	3.04	4.78	6.52	8.7	10.8	13.04	14.3	16
Max. output apparent power [VA]	660(600 for VDE4105)	770	1210	1650	2200	2750	3300	3300	3680
Max. AC output current [A]	2.9	3.3	5.3	7.2	9.6	11.9	14.3	14.3	16
Nominal AC voltage / AC voltage range [V]*	220/230/240; 180--280								
Nominal AC frequency / AC frequency range [Hz]*	50/60;±5								
Power Factor range	0.8 leading ~ 0.8 lagging								
THDi (Rated power) [%]	<3								

SYSTEM DATA

Max. efficiency [%]	98								
Euro. efficiency [%]	95.00	95.00	95.50	96.00	96.50	96.50	96.50	96.50	96.50
Standby consumption [W] @Night	0								
Ingress protection	IP66								
Operating ambient temperature range [°C]	-25 ~ +60 (derating at 45)								
Max. operation altitude [m]	≤2000								
Humidity [%]	0~100 (condensation)								
Typical noise emission [dB]	30								
Storage temperature [°C]	-30~+70								
Dimensions (WxHxD) [mm]	267 x 328 x 126								
Net weight [kg]	6	6	6	6	6	8.3	8.3	8.3	8.3
Cooling concept	Natural cooling								
Communication interfaces	RS485 / DRM/USB, Optional: CT / Meter								
Optional monitoring dongle	Pocket WiFi / LAN / 4G								
Display	2 x LED + LCD (16 x 2) / APP								

PROTECTION

Over/under voltage protection	YES
DC isolation protection	YES
Monitoring ground fault protection	YES
Grid monitoring	YES
DC injection monitoring	YES
Back feed current monitoring	YES
Residual current detection	YES
Anti-islanding protection	YES
Over temperature protection	YES
SPD	YES

STANDARD

Safety	EN/IEC62109-1/-2
EMC	EN61000-6-1/2/3/4;EN61000-3-2/3/11/12
Certification	IEC61727, EN50549, G98/G99, AS 4777.2, VDE4105, CEI 0-21, RD1699, UNE 206007-1, VDE

Características generales

e-Charger: Trydan

Color: Negro

Material: Policarbonato MVR

Peso: 7 kg

Longitud manguera: 5 m / 10 m

Tipo de manguera: Lisa / muelle

Temperatura de funcionamiento: -25° a 50°

Temperatura de almacenamiento: -40° a 70°

Display*1: 2,6"

Iluminación RGB según estado de carga

Características eléctricas

Tipo de conector: Tipo 2 / Socket

Tipo de red: 230V / 400V

Potencia máxima de recarga: 7,4kW o 22kW*1

Corriente configurable: 6 - 32A (por fase)

Frecuencia nominal: 50Hz / 60Hz

Índice de protección: IP54 / IK10

Detección de corriente residual: AC 30mA / DC 6mA*1

Contador MID*2

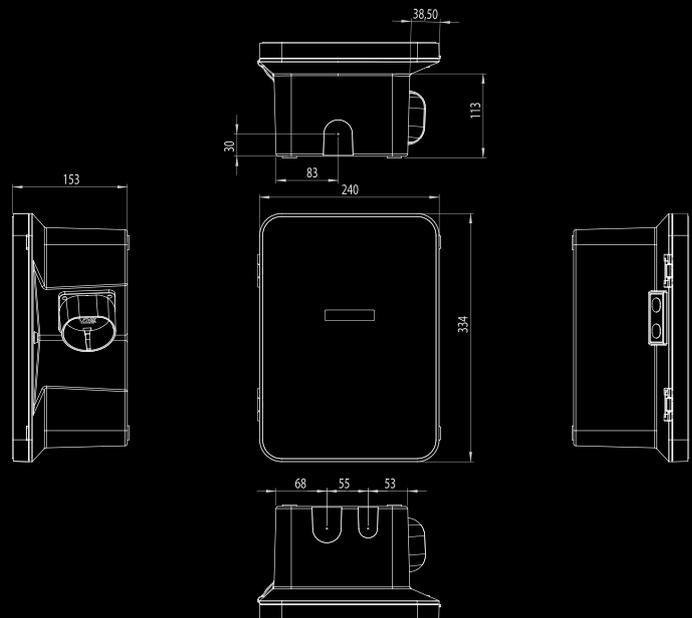
*1 En función del modelo

*2 Opcional

Composición del número de producto

Modelo		TRY
Intensidad		32
Tipo de red	Monofásica	1
	Trifásica	3
Tipo de manguera	Lisa	5m L5
		10m L10
	Muelle	M
	Socket	S
Protecciones		P
Schuko		SC
Accesorios:		
Detector de fugas		V2C-F
Mando de activación a distancia		V2C-R
Soporte enrollables		V2C-SOP
Pedestal de acero inoxidable		V2C-PED
Contador MID monofásico		V2C-MID-1
Contador MID trifásico		V2C-MID-3

Dimensiones



Características funcionales

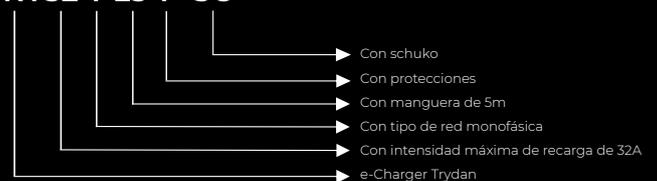
Plataforma de usuario: Aplicación y portal V2C Cloud

Conectividad: WiFi / Bluetooth

Comunicación: OCPP / Rest API Cloud

Configuración con dispositivos inteligentes: Alexa, Google Home

TRY32-1-L5-P-SC



Ficha técnica

Soporte inclinado abierto regulable para cubierta plana

14.1V



- Soporte inclinado regulable para cubierta de hormigón o subestructura.
- Anclaje a hormigón.
- Soporte premontado, más robusto, lo que permite ir a luces entre pórticos más largas.
- Disposición de los módulos: Vertical.
- Valido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm.
- Tornillería de anclaje no incluida.
- Kits disponibles de 1 hasta 3 módulos.
- Inclinación regulable de 30° a 50°

Viento: Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)

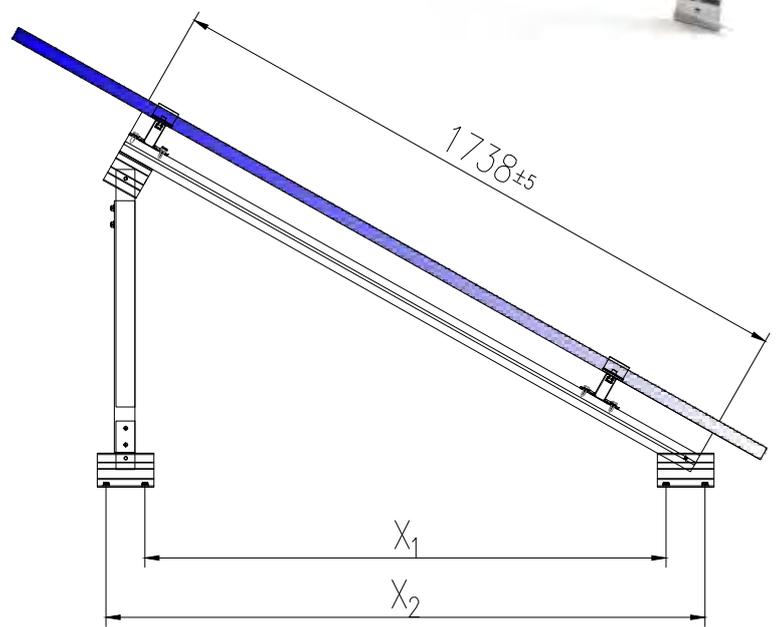
Materiales: Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6
Tornillería de acero inoxidable A2-70

*Comprobar el buen estado y la capacidad portante de la cubierta antes de cualquier instalación.
Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada.*

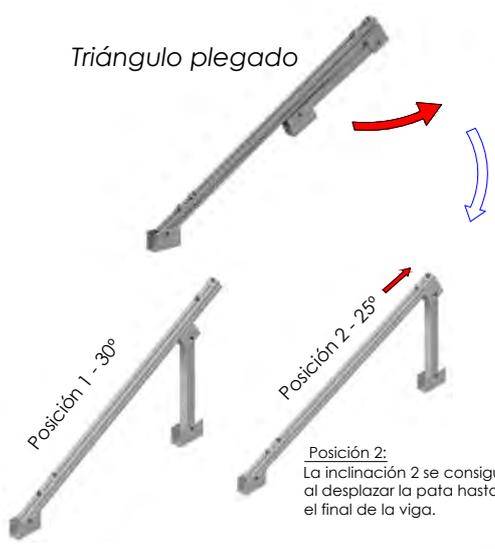
Para módulos de hasta **2279x1150 - Sistema Kit**

2279x1150  (Ver página 2)

 Carga de nieve: 40 kg/m²



30°	X ₁	1366
	X ₂	1573
35°	X ₁	1310
	X ₂	1517
40°	X ₁	1228
	X ₂	1435
45°	X ₁	1137
	X ₂	1343
50°	X ₁	1035
	X ₂	1242



Fácil montaje de la inclinación deseada, desde 30° a 50°.

Apriete de las uniones y anclaje al suelo mediante tornillo de hasta M10.

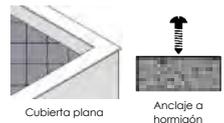
Par de apriete:

Tornillo Presor	7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal	20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal	40 Nm
Tornillo M6.3 Hexagonal	10 Nm

Herramientas necesarias:



Seguridad:



Marcado ES19/86524 CE

Reservado el derecho a efectuar modificaciones · Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

Velocidades de viento

Soporte inclinado abierto regulable para cubierta plana

14.1V

Sistema kit

SUNFER

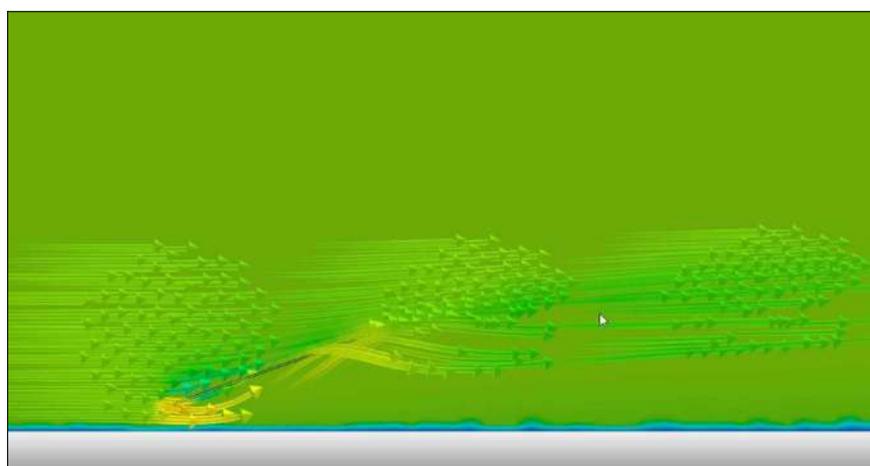


- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"

☁ Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento				
Tamaño del módulo 	1	2	3	nº de módulos
2000x1000	150	150	150	Velocidad de viento km/h
2279x1150	150	150	150	

Tabla 1 - Velocidades máximas de viento admisibles.

- Para garantizar la resistencia a la velocidad máxima de diseño se deberán utilizar anclajes adecuados y utilizar el lastre indicado por el fabricante para cada situación.



Flujo viento - En estructura inclinada.

Para cumplir con las velocidades máximas admisibles de viento especificadas en la tabla 1, se deberán respetar todas las instrucciones indicadas en los planos de montaje.
Se debe comprobar que los puntos de anclaje para los módulos son compatibles con las especificaciones del fabricante.

ESTUDIO DE POSICIONAMIENTO DE LOS LASTRES DE REFUERZO EN LOS SOLARBLOC®

CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS.

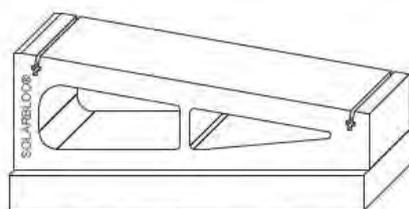
El objetivo de este estudio es encontrar el posicionamiento más efectivo de los lastres de refuerzo que se utilizan como ayuda al sistema Solarbloc Cubiertas, con el fin de potenciar la eficacia del lastre y aumentar la fuerza necesaria para deslizar o volcar los soportes Solarbloc con dichos refuerzos.

Para el estudio se simulan diferentes configuraciones de montaje, probando varios grados de inclinación de Solarbloc Cubiertas (10° y 28°), lastrados y sin lastrar, colocando los lastres en la base de los Solarbloc como indica la Memoria de Cálculo, y en la parte trasera para hacer la comparativa, con los módulos instalados en vertical y horizontal.

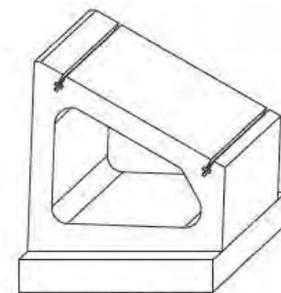
*Según Memoria de Cálculo:

	(cm)	(Kg)
Lastre Grupo 1 Solarbloc 10°, 12°, 15°, 18°	100x20x10	42,0
Lastre Grupo 2 Solarbloc 28°, 32°, 34°	60x31x10	46,0

En las siguientes imágenes se muestra una representación tipo de cómo quedaría el conjunto soporte-lastre para cada uno de los 2 grupos anteriores.

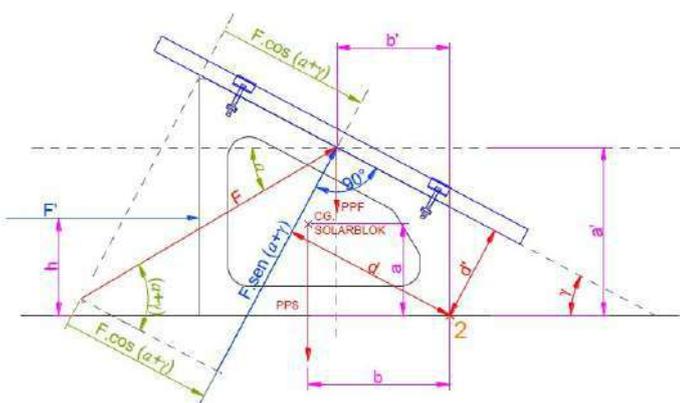


Lastre para el Grupo 1



Lastre para el Grupo 2

Lastrado por la parte trasera, imagen inferior.



Descomposición de fuerzas.

Se simula el efecto que crea el viento al entrar por detrás del módulo (Sotavento) mediante tirantes de acero sujetos a los módulos por su punto medio, que sería donde se aplica la resultante de la fuerza del viento sobre los módulos, como se indica en el diagrama de descomposición de fuerzas de la Memoria de Cálculo.



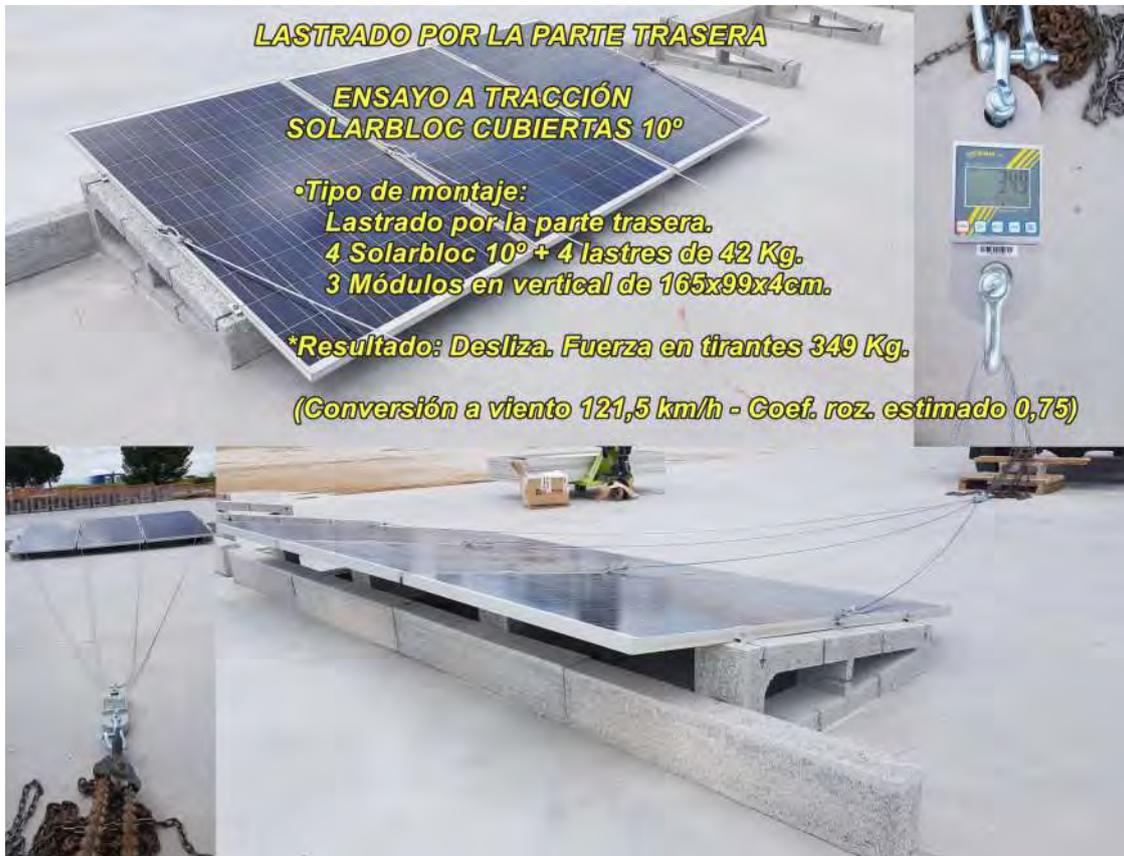
Una vez medida la altura de las sujeciones de los tirantes en los módulos, la báscula para medir los kg de tracción se coloca a la misma altura, para simular la entrada de viento a 0º, por lo que los tirantes quedan paralelos al suelo.



La superficie donde se ensayan las diferentes configuraciones con los módulos instalados es hormigón pulido, del que no se conoce previamente su coeficiente de rozamiento, pero una vez obtenido el valor de la fuerza necesaria para deslizar o volcar cada tipo de montaje a estudio, podemos estimar dicho coeficiente.

SOLARBLOC 10º

- Ensayo nº 1.
Lastre 42kg por la parte trasera.
Superficie hormigón pulido seco.



SOLARBLOC 10º

- Ensayo nº 2.
Lastre 42kg en la base.
Superficie hormigón pulido seco.



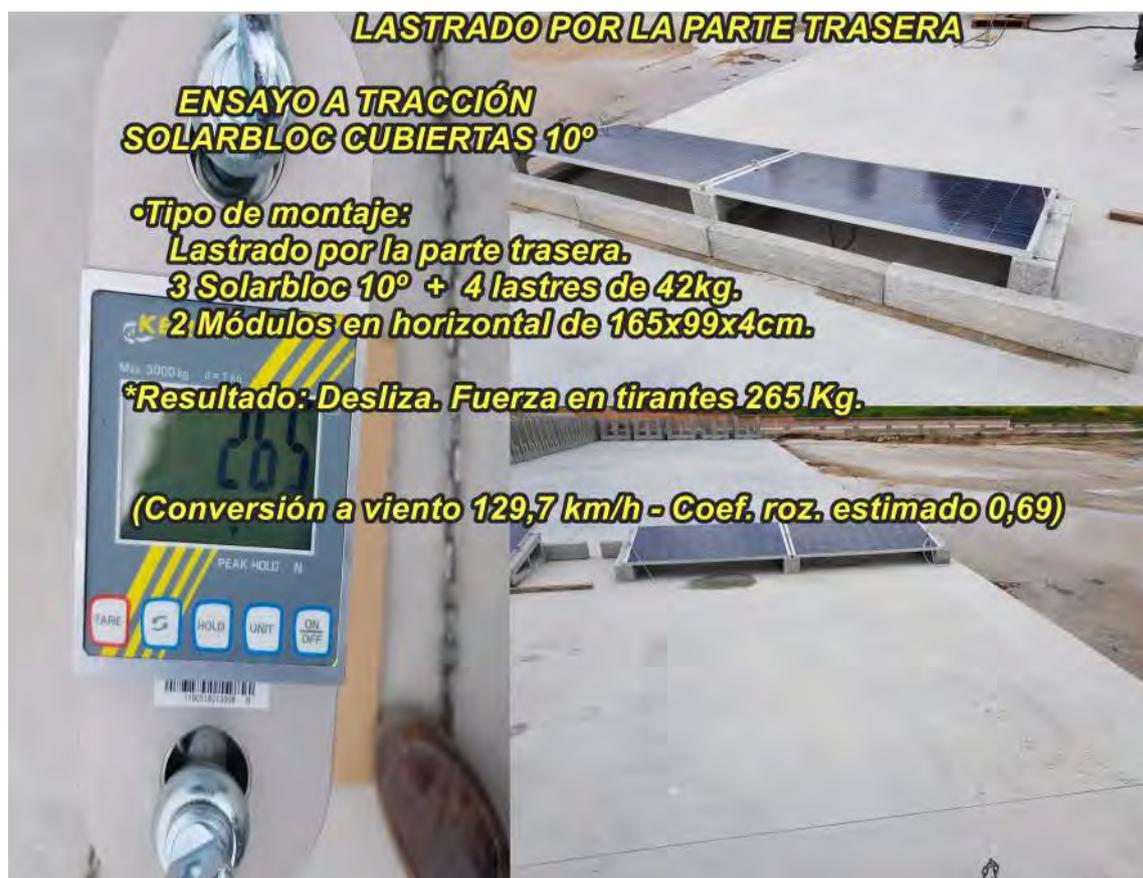
SOLARBLOC 10º

- Ensayo nº 3.
Sin Lastres.
Superficie hormigón pulido seco.



SOLARBLOC 10º

- Ensayo nº 4.
Lastre 42kg por la parte trasera.
Superficie hormigón pulido con partes húmedas.



SOLARBLOC 10º

- Ensayo nº 5.
Lastre 42kg en la base.
Superficie hormigón pulido seco.



SOLARBLOC 28º

- Ensayo nº 1.
Lastre 42kg por la parte trasera.
Superficie hormigón pulido con partes húmedas.



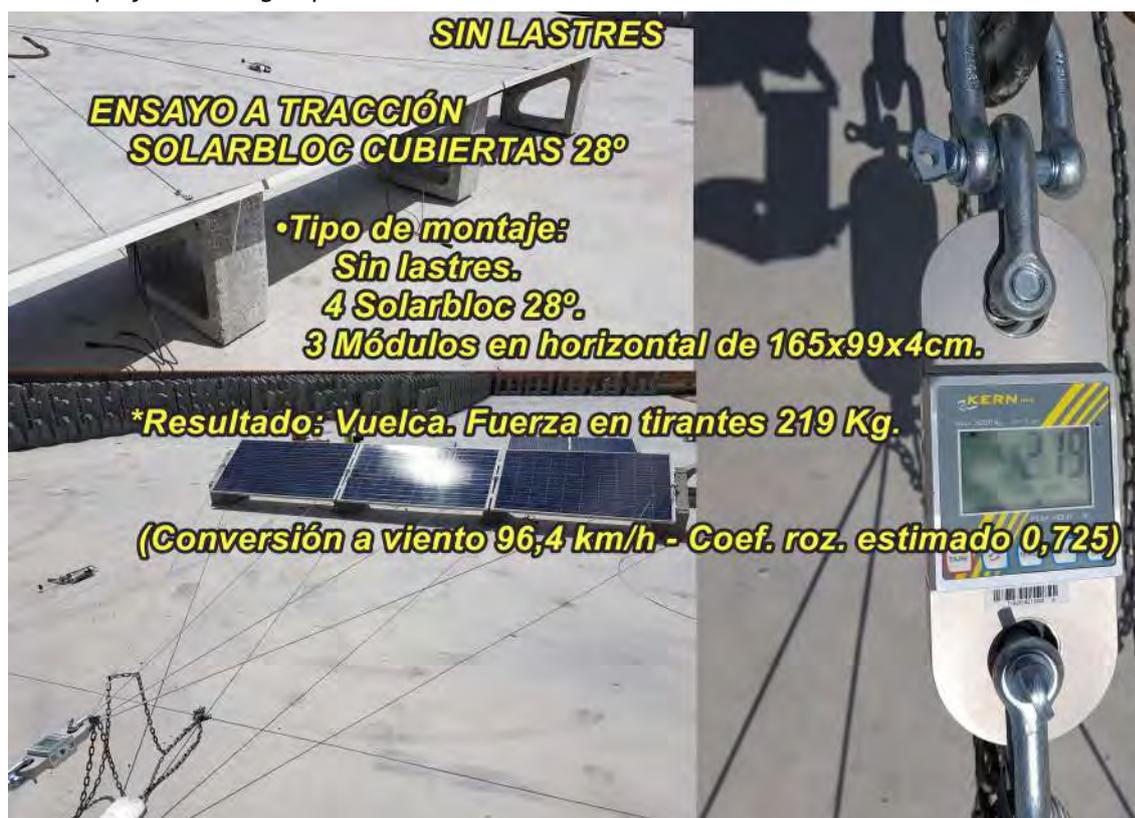
SOLARBLOC 28º

- Ensayo nº 2.
Lastre 46kg en la base.
Superficie hormigón pulido seco.



SOLARBLOC 28º

- Ensayo nº 3.
Sin lastres.
Superficie hormigón pulido seco.



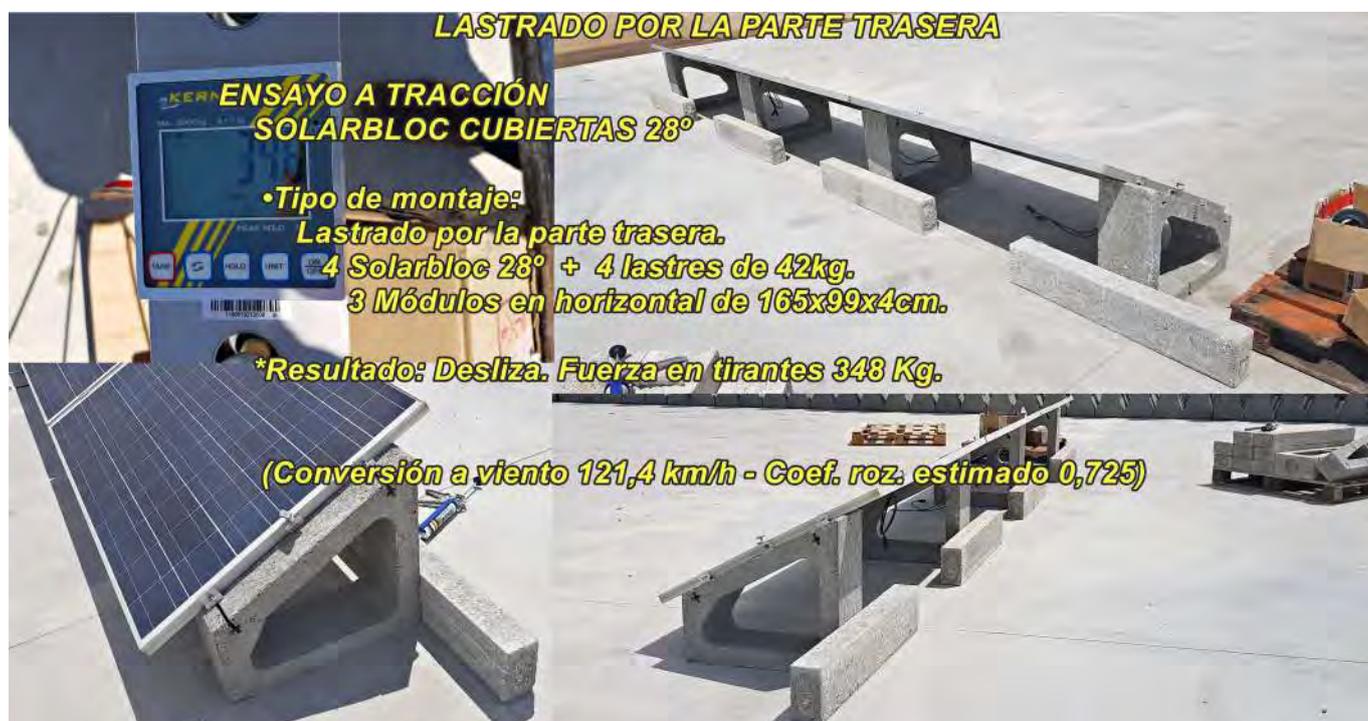
SOLARBLOC 28º

- Ensayo nº 4.
Lastre 46kg por la parte trasera.
Superficie hormigón pulido seco.



SOLARBLOC 28º

- Ensayo nº 5.
Lastre 42kg por la parte trasera.
Superficie hormigón pulido seco.



CONCLUSIONES

SOLARBLOC DEL GRUPO 1.

Para la utilización de los lastres del Grupo 1 (Solarbloc 10º,12º,15º,18º) se observa que se produce antes el deslizamiento que el vuelco, en todos los casos de estudio, notándose un incremento del 60% de la fuerza en tirantes con la utilización del lastre, tanto en la base de los Solarbloc como en la parte trasera, para la composición de 3 módulos con 4 Solarbloc.

De los ensayos del Grupo 1, se concluye que se aprecia una mejora con el lastre pegado en la parte trasera, aunque no es tan relevante la posición del lastre en ese punto, ya que los resultados son parejos a los del posicionamiento del lastre por la base. Lo que si es determinante para aumentar las fuerzas de arrastre y por tanto la resistencia a viento es la utilización de dichos lastres.

Se podría recomendar de manera genérica el uso del lastre por la parte trasera para este Grupo 1, pero al existir otros condicionantes para utilizar el lastre por la base (como el uso de módulos de 72 células en vertical o facilitar la conexión del cableado), se deja en manos del instalador la decisión de la posición del lastre de refuerzo, en función de las condiciones particulares de la instalación fotovoltaica.



PARA AUMENTAR LA EFICACIA DEL LASTRE EN LOS SOLARBLOC® DE 10º A 18º CON LOS MÓDULOS EN HORIZONTAL PEGARLOS POR LA PARTE TRASERA



SOLARBLOC DEL GRUPO 2.

Para la utilización de los lastres del Grupo 2 (Solarbloc 28º, 30º, 34º) se observa que se produce el vuelco antes que el deslizamiento, tanto con la utilización del lastre de 46kg por la base del Solarbloc como sin lastres, para la composición de 3 módulos con 4 Solarbloc, aunque la resistencia es mayor un 20% con el lastre de 46kg por la base que sin el uso del mismo.

Por otro lado, comparando la posición del lastre tanto el de 46kg como el de 42kg por la parte trasera, respecto a colocarlo en la base, se observa que se produce el deslizamiento antes que el vuelco, y aumenta un 60% la fuerza en los tirantes con el lastre de 46kg y un 30% más con el lastre de 42kg.

De los ensayos del Grupo 2 se concluye que posicionando los lastres de refuerzo en la parte trasera se consigue aumentar la resistencia tanto a vuelco como a deslizamiento, y por tanto la carga a viento respecto a posicionar el lastre en la base.

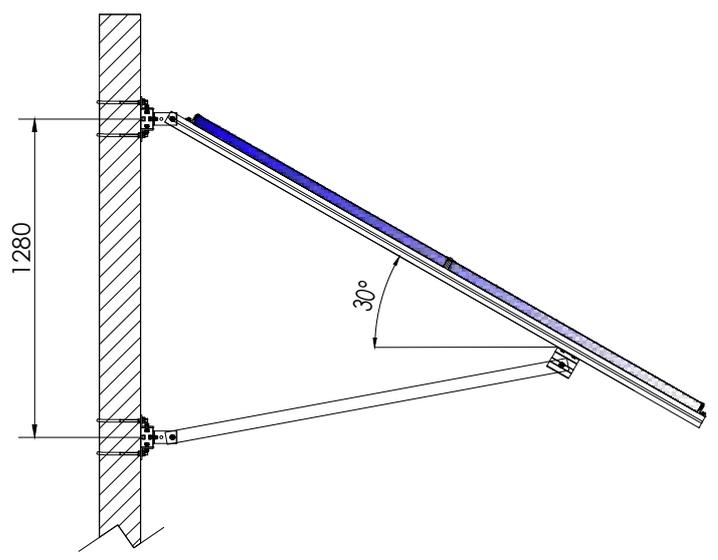
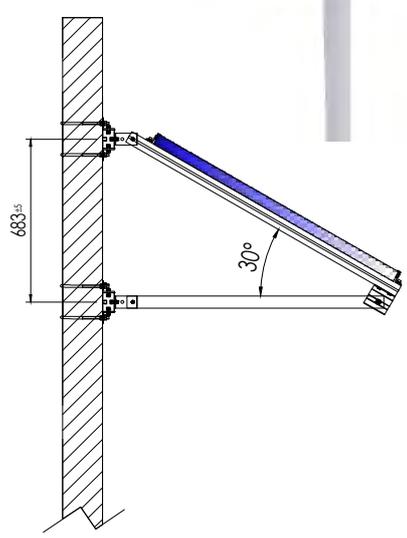


Para este Grupo 2, se puede recomendar de manera genérica el uso del lastre por la parte trasera, aunque se deja en manos del instalador la decisión de la posición del lastre de refuerzo, en función de las condiciones particulares de la instalación fotovoltaica.

Ficha técnica

Soporte inclinado para poste existente.

17H



- Soporte inclinado para poste existente.
- Soporte premontado.
- Para postes existentes de Ø 90-160.
- Incluye abrazadera de fijación a poste.
- Disposición de los módulos: Horizontal.
- Inclinación soporte 30°
- Valido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm.
- Kits disponibles de 1 y 2 módulos.

Viento:	Hasta 120 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)
Materiales:	Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6 Tornillería de acero inoxidable A2-70 Sistema de fijación a poste existente en acero Galvanizado

Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema Kit

2279x1150 

 Carga de nieve:
40 kg/m²

Par de apriete:	
Tornillo Presor	7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal	20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal	40 Nm
Tornillo M6.3 Hexagonal	10 Nm

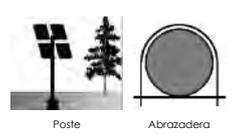
Herramientas necesarias:



Seguridad:



Marcado ES19/86524 CE



Reservado el derecho a efectuar modificaciones - Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

Velocidades de viento

Soporte inclinado para poste existente

17H

Sistema kit



- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"

 Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento				
Tamaño del módulo 	1	2	nº de módulos	
2000x1000	120	150	Velocidad de viento km/h	
2279x1150	120	150		

Tabla 1 - Velocidades máximas de viento admisibles.

Reservado el derecho a efectuar modificaciones · Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

Para cumplir con las velocidades máximas admisibles de viento especificadas en la tabla 1, se deberán respetar todas las instrucciones indicadas en los planos de montaje. Se debe comprobar que los puntos de anclaje para los módulos son compatibles con las especificaciones del fabricante.

Poste para señales circular o rectangular Acero homologado

El poste para señales de la gama DENSL es un elemento homologado e indispensable en la utilización de señalética vertical, pasos de peatones luminosos, farolas urbanas y demás elementos elevados. El acero base empleado en la fabricación de estos postes es, como mínimo del tipo S235 grado JR. Este modelo cumple la UNE 135314 sobre señalización vertical, "perfiles de acero galvanizado empleados como postes de sustentación de señales, carteles laterales y paneles direccionales". Este es un material galvanizado en origen, es decir, interior y exterior de tubo ha sido galvanizado en caliente con un grosor de 140 micras o superior. Se suministra en dimensiones rectangulares (80x40cm) o tubulares (60cm de diámetro o superiores), en largadas de 150cm, 200cm, 250cm, 300cm, 350cm, 400cm y superiores. Grosos de 2mm o superior. Se suministran con tapones de PVC complementarios para bloquear los orificios superiores del poste. A demás, disponemos de herrajes para poste rectangular o para poste tubular completamente galvanizados. No se entregan con orificios pre perforados.



CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Dimensiones	Se ofrece en formato tubular de 60 o 90mm y en formato rectangular de 80x40cm
Altura	150c, 200cm, 250cm, 300cm, 350cm, 400cm o superiores
Acero	Acero del tipo S245 grado JR o superior (cumple norma UNE-EN-ISO 1461)
Acabado protector	Acabado galvanizado en caliente tipo DX51
Micras de espesor	200 micras o superior
Tapones	Se ofrecen tapones complementarios de PVC para cubrir los orificios superiores
Agujeros para herrajes	Se entregan sin agujeros para herrajes de través
Herrajes	Están listos para usar con herrajes tipo abrazadera

NORMATIVA **Cumplen la Norma UNE - UNE 135314 sobre señalización vertical, «perfiles de acero galvanizado empleados como postes de sustentación de señales, carteles laterales y paneles direccionales».**

TUBOS RECTANGULARES

Los tubos rectangulares, principalmente de medidas 80x40cm, son los modelos más usados en autovías, autopistas y vías fuera de poblado. Este poste para señales son de forma rectangular y se suelen servir en altura de 350cm para empotrar a suelo. También suelen utilizarse en medida de 150 para combinar con eurobases u otro tipo de bases en intervenciones puntuales.



SECCIÓN RENDERIZADO



SECCIÓN ISOMÉTRICA



SECCIÓN EN 2D

TUBOS REDONDOS

El tubo para poste para señal de forma redonda o tubular es un modelo que suele ser usado en poblados, ciudades y entornos urbanos. Tradicionalmente se ha considerado un tubo más elegante adaptado para estos entornos. Se suele suministrar en diámetro 60cm, aunque de forma puntual, con instalaciones pesadas como los radares, se utiliza el diámetro 90mm.



SECCIÓN RENDERIZADO



SECCIÓN ISOMÉTRICA



SECCIÓN EN 2D

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Dimensiones	
Alto	1,5m, 2m, 2,5m, 3m, 3,5m, 4m, 4,5m, 5m, 5,5m o 6m. Solo ofrecemos múltiplos de 0.5m
Ancho	Tubo rectangular de 80x40cm, tubo circular de 60mm, 76mm, 90mm o superior
Grosor	2mm o superior
Peso	
Por unidad	En función de las dimensiones del tubo
Material	
Tipo	Acero tipo s245 en grado JR
Tratamiento anti-corrosión	Acero galvanizado por inmersión en caliente en crisol de zinc a 450°
Tapones y acabados	
Agujeros para herrajes	Se entregan sin agujeros para herrajes en modo través
Tapones	Disponemos de tapones de PVC para cerrar los orificios superiores Consultar dimensiones, precio y disponibilidad
Envío	
Pallet	Pallet europeo de 120x80cm + largo ocupado por el propio poste
Pedido mínimo	Sumatorio de 18 metros de poste

BIBLIOGRAFÍA

Agustín Castejón, Germán Santamaría. Instalaciones Solares Fotovoltaica, 1ra Edición. Edítex.

Oscar Perpiñán Lamigueiro. Energía Solar Fotovoltaica, 1ra Edición. CC.

Miguel Pareja Aparicio. Energía solar fotovoltaica, cálculo de una instalación aislada, 3ra edición. Marcombo.

Benilde Bueno. Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), 7a edición. Marcombo.

<https://www.cambioenergetico.com/blog/medidas-seguridad-instalacion-fotovoltaica/>

<https://www.teknosolar.com/>

<https://autosolar.es/>

<https://www.domoelectra.com/>

<https://esenergia.es/mejores-libros-sobre-energia-solar/>

https://www.meteoblue.com/es/tiempo/historyclimate/weatherarchive/tavernes-de-la-valldigna_espa%C3%B1a_2510743?fcstlength=1y&year=2022&month=11

<https://www.youtube.com/@SiguemeLaCorriente>

<https://www.esios.ree.es/es/pvpc#>

https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/

<https://app.electricitymaps.com>

<https://sotysolar.es/blog/bateria-virtual>

<https://www.xataka.com/energia/nuclear-gas-natural-energias-verdes-europa-se-da-vencida-tal-mantener-sus-objetivos-medioambientales>

<https://www.xataka.com/energia/colapso-nuclear-francia-sus-centrales-solo-aprovechan-33-su-potencia-tienen-que-importar-energia>

<https://www.bbc.com/mundo/noticias-internacional-65291413>

<https://www.eleconomista.es/economia/noticias/11414897/10/21/Reino-Unido-comienza-a-comprar-electricidad-a-Noruega-por-cables-submarinos.html>

<https://theobjective.com/economia/2022-02-06/apagon-nuclear-espana/>

<https://www.iaea.org/es/newscenter/news/que-son-los-reactores-modulares-pequenos-smr>

<https://www.csic.es/es/actualidad-del-csic/el-hidrogeno-verde-un-acumulador-energetico-para-catapultar-las-renovables>

<https://www.epe.es/es/activos/20230217/espana-blindar-futuro-h2med-choque-francia-83149551>

<https://es.motor1.com/reviews/567573/fiat-500e-electrico-prueba-consumo/>

<https://www.google.es/maps>

<https://earth.google.com/web/>

<https://www.sedecatastro.gob.es/>