



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



TRABAJO DE FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Instalación aislada fotovoltaica en el Ayuntamiento de
Tavernes de la Valldigna.

AUTOR:

Andreu Serra Vendrell

TUTOR:

Miguel García Martínez

FEBRERO 2020

ÍNDICE

MEMORIA DESCRIPTIVA

1. OBJETO.....	5
2. Justificación del Proyecto	6
2.1. Académica.....	6
2.2. Técnico-Económico	6
2.3. Justificaciones legales.....	7
3. Emplazamiento	8
3.1. Climatología	9
3.2 Estudio de la radiación solar.....	10
4. Estudio instalación aislada.....	13
4.1 Principio de funcionamiento	13
4.2 Ventajas y desventajas	14
4.3 Estudio potencia total del Ayuntamiento “Kw”	15
4.4 Estudio consumo de la instalación “Kwh”	16
5. Cálculos de los elementos de la instalación.....	29
5.1 Elementos de la instalación	29
5.2 Paneles fotovoltaicos	30
5.3 Reguladores	34
5.4 Baterías	39
5.5 Inversores.....	45
5.6 Soportes.....	48
5.7 Puesta a tierra	52
5.8 Cableado	54
5.9 Protecciones.....	60
5.10 RESUMEN DEFINITIVO.....	62

DOCUMENTO: ESTUIO ECONÓMICO	65
1. PRESUPUESTO	66
1.1 MATERIAL FOTOVOLTAICA	66
1.2 CABLEADO.....	67
1.3 PROTECCIONES.....	68
1.4 MANO DE OBRA Y BENEFICIO	69
2. RESUMEN PRESUPUESTO	69
3. COSTE DEL Wpico Y KW/h	71
4. AMORTIZACIÓN.....	76
ANEXO: FICHAS TÉCNICAS	78

Documento: Memoria Descriptiva

1. OBJETO

Como sabemos a día de hoy tenemos que tomar medidas serias en el medioambiente, ya que la causa principal de muchas enfermedades, agotamiento y falta de recursos están aumentando con el paso de los años debido a diversos problemas medioambientales como puede ser el cambio climático debido a todos los productos contaminantes utilizados por el ser humano. Y según estudios sabemos que una gran parte de la contaminación causada por los gases CO₂ es por la producción de energía eléctrica, por lo que debemos plantearnos utilizar energías alternativas que reduzcan la emisión de CO₂ en el planeta.

En nuestro proyecto hemos optado por la utilización de energía solar en un edificio público como puede ser el Ayuntamiento de Tavernes de la Valldigna, proyecto que puede concienciar y demostrar que las energías renovables son el futuro e igual de válidas para producir la energía eléctrica necesaria, y que también pueden ser al mismo tiempo viables económicamente. Con esto me refiero, que podemos estar hablando de una energía igual de útil que cualquier otra, pero encima estamos dando beneficios al medioambiente, como la reducción de emisiones de gases, que ayudará a mejorar los niveles de contaminación atmosférica. Por lo que si la mayoría optamos por este tipo de energía podremos estar ganando en salud y calidad de vida en un futuro.

A parte de tener beneficios medioambientales, también podemos hablar de beneficios económicos, ya que la única inversión que debemos hacer es la inicial (como son las infraestructuras) y mantenimiento como son los recambios de material gastado o roto. Y esto es positivo, debido a que en los últimos años el precio de la electricidad ha subido considerablemente, la cual cosa no sería de importancia en las energías renovables, porque el precio no sufre altibajos, sino que la producción depende de los módulos fotovoltaicos (aspectos climáticos) sin ningún tipo de gasto económico.

En este tipo de proyecto el principal objetivo es aislar totalmente de la red eléctrica el Ayuntamiento, lo que quiere decir que sea autosuficiente. Para ello necesitaremos un análisis del consumo del edificio, un cálculo de los módulos fotovoltaicos, baterías, inversores... y diseñar la instalación según el espacio que haya disponible en el local.

La idea en un proyecto aislado fotovoltaico, es tratar de producir la energía eléctrica mediante los módulos fotovoltaicos durante las horas de sol, incluyendo también la energía que necesitamos almacenar en las baterías, para cuando sea de noche y no tengamos producción, que las baterías puedan abastecer eléctricamente el edificio durante las horas nocturnas.

La instalación del ayuntamiento consta de una potencia instalada de **35 Kw**.

Así que dicha instalación según su consumo y su potencia total instalada necesitara diseñarse con los elementos que les mencionaremos a continuación, todo esto a fin de tener suficiente producción por parte de la instalación fotovoltaica y que no haya problemas de falta de energía para el consumo de los receptores del ayuntamiento.

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA:

- 240 UNIDADES de paneles solares TALLMAX module TSM-PD14 (330 W)
- 4 UNIDADES de reguladores maximizadores Smartsolar 150V/100 A
- 4 UNIDADES de inversores cargadores Victron Energy QUATTRO (12 KW)
- 96 UNIDADES de baterías OPZS 2V Bauer Energy 24 solar 4900 Ah C120
- 1 UNIDAD de grupo electrógeno GSW 65 IVECO de (65 KVA)

2. Justificación del Proyecto

2.1. Académica

Este proyecto es en consecuencia el trabajo final de grado en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Politécnica de Valencia. Este trabajo final es obligatorio para poder completar los créditos totales y tener acreditado el título oficial. En este caso se ha elegido un proyecto relacionado con la energía solar, es decir, la producción de electricidad mediante módulos fotovoltaicos. Esta elección se debe a que mi especialidad en el grado de ingeniería eléctrica es en energías renovables, por lo que quería me sirviera como experiencia para cuando me reincorpore al mundo laboral, y así tener una primera toma de contacto con los proyectos técnicos de energías renovables en industrias, viviendas, comercios...

2.2. Técnico-Económico

El objetivo principal de este trabajo de final de grado es diseñar y calcular una instalación aislada fotovoltaica en el Ayuntamiento de Tavernes de la Valldigna, de manera que dicho edificio público pueda ser autosuficiente, lo que quiere decir que todo lo consumido sea producido por los módulos fotovoltaicos instalados.

En este trabajo en concreto se tratarán todos los procesos legislativos necesarios, todas las características y cálculos propios para cada material, así como el diseño de dichos elementos para que sea posible y de éxito la instalación aislada fotovoltaica en el Ayuntamiento.

Como sabemos, lo primero que debemos hacer a la hora de realizar un proyecto de estas características es una estimación basada en estudios estadísticos y un estudio del edificio en primera persona, como sería la estimación del consumo mensual durante todo un año, para así poder hacer el cálculo necesario para la instalación.

Al tener los consumos y la potencia que necesita el edificio, deberemos hacer los cálculos necesarios para hacer la instalación fotovoltaica, a fin de saber el número de elementos necesarios para cumplir con el objetivo deseado.

A continuación, cuando ya sabemos el número detallado de elementos necesarios para que el Ayuntamiento pueda producir la misma energía que consume, habrá que pensar el sitio idóneo para la construcción de las infraestructuras de la instalación fotovoltaica.

Habrà que tratar de encontrar una zona donde no se produzca mucha sombra a lo largo del día y que haya espacio suficiente para construir o colocar los elementos necesarios, a fin de evitar falta de eficiencia y que sea lo más real posible a las condiciones calculadas.

Para finalizar, haremos un estudio económico detallado para saber si el proyecto es viable mediante el análisis del coste de los Kw y Kwh dentro del mercado eléctrico actual.

2.3. Justificaciones legales

Este proyecto sigue las normativas del reglamento electrotécnico de Baja Tensión, el pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red, también las normas de la UNE en cuanto lo que se debe cumplir en instalaciones eléctricas de baja tensión y fotovoltaicas, así como también el seguimiento de las leyes obligatorias que hay que cumplir respecto a la prevención de riesgos laborales (seguridad y salud) tanto para los trabajadores como para tener un proyecto seguro y sin riesgos.

- Real Decreto 1316/1989, de 27 de octubre, sobre protección de los trabajadores frente a los riesgos derivados de la exposición al ruido durante el trabajo.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorsos lumbar, para los trabajadores.
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de Julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción. BOE nº 256 25-10-1997.
- Ley 54/1997, de 27 noviembre, 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 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión [Guía Técnica de aplicación instalaciones generadoras de baja tensión "GUÍA-BT-40"].
- Decreto 177/2005, de 18 de noviembre, del Consell de la Generalitat por el que se regula el procedimiento administrativo aplicable a determinadas instalaciones de energía solar fotovoltaica.

- 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.
- Ley 5/2014, de 25 de Julio, de la Generalitat, de Ordenación del territorio, Urbanismo y Paisaje, de la Comunitat Valenciana.
- Orden 8/2015, de 24 de marzo, de la Consellería de Infraestructuras, Territorio y Medio Ambiente, por la que se aprueban las bases reguladoras del programa de Rehabilitación Edificatoria para el periodo 2013-2016, y se convocan las ayudas para el ejercicio 2015 [2015/2848].

****Leyes y decretos extraídos de la Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado y de la Consellería de la Generalitat Valenciana.***

3. Emplazamiento

La localización del Ayuntamiento que se va a estudiar en este proyecto es la siguiente:

- Calle: Plaza Mayor, 1 (46760)
- Municipio: Tavernes de la Valldigna (Valencia)
- Latitud: 39° 04' 18.3'' N
- Longitud: 0° 16' 03.7'' W



Ilustración 1: Ubicación de la instalación

3.1. Climatología

Tavernes de la Valldigna se encuentra situada en la comarca de la Safor en la Comunidad Valenciana, cuyo clima predominante es el mediterráneo-subtropical. Como sabemos, en Tavernes de la Valldigna las temperaturas son muy suaves durante el invierno y hace mucho calor en verano.

La temperatura media anual ronda los 20 °C. Por lo que a nivel de temperatura no tendremos ningún problema, es decir, no afectará negativamente en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos, ya que la temperatura del ambiente hace bajar su productividad o efectividad cuando alcanza temperaturas superiores a los 25 °C.

Las precipitaciones en la ciudad tienen una media anual entre los 400-800 mm anuales, sabiendo que la cantidad de lluvia es bastante irregular, teniendo años donde llueve más y otros que llueve menos. Pero por lo general suele ser una zona con muy pocas lluvias a lo largo del año, lo cual quiere decir que es muy extraño que haya varios días sin sol y con lluvias. En conclusión podríamos decir que es una zona bastante buena para la instalación fotovoltaica, ya que tendremos pocos días donde no haya producción de los módulos fotovoltaicos debido a las lluvias y precipitaciones, ya que por lo general el clima es soleado y con una buena irradiación media durante todo el año.

MESES	Tamb (°C)	Tmax (°C)	Tmin (°C)
ENERO	11.0	15,9	6,4
FEBRERO	10.9	15,8	6,8
MARZO	13.3	18,9	8,5
ABRIL	16.3	20,9	10,7
MAYO	19.7	23,7	13,7
JUNIO	23.8	27,2	17,4
JULIO	26.6	30,1	20,1
AGOSTO	26.5	30,5	21,2
SEPTIEMBRE	23.6	28,3	18,3
OCTUBRE	19.8	24,2	14,5
NOVIEMBRE	15.1	19,8	10,3
DICIEMBRE	11.4	16,9	7,5

Tabla 1: Temperaturas mensuales durante todo el año

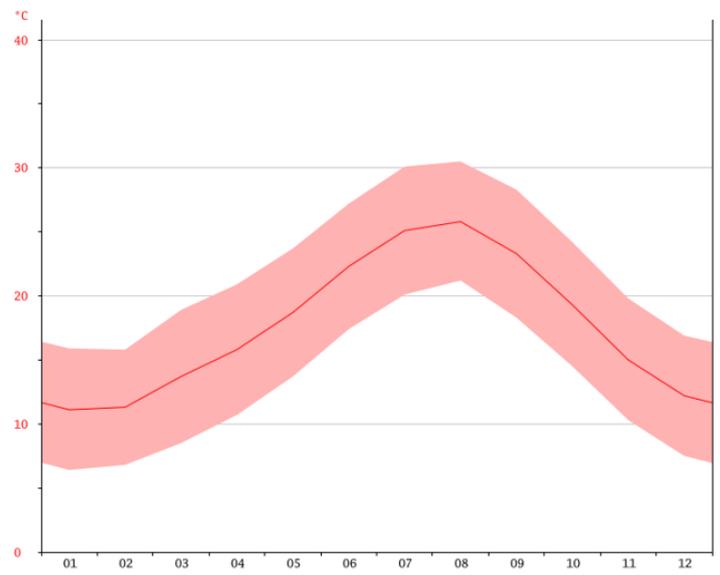


Ilustración 2: TEMPERATURA MEDIA MENSUAL DURANTE EL AÑO

3.2 Estudio de la radiación solar

Después del estudio de las temperaturas, haremos el cálculo de la radiación anual mediante la página web PVGIS, en la cual podemos poner la ubicación exacta donde se encuentra el ayuntamiento al que vamos a realizar la instalación aislada fotovoltaica, pudiendo calcular su radiación solar durante todo el año y cambiando su distinta inclinación. De esta forma podemos saber la inclinación que más recomendable para colocar los módulos fotovoltaicos con los que producir más energía solar y que sea más eficiente la instalación.

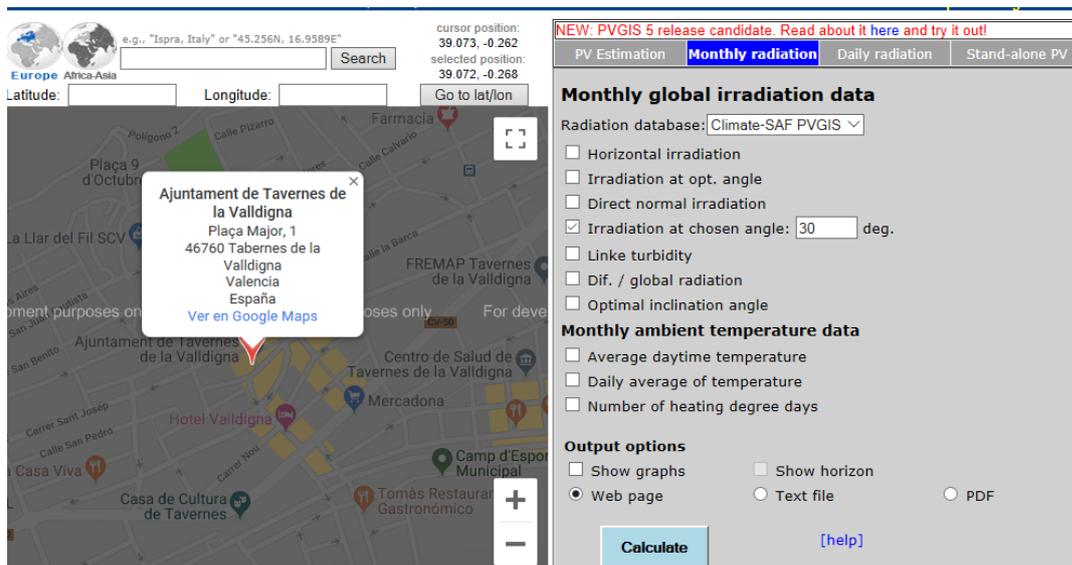


Ilustración 3: Programa PVGIS, pasos a seguir

Como podemos observar, una vez tenemos la ubicación deseada elegiremos la irradiación mensual en el ángulo que deseemos calcular. Como sabemos al pulsar “calculate” nos aparecerá la irradiación de cada mes para el ángulo deseado en Wh/m²/día. Entonces pasaremos la unidad a Kwh/m²/día, ya que resume de manera más útil la información que necesitamos para saber que inclinación será más eficiente, es decir, tenga mayor irradiación a lo largo del año.

A continuación hacemos los cálculos para las distintas inclinaciones que se suelen usar (30°, 35°, 60° y 15°).

Días	Mes	30° (Wh/m2/día)	30° (Kwh/m2/mes)
31	Enero	3930	121,83
28	Febrero	4750	133
31	Marzo	5930	183,83
30	Abril	6110	183,3
31	Mayo	6560	203,36
30	Junio	6970	209,1
31	Julio	7100	220,1
31	Agosto	6650	206,15
30	Septiembre	5790	173,7
31	Octubre	5020	155,62
30	Noviembre	4050	121,5
31	Diciembre	3540	109,74
Año			2021,23

Ilustración 5: Irradiación a los 30° de inclinación

Días	Mes	35° (Wh/m2/día)	35° (Kwh/m2/mes)
31	Enero	4110	127,41
28	Febrero	4910	137,48
31	Marzo	6000	186
30	Abril	6070	182,1
31	Mayo	6410	198,71
30	Junio	6760	202,8
31	Julio	6910	214,21
31	Agosto	6560	203,36
30	Septiembre	5820	174,6
31	Octubre	5140	159,34
30	Noviembre	4220	126,6
31	Diciembre	3710	115,01
Año			2027,62

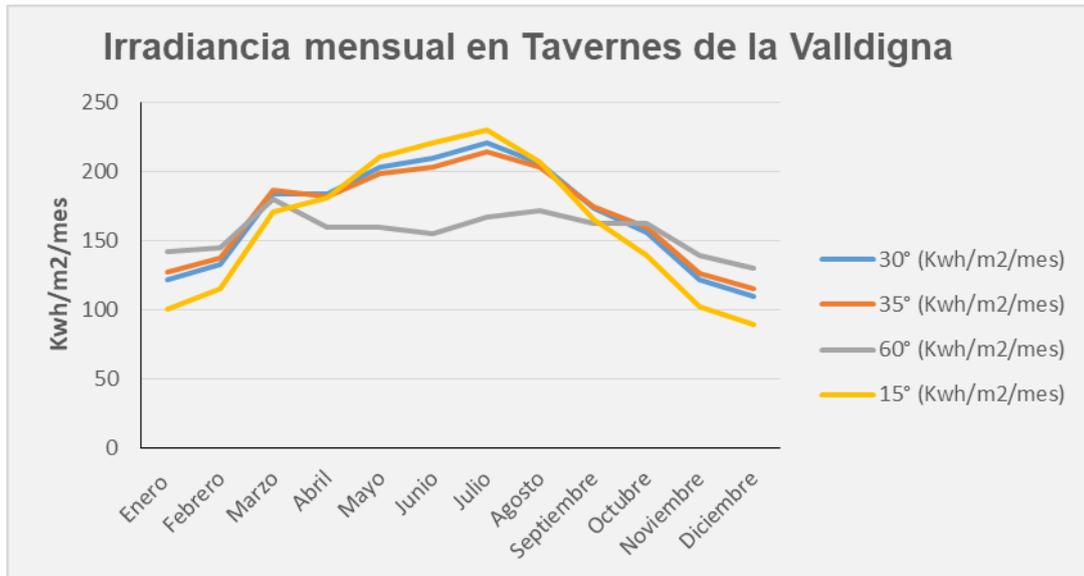
Ilustración 4: Irradiación a los 35° de inclinación

Días	Mes	60° (Wh/m2/día)	60° (Kwh/m2/mes)
31	Enero	4590	142,29
28	Febrero	5170	144,76
31	Marzo	5800	179,8
30	Abril	5310	159,3
31	Mayo	5150	159,65
30	Junio	5160	154,8
31	Julio	5380	166,78
31	Agosto	5540	171,74
30	Septiembre	5420	162,6
31	Octubre	5240	162,44
30	Noviembre	4630	138,9
31	Diciembre	4200	130,2
Año			1873,26

Ilustración 7: Irradiación a los 60° de inclinación

Días	Mes	15° (Wh/m2/día)	15° (Kwh/m2/mes)
31	Enero	3250	100,75
28	Febrero	4120	115,36
31	Marzo	5490	170,19
30	Abril	6020	180,6
31	Mayo	6770	209,87
30	Junio	7360	220,8
31	Julio	7420	230,02
31	Agosto	6680	207,08
30	Septiembre	5490	164,7
31	Octubre	4480	138,88
30	Noviembre	3400	102
31	Diciembre	2890	89,59
Año			1929,84

Ilustración 6: Irradiación a los 15° de inclinación



Como podemos observar, la diferencia de irradiación a lo largo del año es prácticamente insignificante, ya que la diferencia entre una inclinación y otra es mínima, por lo tanto podríamos decir que cualquiera de estas orientaciones serían válidas, pero aun así sería más lógico pensar que el ángulo más óptimo es el de 35° porque de esta manera los módulos fotovoltaicos recibirían una irradiación de 2027,62 Kwh/m2/año.

Sin embargo, al ver el gráfico nos damos cuenta de que cada inclinación es más óptima según qué época del año, ya que la inclinación de 60° es más conveniente para los meses de invierno, por lo que dependerá de que meses tendremos más consumo en el Ayuntamiento. En nuestro caso elegiremos el ángulo de inclinación una vez tengamos el estudio de consumos, para ver los meses que tenemos más consumo, y por tanto saber en qué meses es más conveniente tener una irradiación más alta “cálculo del coeficiente más desfavorable (cmd)”.

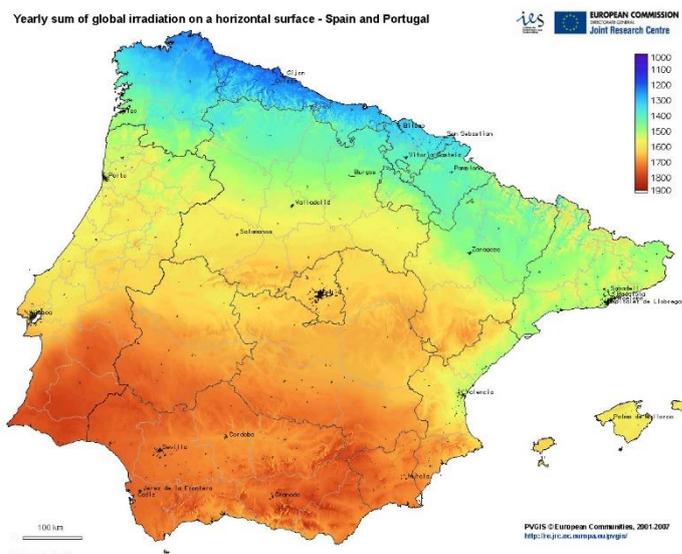


Ilustración 8: Radiación solar en España y Portugal

4. Estudio instalación aislada

4.1 Principio de funcionamiento

Como sabemos el principio fundamental de las instalaciones fotovoltaicas o energía solar fotovoltaica es obtener a través de la energía solar la energía eléctrica que necesitamos para nuestro día a día. Esto se consigue mediante módulos que están formados por células fotovoltaicas, las cuáles están formadas por láminas de materiales semiconductores, y recubiertas por un vidrio transparente por el que pasa la radiación solar y se intenta minimizar todas las posibles pérdidas de calor producidas por las altas temperaturas.

Normalmente estas células fotovoltaicas están hechas de silicio, con unos rendimientos medios de 14-17 % aproximadamente.

Como sabemos las células fotoeléctricas transforman la energía solar en electricidad, siempre en forma de corriente continua, la cual suele transformarse en corriente alterna mediante un inversor para poder tener las mismas características que la red eléctrica general y alimentar los equipos electrónicos y eléctricos de nuestro día a día, ya sea de una vivienda, fábrica, y en nuestro caso un Ayuntamiento.

La corriente alterna que generamos mediante los módulos fotovoltaicos pasa a un contador y luego es inyectada a la red general. En nuestro caso, al ser una instalación aislada no tenemos acceso a la red eléctrica, lo cual quiere decir que el Ayuntamiento tendrá electricidad 100% producida por la energía solar. Para ello también necesitaremos unas baterías para poder tener autonomía los días que no tengamos radiación solar, como por ejemplo los días muy nublados o de lluvia, pero estas baterías serán cargadas también exclusivamente por la energía solar fotovoltaica.



Ilustración 9: Instalación energía solar fotovoltaica

4.2 Ventajas y desventajas

Las principales ventajas de este tipo de instalación y energía (energía solar fotovoltaica) es que procede de una energía renovable, lo cual los recursos son ilimitados, además no produce ninguna emisión de ningún tipo, por lo que es una solución más que buena para el medio ambiente y para tener un efecto positivo en el cuidado del planeta.

También se podría decir que tiene un mantenimiento barato y fácil de hacer, ya que lo único que se tiene que tener en cuenta es el recambio de baterías, inversores y módulos fotovoltaicos, y que esos módulos tienen una vida útil de unos 20 años de media. Además este tipo de instalación es perfecta para zonas donde no llega la electricidad, ya que no necesita de ninguna conexión a la red eléctrica.

Pero también tiene algunas desventajas, como puede ser la elevada inversión que hay que realizar al principio, ya que el material propio de la instalación es caro y abundante, y no tendremos una amortización o beneficio hasta pasar unos cuantos años desde la inversión inicial.

Otro inconveniente es que para hacer instalaciones grandes de energía solar fotovoltaica necesitamos grandes terrenos para poder ubicar la instalación al completo.

En conclusión diría que hay más ventajas que inconvenientes, por lo que en resumen, estaríamos hablando de una alternativa muy positiva para el medio ambiente y el bolsillo de los clientes, debido a que a pesar de su gran inversión inicial, durante los años tendremos electricidad casi que de manera gratuita y encima contribuyendo a la reducción de emisiones en la atmósfera, ayudando con ello a evitar la alta contaminación actual en el planeta tierra y su ecosistema.



Ilustración 10: Ahorro energético y económico con energía solar fotovoltaica

4.3 Estudio potencia total del Ayuntamiento “Kw”

En este apartado se va hacer un estudio de los elementos electrónicos y eléctricos que hay dentro y fuera del edificio en la actualidad, ya que esos elementos son los que nos interesan alimentar con nuestra instalación aislada fotovoltaica.

Es decir, haremos un estudio de la potencia total que se utiliza en todo el Ayuntamiento de Tavernes de la Valldigna.

Para el cálculo de la iluminaria hemos tenido en cuenta que nuestro ayuntamiento está compuesto de 4 plantas en total, y sabemos que en cada planta hay 12/13 bombillas de 80 W cada una. Por lo tanto tendremos unas 50 bombillas en todo el edificio, cuya potencia total será de 4000 W (4Kw).

ELEMENTOS	POTENCIA (W)	CANTIDAD	POTENCIA TOTAL(W)
ILUMINARIA	80	50	4000
ASCENSOR 1	5000	1	5000
ASCENSOR 2	5000	1	5000
RACS DE INFORMÁTICA	1000	1	1000
VENTILACIÓN RACS DE INFORMÁTICA	1000	1	1000
BOMBAS EVACUACIÓN AGUAS RESIDUALES	1000	1	1000
AIRE ACONDICIONADO/CALEFACCIÓN	10000	1	10000
NEVERAS, CAFETERAS, MICROONDAS...	2000	x	2000
EQUIPO INFORMÁTICO	200	30	6000
	Potencia total ayuntamiento		35000

Ilustración 11: Tabla de potencias de los elementos del ayuntamiento

Como podemos observar en la imagen anterior nuestro sistema está compuesto por una potencia total de 35000 W (**35 Kw**). Por lo que tendremos que diseñar y realizar los cálculos necesarios para hacer la instalación en función a esta potencia obtenida anteriormente (**35 Kw**), para poder alimentar correctamente nuestro ayuntamiento y sin tener ningún tipo de problema en el caso de estar usando todos los elementos eléctricos y electrónicos al mismo tiempo.

4.4 Estudio consumo de la instalación “Kwh”

A continuación vamos hacer un estudio de consumo del Ayuntamiento, es decir, el consumo mensual aproximado con los diferentes elementos eléctricos y electrónicos, calculado con la potencia de cada elemento junto con las horas de uso de cada componente. Esto nos será de gran utilidad para poder calcular el coeficiente más desfavorable (cmd), es decir, el mes más desfavorable.

Normalmente, el mes más desfavorable suele ser el mes que menos radiación solar reciben los módulos fotovoltaicos junto con el mayor consumo mensual. Es por ello que esos meses hará falta más producción de energía solar, lo que se traduce como mayor número de paneles fotovoltaicos.

Primero haremos el consumo aproximado, ya que nos basaremos en un cálculo estimado de los trabajadores del Ayuntamiento de las horas de uso de cada elemento, por lo que evidentemente no puede ser 100 % efectivo y fiable. Una vez tenemos estas estimaciones, compararemos los resultados con el consumo mensual de las facturas de la luz que nos han proporcionado los propios empleados.

Sabemos que el horario de apertura del ayuntamiento, es decir la jornada laboral de los empleados y el servicio público es desde las 8:00 hasta las 15:00 de Lunes a Viernes. Por lo que calcularemos los consumos solo para los días laborales, descartando los fines de semana de cada mes ya que el consumo los fines de semana es prácticamente nulo y no tiene relevancia alguna en nuestros cálculos (**quitando un total de “2 días x 4 semanas = 8 días” a cada mes**).

ENERO	ELEMENTOS	POTENCIA	CANTIDAD	Nº HORAS DE USO (h)	ENERGÍA DIARIA (Kwh/día)
Nº días: 31	ILUMINARIA	0,08	50	7	28
	ASCENSOR 1	5	1	7	35
	ASCENSOR 2	5	1	7	35
	RACS DE INFORMÁTICA	1	1	24	24
	VENTILACIÓN RACS DE INFORMÁTICA	1	1	24	24
	BOMBAS EVACUACIÓN AGUAS RESIDUALI	1	1	0,5	0,5
	AIRE ACONDICIONADO/CALEFACCIÓN	10	1	1	10
	NEVERAS, CAFETERAS, MICROONDAS...	2	1	2	4
	EQUIPO INFORMÁTICO	0,2	30	7	42
				Total día	202,5
	Nº días del mes sin los fines de semana		23	Total mes (Kwh/mes)	4657,5

Ilustración 12: Consumos Enero

FEBRERO	ELEMENTOS	POTENCIA	CANTIDAD	Nº HORAS DE USO (h)	ENERGÍA DIARIA (Kwh/día)
Nº días: 28	ILUMINARIA	0,08	50	7	28
	ASCENSOR 1	5	1	7	35
	ASCENSOR 2	5	1	7	35
	RACS DE INFORMÁTICA	1	1	24	24
	VENTILACIÓN RACS DE INFORMÁTICA	1	1	24	24
	BOMBAS EVACUACIÓN AGUAS RESIDUALES	1	1	0,5	0,5
	AIRE ACONDICIONADO/CALEFACCIÓN	10	1	3	30
	NEVERAS, CAFETERAS, MICROONDAS...	2	1	2	4
	EQUIPO INFORMÁTICO	0,2	30	7	42
				Total día	222,5
	Nº días del mes sin los fines de semana		20	Total mes (Kwh/mes)	4450

Ilustración 13: Consumos Febrero

MARZO	ELEMENTOS	POTENCIA	CANTIDAD	Nº HORAS DE USO (h)	ENERGÍA DIARIA (Kwh/día)
Nº días: 31	ILUMINARIA	0,08	50	7	28
	ASCENSOR 1	5	1	7	35
	ASCENSOR 2	5	1	7	35
	RACS DE INFORMÁTICA	1	1	24	24
	VENTILACIÓN RACS DE INFORMÁTICA	1	1	24	24
	BOMBAS EVACUACIÓN AGUAS RESIDUALES	1	1	0,5	0,5
	AIRE ACONDICIONADO/CALEFACCIÓN	10	1	1	10
	NEVERAS, CAFETERAS, MICROONDAS...	2	1	2	4
	EQUIPO INFORMÁTICO	0,2	30	7	42
				Total día	202,5
	Nº días del mes sin los fines de semana		23	Total mes (Kwh/mes)	4657,5

Ilustración 14: Consumos Marzo

ABRIL	ELEMENTOS	POTENCIA	CANTIDAD	Nº HORAS DE USO (h)	ENERGÍA DIARIA (Kwh/día)
Nº días: 30	ILUMINARIA	0,08	50	7	28
	ASCENSOR 1	5	1	7	35
	ASCENSOR 2	5	1	7	35
	RACS DE INFORMÁTICA	1	1	24	24
	VENTILACIÓN RACS DE INFORMÁTICA	1	1	24	24
	BOMBAS EVACUACIÓN AGUAS RESIDUALES	1	1	0,5	0,5
	AIRE ACONDICIONADO/CALEFACCIÓN	10	1	0	0
	NEVERAS, CAFETERAS, MICROONDAS...	2	1	2	4
	EQUIPO INFORMÁTICO	0,2	30	7	42
				Total día	192,5
	Nº días del mes sin los fines de semana		22	Total mes (Kwh/mes)	4235

Ilustración 15: Consumos Abril

MAYO	ELEMENTOS	POTENCIA	CANTIDAD	Nº HORAS DE USO (h)	ENERGÍA DIARIA (Kwh/día)
Nº días: 31	ILUMINARIA	0,08	50	7	28
	ASCENSOR 1	5	1	7	35
	ASCENSOR 2	5	1	7	35
	RACS DE INFORMÁTICA	1	1	24	24
	VENTILACIÓN RACS DE INFORMÁTICA	1	1	24	24
	BOMBAS EVACUACIÓN AGUAS RESIDUALES	1	1	0,5	0,5
	AIRE ACONDICIONADO/CALEFACCIÓN	10	1	0	0
	NEVERAS, CAFETERAS, MICROONDAS...	2	1	2	4
	EQUIPO INFORMÁTICO	0,2	30	7	42
				Total día	192,5
	Nº días del mes sin los fines de semana		23	Total mes (Kwh/mes)	4427,5

Ilustración 16: Consumos Mayo

JUNIO	ELEMENTOS	POTENCIA	CANTIDAD	Nº HORAS DE USO (h)	ENERGÍA DIARIA (Kwh/día)
Nº días: 30	ILUMINARIA	0,08	50	7	28
	ASCENSOR 1	5	1	7	35
	ASCENSOR 2	5	1	7	35
	RACS DE INFORMÁTICA	1	1	24	24
	VENTILACIÓN RACS DE INFORMÁTICA	1	1	24	24
	BOMBAS EVACUACIÓN AGUAS RESIDUALES	1	1	0,5	0,5
	AIRE ACONDICIONADO/CALEFACCIÓN	10	1	3,5	35
	NEVERAS, CAFETERAS, MICROONDAS...	2	1	2	4
	EQUIPO INFORMÁTICO	0,2	30	7	42
				Total día	227,5
	Nº días del mes sin los fines de semana		22	Total mes (Kwh/mes)	5005

Ilustración 17: Consumos Junio

JULIO	ELEMENTOS	POTENCIA	CANTIDAD	Nº HORAS DE USO (h)	ENERGÍA DIARIA (Kwh/día)
Nº días: 31	ILUMINARIA	0,08	50	7	28
	ASCENSOR 1	5	1	7	35
	ASCENSOR 2	5	1	7	35
	RACS DE INFORMÁTICA	1	1	24	24
	VENTILACIÓN RACS DE INFORMÁTICA	1	1	24	24
	BOMBAS EVACUACIÓN AGUAS RESIDUALES	1	1	0,5	0,5
	AIRE ACONDICIONADO/CALEFACCIÓN	10	1	4	40
	NEVERAS, CAFETERAS, MICROONDAS...	2	1	2	4
	EQUIPO INFORMÁTICO	0,2	30	7	42
				Total día	232,5
	Nº días del mes sin los fines de semana		23	Total mes (Kwh/mes)	5347,5

Ilustración 18: Consumos Julio

AGOSTO	ELEMENTOS	POTENCIA	CANTIDAD	Nº HORAS DE USO (h)	ENERGÍA DIARIA (Kwh/día)
Nº días: 31	ILUMINARIA	0,08	50	7	28
	ASCENSOR 1	5	1	7	35
	ASCENSOR 2	5	1	7	35
	RACS DE INFORMÁTICA	1	1	24	24
	VENTILACIÓN RACS DE INFORMÁTICA	1	1	24	24
	BOMBAS EVACUACIÓN AGUAS RESIDUALES	1	1	0,5	0,5
	AIRE ACONDICIONADO/CALEFACCIÓN	10	1	7	70
	NEVERAS, CAFETERAS, MICROONDAS...	2	1	2	4
	EQUIPO INFORMÁTICO	0,2	30	7	42
				Total día	262,5
	Nº días del mes sin los fines de semana		23	Total mes (Kwh/mes)	6037,5

Ilustración 19: Consumos Agosto

SEPTIEMBRE	ELEMENTOS	POTENCIA	CANTIDAD	Nº HORAS DE USO (h)	ENERGÍA DIARIA (Kwh/día)
Nº días: 30	ILUMINARIA	0,08	50	7	28
	ASCENSOR 1	5	1	7	35
	ASCENSOR 2	5	1	7	35
	RACS DE INFORMÁTICA	1	1	24	24
	VENTILACIÓN RACS DE INFORMÁTICA	1	1	24	24
	BOMBAS EVACUACIÓN AGUAS RESIDUALES	1	1	0,5	0,5
	AIRE ACONDICIONADO/CALEFACCIÓN	10	1	2	20
	NEVERAS, CAFETERAS, MICROONDAS...	2	1	2	4
	EQUIPO INFORMÁTICO	0,2	30	7	42
				Total día	212,5
	Nº días del mes sin los fines de semana		22	Total mes (Kwh/mes)	4675

Ilustración 20: Consumos Septiembre

OCTUBRE	ELEMENTOS	POTENCIA	CANTIDAD	Nº HORAS DE USO (h)	ENERGÍA DIARIA (Kwh/día)
Nº días: 31	ILUMINARIA	0,08	50	7	28
	ASCENSOR 1	5	1	7	35
	ASCENSOR 2	5	1	7	35
	RACS DE INFORMÁTICA	1	1	24	24
	VENTILACIÓN RACS DE INFORMÁTICA	1	1	24	24
	BOMBAS EVACUACIÓN AGUAS RESIDUALES	1	1	0,5	0,5
	AIRE ACONDICIONADO/CALEFACCIÓN	10	1	0	0
	NEVERAS, CAFETERAS, MICROONDAS...	2	1	2	4
	EQUIPO INFORMÁTICO	0,2	30	7	42
				Total día	192,5
	Nº días del mes sin los fines de semana		23	Total mes (Kwh/mes)	4427,5

Ilustración 21: Consumos Octubre

NOVIEMBRE	ELEMENTOS	POTENCIA	CANTIDAD	Nº HORAS DE USO (h)	ENERGÍA DIARIA (Kwh/día)
Nº días: 30	ILUMINARIA	0,08	50	7	28
	ASCENSOR 1	5	1	7	35
	ASCENSOR 2	5	1	7	35
	RACS DE INFORMÁTICA	1	1	24	24
	VENTILACIÓN RACS DE INFORMÁTICA	1	1	24	24
	BOMBAS EVACUACIÓN AGUAS RESIDUALES	1	1	0,5	0,5
	AIRE ACONDICIONADO/CALEFACCIÓN	10	1	2	20
	NEVERAS, CAFETERAS, MICROONDAS...	2	1	2	4
	EQUIPO INFORMÁTICO	0,2	30	7	42
				Total día	212,5
	Nº días del mes sin los fines de semana		22	Total mes (Kwh/mes)	4675

Ilustración 22: Consumos Noviembre

DICIEMBRE	ELEMENTOS	POTENCIA	CANTIDAD	Nº HORAS DE USO (h)	ENERGÍA DIARIA (Kwh/día)
Nº días: 31	ILUMINARIA	0,08	50	7	28
	ASCENSOR 1	5	1	7	35
	ASCENSOR 2	5	1	7	35
	RACS DE INFORMÁTICA	1	1	24	24
	VENTILACIÓN RACS DE INFORMÁTICA	1	1	24	24
	BOMBAS EVACUACIÓN AGUAS RESIDUALES	1	1	0,5	0,5
	AIRE ACONDICIONADO/CALEFACCIÓN	10	1	2	20
	NEVERAS, CAFETERAS, MICROONDAS...	2	1	2	4
	EQUIPO INFORMÁTICO	0,2	30	7	42
				Total día	212,5
	Nº días del mes sin los fines de semana		23	Total mes (Kwh/mes)	4887,5

Ilustración 23: Consumos Diciembre

Estos son los consumos mensuales estimados durante un año mediante el uso diario aproximado de cada uno de los elementos eléctricos y electrónicos que se utilizan diariamente en el ayuntamiento donde se va a realizar la instalación.

Para finalizar el estudio de los consumos de esta instalación, compararemos los estimados con los datos del consumo de la factura de la luz del año **2018**, que obviamente serán más aproximados. Pero aun así cogeremos los valores más elevados de consumo de cada mes para tener las situaciones más desfavorables en cada momento para el cálculo de la instalación, y así no centrarnos solo en el año 2018, ya que en el año 2019 puede tener más o menos consumo que el año anterior, es decir, puede haber variaciones en el consumo.

MES	CONSUMO ESTIMADO (Kwh/mes)	CONSUMO FACTURA (Kwh/mes)	CONSUMOS PARA EL CÁLCULO (Kwh/mes)
ENERO	4657,5	4648,5	4657,5
FEBRERO	4450	4428	4450
MARZO	4657,5	4634	4657,5
ABRIL	4235	4215,5	4235
MAYO	4427,5	4386,5	4427,5
JUNIO	5005	4996	5005
JULIO	5347,5	5256,7	5347,5
AGOSTO	6037,5	5985,5	6037,5
SEPTIEMBRE	4675	4720	4720
OCTUBRE	4427,5	4357	4427,5
NOVIEMBRE	4675	4689	4689
DICIEMBRE	4887,5	4850,6	4887,5

Ilustración 24: Tabla comparativa de consumos del ayuntamiento de Tavernes de la Valldigna

El consumo para el cálculo, es una elección entre el estimado y la factura del año 2018 de los consumos más desfavorables para cada mes, ya que nuestra estimación es según la información dada en el ayuntamiento de las horas de uso de cada uno de los elementos, entonces podría darse el caso de llegar al consumo estimado, y como nuestra instalación es aislada debemos hacer los cálculos para todas las posibilidades más desfavorables por si algún mes llegamos a ese consumo desfavorable tener la instalación óptima para producir la energía eléctrica necesaria.

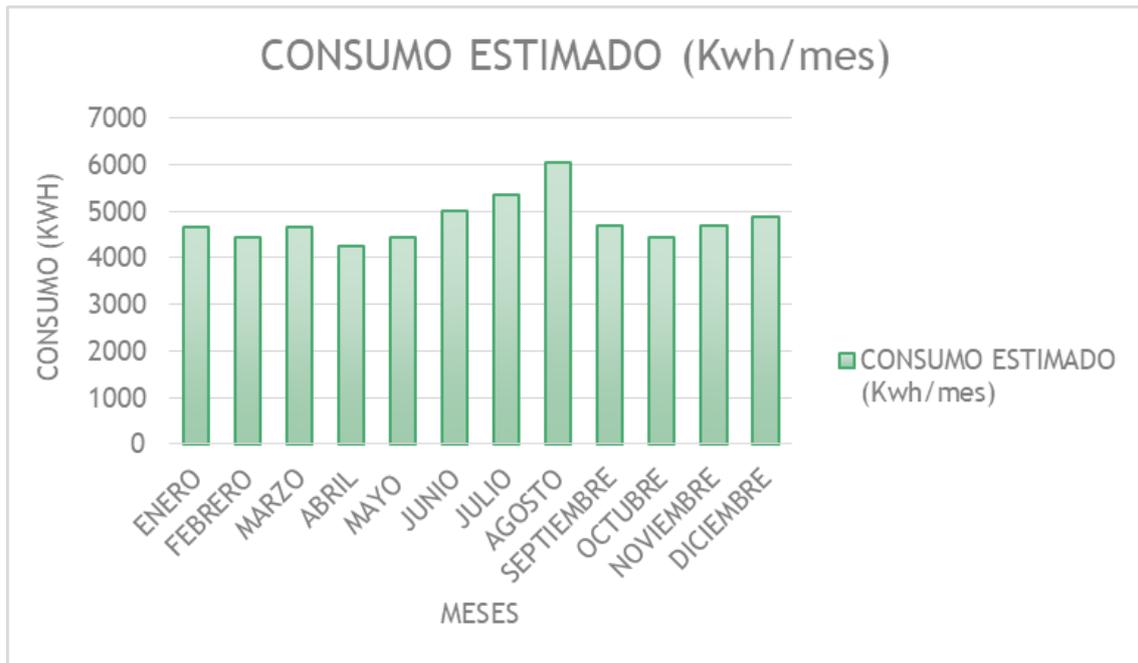


Ilustración 25: Gráfico consumo estimado en Kwh/mes

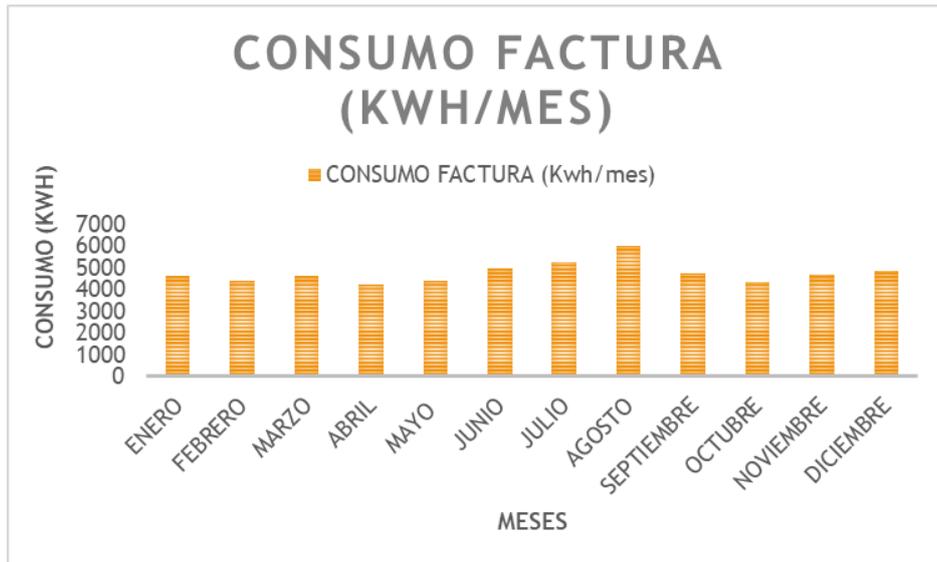


Ilustración 26: Consumo de la factura de 2018 en Kwh/mes

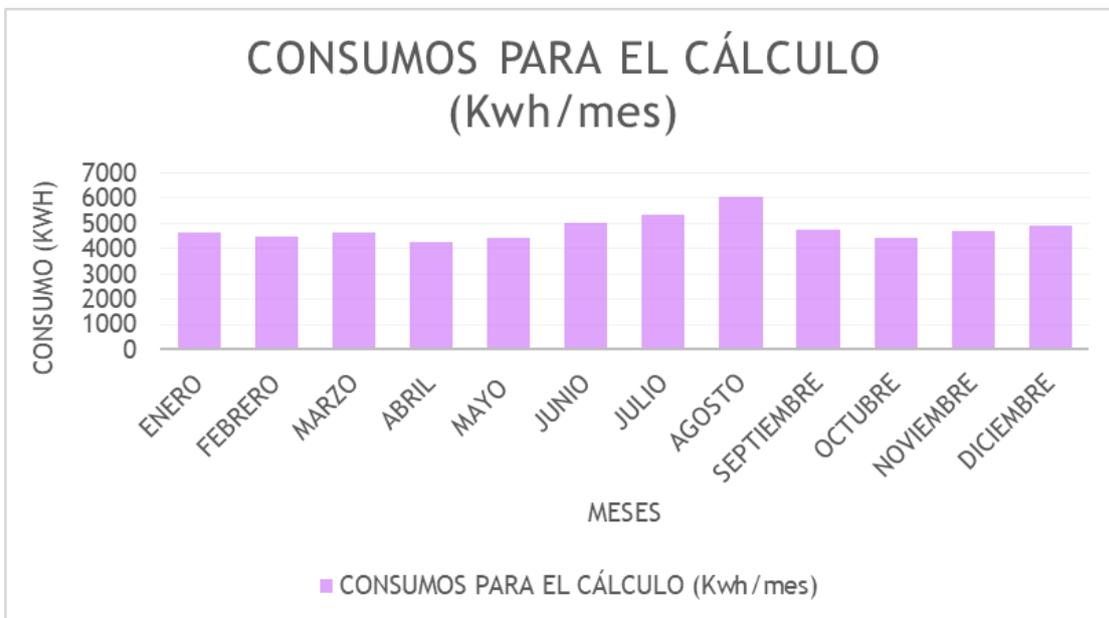


Ilustración 27: Consumo con los datos que utilizaremos para los siguientes cálculos en Kwh/mes

Como se ve las variaciones entre un mes y otro son bastantes lineales, siendo Julio y Agosto los meses donde hay más consumo debido a la gran potencia que requiere el aire acondicionado del ayuntamiento con unos **10 Kw** de potencia.

La diferencia entre Julio y Agosto se debe al número de horas que se utiliza el aire acondicionado, ya que según comentaron en Agosto se suele utilizar por las temperaturas.

Los meses de invierno también tenemos niveles de consumo más altos en comparación con el resto de meses, debido al uso de la calefacción durante las primeras horas de la mañana.

Y quitando de la diferencia de horas de uso en el aire acondicionado/calefacción, lo demás es exactamente igual durante todo el año, ya que tanto el horario como los hábitos y los métodos de trabajo son los mismos. **(HORARIO DE 8:00 A 15:00 DE LUNES A VIERNES)**. Como podemos ver, claramente los fines de semana no se han contado para el cálculo de los consumos porque es prácticamente “0”.

Seguidamente pasaremos el consumo mensual de Kwh a Ah, para poder después calcular debidamente el coeficiente más desfavorable (cmd) según las distintas inclinaciones estudiadas en el PVGIS.

Como sabemos, el consumo Ah/mes se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Consumo mensual (Ah)} = \frac{\text{Consumo mensual (Kwh)} \times 1000}{V \text{ instalación} \times \text{Rendimiento inversor (\%)}}$$

En este caso sabemos que el voltaje de nuestra instalación fotovoltaica es de 48 V, y el rendimiento del inversor es normalmente del 90% (0.9), este parámetro de rendimiento es el que se utiliza normalmente en los inversores para los cálculos.

$$\text{Consumo mensual (Ah)} = \frac{\text{Consumo mensual (Kwh)} \times 1000}{48 V \times 0.9}$$

MES	CONSUMO (Kwh/mes)	CONSUMO (Ah/mes)
ENERO	4657,5	107812,5
FEBRERO	4450	103009,2593
MARZO	4657,5	107812,5
ABRIL	4235	98032,40741
MAYO	4427,5	102488,4259
JUNIO	5005	115856,4815
JULIO	5347,5	123784,7222
AGOSTO	6037,5	139756,9444
SEPTIEMBRE	4720	109259,2593
OCTUBRE	4427,5	102488,4259
NOVIEMBRE	4689	108541,6667
DICIEMBRE	4887,5	113136,5741

Ilustración 28: Tabla cálculo consumo Ah/mes del ayuntamiento

Una vez tenemos el consumo Ah mensual ya podemos empezar a calcular el coeficiente más desfavorable (cmd) para cada mes. Como sabemos este coeficiente depende de la radiación y del consumo calculado anteriormente (Ah/mes), por lo que haremos la comparativa de este coeficiente para las distintas inclinaciones y así saber cuál es la orientación más óptima y conveniente para nuestro proyecto en el Ayuntamiento.

MES	CONSUMO (Ah/mes)	30° (Kwh/m2/mes)	35° (Kwh/m2/mes)	60° (Kwh/m2/mes)	15° (Kwh/m2/mes)
ENERO	107812,5	121,83	127,41	142,29	100,75
FEBRERO	103009,2593	133	137,48	144,76	115,36
MARZO	107812,5	183,83	186	179,8	170,19
ABRIL	98032,40741	183,3	182,1	159,3	180,6
MAYO	102488,4259	203,36	198,71	159,65	209,87
JUNIO	115856,4815	209,1	202,8	154,8	220,8
JULIO	123784,7222	220,1	214,21	166,78	230,02
AGOSTO	139756,9444	206,15	203,36	171,74	207,08
SEPTIEMBRE	109259,2593	173,7	174,6	162,6	164,7
OCTUBRE	102488,4259	155,62	159,34	162,44	138,88
NOVIEMBRE	108541,6667	121,5	126,6	138,9	102
DICIEMBRE	113136,5741	109,74	115,01	130,2	89,59

Ilustración 29: Tabla cálculo consumo Ah/mes y la irradiación para las distintas inclinaciones del ayuntamiento

La ecuación para el cálculo del “cmd” es la siguiente:

$$Cmd = \frac{\text{Consumo (Ah/mes)}}{\text{Radiación}}$$

°	Cmd 30°	Cmd 35°	Cmd 60°	Cmd 15°
ENERO	884,942	846,186	757,696	1070,1
FEBRERO	774,506	749,267	711,586	892,937
MARZO	586,479	579,637	599,625	633,483
ABRIL	534,819	538,344	615,395	542,815
MAYO	503,975	515,769	641,957	488,342
JUNIO	554,072	571,284	748,427	524,712
JULIO	562,402	577,866	742,204	538,148
AGOSTO	677,938	687,239	813,77	674,893
SEPTIEMBRE	629,011	625,769	671,951	663,383
OCTUBRE	658,581	643,206	630,931	737,964
NOVIEMBRE	893,347	857,359	781,437	1064,13
DICIEMBRE	1030,95	983,711	868,945	1262,83
Media anual	690,919	681,303	715,327	757,812

Ilustración 30: Tabla comparativa del "cmd" con las distintas inclinaciones

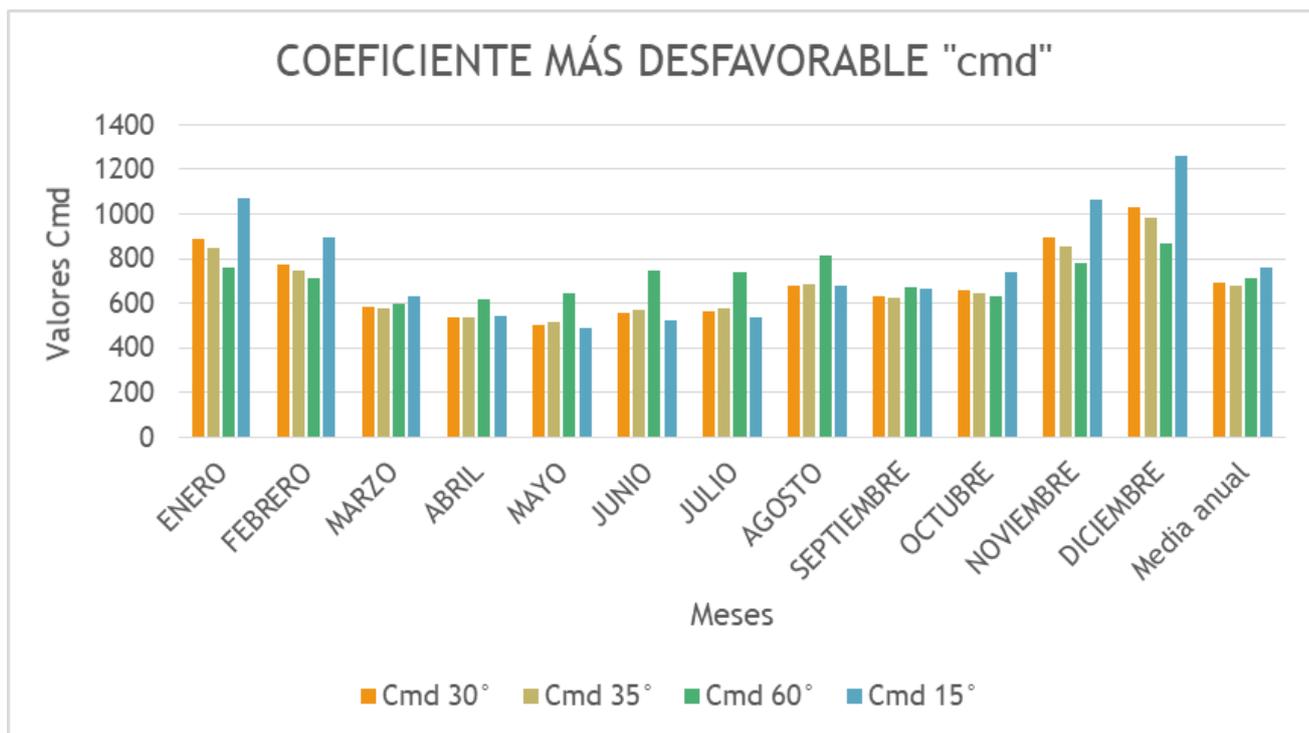


Ilustración 31: Gráfico comparativas Cmd según inclinaciones

Como podemos observar en esta gráfica, el mayor "coeficiente más desfavorable" de media anual en nuestro caso sería con los 15°, que coincide también con el máximo "cmd" de todas las inclinaciones con un coeficiente de **1262,83**. Por lo que escoger una inclinación de 15° no nos interesa debido a que habría excesiva producción de energía

el resto de los meses del año, ya que cuanto mayor es el “cmd” hay más necesidad de módulos fotovoltaicos en la instalación, lo cual tratamos de evitar porque sería más costoso, es decir, nos interesa el menor “cmd” máximo de todas las inclinaciones, que quiere decir que en el mes más desfavorable en relación consumo y radiación solar necesitaremos menos paneles fotovoltaicos.

Por lo tanto, nos interesa la inclinación de 60° , ya que su máximo “cmd” del año es el menor de las 4 orientaciones, es decir, estaremos en la situación que más nos conviene, tal como hemos comentado anteriormente, es decir, que su máximo es menor que el resto de las inclinaciones posibles, lo que nos beneficia en nuestra instalación.

En conclusión nuestra inclinación más óptima es la de 60° , con un “cmd” máximo de “868,945”, valor que utilizaremos para calcular y diseñar los elementos necesarios de nuestra instalación fotovoltaica (paneles fotovoltaicos, inversores, reguladores, baterías...).

- **Con la inclinación de 60° :**

El mes más desfavorable es Diciembre (con un “cmd” de 868,945) debido a que su consumo es uno de los más elevados del año a causa de la calefacción, y además su radiación solar no es tan buena como debería ser, así que el mes que utilizaremos para calcular los elementos de la instalación con el objetivo de ser capaces de producir la energía necesaria del ayuntamiento durante todo el año sin ningún problema (con la energía solar fotovoltaica).

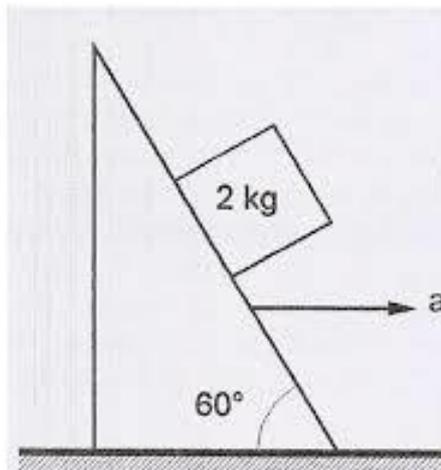


Ilustración 32: Inclinación óptima para los módulos fotovoltaicos

5. Cálculos de los elementos de la instalación

5.1 Elementos de la instalación

Los elementos que vamos a utilizar en nuestro proyecto son los siguientes:

- **Módulos fotovoltaicos**
- **Inversores**
- **Baterías**
- **Reguladores**
- **Protecciones**
- **Cables**

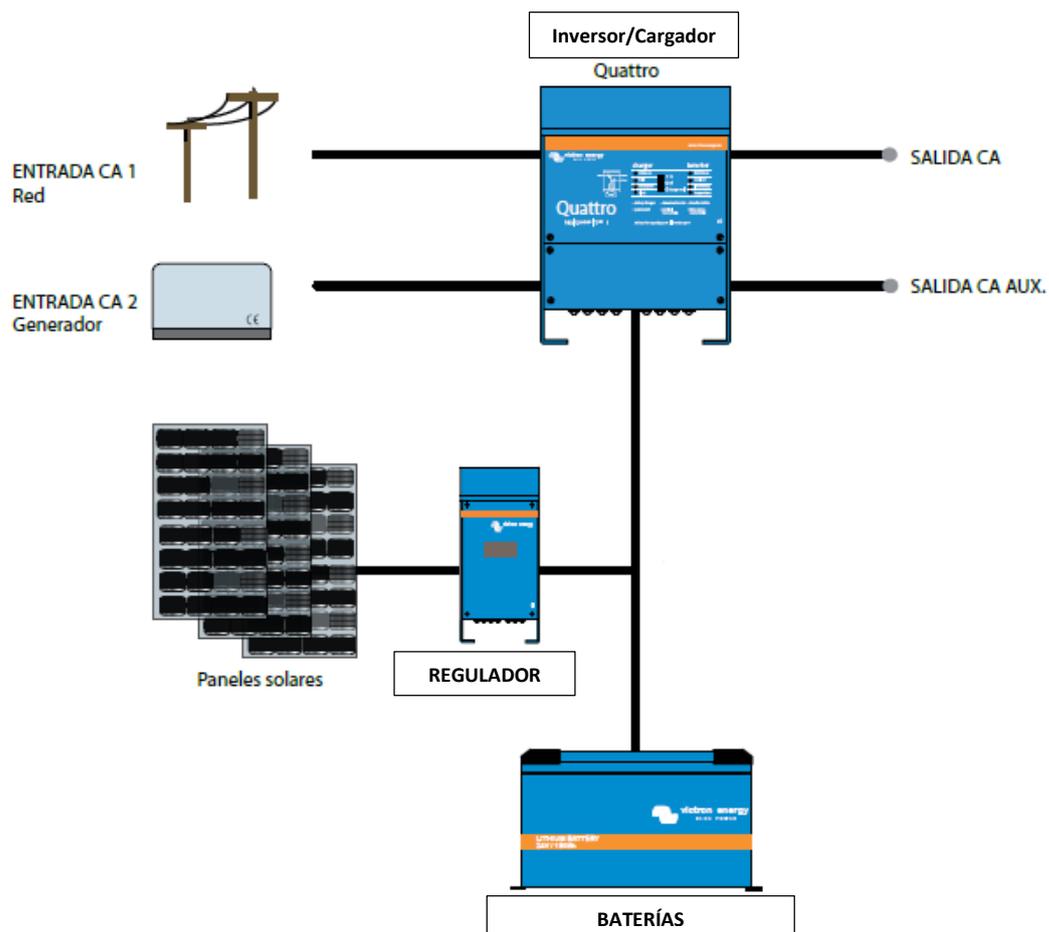


Ilustración 33: Esquema instalación fotovoltaica (Fuente Catálogo Victron)

5.2 Paneles fotovoltaicos

Como ya sabemos los módulos fotovoltaicos se usan como generadores de energía eléctrica mediante la radiación solar que incide directamente en las células o celdas fotovoltaicas que contienen los paneles, los cuales transforman esta energía solar en electricidad.

Como sabemos de normal cada panel fotovoltaico puede generar o entregar una potencia máxima que se mide con las condiciones ideales de 1000 W/m² y a 25 °C.

Hay diferentes tipos de fabricación de los módulos fotovoltaicos, están los monocristalinos, policristalinos y los amorfos (que es cuando el silicio no se cristaliza). De normal suelen estar hechos el 98% de un material llamado silicio.

Como sabemos las células pueden tener diferentes conexiones, pueden estar en paralelo o en serie, según qué condiciones nos interesa para nuestra instalación.

En nuestro caso, vamos a utilizar el modelo **TSM-PD14**, que están fabricados por Trinas Solar, una de las mejores marcas del mundo en el sector fotovoltaico. Es por eso que hemos optado por utilizar uno de sus productos, ya que es de buena calidad y a un precio más que asequible.

Este modelo son módulos policristalinos, los cuales son más baratos que los monocristalinos, pero tiene menor rendimiento, lo que quiere decir que a altas temperaturas (>25°C) serán menos eficientes. Pero como hemos visto en el apartado de climatología, en la zona donde vamos a realizar la instalación no se superan los 25°C de media, por lo tanto no tendremos ningún tipo de problema.



Ilustración 34: Panel fotovoltaico modelo TSM-PD14

Para analizar y estudiar el funcionamiento y comportamiento de los paneles solares se utiliza la curva I-V. Así que a la hora de elegir el modelo de los módulos fotovoltaicos siempre tendremos que mirar su ficha técnica, donde nos aparecerá la curva I-V y las características generales del panel solar dado por el fabricante.

El estudio de la curva I-V se hace a la temperatura de 25°C y a una radiación solar de 1000 W/m². Y además, en nuestro caso nos favorece porque tendremos las características de nuestro panel solar para la temperatura máxima que puede soportar sin que baje su rendimiento.

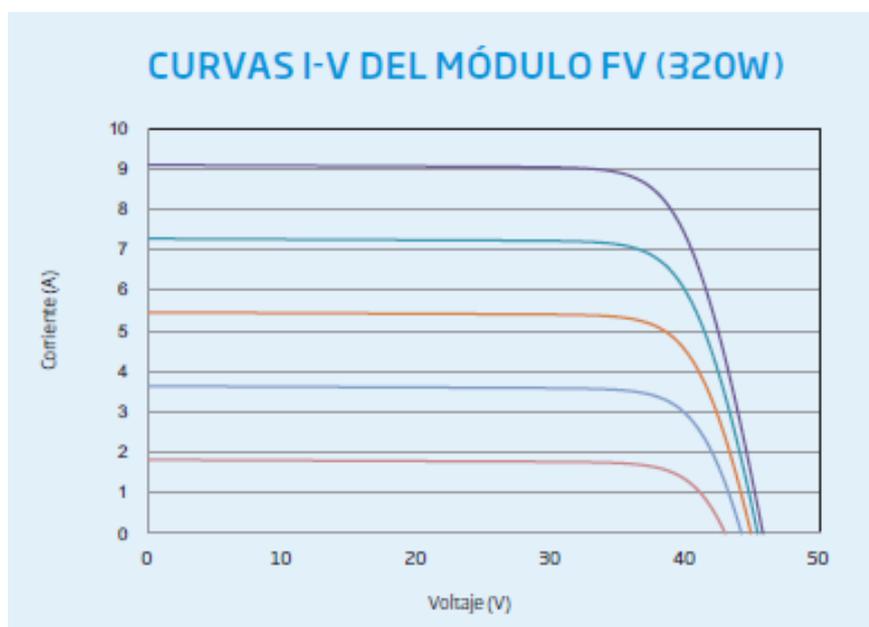


Ilustración 36: Curva I-V a 25°C y 1000 W/m² del módulo fotovoltaico elegido.

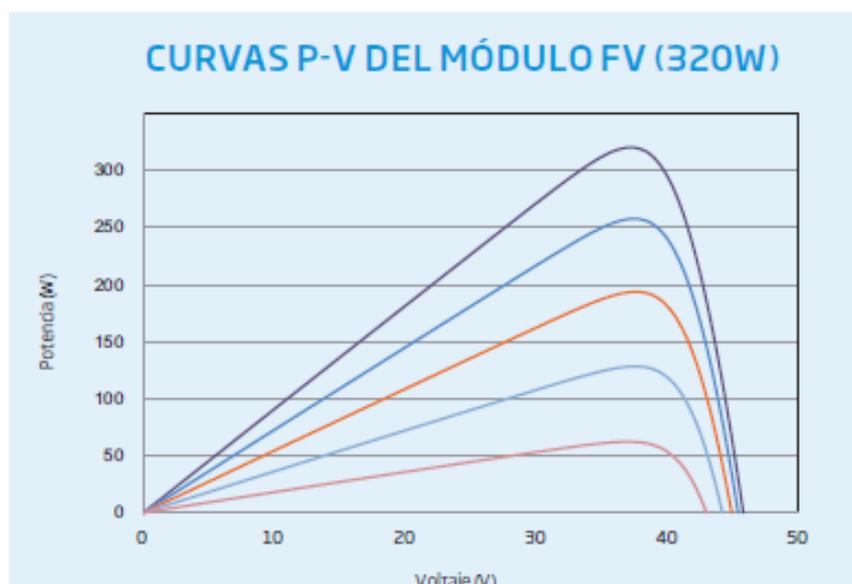


Ilustración 35: Curva P-V a 25°C y 1000 W/m² del módulo fotovoltaico elegido.

Nuestro panel fotovoltaico tiene una potencia máxima de 330 W, una tensión nominal de 24 V y una corriente máxima de 8.83 A. También cabe destacar su eficiencia de conversión que es del 17.5%. Cada módulo está compuesto por 72 células fotovoltaicas (6x12) y con un marco de aluminio de 40 mm.

También destacar que tiene una garantía de 10 años de fabricación y 25 años de garantía de potencia lineal, es decir, durante 25 años tendremos pérdidas anuales de potencia del 0.55% linealmente.



Ilustración 37: Gráfica de las pérdidas de potencia durante los 25 primeros años.

***Para más información del panel fotovoltaico elegido consultar su ficha técnica en el ANEXO.**

5.2.1 Cálculo número total de paneles fotovoltaicos I

A continuación queremos calcular el número de paneles fotovoltaicos que necesitamos en nuestra instalación para poder abastecer de manera autosuficiente nuestro ayuntamiento.

Así que tendremos que tener en cuenta la potencia que produce el panel solar que hemos elegido y comentado anteriormente, que es de 330 W. También nos interesa conocer su intensidad máxima (8.83 A) y su tensión nominal que es de 24 V.

Primero nos interesa conocer el número de paneles solares que podremos tener en serie, ya que depende de la tensión nominal de la instalación, que en nuestro caso será de 48 V (debido a que el regulador elegido tiene esta tensión nominal de 48 V, información que explicaremos más adelante).

Así que como la tensión nominal de nuestros módulos es de 24 V, podremos hacer el cálculo para calcular los paneles que podemos conectar en serie.

$$\text{Número paneles en serie} = \frac{48V (V \text{ instalación})}{24 V (V \text{ nominal panel solar})} = 2 \text{ placas en serie}$$

A continuación, debemos calcular el número de líneas de paneles en paralelo que debemos instalar según el coeficiente más desfavorable que hemos calculado anteriormente en el apartado del estudio de consumo de la instalación (que sabemos que nuestro mes más desfavorable es en Agosto con un “cmd” de **868,945**), y según la intensidad máxima de cada panel solar (**8,83 A**). Pero además, hemos de tener en cuenta un coeficiente de sobredimensionamiento que de normal suele ser del **20%** a fin de tener un margen de seguridad y poder generar la energía necesaria durante todo el año en caso de haber algún mes que haya más consumo de lo habitual. (**coeficiente de sobredimensionamiento “1,2”**).

$$\text{Número de líneas de paneles solares} = \frac{\text{cmd} \times \text{coef. sobredimensionamiento}}{I \text{ max. del panel solar}}$$

$$\text{Número de líneas de paneles solares} = \frac{868,945 \times 1,2}{8.83 A} = 118,089 \text{ líneas}$$

Número líneas de paneles solares= 118,089 ± 119 líneas en paralelo.

Y por último, una vez tenemos el número de líneas de paneles solares en paralelo y el número de paneles en serie en cada línea, ya podemos calcular el número total de paneles solares del modelo TSM-PD14.

$$\text{Número paneles} = \text{Número líneas de paneles} \times \text{Número paneles en serie}$$

Número paneles = 119 × 2 = 238 paneles fotovoltaicos

Y como tenemos el número total de paneles fotovoltaicos y la potencia máxima que genera cada panel solar (330 W), podemos calcular la potencia pico total de nuestra instalación.

$$\text{Potencia Total} = \text{Número paneles} \times P_{\text{max de cada panel}}(W) = 238 \times 330 = 78540 W$$

5.3 Reguladores

Como sabemos, todas las instalaciones aisladas fotovoltaicas necesitan reguladores de carga solares, ya que se encargan de entregar la energía generada por los paneles fotovoltaicos a las baterías, es decir, y también de controlar la carga de las baterías. Los reguladores son capaces de evitar sobrecargas en las baterías, pudiendo desconectar las baterías de los paneles en el caso de que ya estén cargadas hasta el % máximo que hayamos programado o queramos tener en las baterías. Pero además, también actúan en caso contrario, es decir, cuando la producción de energía es casi nula debido a días lluviosos donde no hay radiación solar es capaz de no desconectar las baterías de los paneles.



Ilustración 38: Esquema conexiones instalación aislada.

En nuestro caso optamos por un regulador maximizador (MPPT), ya que como sabemos su energía al entrar y al salir es la misma, pero su tensión y corriente no, consiguiendo así una mayor tensión en el panel solar y un mayor rendimiento de la instalación. Ya que al poder trabajar en mayores tensiones estamos reduciendo sus pérdidas, ya que a menor corriente, tendremos menores pérdidas.

Nos interesa poder trabajar a una tensión más elevada que nuestra instalación (48 V) en su entrada, para así tener que utilizar menos reguladores, menos cables y que haya más opción de conectar más paneles solares en serie, ya que la intensidad en serie es la misma siempre, por lo que aumentaríamos rendimiento de potencia (producción solar) con la misma intensidad (mayor tensión $P=V*I$), consiguiendo así menores pérdidas.

Como sabemos la base de los reguladores MPPT (maximizadores), es que tienen un convertidor de tensión CC-CC que consiste en tener una alta tensión en los paneles fotovoltaicos (entrada) y baja tensión en las baterías (salida). Y además, tiene el seguidor de potencia máxima “MPPT” que adapta la tensión de los módulos fotovoltaicos para que produzca la máxima potencia en todos los casos.

El modelo elegido es el **Regulador MPPT 150V 100 A Victron Smart Solar**.



**Controlador de carga SmartSolar
MPPT 150/100-Tr**

Ilustración 39: Modelo regulador MPPT elegido para nuestra instalación

Como nuestro modelo se trata de un regulador MPPT, estaremos trabajando a la tensión máxima posible todo el rato, teniendo un límite de tensión máxima de entrada de 150V.

Lo que significa que nuestra tensión de entrada podrá ser superior a la de nuestra instalación (48 V), permitiendo así, poder conectar más paneles solares en serie por línea.

Otro aspecto importante del regulador que hemos elegido es que tiene una intensidad máxima de entrada de 100 A. Esta intensidad será la máxima que podrá tener nuestra línea, permitiendo conectar más líneas por regulador, ya que esta intensidad es bastante elevada.

****Para más información del regulador MPPT elegido consultar su ficha técnica en el ANEXO.***

5.3.1 Cálculo número total de reguladores

Al tener ya elegido nuestro modelo de regulador, sabemos que su tensión nominal máxima de entrada es de 150 V, la que nos permite poder tener en cada línea del campo fotovoltaico más paneles solares en serie.

$$V_{\text{regulador}} = V_{\text{nominal del panel}} \times \text{Número paneles en serie} < 150 V$$

$$150 V = 24 V \times N_{ps}$$

$$N_{ps} = 6,25 \pm 6 \text{ (ya que no podemos sobrepasar el límite)}$$

$$\text{Número paneles en serie} = 6 \text{ paneles en serie}$$

Por lo tanto, al cambiar el número de paneles en serie en cada línea, tendremos que calcular de nuevo el número de líneas totales que tendremos en paralelo.

$$\text{Número líneas paneles} = \frac{\text{Número total de paneles fotovoltaicos}}{\text{Número paneles en serie por línea}} = \frac{238}{6} = 39,667$$

$$\text{Número líneas paneles} = 40 \text{ líneas en paralelo en la instalación fotovoltaica}$$

Una vez tenemos el número de líneas, podemos calcular la intensidad de corriente máxima total de la instalación, y así poder saber mediante los cálculos necesarios el

número de reguladores necesarios para nuestra instalación. Como sabemos que la intensidad máxima de cada módulo fotovoltaico de nuestro modelo elegido (TSM-PD14) es de 8,83 A, también sabemos que la intensidad total máxima de cada línea es la misma, ya que en cada línea los paneles están conectados en serie. Así que para saber la intensidad máxima de la instalación fotovoltaica solo hay que multiplicar la intensidad máxima del panel solar por el número de líneas totales que hay que instalar.

$$I \text{ max. instalación} = \text{Número líneas de paneles} \times I \text{ max. de cada panel}$$

$$I \text{ max. instalación} = 40 \times 8,83 \text{ A} = 353,2 \text{ A}$$

A continuación, cuando ya sabemos la intensidad máxima de la instalación fotovoltaica, podemos calcular el número de reguladores porque sabemos la intensidad máxima que soporta cada regulador de nuestro modelo elegido (100 A).

$$\text{Número reguladores} = \frac{I \text{ max. instalación}}{I \text{ max. regulador}} = \frac{353,2 \text{ A}}{100 \text{ A}} = 3,532 \text{ reguladores}$$

$$\text{Número reguladores} = 4 \text{ reguladores maximizadores } 150\text{V}/100\text{A MPPT}$$

Para finalizar, debemos saber el número de líneas que vamos a conectar en cada regulador y asegurarnos que cumpla las condiciones mínimas de seguridad para no dañar los elementos de la instalación fotovoltaica y tener la seguridad adecuada para este tipo de equipos.

$$\text{Número de líneas de paneles por regulador} = \frac{\text{Número total de líneas}}{\text{Número total de reguladores}}$$

$$\text{Número de líneas de paneles por regulador} = \frac{40}{4} = 10 \pm 10 \text{ líneas por regulador}$$

En teoría lo ideal sería conectar 10 líneas de paneles en cada regulador, pero antes debemos comprobar que el regulador puede soportar la intensidad máxima total de las 10 líneas.

$I_{max.regulador} < 100 A$ (capacidad total del regulador según el modelo)

$$I_{max.regulador} = I_{max.cada\ línea} \times \text{Número líneas por regulador}$$

Como sabemos, la intensidad máxima de cada línea es la misma que la de cada panel fotovoltaico debido a la conexión en serie (8,83 A).

$$I_{max.regulador} = 8,83 A \times 10 = 88,3 A$$

$$I_{max.regulador} = 88,3 A < 100 A$$

En conclusión, podemos observar que efectivamente si es posible la conexión de 10 líneas por regulador, así que según nuestros cálculos necesitaremos **4 reguladores** en total en cuya entrada tendrán conectados 10 líneas. Y como sabemos cada línea estará compuesta por 6 paneles fotovoltaicos conectados en serie y dicha línea conectada en paralelo con las demás líneas.

5.3.2 Cálculo número total paneles fotovoltaicos II (ajuste con reguladores)

Debido a tener reguladores maximizadores y realizar sus cálculos necesarios, nos hemos dado cuenta que tenemos que realizar unos pequeños ajustes con el número total de paneles fotovoltaicos, ya que en el apartado anterior hemos obtenido que tendremos un total de 103 líneas de paneles y que cada línea tendrá 6 módulos en serie.

$$\text{Número total paneles} = \text{Número líneas} \times \text{Número paneles en serie}$$

$$\text{Número total paneles} = 40 \times 6 = 240 \text{ paneles fotovoltaicos.}$$

Al tener el nuevo ajuste del número total de paneles fotovoltaicos en nuestra instalación (240) y saber que cada módulo fotovoltaico genera una potencia máxima de 330 W, podremos saber la potencia pico total generada por la instalación fotovoltaica.

$$\text{Potencia pico total} = 330 W \times 240 \text{ paneles} = 79200 W (79,2 Kw)$$

5.4 Baterías

Las baterías tienen la capacidad de almacenar la energía solar fotovoltaica producida por los paneles. A este almacenamiento de la energía se lo conoce como los ciclos de carga y descarga, donde la batería carga la energía necesaria, y cuando se requiere dicha energía por falta de producción solar se descargan y se transfiere dicha electricidad para donde sea necesario.

La vida útil de las baterías se miden mediante estos ciclos de carga y descarga, ya que el número de ciclos es limitado según el modelo elegido, es decir, las que pueden cargarse y descargarse más veces durarán más años, lo que quiere decir que su calidad será mayor.

La electricidad que le llega a la batería es de corriente continua al igual que la que transfiere, por eso es necesario el uso de inversores para poder alimentar las redes eléctricas que trabajan en corriente alterna.

Básicamente la función principal de una batería es recibir y almacenar la energía procedente de los paneles fotovoltaicos durante horas donde la producción solar es positiva y efectiva, a fin de utilizar esta energía almacenada cuando no haya luz (como por ejemplo durante la noche, los días lluviosos...)

Las baterías pueden asegurar el abastecimiento de la instalación en dos situaciones diferentes, tanto para ciclo diario como para ciclo largo. El ciclo diario consiste básicamente en garantizar la electricidad en el edificio en situaciones donde haya horas sin sol o nublados que no se produzca la energía necesaria (también puede haber situaciones del día donde el consumo sea mayor que la producción de los paneles solares). En cambio el ciclo largo está ligado a la autonomía total que se necesita, ya que la finalidad del cálculo de la instalación de las baterías es poder tener un suministro de energía eléctrica suficiente para varios días seguidos, ya que en algunos casos del año, hay días continuos donde la radiación solar no es suficiente para producir la energía esperada y necesitaremos de otra fuente para abastecer, como sería en el caso del Ayuntamiento (baterías).



Ilustración 40: Ejemplo de baterías en una instalación aislada fotovoltaica

Los aspectos a tener en cuenta a la hora de escoger una batería son la capacidad nominal, la profundidad de descarga, el voltaje y la capacidad de almacenamiento de energía de cada batería (medido en Ah).

La capacidad de una batería es toda la electricidad que es capaz de alimentar o abastecer la batería en un tiempo específico (**Ah**). Esto depende de las horas o del tiempo que tarde en descargarse. Es decir, cuando elegimos una batería nos dirán que cantidad de energía es capaz de almacenar dicha batería en Ah, y las horas que tarda en descargarse el modelo de la batería “**Ct**” (t es el número de horas que tarda en descargarse cada batería).

Y por último la profundidad de descarga es un porcentaje que mide la amplitud total de la batería en relación con su vida útil, midiéndose mediante los ciclos de carga y descarga. La profundidad de carga es conocida como Depth of Discharge (DOD %), y normalmente suelen ser descargas profundas en instalaciones aisladas de energías renovables, ya que las baterías deben ser capaces de suministrar el consumo/electricidad durante algunos días consecutivos. Esto quiere decir que de normal suelen descargarse entre el 60-80%. Y dependiendo del % de descarga tendremos una vida útil media por sus ciclos de carga y descarga, el cual dependerá del trabajo que realicemos, es decir, cuanto más ciclos diarios realicemos menos años durará la batería.

En nuestro caso se ha optado por el modelo de batería Solar OPzS Bauer de 2V, 4900 Ah y C120 cada vaso, lo cual quiere decir que su tiempo de descarga es de 120 horas que sería el máximo. Esto nos indica que al tardar 120 horas, y ser el tiempo máximo posible de descarga de una batería será la más efectiva porque tendrá capacidad de suministrar más electricidad a la red o donde esté conectada.



Ilustración 41: Vaso de Batería solar Opzs Bauer 2V 24 Solar 4900Ah C120

Esta batería tiene una capacidad total de almacenaje y abastecimiento de 4900 Ah por cada ciclo de carga y descarga, así que es bastante ideal para nuestra instalación, ya que nuestro consumo es bastante elevado y de esta forma reduciremos el tener que instalar un número exagerado de baterías.

Por otra parte, también hemos decidido utilizar este tipo de batería debido a que su temperatura ideal de uso es de 20°C, y como sabemos en la localidad de Tavernes de la Valldigna tenemos una temperatura media aproximada de entre 20 a 25°C, por lo que no tendremos muchas pérdidas por altas temperaturas.

En la ficha técnica tenemos la gráfica que nos relaciona los ciclos de carga y descarga con el porcentaje de descarga.

Número de ciclos vs. DoD

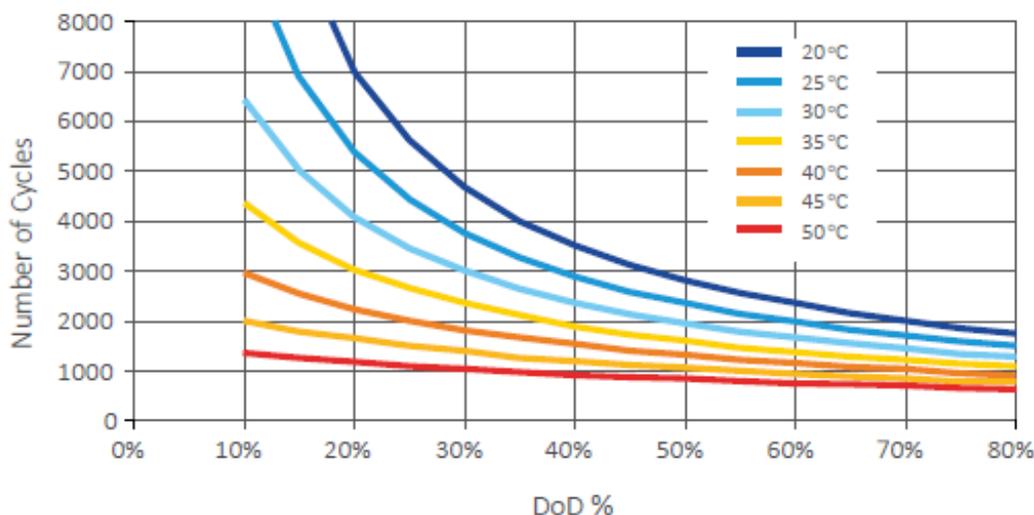


Ilustración 42: Profundidad de descarga de la batería elegida

Como podemos observar, a un 70% DoD, que es el valor medio que se suele utilizar en este tipo de instalaciones aisladas fotovoltaicas, tendríamos la posibilidad de realizar aproximadamente unos 2000 ciclos de carga y descarga.

De modo que dependiendo del trabajo o número de ciclos diarios que realicemos tendremos una vida útil determinada, pero en nuestro caso al tener un clima casi que perfecto, es muy raro que tengamos situaciones donde necesitemos las baterías durante varios días consecutivos, en el peor de los casos tendremos una vez al año que necesitaremos 5 o 7 días de autonomía total por parte de las baterías y los grupos electrógenos. Es decir, tendremos 2 días de autonomía por parte de las baterías, y en caso de tener 3 días más sin producción solar recurriremos a los grupos electrógenos con una capacidad de suministrar la energía eléctrica necesaria durante 3 días.

***Para más información sobre la batería consultar su ficha técnica en el ANEXO.**

5.4.1 Cálculo número total de baterías

Como el clima donde se va a realizar la instalación fotovoltaica (que hemos analizado anteriormente en el apartado de climatología) nos indica que estamos en una zona donde las lluvias son bastante escasas, calcularemos las baterías junto con los grupos electrógenos para una situación desfavorable extrema de máximo 5 días, es decir, estaremos simulando que tendremos durante 5 días consecutivos lluvias o nubes que impidan la incidencia de radiación solar suficiente en nuestras placas solares. Es decir una autonomía total de 2 días por parte de las baterías y 3 días por parte de los grupos electrógenos.

Como hemos mencionado antes, las características de nuestras baterías son de **2V** y **C120 de 4900 Ah** para cada batería.

En el caso de las baterías también nos debemos situar en el peor de los casos de consumo, es decir, el mes más desfavorable, para poder también tener una autonomía de 2 días en el peor mes posible, que en nuestro caso es Agosto con un consumo de **6076,389 Ah/ día (139756,9444 Ah/mes)**. Así que sumando el consumo de los 2 días de autonomía deseados tendríamos que tener una capacidad de almacenamiento por parte de las baterías de 12.152,78 Ah en 2 días.

Pero además, hay que tener en cuenta el coeficiente de descarga de la batería (0.7), que para nuestra batería utilizaremos un 70% de DoD, lo que significa que tendremos que reducir el rendimiento de capacidad de almacenamiento de la batería, con lo que habrá que producir o almacenar más energía debido a estas pérdidas en el rendimiento de descarga de las baterías. Pero estas pérdidas harán que la vida útil de la batería dure más y tenga más números de ciclos de carga y descarga.

Capacidad total necesaria de las baterías:

$$C = \frac{\text{días autonomía} \times \text{Ah/día}}{\text{coeficiente descarga (0.7)}} = \frac{2 \text{ días} \times 6076,388 \text{ Ah/día}}{0.7} = 17361,11 \text{ Ah}$$

Como sabemos que cada vaso de nuestra batería es de 2V y que nuestra instalación tiene una tensión de 48 V (tensión salida del regulador también de 48 V), podemos saber cuántas baterías podemos poner en serie por línea en paralelo.

$$\text{Número vasos en serie} = \frac{V \text{ instalación}}{V \text{ batería}} = \frac{48 \text{ V}}{2 \text{ V}} = 24 \text{ vasos en serie.}$$

Y para finalizar debemos calcular el número de líneas en paralelo de baterías necesarias en nuestra instalación para tener una autonomía total de 2 días.

Para el cálculo de líneas debemos saber la Capacidad total que necesitamos almacenar con las baterías para abastecer el ayuntamiento durante los días sin producción de energía solar debido a los factores meteorológicos. Y también la capacidad de almacenamiento total de cada batería (**C₁₂₀→4900 Ah**).

$$\text{Número líneas baterías} = \frac{\text{Capacidad total baterías}(C)}{\text{Capacidad de cada batería}} = \frac{17361,11Ah}{4900 Ah} = 3,54 \text{ líneas}$$

4 líneas de baterías necesarias

Así que el total de baterías que tendremos que instalar para abastecer el Ayuntamiento, en el caso de tener 2 días sin horas solares o radiación solar es la multiplicación del número de vasos en serie por cada línea con el número de líneas en paralelo.

$$\text{Número total de baterías} = \text{Número vasos en serie} \times \text{Número de líneas}$$

$$\text{Número total de baterías} = 4 \text{ líneas} \times 24 \text{ vasos en serie} = 96 \text{ baterías}$$

GRUPO ELECTRÓGENO

Como sabemos tenemos una autonomía de 2 días por parte de las baterías en caso de producción solar nula, pero para prevenir una época de lluvia o nula radiación solar vamos a instalar grupos electrógenos para poder abastecer la potencia total del ayuntamiento y recargar las baterías al pasar los dos días sin producción solar.

La potencia necesaria por parte de las baterías sabemos que se calcula de la siguiente forma (4900 Ah/ C 120 horas):

$$P_{\text{batería}} = \frac{4900 Ah}{120 \text{ horas}} \times 2V (\text{cada vaso}) = 81,67 W$$

$$P_{\text{total baterías}} = 81,67 \times 96 \text{ baterías} = 7840 W$$

Además hemos de añadir la potencia total del ayuntamiento para abastecer su consumo esos días de falta de producción de la instalación fotovoltaica.

$$P_{\text{total}} = 35000W + 7840W = 42840 W (42,84 Kw)$$

Como de normal la venta de grupos electrógenos suele ser en KVA, tendremos que convertir la potencia de activa (KW) a aparente (KVA). (**Factor de potencia=cosfi=0,8**)

$$P(Kw) = S \times \text{cosfi}(0,8)$$

$$S = \frac{P (Kw) = 42,84}{\text{COSFI} = 0,8} = 53,55 \text{ KVA}$$



Ilustración 43: Grupo electrógeno de 65 KVA (GSW651)

5.5 Inversores

La función principal de un inversor es la de transformar la energía eléctrica producida por los paneles fotovoltaicos de corriente continua a corriente alterna para poder ser apta para el consumo y los receptores que deseamos alimentar.

A la hora de elegir un inversor debemos tener en cuenta su potencia nominal, que es la potencia en que puede trabajar el inversor de manera constante. Un punto a tener en cuenta sería que la potencia nominal de los inversores que tengamos en la instalación debe ser mayor a la suma de las potencias de todos los aparatos eléctricos del ayuntamiento que estén conectados a red “potencia pico que puede consumir el ayuntamiento al mismo tiempo” (potencia calculada en el apartado 4.3).

También hay que tener en cuenta el rendimiento de los inversores, ya que producen unas pérdidas bastante grandes en el sistema energético solar que vamos a instalar, por eso necesitamos ser conscientes del rendimiento exacto del inversor para poder suplir estas pérdidas con un mayor número de módulos fotovoltaicos (por eso en el cálculo de los paneles fotovoltaicos tenemos en cuenta un coeficiente de sobredimensionamiento del 20%, para generar más potencia en caso de haber más consumo del esperado o por las propias pérdidas de los elementos conectados en la instalación “inversores, reguladores, baterías, cables...”).

Normalmente los inversores tendrán una tensión de entrada igual que la de la instalación (12V, 24V, 48V), que en nuestro caso será de 48V. Y el inversor se encarga

de transformar esta electricidad producida por el generador fotovoltaico a corriente alterna con una tensión de salida de 230 V.



Ilustración 44: Ejemplo inversores solares instalados.

Para nuestra instalación hemos optado por el inversor-cargador QUATTRO de Victron Energy 48V/ 12000 W. Hemos elegido este modelo debido a que tiene dos entradas y salidas AC y su tensión de entrada es de 48 V que coincide con el de la instalación. También puede hacer la función de cargador de batería a una corriente de carga de batería auxiliar de 200 A.



**Quattro
48/15000/200-100/100**

Ilustración 45: Inversor-cargador QUATTRO de Victron Energy 48V/12Kw

La potencia pico total de los inversores debe ser superior a la potencia pico total del ayuntamiento para asegurar su perfecto funcionamiento y abastecimiento en casos donde se utilicen todos los aparatos eléctricos del ayuntamiento al mismo tiempo. Anteriormente se ha hecho un estudio de la potencia máxima de nuestro edificio y sabemos que tenemos que superar los **35 Kw** que puede llegar a consumir el ayuntamiento en el mismo instante.

Pero también debemos tener en cuenta que el inversor elegido tiene un rendimiento del 95%, que está bastante bien, pero habrá que sobredimensionar la instalación entre un 5-10% los Kilovatios de los inversores para compensar estas pérdidas del 5% de los inversores. Añadir que tiene un grado de protección de IP21, donde 21 son las condiciones a tener en cuenta en nuestro inversor para su perfecto funcionamiento y estado (2: entrada de cuerpos sólidos/ 1: entrada de agua).

****Para más información del inversor elegido consultar la ficha técnica en el ANEXO.***

5.5.1 Cálculo del número total de inversores

Para el cálculo del número de inversores necesitamos saber la potencia máxima de demanda de la instalación, en este caso la máxima potencia que puede consumir el ayuntamiento al mismo tiempo. Dicha potencia ha sido calculada y analizada en el apartado 4.3, llegando al resultado de unos **35 Kw** de potencia pico.

Para finalizar, el único factor a tener en cuenta, sería la potencia máxima que puede repartir el inversor elegido, en nuestro caso el modelo es un inversor-cargador QUATTRO de Victron Energy de **12 Kw**.

$$\text{Número inversores} = \frac{\text{Potencia máxima instalación}}{\text{Potencia máxima inversor}} = \frac{35 \text{ Kw}}{12 \text{ Kw}} = 2,91 \text{ inversores}$$

Necesitaremos 3 inversores en total.

Aunque instalemos unos 4 inversores, uno por regulador, así tenemos más capacidad para una posible futura ampliación de la instalación.

5.6 Soportes

Como sabemos a nuestros paneles queremos darle una inclinación de 60 grados, para ello utilizaremos unos soportes hechos a medida que se situarán en el suelo y sin posibilidad de regular su inclinación, es decir, serán soportes fijos. Además estos soportes tendrán la posibilidad de poder meter los cables necesarios para la instalación con unas condiciones de aislamiento a las condiciones meteorológicas adecuadas y además un material inoxidable para evitar la posible deterioración con las lluvias o el fuerte aire. Para abaratar los costes hemos decidido optar por unos soportes donde podremos colocar 12 módulos fotovoltaicos en cada soporte (6 en serie conectados en paralelo con los otros 6 módulos en serie).



Ilustración 46: Soporte panel fotovoltaico

5.6.1 Distancia entre paneles fotovoltaicos

Este apartado consiste en calcular la distancia mínima entre un módulo y el otro para evitar que se hagan sombras entre sí y aumentar la eficiencia de la producción de energía solar fotovoltaica. Primero que todo hay que tener en cuenta la altura de los paneles junto a la inclinación que tendrán gracias a los soportes que hemos elegido (en nuestro caso de 60 grados ya que es la inclinación que mayor eficiencia de irradiación tendrá durante todo el año).

Mirando la ficha técnica sabemos que las dimensiones de nuestra placa son de 1960X992X40 mm, por lo que sabemos que su altura será de 1,96 metros.

$$h = 1,96 \times \sin 60^\circ = 1,697 \rightarrow 1,7 \text{ metros}$$

Al tener dos paneles fotovoltaicos uno encima de otro habrá que multiplicar la altura de la por 2, ya que la sombra será mayor porque la instalación de los módulos será de 2 paneles uno encima de otro.

$$H = 1,7 \text{ metros} \times 2 \text{ módulos} = 3,4 \text{ metros}$$

Ahora debemos calcular el coeficiente que varía según la zona geográfica donde se instale la instalación fotovoltaica, en nuestro caso se encuentra en Tavernes de la Valldigna, cuyas coordenadas son las siguientes:

$$\text{- LATITUD (39° 04' 18.3'')} \rightarrow 39 + \frac{04}{60} + \frac{18,3}{3600} = 39,07^\circ$$

Sabiendo que nuestro coeficiente se calcula de la siguiente manera:

$$K = \frac{1}{\tan(61 - \text{latitud})} = \frac{1}{\tan(61 - 39,07)} = 2,484$$

Una vez tenemos los dos parámetros necesarios, podemos calcular la distancia mínima de separación entre los paneles fotovoltaicos para evitar así sombras y pérdidas de eficiencia.

$$\text{Distancia mínima} = k \times H = 2,484 \times 3,4 = 8,45 \text{ metros} \rightarrow 8,5 \text{ metros}$$

Para una mayor seguridad con el fin de evitar las sombras entre los paneles, cogeremos una distancia mínima de separación de 8,5 metros entre paneles.

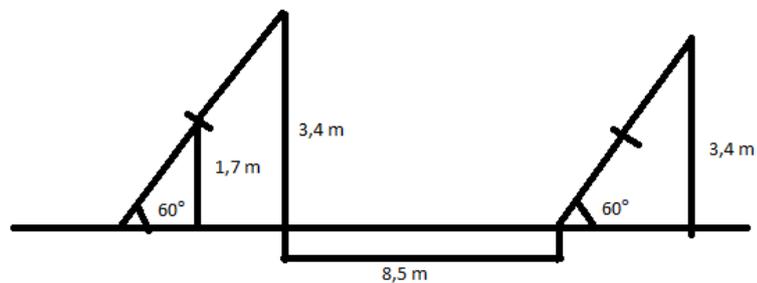


Ilustración 47: Distancia mínima de separación entre paneles.

El terreno donde vamos a hacer la instalación es en el polígono industrial de Tavernes de la Valldigna con una superficie de 6803,21 metros cuadrados y un perímetro de 379,79 metros.



Ilustración 48: Plano situación de la instalación fotovoltaica

Una vez tenemos la superficie del terreno debemos calcular la superficie ocupada por las placas para saber si efectivamente es posible hacer la instalación. La distribución de las placas las haremos de la siguiente manera:

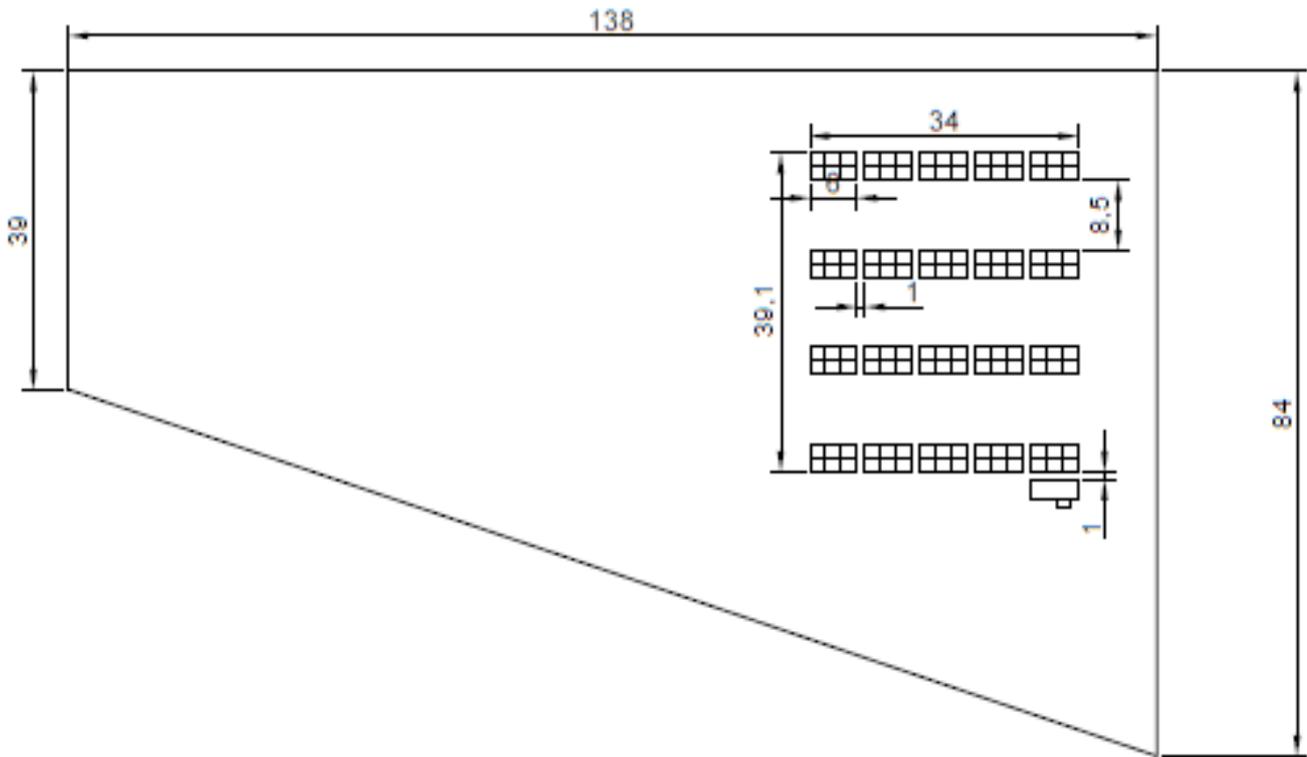


Ilustración 49: Plano del terreno y la instalación fotovoltaica

Como podemos observar tendremos un total de 20 soportes que tienen una capacidad de 12 paneles solares. Es decir 20 soportes x 12 paneles cada soporte equivalen a unos 240 paneles, que son exactamente los que necesitamos para nuestra instalación y abastecer el ayuntamiento.

La superficie total de los paneles:

Cada módulo tiene una anchura de 1 metro, y como sabemos que cada soporte tiene una anchura de 6 paneles, entonces la anchura total de cada soporte será de 6 metros, además dejaremos una separación lateral de 1 metro de seguridad entre los soportes a fin de permitir el paso para su mantenimiento en un futuro.

Y en el caso de la altura, sabemos que las placas tienen una longitud vertical de unos 3,4 metros, y a esto hay que añadir que de una fila de módulos fotovoltaicos a otra tendremos que mantener una distancia de seguridad de 8,5 metros para evitar sombras entre los paneles.

$$\text{Altura} = (3,4 \text{ metros altura paneles} \times 4 \text{ filas}) + (8,5 \text{ m distancia mínima} \times 3) = 39,1 \text{ m}$$

$$\text{Anchura} = (6 \text{ m ancho los soportes} \times 5 \text{ soportes en cada fila}) + (1 \text{ m distancia seguridad} \times 4) = 34 \text{ m}$$

$$\text{Superficie total de los paneles} = 34 \text{ m} \times 39,1 \text{ m} = 1329,4 \text{ m}^2$$

Por lo que podemos instalar nuestra instalación sin ningún problema en el terreno asignado en el polígono de Tavernes de la Valldigna.

5.7 Puesta a tierra

Como nuestra instalación tiene una tensión nominal de 48 V hemos de instalar una toma de tierra a fin de proteger de contactos directos a las personas.

El objetivo de las puestas a tierra es limitar la tensión que puedan presentar las masas metálicas con respecto a tierra, asegurando así la protección y eliminación del riesgo que supondría una avería en los materiales eléctricos que son utilizados.

La puesta a tierra se trata de una unión eléctrica, sin protección alguna, de una parte del circuito eléctrico mediante uno o varios electrodos enterrados a tierra.

Como sabemos nuestra instalación se ubica en un terreno con suelo pedregoso por lo que la resistividad de nuestra instalación será de 1500 a 3000 Ohm.m, en nuestro caso escogeremos por razones de sobredimensionamiento y seguridad la resistividad de 3000 en nuestros cálculos.

Naturaleza terreno	Resistividad en Ohm.m
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y Arcillas compactas	100 a 200
Margas del Jurásico	30 a 40
Arenas arcillosas	50 a 500
Arena silíceas	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 5.00
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Roca de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1.500 a 10.000
Granito y gres muy alterado	100 a 600

Ilustración 50: Valores orientativos de la resistividad en función del terreno

Como sabemos, se considera un local húmedo, debido a que nuestra instalación está en el exterior, en la intemperie, y encima al lado de un río. Por lo que la tensión de contacto no podrá ser superior a 24 V.

Además consideraremos una corriente de defecto con el mismo valor que el de una vivienda, siendo este valor de 30mA.

Por lo que podremos calcular la resistencia máxima que debemos tener en cuenta de la siguiente manera:

$$R_{max} = \frac{V}{I} = \frac{24 V}{0,03 A} = 800\Omega$$

Al tener la resistencia máxima permitida, debemos calcular la resistencia que obtendríamos con el electrodo de puesta a tierra, que en nuestro caso serán 3 picas verticales de 2 metros de longitud (resistividad del terreno= 3000 Ohm.m).

$$R = \frac{\rho}{n^{\circ} \text{ picas} \times \text{Longitud picas}} = \frac{3000}{3 \times 2m} = 500\Omega < 800\Omega$$

Por lo que podemos observar, si que cumple la condición de que la resistencia del electrodo es menor que la resistencia máxima.

Por último tendríamos que comprobar que la tensión no sobrepasa el máximo permitido para un local húmedo o a la intemperie.

$$V = R \times I = 500\Omega \times 0,03A = 15V < 24V$$

Como la resistencia y la tensión de nuestros electrodos cumplen la condición de ser inferiores a nuestra tensión de contacto máxima y a nuestra resistencia máxima sabemos que debemos tener 3 picas de 2 metros de longitud en nuestra instalación.

**Definiciones, fórmulas y tablas extraídas del Reglamento de Baja tensión (GUÍA-BT-18)*

5.8 Cableado

Los elementos del proyecto estarán unidos mediante conductores eléctricos, los cuales habrán que definir claramente su resistividad, longitud, intensidad y su sección. También es importante tener en cuenta el material por el que estarán recubiertos los conductores. Como sabemos debemos utilizar cables de corriente continua (desde los paneles fotovoltaicos hasta los inversores) como corriente alterna (desde los inversores hasta los receptores del ayuntamiento).

Secciones de cables disponibles:

Norma internacional para secciones de cables eléctricos (IEC 60228)					
0.5 mm ²	0.75 mm ²	1 mm ²	1.5 mm ²	2.5 mm ²	4 mm ²
6 mm ²	10 mm ²	16 mm ²	25 mm ²	35 mm ²	50 mm ²
70 mm ²	95 mm ²	120 mm ²	150 mm ²	185 mm ²	240 mm ²
300 mm ²	400 mm ²	500 mm ²	630 mm ²	800 mm ²	1000 mm ²

En nuestro caso optamos por el modelo de cable **RV-K 0,6/1 KV**, ya que es perfecto para instalaciones de redes de distribución y transporte de energía eléctrica en baja tensión. Óptimos para instalaciones en interiores y exteriores, sobre soporte al aire libre, en tubos o enterrados según podemos observar en la ficha técnica de dicho cableado. También gracias a su gran flexibilidad podemos decir que son muy adecuados para instalaciones complejas o de alta dificultad, así que podríamos decir que es una buena opción para nuestro proyecto fotovoltaico. Otra ventaja de este tipo de cable es la gran tolerancia a la humedad y a su posible inmersión en el agua, ya que esto evitaría problemas en caso de lluvias, y también el problema de la humedad debido a que la instalación está muy próxima a un río.

Este tipo de cable tiene las siguientes características:

- Conductor: Cobre electrolítico flexible
- Aislamiento: Polietileno reticulado XLPE
- Cubierta: PVC
- Temperatura máxima: 90°C

Cables 0,6/1 kV
RV-K 0,6/1 kV



Ilustración 51: Cable elegido y óptimos para la instalación fotovoltaica

Otro de los aspectos a tener en cuenta a la hora de seleccionar o calcular la sección perfecta para nuestra instalación es la **caída de tensión**. En la siguiente tabla tenemos las caídas de tensiones máximas para cada tramo de la instalación según algunos estudios, entre ellos el del Centro de estudios de Energía solar o la página web “tecnosolab”.

Además también sugieren o recomiendan utilizar para el cálculo de la sección del cable una caída de tensión menor que la máxima como objetivo de obtener secciones de conductores sobredimensionados, evitando así tener que analizar la capacidad térmica del conductor.

TRAMO	CAÍDA MÁXIMA TENSIÓN	CAÍDA TENSIÓN RECOMENDADA
Paneles-regulador	3%	1%
Regulador-baterías	1%	0,50%
Baterías-inversor	1%	1%
Inversor-receptores(consumos)	5%	3%

Una vez estudiados los parámetros necesarios para el cálculo de la sección del cable indicaremos la fórmula a utilizar para ello.

$$S = \frac{2 \times L \times I}{\rho \times U}$$

Donde:

- L, es la longitud en metros.
- P, es la resistividad del conductor, en nuestro caso es de cobre ($\rho=56$).
- U, es la caída de tensión admitida (V).
- I, intensidad que circula por el conductor (A).

****Fórmula extraída del Reglamento de Baja Tensión***

5.8.1 CÁLCULO TRAMO PANELES FOTOVOLTAICOS-CAJA CONEXIONES STRING

En este caso el tramo de los cables van desde los paneles solares hasta la caja de conexiones string que situaremos en los paneles más cercas a la caseta prefabricada donde se sitúan los inversores, reguladores, baterías... por lo que la distancia de los cables desde el panel más alejado hasta la caja de conexiones es de 50 metros y la intensidad que circula por dichos cables será de 8,83 A, ya que es la intensidad de salida de cada panel. Y la sección de dichos cables es de:

$$S = \frac{2 \times 50m \times 8,83A}{56 \times 0,48} = 32,849 \text{ mm}^2$$

Sección elegida de 35 mm²

[10 cables x 4 cajas string x 2(+ y -) = 80 cables x 50 metros = 4000 metros de cable de 35 mm²]

5.8.2 CÁLCULO TRAMO CAJA DE CONEXIONES STRING-REGULADORES

La intensidad de las 10 líneas que llegan al regulador sabemos que es de 8,83A x 10 líneas= 88,3 A.

La distancia que hay de las cajas de conexiones string hasta la caseta donde se van a instalar los reguladores, inversores, grupos electrógenos y las baterías es de aproximadamente 2 metros.

La caída de tensión es de un 1%, y como sabemos que nuestra tensión de la instalación es de 48V, tendremos una caída de tensión de U=0,48 V.

$$S = \frac{2 \times 2m \times 88,3A}{56 \times 0,48} = 13,139 \text{ mm}^2$$

Sección elegida de 16 mm²

[4 cajas string x 2 (+ y -) x 2 metros = 16 metros de cable de 16 mm²]

5.8.3 CÁLCULO TRAMO REGULADORES-BATERÍAS

Como sabemos la distancia que hay entre los reguladores y las baterías es de 2 metros, y tenemos que tener en cuenta una caída de tensión del 0,5% (0,5% de 48V= 0,24V). Además la intensidad máxima de salida de cada regulador es de 100A.

$$S = \frac{2 \times 2m \times 100A}{56 \times 0,24} = 29,76 \text{ mm}^2$$

Sección elegida 35 mm²

5.8.4 CÁLCULO TRAMO BATERÍAS-INVERSOR

La distancia entre las baterías y los inversores es exactamente la misma que la de los reguladores a las baterías (2 metros), y la caída de tensión recomendable que debemos aplicar es de 1% (1% de 48V= 0,48 V). La intensidad máxima que saldrá de las baterías será de 100 A pero adoptando una factor de simultaneidad de 0,7 (70% DOD de las baterías).

$$S = \frac{2 \times 2m \times 0,7 \times 100A}{56 \times 0,48} = 10,41667 \text{ mm}^2$$

Sección elegida 16 mm²

5.8.5 CÁLCULO TRAMO INVERSORES-CARGA (RECEPTOR "AYUNTAMIENTO")

La distancia entre los inversores y el ayuntamiento es de 716 metros. En este tramo la corriente es alterna (AC) con un voltaje de salida de 230 V. La caída de tensión que debemos aplicar será de un 3% (3% de 230 V= 6,9 V). La intensidad máxima que habrá a la salida del inversor será la siguiente (eficiencia inversor máxima 96%/ Potencia=12KW/15KVA "información disponible en ficha técnica"):

$$KW = KVA \times \text{cosfi} \rightarrow \text{cosfi} = \frac{KW}{KVA} = \frac{12}{15} = 0,8$$

Cosfi=0,8

$$I(\text{a la salida}) = \frac{P_{\text{inversor}} = 12000W}{230V \times 0,8} = 65,217 \text{ A}$$

Para tener una mayor seguridad aumentamos la intensidad a 70 A.

$$S = \frac{2 \times 716m \times 70 \text{ A}}{56 \times 6,9 \text{ V}} = 259,42 \text{ mm}^2$$

Sección elegida 300 mm²

5.8.6 SECCIÓN CONDUCTORES DE PROTECCIÓN Y PUESTA A TIERRA

Como indica el ITC-BT 19 del reglamento Electrotécnico de Baja Tensión la tierra o conductores de protección están condicionados por la sección de fase, es decir, la sección de cables calculados anteriormente.

Secciones de los conductores de fase o polares de la instalación (mm ²)	Secciones mínimas de los conductores de protección (mm ²)
S < 16	S (*)
16 < S ≤ 35	16
S > 35	S/2

(*) Con un mínimo de:
 2,5 mm² si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y tienen una protección mecánica
 4 mm² si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y no tienen una protección mecánica

Ilustración 52: Tabla 2 del ITC-BT 19

Por lo tanto las secciones de cables para nuestra instalación serán las siguientes:

TRAMO	FASE(mm ²)	TIERRA O PROTECCIÓN (mm ²)
PANELES - CAJAS STRING	35	16
CAJAS STRING-REGULADORES	16	16
REGULADOR-BATERÍAS	35	16
BATERÍAS-INVERSOR	16	16
UNIÓN INVERSOR-AYUNTAMIENTO	300	150

Ilustración 53: Secciones de los cables (mm²)

Y como hemos calculado previamente, la puesta de tierra estará compuesta por 3 picas cilíndricas de 2 metros de longitud.

****Destacar también que la instalación eléctrica del Ayuntamiento ya estaba instalada antes de empezar el proyecto fotovoltaico, por lo que no debemos calcular la instalación eléctrica del interior del edificio.****

5.9 Protecciones

5.9.1 PROTECCIÓN DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA (CORRIENTE CONTINUA)

En nuestro caso optamos por utilizar fusibles como protecciones en la parte de corriente continua a una tensión de 48 V. Estos fusibles permitirá la protección de los usuarios y el correcto funcionamiento de nuestra instalación evitando así problemas de cortocircuito, sobretensiones...etc.

Para saber el tipo de fusibles que debemos de utilizar tendremos que hacer los siguientes cálculos:

$$I_b \leq I_n \leq I \text{ máxima admisible}$$

Donde:

- I_b , intensidad que recorre la línea.
- I_n , intensidad nominal del fusible escogido para la línea.
- I máxima admisible, máxima intensidad del cable conductor de la línea.

$$VDC_{\text{fusible}} \geq V_{oc} \times M \times 1,2$$

Donde:

- **V_{oc} , tensión de circuito abierto de los paneles fotovoltaicos.**
- **M , es el número de paneles conectados en serie**

***Tramo desde los paneles fotovoltaicos hasta el regulador:**

Como sabemos la intensidad máxima de los paneles a la salida y conectado al regulador es de 8,83 A x 10 líneas= 88,3 A= I_b , por lo que elegiremos un fusible que tenga como $I_n=125$ A, siendo válido también para los reguladores que tienen una intensidad máxima de salida de 100 A.

Se cumple la condición de:

$$I_b \leq I_n \leq I \text{ máxima admisible}$$

También sabemos que la tensión de circuito abierto según la ficha técnica del panel fotovoltaico es de 45,8 V ($M=6$ paneles en serie). Por lo tanto:

$$VDC_{\text{fusible}} \geq 45,8 \times 6 \times 1,2$$

$$VDC \text{ fusible (1000V)} \geq 329,76V \text{ (si cumple)}$$

Para los siguientes tramos en corriente continua (regulador-baterías/baterías-inversores), también elegiremos el mismo modelo de fusible, ya que cumple también las condiciones anteriores debido a que las intensidades a la salida (I_b) son de 100 A.

Entonces vamos a utilizar el modelo de fusible NH1 1000V DC de 125 A. Y tendremos un total de 4 fusibles de este modelo, uno por regulador instalado.



Ilustración 54: Modelo fusible NH1 1000V DC de 125 A

5.9.2 PROTECCIÓN DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA (CORRIENTE ALTERNA)

En este tramo (tramo inversor-carga “ayuntamiento”) utilizaremos interruptores diferenciales, los cuales comparan la corriente que entra en el circuito con la que sale, a fin de que en caso de que una persona que entre en contacto con el circuito y la corriente circule hacia él hasta alcanzar el suelo, el interruptor detecte esta diferencia cortando el paso de la corriente por motivos de seguridad de los usuarios.

Como anteriormente hemos calculado la intensidad a la salida de los inversores, sabemos que nuestra intensidad será de 65,217 A en la salida del inversor. Además sabemos que hay que tener una corriente de defecto máxima de 30 mA según el Reglamento Técnico de Baja Tensión, ya que nuestra instalación se trata de un proyecto del mismo tipo que el de una vivienda.

Así que optaremos por interruptores diferenciales de tipo AC de 2 polos de 80 A y 30 mA. En concreto necesitaremos 4 interruptores diferenciales 80 A y 30 mA, uno a la salida de cada inversor.



Ilustración 55: Interruptor diferencial 80 A y 30 mA (modelo CD280-M)

También añadiremos en la parte de la instalación de corriente alterna un interruptor magneto-térmico para tener una mayor seguridad en nuestra instalación. Este dispositivo eléctrico tiene como función proteger a los usuarios y los aparatos conectados a ellos de los cortocircuitos, las sobrecargas y las sobre intensidades, que provocarían el aumento brusco de la temperatura pudiendo llegar a incendiarse la instalación eléctrica y los alrededores. Este interruptor corta inmediatamente la corriente eléctrica cuando detecta algún tipo de anomalía como los mencionados anteriormente, asegurando así que no haya ningún peligro.

Como sabemos que la intensidad a la salida de los inversores es de 65,217 A, elegiremos un interruptor magneto-térmico de 2 polos 80 A, 10 KA.

En este caso también necesitaremos 4 interruptores magneto-térmico de 80 A/10 KA, uno para cada salida del inversor.



Ilustración 56: Interruptor magneto-térmico (nuestro modelo es de 80A/10KA)

5.10 RESUMEN DEFINITIVO

Tras todos los cálculos necesarios para determinar los modelos y el número de material eléctrico que necesitamos para que sea posible nuestra instalación fotovoltaica y llevar a cabo el proyecto, describimos este material eléctrico en una tabla a modo de resumen final.

MATERIAL FOTOVOLTAICO		
NUMERACIÓN	PRODUCTO	CANTIDAD
1	Panel solar/Trina Solar/ TALLMAX module/TSM- PD14 de 330 W	240 unidades
2	Regulador Maximizador(MPPT) Smartsolar controlador de carga 150/100 de 48 V	4 unidades
3	Inversor cargador Victron Energy QUATTRO de 48V y 12000W. (Posibilidad de conexión en paralelo y a red)	4 unidades
4	Batería OPzS 2V de Bauer energy 24 Solar 4900Ah C120	96 unidades (4 packs de 24)
5	Grupo electrógeno de 65KVA modelo GSW 65 IVECO	1 unidad
6	Soporte FV925 de Sabika Solar (12 paneles por soporte)	20 unidades

Ilustración 57: Material fotovoltaico de la instalación

También vamos a necesitar de una caseta prefabricada para instalar y colocar todo el material fotovoltaico excepto los paneles solares y los soportes (inversores, baterías, protecciones, reguladores...). Hemos elegido el modelo CMT SOLAR 6000 de la empresa CONSMETAL.

CONSMETAL
construcciones modulares

CMT SOLAR 6000



Ilustración 58: Caseta prefabricada CMT SOLAR 6000

CABLEADO		
NUMERACIÓN	PRODUCTO	CANTIDAD (m)
1. PANELES-CAJAS STRING	Cable POWERFLEX RV-K 0,6/1KV. Aislamiento "XLPE"/ cubierta"PVC". 35 mm ² (cobre)	4050
2. CAJAS STRING-REGULADORES	Cable POWERFLEX RV-K 0,6/1KV. Aislamiento "XLPE"/ cubierta"PVC". 16 mm ² (cobre)	20
3. REGULADORES-BATERÍAS	Cable POWERFLEX RV-K 0,6/1KV. Aislamiento "XLPE"/ cubierta"PVC". 35 mm ² (cobre)	6
4. BATERÍAS-INVERSOR	Cable POWERFLEX RV-K 0,6/1KV. Aislamiento "XLPE"/ cubierta"PVC". 16 mm ² (cobre)	6
5. INVERSOR-RECEPTOR	Cable POWERFLEX RV-K 0,6/1KV. Aislamiento "XLPE"/ cubierta"PVC". 300 mm ² (cobre)	1500

Ilustración 59: Cableado de cobre necesario para la instalación

PROTECCIONES		
NUMERACIÓN	PRODUCTO	CANTIDAD
1	Pica de puesta a tierra cobrizada de 2 metros y 14 mm	3
2	Arqueta de puesta a tierra de plástico con tapadera	3
3	Fusible Nh1 1000 VDC 125A	4
4	Interruptor diferencial 80 A y 30 mA . Modelo HY102P80030AC	4
5	Interruptor magneto-térmico 2 polos 80 A 10KA	4

Ilustración 60: PROTECCIONES DE LA INSTALACIÓN

DOCUMENTO: ESTUDIO ECONÓMICO

1. PRESUPUESTO

A continuación desglosaremos el coste total de la instalación fotovoltaica, tanto el beneficio de la ingeniería, la mano de obra, el cableado, las protecciones y todo el material necesario para llevar a cabo este proyecto. Para los precios se han tenido en cuenta el IVA y los descuentos que cada proveedor veía conveniente, en la mayoría de los casos tenemos un 10% de descuento por ser pedidos de gran escala como es el caso de las baterías, módulos fotovoltaicos, los soportes...

1.1 MATERIAL FOTOVOLTAICA

MATERIAL FOTOVOLTAICO				
NUMERACIÓN	PRODUCTO	CANTIDAD	Precio Unidad (EUR)	TOTAL
1	Panel solar/Trina Solar/ TALLMAX module/TSM-PD14 de 330 W	240 unidades	139,85	33.564
2	Regulador Maximizador(MPPT) Smartsolar controlador de carga 150/100 de 48 V	4 unidades	740,52	2.962,08
3	Inversor cargador Victron Energy QUATTRO de 48V y 12000W. (Posibilidad de conexión en paralelo y a red)	4 unidades	4.837,50	19.350
4	Batería OPzS 2V de Bauer energy 24 Solar 4900Ah C120	96 unidades (4 packs de 24)	740,15	71.054,40
5	Grupo electrógeno de 65KVA modelo GSW 65 IVECO	1 unidad	11.870,25	11.870,25
6	Soporte FV925 de Sabika Solar (12 paneles por soporte)	20	199,44	3.988,80
7	Caseta prefabricada de hormigón CMT SOLAR 6000 (CONSMETAL)	1 unidad	2.400	2.400
TOTAL				145.189,53

1.2 CABLEADO

CABLEADO				
NUMERACIÓN	PRODUCTO	CANTIDAD (m)	Euro/metro	TOTAL
1	Cable POWERFLEX RV-K 0,6/1KV. Aislamiento "XLPE"/ cubierta"PVC". 35 mm ² (cobre)	4050	2,15	8.707,50
2	Cable POWERFLEX RV-K 0,6/1KV. Aislamiento "XLPE"/ cubierta"PVC". 35 mm ² (cobre)	6	2,15	12,90
3	Cable POWERFLEX RV-K 0,6/1KV. Aislamiento "XLPE"/ cubierta"PVC". 16 mm ² (cobre)	26	1,05	27,30
4	Cable POWERFLEX RV-K 0,6/1KV. Aislamiento "XLPE"/ cubierta"PVC". 300 mm ² (cobre)	1500	9,75	14.625,00
TOTAL				23.372,70

1.3 PROTECCIONES

PROTECCIONES				
NUMERACIÓN	PRODUCTO	CANTIDAD	Precio unidad (EUR)	TOTAL (EUR)
1	Pica de puesta a tierra cobrizada de 2 metros y 14 mm	3	6,84	20,52
2	Arqueta de puesta a tierra de plástico con tapadera	3	14,37	43,11
3	Fusible Nh1 1000 VDC 125A	4	10,96	43,84
4	Interruptor diferencial 80 A y 30 mA . Modelo HY102P80030AC	4	99,9	399,6
5	Interruptor magneto-térmico 2 polos 80 A 10KA	4	21,86	87,44
TOTAL				594,51

COSTE TOTAL ELEMENTOS INSTALACIÓN (EUROS):

MATERIAL FOTOVOLTAICO	145.189,53
CABLEADO	23.372,70
PROTECCIONES	594,51
COSTE TOTAL DEL PROYECTO FOTOVOLTAICO	169.156,74

1.4 MANO DE OBRA Y BENEFICIO

La mano de obra está compuesta por dos expertos electricistas especializados en el montaje de instalaciones fotovoltaicas. Ambos trabajarán unas 3 semanas en el proyecto con una jornada laboral completa de 40 horas semanales, es decir un total de 120 horas cada electricista. El salario será de unos 1200 euros mensuales trabajando 160 horas totales, lo cual quiere decir que el precio de mano de obra es de 8 euros la hora por cada trabajador.

MANO DE OBRA Y BENEFICIO				
ELEMENTO	TRABAJO	HORAS	PRECIO HORA(EUR)	TOTAL
MANO DE OBRA	2 electricistas al mando del tendido eléctrico, colocación de los paneles y otros elementos que forman parte de la instalación	240	8	1.920,00
BENEFICIO (ingeniería)	10% del total de costes de de la instalación fotovoltaica, cableado, protecciones y mano de obra			17.107,67
TOTAL				19.027,67

2. RESUMEN PRESUPUESTO

MATERIAL FOTOVOLTAICO	145.189,53
CABLEADO	23.372,70
PROTECCIONES	594,51
MANO DE OBRA Y BENEFICIO	19.027,67
COSTE TOTAL DEL PROYECTO FOTOVOLTAICO	188.184,41

Como podemos observar para llevar adelante el proyecto fotovoltaico del ayuntamiento se tienen que invertir unos **188.184,41** euros iniciales.

A continuación vamos a desglosar el coste a través del porcentaje total que ocupa cada elemento de la instalación en el coste total, de esta manera podemos tener más evidencia del elemento que más incrementa el precio final en la instalación fotovoltaica.

ELEMENTO DE LA INSTALACIÓN	% DEL COSTE TOTAL
MATERIAL FOTOVOLTAICO	77,2%
CABLEADO	12%
PROTECCIONES	0,3%
MANO DE OBRA Y BENEFICIO	10,1%

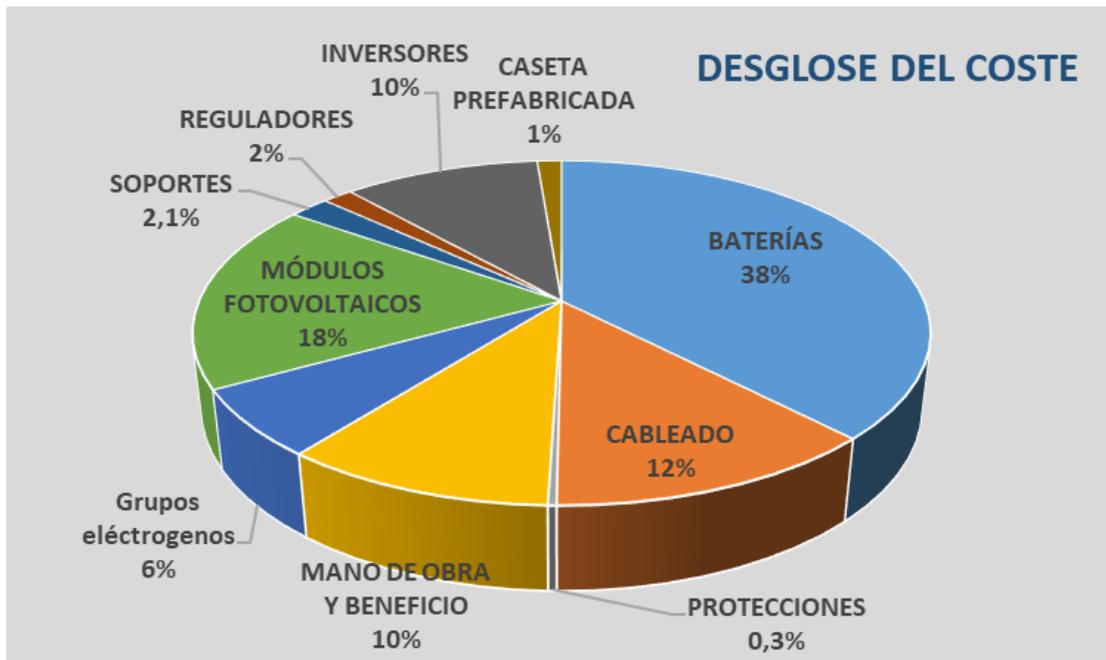


Ilustración 61: DESGLOSE DE COSTES

Como podemos observar en el gráfico anterior, el coste más elevado que ocupa casi el 40% del coste total de la instalación son las baterías, y también el grupo eléctrico que utilizaremos en caso de tener varios días sin producción solar debido a días nublados o lluviosos sin radiación solar.

3. COSTE DEL Wpico Y KW/h

Podemos conocer el precio o coste de la instalación por Watio pico (Wp), siendo útil este valor para poder comparar si la rentabilidad del proyecto es viable y positivo. En nuestro caso el precio **Wp** será el siguiente:

$$\frac{\text{€}}{\text{Wp}} = \frac{\text{coste total de la instalación}}{\text{Potencia total instalada por los paneles}} = \frac{188184,41 \text{ €}}{79200\text{W}} = 2,376 \text{ €/Wp}$$

Seguidamente calcularemos el coste del Kwh según la energía que generamos en nuestra instalación. Calcularemos dichos costes para los 25 años que es la garantía o el rendimiento medio que suelen prometer los fabricantes de los materiales utilizados, y también el coste a los 40 años.

A la hora de calcular el coste a los 25 años debemos incluir que el coste de los equipos tengan una garantía o rendimiento de 15-20 años aproximadamente, como puede ser en el caso de las baterías, inversores, reguladores,... Por lo que tendremos que añadir el coste total nuevo. Además para dar un sobredimensionamiento y considerar la situación más desfavorable posible, añadiremos un coste extra de 2500 euros por la mano de obra, es decir, tareas de mantenimiento y posibles sustituciones de equipo y averías que puedan ocasionarse durante los años.

- A LOS 25 AÑOS

Coste total 25 años:

$$= \text{coste inicial} + \text{coste inversores} + \text{coste reguladores} + \text{coste baterías} + \text{grupo electrógeno} + \text{mantenimiento}$$

$$\text{Coste total 25 años} = 188184,41 + 71054,4 + 19350 + 2962,08 + 11870,25 + 2500 = 295921,14 \text{ €}$$

$$\text{Coste total 25 años} = 295.921,14 \text{ €}$$

También debemos saber el número de horas solares pico por año, en la zona de Tavernes de la Valldigna, que es donde se ubica el Ayuntamiento y la instalación fotovoltaica del proyecto. Dichas horas las podemos averiguar a través de la página web “www.hmsistemas.es”, donde nos indicará el valor que necesitamos (las horas pico por año).

Calculadora De Horas Solares Pico

Ilustración 62: Ejemplo página web para calcular HSP

Por lo que obteniendo todos los datos (HSP) de cada mes podemos saber las horas de sol que hay cada año en la zona donde se ubica Tavernes de la Valldigna (Valencia).

MESES	HSP (horas/día)	Días totales del mes	HSP (horas/mes)
ENERO	2,7	31	83,7
FEBRERO	3,24	28	90,72
MARZO	3,82	31	118,42
ABRIL	3,95	30	118,5
MAYO	4,2	31	130,2
JUNIO	4,99	30	149,7
JULIO	6,17	31	191,27
AGOSTO	6,64	31	205,84
SEPTIEMBRE	6,62	30	198,6
OCTUBRE	4,79	31	148,49
NOVIEMBRE	3,83	30	114,9
DICIEMBRE	2,86	31	88,66
HSP (horas/año)			1639

Ilustración 63: Cálculo de las horas solares pico anuales (HSP/año)

Este valor es útil ya que influye en el cálculo de los Kwh totales de los 25 años, cuya ecuación es la siguiente:

$$\text{Kwh totales} = \text{Potencia instalada (paneles)} \times \text{n}^{\circ} \text{ horas de sol al año} \times \% \text{pérdidas de los paneles} \times 25 \text{ años}$$

Según la ficha técnica tendremos un % de pérdidas del 20% a los 25 años, por lo que haremos una media aproximada y aplicaremos el 10% de pérdidas en esos 25 años. (100%-10%=90% (0,9))

Kwh totales generados = 79,2 Kw × 1639 × 0,9 × 25 años = 2.920.698 Kwh en 25 años

Por lo tanto la producción que tendremos acumulada durante los primeros 25 años será de 2,92x10⁶ Kwh.

Coste por Kwh generado:

$$\frac{\text{Coste}}{\text{Kwh}} = \frac{\text{Coste total 25 años}}{\text{Kwh generados 25 años}} = \frac{295921,14\text{€}}{2920698} = 0,1013 \frac{\text{€}}{\text{Kwh}} \text{ generados}$$

Naturalmente, este precio no es real, ya que no toda la energía producida por los paneles solares es consumida por parte del Ayuntamiento. Esto también quiere decir que incluso habrá ocasiones donde el regulador deje de transmitir energía a las baterías porque ya estarán 100% cargadas y llenas. Todo esto se debe a que la instalación está sobredimensionada para que sea posible producir la energía necesaria para el mes más desfavorable, lo cual quiere decir, que el resto de meses estaremos perdiendo energía.

Por lo tanto, tendremos que estudiar la energía que se consume durante un año (extraído de la tabla de consumos que mostramos en la memoria descriptiva en el apartado de “estudio de consumos”) multiplicado por los 25 años que suelen tener de garantía los materiales utilizados, a fin de sobredimensionar el coste real en el futuro de la instalación.

CONSUMOS (Kwh/mes)	MES
4.657,5	ENERO
4.450,0	FEBRERO
4.657,5	MARZO
4.235,0	ABRIL
4.427,5	MAYO
5.005,0	JUNIO
5.347,5	JULIO
6.037,5	AGOSTO
4.720,0	SEPTIEMBRE
4.427,5	OCTUBRE
4.689,0	NOVIEMBRE
4.887,5	DICIEMBRE
57.541,5	TOTAL (Kwh/año)
1.438.537,5	TOTAL (Kwh/25 años)

Ilustración 64: Tabla consumo mensuales, anuales y a los 25 años

$$\frac{\text{Coste}}{\text{Kwh}} = \frac{\text{Coste total 25 años}}{\text{Kwh consumidos 25 años}} = \frac{295921,14\text{€}}{1438537,5} = 0,2057 \text{ €/Kwh}$$

Así que el precio real será de 20,57 cents/Kwh consumido.

A día de hoy mirando una factura de la luz cualquiera, podemos calcular que el precio del Kwh ronda los 0,14 cents/Kwh. Además de estos 14 céntimos debemos añadir también el coste fijo de la potencia contratada, el alquiler de los equipos... etc. Como podemos observar, en estos momentos invertir en una instalación fotovoltaica no llega a ser del todo rentable, pero se espera que en los próximos años el precio del Kwh disminuya en este tipo de instalaciones y aumente el precio de la red, siendo cada vez más óptimo el optar por instalaciones de energía solar.

- APROVECHAMIENTO DE LA INSTALACIÓN (en los primeros 25 años):

$$\% \text{ Kwh aprovechados} = \frac{\text{Kwh consumido}}{\text{Kwh producido}} = \frac{1438537,5}{2920698} \times 100 = 49,25\%$$

- **A LOS 45 AÑOS**

Para finalizar haremos el mismo análisis que hemos hecho anteriormente, pero en este caso analizando la rentabilidad a los 45 años. En este caso los paneles solares no harán falta cambiarlos, ya que perderán rendimiento de producción de potencia pero seguirán siendo útiles para su funcionamiento, ya que en la mayor parte de los casos no sobraba energía, que producíamos debido al sobredimensionamiento.

[Coste total 45 años = Coste a los 25 años+ coste inversores+ coste baterías+ coste reguladores+ mantenimiento]

$$\text{Coste total 45 años} = 295921,14 + 71054,4 + 19350 + 2962,08 + 11870,25 + 2500 = 403657,87 \text{ €}$$

Según la ficha técnica sabemos que las pérdidas del módulo fotovoltaico son aproximadamente de un 30% a los 45 años. Así que esta vez cogeremos una media de un 20% de pérdidas de los paneles solares debido al paso de los años siendo esto un valor lo suficiente alto como para hacer los cálculos un poco por encima de lo real, asegurando así estar todo preparado para los días donde los casos son muy desfavorables.

$$\text{Kwh totales generado 45 años} = 79,2 \text{ W} \times 1639 \times 0,8 \times 45 \text{ años} = 4,67 \times 10^6 \text{ Kwh}$$

Coste por Kwh generado:

$$\frac{\text{Coste}}{\text{Kwh}} = \frac{\text{Coste total 45 años}}{\text{Kwh generados 45 años}} = \frac{403657,87}{4670000} = 0,0864 \frac{\text{€}}{\text{Kwh generados}}$$

Volvemos a la misma situación que a los 25 años, como producimos más energía que consumimos la mayor parte del año, debemos calcular el coste del Kwh consumido para saber realmente si tenemos una rentabilidad positiva respecto a la red eléctrica.

Como sabemos los Kwh/año consumidos que son **57.541,5 Kwh/año**, lo multiplicamos por 45 años y tenemos el consumo real durante los 45 años (**2.589.367,5 Kwh/45 años**).

$$\frac{\text{Coste}}{\text{Kwh consumidos}} = \frac{\text{Coste total 45 años}}{\text{Kwh consumidos 45 años}} = \frac{403657,87\text{€}}{2589367,5} = 0,15589 \text{ €/Kwh}$$

Así que el precio real será de 15,589 cents/Kwh consumido.

Como podemos apreciar, el precio del Kwh va disminuyendo según pasan los años, aunque la diferencia no es muy grande debido a que hay que invertir de nuevo en baterías reguladores, inversores... (2 veces en los 45 años), y como sabemos las baterías son una gran parte del coste total de la instalación. Además, también hay que tener en cuenta que estos cálculos se han sobredimensionado para las situaciones más desfavorables, por lo que la mayor parte del tiempo tenemos mucha más producción de la necesaria o consumida, pero debemos hacerlo de esta forma ya que tenemos que tener la instalación preparada para dar un buen servicio en el mes más desfavorable.

Por lo que a largo plazo, podemos observar que el coste de la instalación va bajando poco a poco, y en cambio el de la red eléctrica irá aumentando, así que como conclusión podemos afirmar que en un futuro esta instalación llegará a ser rentable, ocasionando un ahorro considerable al ayuntamiento.

- APROVECHAMIENTO DE LA INSTALACIÓN (a los 45 años):

$$\% \text{ Kwh aprovechados} = \frac{\text{Kwh consumido}}{\text{Kwh producido}} = \frac{2589367,5}{4670000} \times 100 = 55,45\%$$

Para finalizar vamos a calcular la amortización de nuestro proyecto, es decir, cuantos años habrá que esperar para recuperar la inversión inicial. Para ello calculamos el coste total durante un año de la factura de la luz del ayuntamiento (conectado a la red eléctrica solamente) pagando 14 cents/Kwh y un coste fijo de 118 euros todos los meses.

COSTE ENERGÍA MENSUAL (EUROS)	
ene-18	770,05
feb-18	741
mar-18	770,05
abr-18	710,9
may-18	737,85
jun-18	818,7
jul-18	866,65
ago-18	963,25
sep-18	778,8
oct-18	737,85
nov-18	774,46
dic-18	802,25
AÑO	9471,81

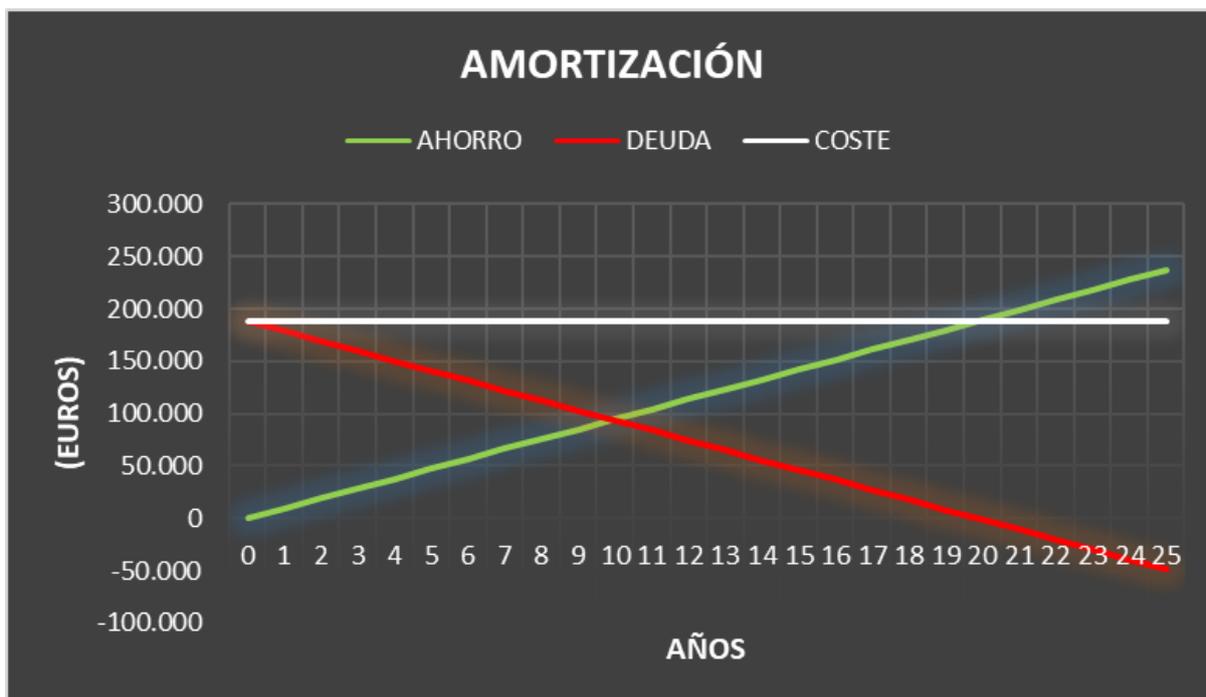
Ilustración 65: Coste de la factura de la luz del ayuntamiento según la compañía distribuidora

4. AMORTIZACIÓN

Una vez tenemos los costes anuales del último año conectado a la red eléctrica únicamente, podemos calcular el tiempo en rentabilizar la instalación fotovoltaica aislada a red. En el caso del coste de la energía consumida el último año, solo se tiene en cuenta el precio del Kwh sin contar los costes fijos ni los equipos instalados en la instalación ni la mano de obra... Así que con el presupuesto total de la instalación fotovoltaica (188.184,41 €) y el ahorro del coste de la luz todos los meses hallamos la amortización de nuestro proyecto.

$$Amortización = \frac{Coste\ total\ fotovoltaico}{Coste\ anual\ compañía\ eléctrica} = \frac{188184,41\text{€}}{9471,81\text{€/año}} = 19,8678\text{ años}$$

Así que rentabilizaremos la instalación fotovoltaica aislada de la red en un poco menos de 20 años, comparándolo con el coste anual del último año conectado el ayuntamiento solamente a la red eléctrica. Para este cálculo en concreto no se tiene en cuenta la sustitución o renovación de nuevos equipos a los 25 años, ya que el valor que hemos calculado entra dentro del tiempo aceptado sin sustituir equipos (baterías, inversores, reguladores...).

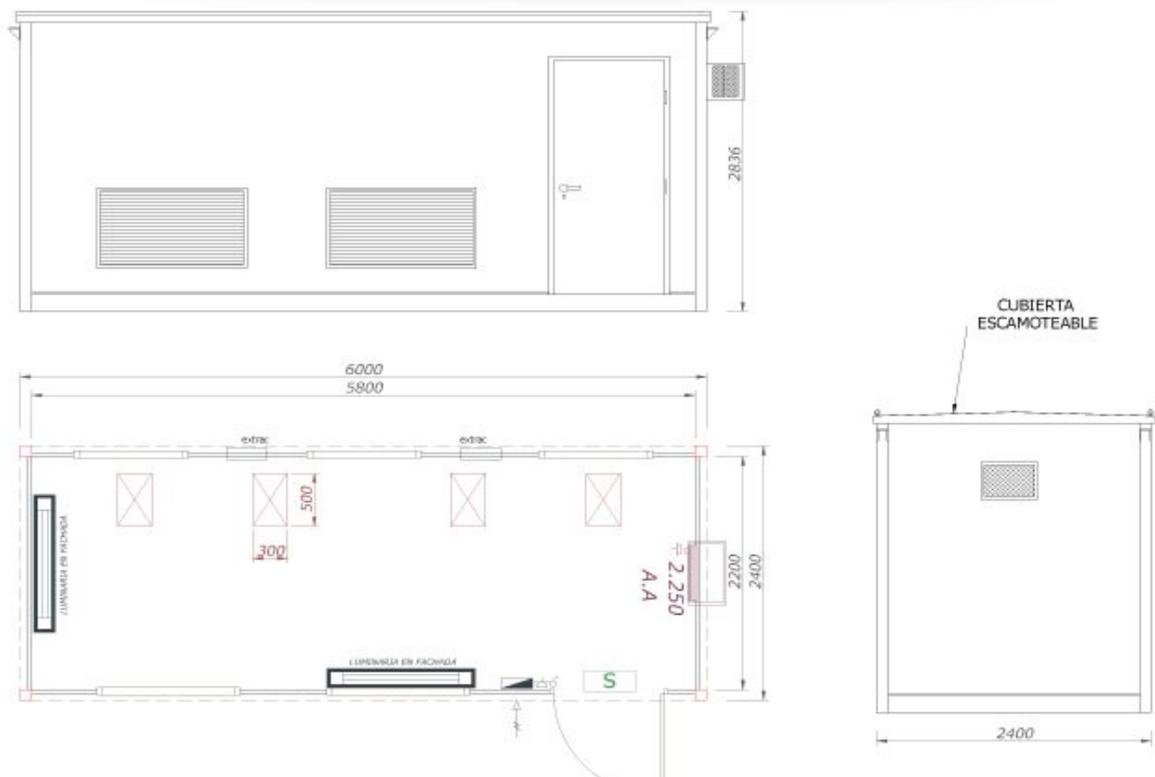


Como conclusión final podemos afirmar que este tipo de instalaciones a día de hoy aún no resultan 100% rentables económicamente, ya que el precio del Kwh de la red eléctrica es un poco más barato que el precio que hemos calculado con la instalación fotovoltaica. Y para finalizar, la gráfica anterior muestra la amortización de nuestra instalación, lo cual indica que a los 20 años amortizamos la inversión inicial, ya que cada año se ahorra unos 9.471,81 euros de la factura de la luz. En la línea verde tenemos el ahorro que se hace durante los años, y cuando se sobrepasa la línea blanca del coste inicial significa que se está empezando a tener beneficios económicos. Lo único que se puede destacar negativamente es que se empiezan a obtener resultados positivos a los 20 años, pero con los años se podrá amortizar en menor tiempo este tipo de instalaciones fotovoltaicas debido a que el precio de los elementos se irá reduciendo poco a poco.

ANEXO: FICHAS TÉCNICAS



CMT SOLAR 6000



proyecto
CMT SOLAR 6000

plano
PLANTA Y ALZADOS

escala
1/50

revisión

R.05	
R.04	
R.03	
R.02	
R.01	

proyectista
J.Z.I.

fecha

	interruptor		2x36 w		A/A ventana
	T.C. 16 A		2x36 w estancia		A/A split
	2 RJ45+4TC 16A		plafon 75w		convector

ALT EXT/UTIL ANCH REF
2,55 m.

COLOR
BLANCO PIRINEO

BASE SUELO
FENÓLICO / HORMIGÓN

FACHADAS SEPARACIONES
Panel 40 BP./ M1

REMATERIA
PVC SAPELLY

V	2	REJILLAS 1250x600mm. + FILTRO PARTÍCULAS	CM
	3	REJILLAS 1000x600mm. + FILTRO PARTÍCULAS	CM
P	1	EXTERIOR (Libre 880x3230mm.)	IT

VARIOS
REFRIGERACIÓN FORZADA OPCIONAL
VENTILACIÓN FORZADA OPCIONAL
ILUMINACIÓN EMERGENCIA OPCIONAL



FOTOVOLTAICOS

FUSIBLES & BASES PORTAFUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

NH | **gPV**
NH 1000V DC
 fusibles

Los cartuchos fusibles de cuchilla NH gPV para instalaciones fotovoltaicas de DF Electric han sido desarrollados para ofrecer una solución de protección, en arrays, sub-arrays o en la entrada DC de los inversores de las instalaciones fotovoltaicas.

Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la Norma IEC 60269-6 y UL248-19), con una corriente mínima de fusión de 1,35 In. Están contruidos con cuerpo de cerámica de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos. Los contactos están realizados en cobre o latón 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 la bases NH modelo ST de 1000VDC.



NH1	
U	1000V DC
PODER DE CORTE	30kA
NORMAS	

In (A)	REFERENCIA	EMBALAJE (Un /CAJA)
25	373210	1/30
32	373215	1/30
40	373225	1/30
50	373230	1/30
63	373235	1/30
80	373240	1/30
100	373245	1/30
125	373250	1/30
160	373255	1/30
200	373260	1/30



NH2	
U	1000V DC
PODER DE CORTE	30kA

In (A)	REFERENCIA	EMBALAJE (Un /CAJA)
200	373350	1/15
250	373360	1/15



NH3	
U	1000V DC
PODER DE CORTE	30kA
NORMAS	

In (A)	REFERENCIA	EMBALAJE (Un /CAJA)
200	373425	1/15
250	373435	1/15
315	373445	1/15
355	373450	1/15
400	373455	1/15



SOPORTES INCLINADOS DOBLES FV925 – FV925XL

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

- Disposición de los módulos: vertical
- Capacidad desde 1 hasta 40 MFV
- Soporte válido para módulos de hasta 72 células
- Instalación recomendada: suelo o cubierta plana
- Perfilera: Aluminio EN AW 600 5.T6
- Tornillería: Acero Inoxidable



TALLMAX MODULE

TSM-PD14

72 CÉLULAS
MÓDULO MULTICRISTALINO

320-340W
RANGO DE POTENCIA

17,5%
MÁXIMA EFICIENCIA

0/+5W
TOLERANCIA POSITIVA
DE POTENCIA

Pays Fundada en 1997, Trina Solar es un proveedor líder de soluciones fotovoltaicas. Creemos que la cooperación con nuestros socios es crítica para alcanzar el éxito. Trina Solar distribuye hoy sus productos a más de 60 países del mundo. Trina Solar es capaz de suministrar un servicio excepcional a cada cliente en cada mercado, y la innovación y fiabilidad de sus productos viene respaldadas por ser Trina Solar una compañía sólida y estable. Estamos comprometidos en construir colaboraciones estratégicas y mutuamente beneficiosas con instaladores, distribuidores y desarrolladores de proyectos de todo el mundo.

Productos detallados y certificados de sistema

IEC61215/IEC61730/UL1703/IEC61701/IEC62716

- ISO 9001: Sistema de gestión de calidad
- ISO 14001: Sistema de gestión medioambiental
- ISO14064: Verificación de gases efecto invernadero
- OHSAS 18001: Sistema de gestión de seguridad y salud ocupacional



Ideal para grandes proyectos

- Mayor superficie con más potencia que disminuye el tiempo de instalación y los costes del BOS
- Optimizado para instalaciones con seguidor



Uno de los módulos con mayor confianza de la industria

- Rendimiento probado en campo
- Solidez financiera de Trina Solar confirmada por bancos e inversores



Altamente fiable gracias a su riguroso control de calidad

- Todos los módulos han de pasar una inspección de electroluminescencia
- Más de 30 tests en fábrica (UV, TC, HF, y muchos más)
- Los tests en fábrica van más allá de los requisitos de certificación
- Resistente a la degradación inducida por potenciales eléctricos
- Certificado UL 1000 V / IEC 1000 V



Certificado para condiciones medioambientales extremas

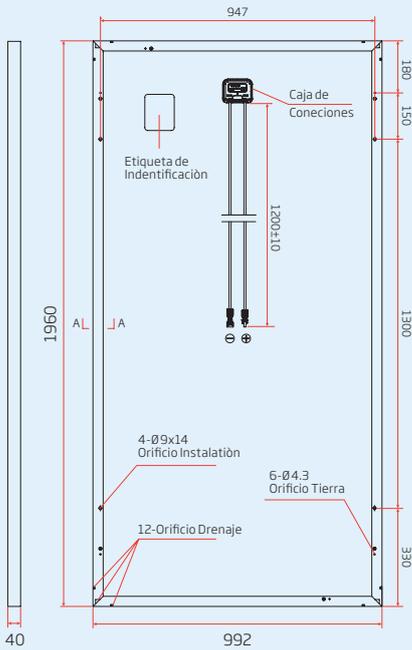
- Cargas de viento de 130 km/h (2400 Pa)
- Cargas de nieve de 900 kg por módulo (5400 Pa)
- Piedra de granizo de de 35 mm a 97 km/h
- Resistencia al amoníaco
- Resistencia a la niebla salina
- Resistencia a la abrasión por arena y polvo

GARANTÍA DE POTENCIA LINEAL

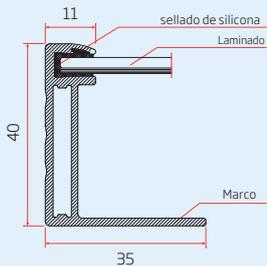
10 años garantía de producto · 25 años garantía de potencia lineal



DIMENSIONES DEL MÓDULO FV TSM-PD14 (Unidad: mm)

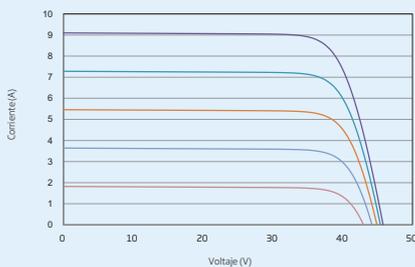


Vista trasera

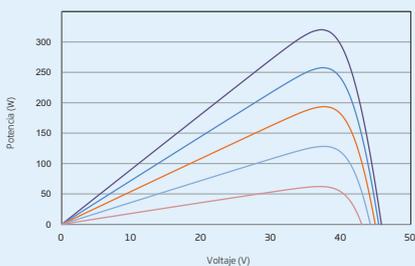


(A-A)

CURVAS I-V DEL MÓDULO FV (320W)



CURVAS P-V DEL MÓDULO FV (320W)



DATOS ELÉCTRICOS EN CONDICIONES STC	TSM-320 PD14	TSM-325 PD14	TSM-330 PD14	TSM-335 PD14	TSM-340 PD14
Potencia nominal-P _{máx} (Wp)*	320	325	330	335	340
Tolerancia de potencia nominal (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Tensión en el punto P _{máx} -V _{MP} (V)	37,1	37,2	37,4	37,6	37,8
Corriente en el punto P _{máx} -I _{MPP} (A)	8,63	8,73	8,83	8,91	8,99
Tensión en circuito abierto-V _{OC} (V)	45,5	45,6	45,8	46,0	46,2
Corriente de cortocircuito-I _{SC} (A)	9,15	9,19	9,28	9,35	9,42
Eficiencia del módulo η _m (%)	16,5	16,7	17,0	17,2	17,5

STC: Irradiancia 1000W/m², temperatura de célula 25°C, masa de aire AM1.5
*Tolerancia en la medida: ±3%

DATOS ELÉCTRICOS EN CONDICIONES TONC	TSM-320 PD14	TSM-325 PD14	TSM-330 PD14	TSM-335 PD14	TSM-340 PD14
Potencia máx.-P _{MAX} (Wp)	237	241	245	249	252
Tensión en el punto P _{máx} -V _{MPP} (V)	34,3	34,4	34,6	34,8	35,0
Corriente en el punto P _{máx} -I _{MPP} (A)	6,92	7,00	7,08	7,14	7,21
Tensión en circuito abierto-V _{OC} (V)	42,1	42,2	42,4	42,6	42,8
Corriente de cortocircuito-I _{SC} (A)	7,39	7,42	7,49	7,55	7,60

NOCT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20 °C, Wind Speed 1 m/s.

DATOS MECÁNICOS

Células solares	Multicristalinas 156,75 × 156,75 mm
Distribución de las células	72 células (6 × 12)
Dimensiones del módulo	1960 × 992 × 40 mm
Peso	22,5 kg
Vidrio	3,2 mm, alta transparencia, recubrimiento AR y vidrio solar templado
Capa trasera	Blanca
Marco	Aleación de Aluminio anodizado
Caja de conexiones	IP 67 or IP 68 rated
Cables	Resistente a los rayos UV, sección de cables 4,0 mm ² , 1200 mm
Conector	Países de la UE: 28 MC4 / UTX / TS4, Países no miembros de la UE: 28 QC4 / TS4

LÍMITES DE TEMPERATURA

Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC)	44°C (±2K)
Coefficiente de temperatura de P _{MAX}	- 0,41%/K
Coefficiente de temperatura de V _{OC}	- 0,32%/K
Coefficiente de temperatura de I _{SC}	0,05%/K

LÍMITES OPERATIVOS

Temperatura de operación	-40 a +85°C
Tensión máxima del sistema	1000V DC (IEC) 1000V DC (UL)
Capacidad máxima del fusible*	15 A
Carga de nieve	5400Pa
Carga de viento	2400Pa

*NO conectar fusibles en la caja de conexiones con dos o más strings en conexión paralela

GARANTÍA

10 años de garantía de fabricación

25 años de garantía de potencia lineal

(Consulte la garantía de producto para más información)

CONFIGURACIÓN DE EMBALAJE

Módulos por caja: 27 uds.

Módulos por contenedor de 40': 648 uds.

Controladores de carga SmartSolar con conexión de rosca o FV MC4 MPPT 150/85 & MPPT 150/100

www.victronenergy.com

Seguimiento ultrarrápido del Punto de Máxima Potencia (MPPT)

Especialmente con cielos nublados, cuando la intensidad de la luz cambia continuamente, un controlador MPPT ultrarrápido mejorará la recogida de energía hasta en un 30%, en comparación con los controladores de carga PWM, y hasta en un 10% en comparación con controladores MPPT más lentos.

Detección avanzada del Punto de Máxima Potencia en caso de nubosidad parcial

En casos de nubosidad parcial, pueden darse dos o más puntos de máxima potencia (MPP) en la curva de tensión de carga.

Los MPPT convencionales suelen seleccionar un MPP local, que no necesariamente es el MPP óptimo.

El innovador algoritmo de SmartSolar maximizará siempre la recogida de energía seleccionando el MPP óptimo.

Excepcional eficiencia de conversión

Sin ventilador. La eficiencia máxima excede el 98%.

Algoritmo de carga flexible

Un algoritmo de carga totalmente programable (consulte la página de *software* de nuestra página web) y ocho algoritmos de carga preprogramados, que se pueden elegir con un selector giratorio (consulte más información en el manual).

Amplia protección electrónica

Protección de sobretensión y reducción de potencia en caso de alta temperatura.

Protección de cortocircuito y polaridad inversa en los paneles FV.

Protección de corriente inversa FV.

Sensor de temperatura interna

Compensa la tensión de carga de absorción y flotación en función de la temperatura.

Bluetooth Smart integrado: no necesita mochila

La solución inalámbrica para configurar, supervisar y actualizar el controlador con un teléfono inteligente, una tableta u otro dispositivo Apple o Android.

VE.Direct

Para una conexión de datos con cable a un Color Control, un Venus GX, un PC u otros dispositivos.

On/Off remoto

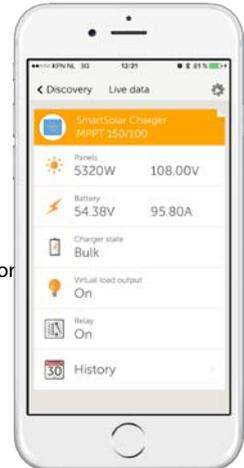
Para conectarse a un VE.BUS BMS, por ejemplo.

Relé programable

Se puede programar (entre otros, con un teléfono inteligente) para activar una alarma u otros eventos.

Opcional: pantalla LCD conectable

Simplemente retire el protector de goma del enchufe de la parte frontal del controlador y conecte la pantalla.



Controlador de carga SmartSolar
MPPT 150/100-Tr
Con dispositivo conectable



Controlador de carga SmartSolar
MPPT 150/100-MC4
Sin pantalla

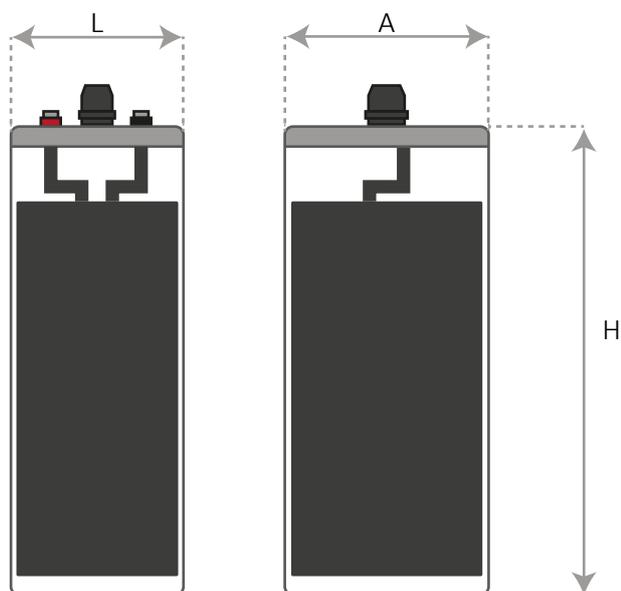
Controlador de carga SmartSolar	MPPT 150/85	MPPT 150/100
Tensión de la batería	Ajuste automático a 12, 24 ó 48V (Se precisa una herramienta de <i>software</i> para ajustar el sistema en 36V)	
Corriente de carga nominal	85A	100A
Potencia FV máxima, 12 V 1a,b)	1200W	1450W
Potencia FV máxima, 24 V 1a,b)	2400W	2900W
Potencia FV máxima, 48 V 1a,b)	4900W	5800W
Máxima corriente de corto circuito FV 2)	70A	70A
Tensión máxima del circuito abierto FV	150V máximo absoluto en las condiciones más frías 145V en arranque y funcionando al máximo	
Eficacia máxima	98%	
Autoconsumo	Menos de 35mA a 12V / 20mA a 48V	
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)	
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)	
Algoritmo de carga	adaptativo multifase	
Compensación de temperatura	-16 mV / -32 mV / -68 mV / °C	
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible, no accesible por el usuario) Polaridad inversa/Cortocircuito de salida/Sobretensión	
Temperatura de trabajo	-30 a +60°C (potencia nominal completa hasta los 40°C)	
Humedad	95%, sin condensación	
Puerto de comunicación de datos	VE.Direct o Bluetooth	
Interruptor on/off remoto	Sí (conector bifásico)	
Relé programable	DPST Capacidad nominal CA 240 V AC / 4 A Capacidad nominal CC 4 A hasta 35 V CC, 1 A hasta 60 V CC	
Funcionamiento en paralelo	Sí (no sincronizado)	
CARCASA		
Color	Azul (RAL 5012)	
Terminales FV 3)	35mm ² / AWG2 (Modelos Tr) Tres pares de conectores MC4 (modelos MC4)	
Bornes de batería	35mm ² / AWG2	
Grado de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)	
Peso	4,5kg	
Dimensiones (al x an x p) en mm	Modelos Tr: 216 x 295 x 103 Modelos MC4: 246 x 295 x 103	
NORMATIVAS		
Seguridad	EN/IEC 62109	
1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la potencia de entrada al máximo estipulado.		
1b) La tensión FV debe exceder en 5 V la Vbat (tensión de la batería) para que arranque el controlador. Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1 V.		
2) Unos paneles FV con una corriente de cortocircuito más alta podría dañar el controlador en caso de polaridad inversa de dichos paneles FV.		
3) Modelos MC4: se podrían necesitar varios separadores para conectar en paralelo las cadenas de paneles solares. Corriente máximo por conector MC4: 30A (los conectores MC4 están conectados en paralelo a un rastreador MPPT)		

Modelos

Modelo	Descripción	Capacidad (Ah) C ₁₀ (1.8V/cell)	Capacidad (Ah) C ₁₀₀ (1.8V/cell)	Capacidad (Ah) C ₁₂₀ (1.8V/cell)	Largo (mm)	Ancho (mm)	Alto (mm)	Alto total (mm)	Peso (Kg)
5 Solar 400	OPzS Solar 400	270	388	400	124	206	355	369	21
6 Solar 480	OPzS Solar 480	324	466	480	145	206	355	369	26
5 Solar 580	OPzS Solar 580	396	570	580	124	206	471	485	28
6 Solar 700	OPzS Solar 700	474	682	700	145	206	471	485	34
7 Solar 800	OPzS Solar 800	541	775	800	166	206	471	485	39
5 Solar 970	OPzS Solar 970	608	927	970	145	206	646	660	42
6 Solar 1050	OPzS Solar 1050	672	997	1050	145	206	646	660	46
7 Solar 1300	OPzS Solar 1300	836	1263	1300	191	210	646	660	60
8 Solar 1350	OPzS Solar 1350	893	1319	1350	191	210	646	660	64
9 Solar 1560	OPzS Solar 1560	1027	1529	1560	233	210	646	660	73
10 Solar 1700	OPzS Solar 1700	1113	1643	1700	233	210	646	660	78
12 Solar 2000	OPzS Solar 2000	1329	1970	2000	275	210	646	660	91
11 Solar 2400	OPzS Solar 2400	1622	2341	2400	275	210	797	811	111
14 Solar 2900	OPzS Solar 2900	1978	2840	2900	397	212	772	786	143
15 Solar 3050	OPzS Solar 3050	2114	3001	3050	397	212	772	786	149
16 Solar 3100	OPzS Solar 3100	2186	3060	3100	397	212	772	786	155
18 Solar 4000	OPzS Solar 4000	2688	3867	4000	487	212	772	786	184
20 Solar 4300	OPzS Solar 4300	2926	4177	4300	487	212	772	786	201
24 Solar 4900	OPzS Solar 4900	3360	4748	4900	576	212	772	786	230

*La columna **Alto total** cuenta también con los bornes de la batería.

Esquemas



Características técnicas

Diseño

Placas positivas	Placas tubulares con aleación especial baja en antimonio (≤ 1.65 % Sb).
Placas negativas	Placas negativas empastadas optimizadas con aleación de plomo baja en antimonio.
Separadores	Baja resistencia, PVC microporoso.
Electrolito	Ácido sulfúrico diluido.
Contenedor, tapa	Alto impacto, transparente SAN (estireno acrilonitrilo) para contenedor. Material robusto de ABS (acrilonitrilo butadieno estireno) para tapa.
Polos	Diseño premium insertado y sello de goma en la tapa, para mayor refuerzo y resistencia al ácido con M10 latón incrustado. Medida de imperancia.
Conectores	Mediciones de voltaje posibles gracias al diseño de tipo tornillo. Pernos de acero con cabezas encapsuladas de plástico. Conectores flexibles aislados.

Operación

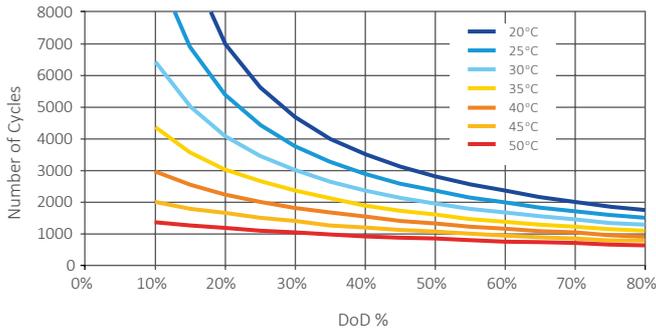
Número de ciclos	4500 ciclos a 30% de DoD a 20°C.
Diseño de vida	20 años (en flotación 20°C).
Mantenimiento	Bajos requisitos de recarga.
Temperatura de funcionamiento	Temperatura recomendada de 10 a 30°C. Máx. 55°C.
Tiempo de almacenamiento	Máximo tiempo de vida en almacenamiento, tres meses a 20°C, dos meses a 30°C o un mes a 40°C.
Tasa de descarga	Aproximadamente 2,5 % al mes a 20 °C.

Calidad certificada

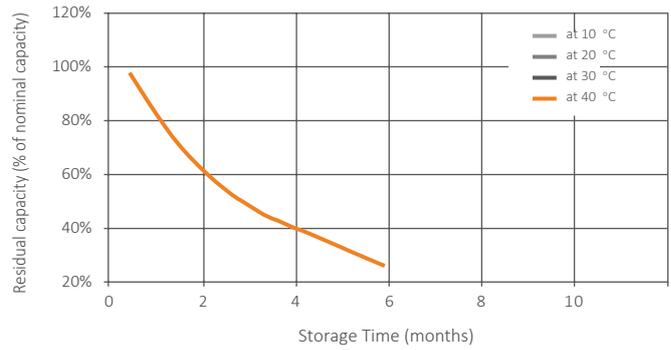
- Fabricación europea certificada con ISO 9001, ISO 14001, BS OHSAS 18001.
- Acorde con IEC 61427 (requerimientos para sistemas de energía fotovoltaica).
- Conforme con las especificaciones DIN 40736-1 para las células OPzS.
- Acorde con IEC 60896-11 (requisitos para baterías de plomo ácido abiertas).
- Acorde con los requisitos de seguridad de EN 50272-2 (baterías estacionarias).

Curvas

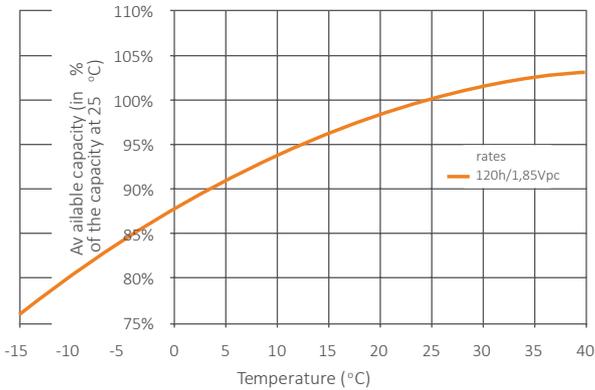
Número de ciclos vs. DoD



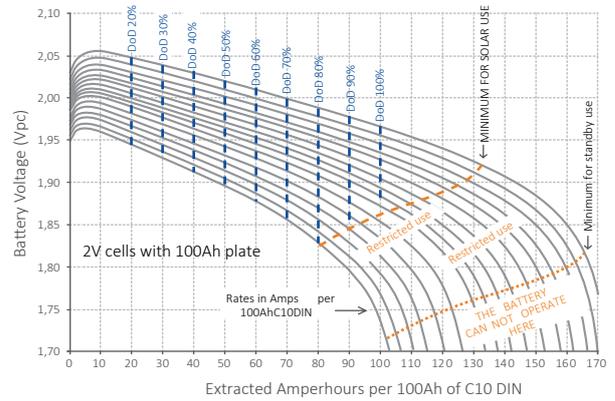
Características de autodescarga



Capacidad vs. Temperatura



Ajustes desconexión baja tensión





HIMOINSA

HFW-60 T6

GAMA INDUSTRIAL
Powered by FPT_IVECO



SERVICIO		PRP	ESP
POTENCIA	kVA	65	71
POTENCIA	kW	52	57
RÉGIMEN DE FUNCIONAMIENTO	r.p.m.	1.800	
TENSIÓN ESTÁNDAR	V	480/277	
TENSIONES DISPONIBLES	V	208/120 · 220/127 · 380/220 · 440/254 ·	
FACTOR DE POTENCIA	Cos Phi	0,8	



GAMA INDUSTRIAL

HIMOINSA empresa con certificación de calidad ISO 9001

Los grupos electrógenos HIMOINSA cumplen el marcado CE que incluye las siguientes directivas:

- 2006/42/CE Seguridad de Máquinas.
- 2014/30/UE de Compatibilidad Electromagnética.
- 2014/35/UE material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión
- 2000/14/CE Emisiones Sonoras de Máquinas de uso al aire libre.(modificada por 2005/88/CE)
- EN 12100, EN 13857, EN 60204

Condiciones ambientales de referencia según la norma ISO 8528-1:2018: 1000 mbar, 25°C, 30% humedad relativa.

Prime Power (PRP):

Según la norma ISO 8528-1:2018, es la potencia máxima disponible para empleo bajo cargas variables por un número ilimitado de horas por año entre los intervalos de mantenimiento prescritos por el fabricante y en las condiciones ambientales establecidas por el mismo. La potencia media consumible durante un periodo de 24 horas no debe rebasar el 70% de la PRP.

Emergency Standby Power (ESP):

Según la norma ISO 8528-1:2018, es la potencia máxima disponible para empleo bajo cargas variables en caso de un corte de energía de la red o en condiciones de prueba por un número limitado de horas por año de 200h entre los intervalos de mantenimiento prescritos por el fabricante y en las condiciones ambientales establecidas por el mismo. La potencia media consumible durante un periodo de 24 horas no debe rebasar el 70% de la ESP.

Cumple con un impacto de carga tipo G2 según la norma ISO 8528-5:2013

HIMOINSA HEADQUARTERS:

Fábrica: Ctra. Murcia - San Javier, Km. 23,6 | 30730 SAN JAVIER (Murcia) Spain
Tel.+34 968 19 11 28 Fax +34 968 19 12 17 Fax +34 968 19 04 20 |
info@himoinsa.com | www.himoinsa.com

Centros Productivos:
ESPAÑA • FRANCIA • INDIA • CHINA • USA • BRASIL • ARGENTINA

Filiales:
PORTUGAL | POLONIA | ALEMANIA | UK | SINGAPUR | EMIRATOS ÁRABES UNIDOS
| PANAMÁ | REPÚBLICA DOMINICANA | ARGENTINA | ANGOLA | SUDÁFRICA



INSONORIZADO ESTÁNDAR



D10



REFRIGERADOS POR AGUA



TRIFÁSICOS



60 HZ



NO CUMPLE EPA



DIÉSEL

Himoinsa se reserva el derecho de modificar cualquier característica sin previo aviso.

Pesos y medidas basadas en los productos estandar. Las ilustraciones pueden incluir accesorios opcionales.

Las características técnicas descritas en este catálogo se corresponden con la información disponible en el momento de la impresión.

Las ilustraciones e imágenes son orientativas y podrían no coincidir en su totalidad con el producto.

Diseño industrial bajo patente.





Especificaciones de Motor | 1.800 r.p.m.

Potencia Nominal (PRP)	kW	59
Potencia Nominal (ESP)	kW	65
Fabricante	FPT_IVECO	
Modelo	NEF45SM1A	
Tipo de Motor	Diesel 4 tiempos	
Tipo de Inyección	Directa	
Tipo aspiración	Turboalimentado	
Clindros, número y disposición	4-L	
Diámetro x Carrera	mm	104 x 132
Cilindrada total	L	4,5
Sistema de refrigeración	Líquido (agua + 50% glicol)	
Especificaciones del aceite motor	ACEA E3 - E5	
Relación de compresión	17,5 : 1	

Consumo combustible ESP	l/h	16,9
Consumo combustible 100 % PRP	l/h	15,5
Consumo combustible 80 % PRP	l/h	11,7
Consumo combustible 50 % PRP	l/h	8,2
Consumo máximo de aceite a plena carga	0,5 % del consumo de combustible	
Capacidad total de aceite (incluido tubos, filtros)	L	12,8
Cantidad total de líquido refrigerante	L	18,5
Regulador	Tipo	Mecánico
Filtro de Aire	Tipo	Seco
Diámetro interior de salida de escape	mm	70,3



- Motor diesel
- 4 tiempos
- Refrigerado por agua
- Arranque eléctrico 12V
- Filtro decantador (nivel no visible)
- Filtro de aire en seco
- Radiador con ventilador soplante
- Regulación mecánica
- Protecciones de partes calientes
- Protecciones de partes móviles
- Bulbos de ATA (Opcional).
- Bulbos de BPA (Opcional).
- Sensor de nivel agua radiador (Opcional).



Especificaciones Alternador | STAMFORD

Fabricante	STAMFORD	
Modelo	UCI224D	
Polos	Nº	4
Tipo de conexión (estándar)	Estrella - Serie	
Tipo de acoplamiento	S-3 11*1/2	
Grado de protección aislamiento	Clase	Clase H

Grado de protección mecánica (según IEC-34-5)	IP23
Sistema de excitación	Autoexcitado, sin escobillas
Regulador de tensión	A.V.R. (Electrónico)
Tipo de soporte	Monopalier
Sistema de acoplamiento	Disco Flexible
Tipo de recubrimiento	Estándar (Impregnación en vacío)

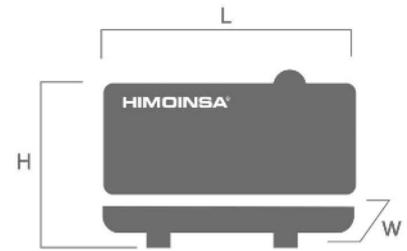


- Autoexcitado y autorregulado
- 4 polos
- Regulación AVR
- Protección IP23
- Aislamiento clase H
- Monopalier
- Acoplamiento mediante discos flexibles



DIMENSIONES Y PESO

		Versión Estandar	Versión Gran Capacidad	Versión Gran Capacidad
Largo (L)	mm	2.750	2.750	2.750
Alto (H)	mm	1.760	1.900	2.163
Ancho (W)	mm	1.100	1.100	1.100
Volumen de embalaje máximo	m ³	5,32	5,75	6,54
Peso con líquidos en radiador y cárter	Kg	1512	1630	1760
Capacidad del depósito	L	240	450	850
Autonomía	Horas	21	38	73
Nivel de presión sonora	dB(A)@7m	69 ± 2,4	69 ± 2,4	69 ± 2,4
		Depósito de plástico	Depósito de acero	Depósito de acero



DATOS DE INSTALACIÓN

SISTEMA DE ESCAPE

Máx. temperatura gas de escape	°C	385
Caudal de gas de escape	kg/s	0,12
Máxima contrapresión aceptable	kPa	5
Diámetro exterior salida escape	mm	90
Calor Evacuado por el escape	KCal/Kwh	722,9

CANTIDAD DE AIRE NECESARIA

Máximo caudal de aire necesario para la combustión	m ³ /h	346
Caudal de aire ventilador motor	m ³ /s	2,3
Caudal aire ventilador alternador	m ³ /s	0,281

SISTEMA DE PUESTA EN MARCHA

Potencia de arranque	kW	3
Potencia de arranque	CV	4,08
Batería recomendada	Ah	100
Tensión Auxiliar	Vcc	12

SISTEMA DE COMBUSTIBLE

Tipo de combustible		Diésel
Depósito combustible	L	240
Otras capacidades de depósito de combustible	L	450, 850



Versión Insonoro

- Chasis Acero
- Amortiguadores antivibratorios
- Tanque de combustible
- Aforador de nivel de combustible
- Pulsador parada de emergencia
- Carrocería fabricada con chapa de alta calidad
- Alta resistencia mecánica
- Bajo nivel de emisiones sonoras
- Insonorización a base de lana de roca volcánica de alta densidad
- Acabado superficial a base de polvo de poliéster epoxídico
- Total acceso a mantenimientos (agua, aceite y filtros sin desmontar capot)
- Gancho de izado reforzado para elevación con grúa
- Chasis estanco (hace función de doble pared retención líquidos)
- Tapón drenaje depósito
- Tapón drenaje chasis
- Chasis predispuesto para instalación de kit móvil
- Silencioso residencial de acero de -35db(A)
- Kit de extracción de aceite del cárter
- Versatilidad para el montaje de chasis de gran capacidad con depósito metálico
- Protección IP conforme a ISO 8528-13:2016
- Válvula de 3 vías para suministro externo de combustible (disponible con conexiones de 1/2" y de 3/8") (Opcional).
- Bomba de trasiego de combustible (Opcional).





FUNCIONALIDADES DE LAS CENTRALES

	CEM 7	CEA 7	CEC 7	CEM7 + CEC7
Lecturas de grupo	Tensión entre fases	●	●	●
	Tensión entre fase y neutro	●	●	●
	Intensidades	●	●	●
	Frecuencia	●	●	●
	Potencia aparente (kVA)	●	●	●
	Potencia activa (kW)	●	●	●
	Potencia reactiva (kVAR)	●	●	●
	Factor de Potencia	●	●	●
Lecturas de red	Tensión entre fases		●	●
	Tensión entre fase y neutro		●	●
	Intensidades		●	●
	Frecuencia		●	●
	Potencia aparente		●	
	Potencia activa		●	
	Potencia reactiva		●	
Factor de Potencia		●		
Lecturas de motor	Temperatura de refrigerante	●	●	●
	Presión de aceite	●	●	●
	Nivel de combustible (%)	●	●	●
	Tensión de batería	●	●	●
	R.P.M.	●	●	●
	Tensión alternador de carga de batería	●	●	●
Protecciones de motor	Alta temperatura de agua	●	●	●
	Alta temperatura de agua por sensor	●	●	●
	Baja temperatura de motor por sensor	●	●	●
	Baja presión de aceite	●	●	●
	Baja presión de aceite por sensor	●	●	●
	Bajo nivel de agua	●	●	●
	Parada inesperada	●	●	●
	Reserva de combustible	●	●	●
	Reserva de combustible por sensor	●	●	●
	Fallo de parada	●	●	●
	Fallo de tensión de batería	●	●	●
	Fallo alternador carga batería	●	●	●
	Sobrevelocidad	●	●	●
	Subfrecuencia	●	●	●
	Fallo de arranque	●	●	●
	Parada de emergencia	●	●	●

● Estandar

⊙ Opcional



	CEM 7	CEA 7	CEC 7	CEM7 + CEC7	
Protecciones de alternador	Alta frecuencia	●	●	●	
	Baja frecuencia	●	●	●	
	Alta tensión	●	●	●	
	Baja tensión	●	●	●	
	Cortocircuito	●	●	●	
	Asimetría entre fases	●	●	●	
	Secuencia incorrecta de fases	●	●	●	
	Potencia Inversa_Inverse	●	●	●	
	Sobrecarga	●	●	●	
	Caída de señal de grupo	●	●	●	
	Contadores	Cuenta horas total	●	●	●
Cuenta horas parcial		●	●	●	
Kilowatímetro		●	●	●	
Contador de arranques válidos		●	●	●	
Contador de arranques fallidos		●	●	●	
Mantenimiento		●	●	●	
Comunicaciones	RS232	⓪	⓪	⓪	
	RS485	⓪	⓪	⓪	
	Modbus IP	⓪	⓪	⓪	
	Modbus	⓪	⓪	⓪	
	CCLAN	⓪	⓪	⓪	
	Software para PC	⓪	⓪	⓪	
	Módem analógico	⓪	⓪	⓪	
	Módem GSM/GPRS	⓪	⓪	⓪	
	Pantalla remota	⓪	⓪	⓪	
	Teleseñal	⓪ (8 + 4)	⓪ (8 + 4)	⓪ (8 + 4)	
J1939	⓪	⓪	⓪		
Prestaciones	Histórico de alarmas	● (10) / (opc. +100)	● (10) / (opc. +100)	● (10) / (opc. +100)	
	Arranque externo	●	●	●	
	Inhibición de arranque	●	●	●	
	Arranque por fallo de red	●	●	●	
	Arranque por normativa EJP	●	●	●	
	Control de pre-calentamiento de motor	●	●	●	
	Activación de contactor de grupo	●	●	●	
	Activación de contactor de Red y Grupo	●	●	●	
	Control del trasiego de combustible	●	●	●	
	Control de temperatura de motor	●	●	●	
	Marcha forzada de grupo	●	●	●	
	Alarmas libres programables	●	●	●	
	Función de arranque de grupo en modo test	●	●	●	
	Salidas libres programables	●	●	●	
	Multiligüe	●	●	●	
	Aplicaciones especiales	Localización GPS	⓪	⓪	⓪
		Sincronismo	⓪	⓪	⓪
Sincronismo con la red		⓪	⓪	⓪	
Eliminación del segundo		⓪	⓪	⓪	
RAM7		⓪	⓪	⓪	
Panel repetitivo		⓪	⓪	⓪	
Reloj programador		⓪	⓪	⓪	

● Estandar

⓪ Opcional





CUADROS DE CONTROL



M5

Cuadro control manual Auto-Start digital y protección magnetotérmica (según tensión y voltaje) y diferencial con CEM7.

Central digital CEM7



AS5

Cuadro automático SIN conmutación y SIN control de red con central CEM7. (*) Opción AS5 con central CEA7. Cuadro automático SIN conmutación y CON control de red.



CC2

Armario de Conmutación Himoinsa CON visualización.

Central digital CEC7



AS5 + CC2

Cuadro automático CON conmutación y CON control de red. La visualización estará en el grupo en el armario.

Central digital CEM7+CEC7



AC5

Cuadro automático por fallo de red. Armario en pared CON conmutación y protección magnetotérmica (según tensión y voltaje).

Central digital CEA7



Sistema Eléctrico

- Cuadro eléctrico de control y potencia, con aparatos de medida y central de control (según necesidad y configuración)
- Protección magnetotérmica tetrapolar
- Protección diferencial regulable (tiempo y sensibilidad) de serie en M5 y AS5 con protección magnetotérmica
- Cargador de batería (incluido en grupos con cuadro de versión automática)
- Resistencia de caldeo (de serie en grupos con cuadro de versión automática)
- Alternador de carga de baterías con toma de tierra
- Batería/s de arranque instaladas (incluye/n cables y soporte)
- Instalación eléctrica de toma de tierra, con conexión prevista para pica de tierra (pica no suministrada)
- Desconectador de batería/s (Opcional).



Inversor/cargador Quattro

3kVA - 15kVA

compatible con baterías de Litio-Ion

www.victronenergy.com



Quattro
48/5000/70-100/100



Quattro
48/15000/200-100/100

Dos entradas CA con conmutador de transferencia integrado

El Quattro puede conectarse a dos fuentes de alimentación CA independientes, por ejemplo a la toma de puerto o a un generador, o a dos generadores. Se conectará automáticamente a la fuente de alimentación activa.

Dos salidas CA

La salida principal dispone de la funcionalidad "no-break" (sin interrupción). El Quattro se encarga del suministro a las cargas conectadas en caso de apagón o de desconexión de la toma de puerto/generador. Esto ocurre tan rápidamente (menos de 20 milisegundos) que los ordenadores y demás equipos electrónicos continúan funcionando sin interrupción.

La segunda salida sólo está activa cuando una de las entradas del Quattro tiene alimentación CA. A esta salida se pueden conectar aparatos que no deberían descargar la batería, como un calentador de agua, por ejemplo.

Potencia prácticamente ilimitada gracias al funcionamiento en paralelo

Hasta 6 unidades Quattro pueden funcionar en paralelo. Seis unidades 48/10000/140, por ejemplo, darán una potencia de salida de 48kW / 60kVA y una capacidad de carga de 840 amperios.

Capacidad de funcionamiento trifásico

Se pueden configurar tres unidades para salida trifásica. Pero eso no es todo: hasta 6 grupos de tres unidades pueden conectarse en paralelo para lograr una potencia del inversor de 144 kW/180 kVA y más de 2500 A de capacidad de carga.

PowerControl - En caso de potencia limitada del generador, de la toma de puerto o de la red

El Quattro es un cargador de baterías muy potente. Por lo tanto, usará mucha corriente del generador o de la toma de puerto (hasta 16 A por cada Quattro de 5 kVA a 230 VCA). Se puede establecer un límite de corriente para cada una de las entradas CA. Entonces, el Quattro tendrá en cuenta las demás cargas CA y utilizará la corriente sobrante para la carga de baterías, evitando así sobrecargar el generador o la red eléctrica.

PowerAssist - Refuerzo de la potencia del generador o de la toma de puerto

Esta función lleva el principio de PowerControl a otra dimensión, permitiendo que Quattro complemente la capacidad de la fuente alternativa. Cuando se requiera un pico de potencia durante un corto espacio de tiempo, como pasa a menudo, el Quattro compensará inmediatamente la posible falta de potencia de la corriente de la red o del generador con potencia de la batería. Cuando se reduce la carga, la potencia sobrante se utiliza para recargar la batería.

Energía solar: Potencia CA disponible incluso durante un apagón

El Quattro puede utilizarse en sistemas FV, conectados a la red eléctrica o no, y en otros sistemas eléctricos alternativos.

Hay disponible software de detección de falta de suministro.

Configuración del sistema

- En el caso de una aplicación autónoma, si ha de cambiarse la configuración, se puede hacer en cuestión de minutos mediante un procedimiento de configuración de los conmutadores DIP.
- Las aplicaciones en paralelo o trifásicas pueden configurarse con el software VE.Bus Quick Configure y VE.Bus System Configurator.
- Las aplicaciones no conectadas a la red, que interactúan con la red y de autoconsumo que impliquen inversores conectados a la red y/o cargadores solares MPPT pueden configurarse con Asistentes (software específico para aplicaciones concretas).

Seguimiento y control in situ

Hay varias opciones disponibles: Monitor de baterías, panel Multi Control, panel Ve.Net Blue Power, panel Color Control smartphone o tableta (Bluetooth Smart), portátil u ordenador (USB o RS232).

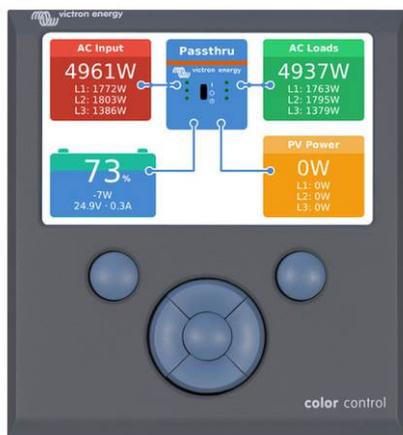
Seguimiento y control a distancia

Victron Ethernet Remote, Venus GX y panel Color Control.

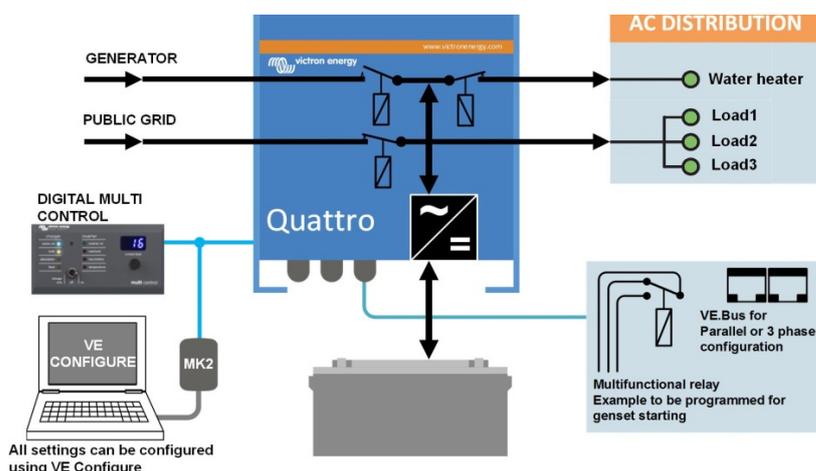
Los datos se pueden almacenar y mostrar gratuitamente en la web VRM (Victron Remote Management).

Configuración a distancia

Se puede acceder a los datos y cambiar los ajustes de los sistemas con un panel Color Control si está conectado a Ethernet.



Panel Color Control con una aplicación FV



Quattro	12/3000/120-50/50 24/3000/70-50/50	12/5000/220-100/100 24/5000/120-100/100 48/5000/70-100/100	24/8000/200-100/100 48/8000/110-100/100	48/10000/140-100/100	48/15000/200-100/100
PowerControl / PowerAssist	Sí				
Conmutador de transferencia integrado	Sí				
2 entradas CA	Rango de tensión de entrada: 187-265 VCA Frecuencia de entrada: 45 – 65 Hz Factor de potencia: 1				
Corriente máxima de alimentación (A)	2x 50	2x100	2x100	2x100	2x100
INVERSOR					
Rango de tensión de entrada (VCC)	9,5 – 17V 19 – 33V 38 – 66V				
Salida (1)	Tensión de salida: 230 VCA ± 2% Frecuencia: 50 Hz ± 0,1%				
Potencia cont. de salida a 25°C (VA) (3)	3000	5000	8000	10000	15000
Potencia cont. de salida a 25°C (W)	2400	4000	6500	8000	12000
Potencia cont. de salida a 40°C (W)	2200	3700	5500	6500	10000
Potencia cont. de salida a 65°C (W)	1700	3000	3600	4500	7000
Pico de potencia (W)	6000	10000	16000	20000	25000
Eficacia máxima (%)	93 / 94	94 / 94 / 95	94 / 96	96	96
Consumo en vacío (W)	20 / 20	30 / 30 / 35	45 / 50	55	80
Consumo en vacío en modo de ahorro (W)	15 / 15	20 / 25 / 30	30 / 30	35	50
Consumo en vacío en modo de búsqueda (W)	8 / 10	10 / 10 / 15	10 / 20	20	30
CARGADOR					
Tensión de carga de 'absorción' (VCC)	14,4 / 28,8	14,4 / 28,8 / 57,6	28,8 / 57,6	57,6	57,6
Tensión de carga de "flotación" (VCC)	13,8 / 27,6	13,8 / 27,6 / 55,2	27,6 / 55,2	55,2	55,2
Modo de almacenamiento (VCC)	13,2 / 26,4	13,2 / 26,4 / 52,8	26,4 / 52,8	52,8	52,8
Corriente de carga de la batería auxiliar (A) (4)	120 / 70	220 / 120 / 70	200 / 110	140	200
Corriente de carga batería arranque (A)	4 (solo modelos de 12 y 24V)				
Sensor de temperatura de la batería	Sí				
GENERAL					
Salida auxiliar (A) (5)	25	50	50	50	50
Relé programable (6)	3x	3x	3x	3x	3x
Protección (2)	a - g				
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema				
Puerto de comunicaciones de uso general	2x	2x	2x	2x	2x
On/Off remoto	Sí				
Características comunes	Temp. de trabajo: -40 a +65 °C Humedad (sin condensación): máx. 95%				
CARCASA					
Características comunes	Material y color: aluminio (azul RAL 5012) Grado de protección IP 21				
Conexión a la batería	Cuatro pernos M8 (2 conexiones positivas y 2 negativas)				
Conexión 230 V CA	Bornes de tornillo de 13 mm. ² (6 AWG)	Pernos M6	Pernos M6	Pernos M6	Pernos M6
Peso (kg)	19	34 / 30 / 30	45 / 41	45	72
Dimensiones (al x an x p en mm.)	362 x 258 x 218	470 x 350 x 280 444 x 328 x 240 444 x 328 x 240	470 x 350 x 280	470 x 350 x 280	572 x 488 x 344
NORMATIVAS					
Seguridad	EN-IEC 60335-1, EN-IEC 60335-2-29, EN-IEC 62109-1				
Emisiones, Inmunidad	EN 55014-1, EN 55014-2, EN-IEC 61000-3-2, EN-IEC 61000-3-3, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-3				
Vehículos de carretera	Modelos de 12 y 24V: ECE R10-4				
Antiisla	Visite nuestra página web				
1) Puede ajustarse a 60 Hz; 120 V 60 Hz si se solicita		3) Carga no lineal, factor de cresta 3:1			
2) Claves de protección:		4) A 25 ° C de temperatura ambiente			
a) cortocircuito de salida		5) Se desconecta sin hay fuente CA externa disponible			
b) sobrecarga		6) Relé programable que puede configurarse, entre otros, como			
c) tensión de la batería demasiado alta		función de alarma general, subtensión CC o arranque del generador			
d) tensión de la batería demasiado baja		Capacidad nominal CA 230 V/4 A			
h) temperatura demasiado alta		Capacidad nominal CC 4 A hasta 35 VCC, 1 A hasta 60 VCC			
f) 230 VCA en la salida del inversor					
g) ondulación de la tensión de entrada demasiado alta					



Panel Digital Multi Control

Una solución práctica y de bajo coste para el seguimiento remoto, con un selector giratorio con el que se pueden configurar los niveles de PowerControl y PowerAssist.



Panel Blue Power

Se conecta a un Multi o a un Quattro y a todos los dispositivos VE.Net, en particular al controlador de baterías VE.Net. Representación gráfica de corrientes y tensiones.

Funcionamiento y supervisión controlados por ordenador

Hay varias interfaces disponibles:



Color Control GX

Monitorear y controlar, de forma local e remota, no [Portal VRM](#).



Interfaz MK3-USB VE.Bus a USB

Se conecta a un puerto USB (ver [Guía para el VEConfigure](#))



Interfaz VE.Bus a NMEA 2000

Liga o dispositivo a una red electrónica marinha NMEA2000. Consulte o [guia de integração NMEA2000 e MFD](#)



Monitor de baterías BMV-700

El monitor de baterías BMV-700 dispone de un avanzado sistema de control por microprocesador combinado con un sistema de medición de alta resolución de la tensión de la batería y de la carga/descarga de corriente. Aparte de esto, el software incluye unos complejos algoritmos de cálculo, como la fórmula Peukert, para determinar con exactitud el estado de la carga de la batería. El BMV-700 muestra de manera selectiva la tensión, corriente, Ah consumidos o tiempo restante de carga de la batería.



POWERFLEX RV-K

Cable flexible de potencia para uso industrial.

IEC 60502-1 - UNE 21123-2

DISEÑO



E_{ca}

Conductor

Cobre electrolítico, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228.

Aislamiento

Polietileno reticulado (XLPE).

La identificación normalizada de los conductores aislados es la siguiente:

1 x	Natural
2 x	Azul + Marrón
3 G	Azul + Marrón + Amarillo/Verde
3 x	Marrón + Negro + Gris
3 x + 1 x	Marrón + Negro + Gris + Azul (sección reducida)
4 G	Marrón + Negro + Gris + Amarillo/Verde
4 x	Marrón + Negro + Gris + Azul
5 G	Marrón + Negro + Gris + Azul + Amarillo/Verde

Cubierta

PVC flexible de color negro.

APLICACIONES

El cable Powerflex RV-K es un cable flexible de potencia diseñado para satisfacer los requisitos industriales más exigentes: conexiones industriales de baja tensión, redes urbanas, instalaciones en edificios, etc. Su flexibilidad lo hace particularmente adecuado en trazados difíciles. Gracias al diseño de sus materiales, puede ser instalado en todo tipo de condiciones ambientales: zonas húmedas y secas, instalación al aire libre, enterrado, e incluso sumergido en agua (AD7), sin que perjudique la vida útil del cable.





CARACTERÍSTICAS



Características eléctricas

BAJA TENSIÓN 0,6/1kV



Norma de referencia

IEC 60502-1 - UNE 21123-2



ITC y certificaciones

ITC: 9/20/30/31

Certificados:

CE
SEC
BUREAU VERITAS
AENOR
RoHS
KEMA-KEUR



E_{ca}



Características térmicas

Temp. máxima del conductor: 90°C.
Temp. máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s)
Temp. mínima de servicio: -40°C
(estático con protección).



Características frente al fuego

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1.
Reducida emisión de halógenos. Cloro < 15%.
Reacción al fuego CPR, E_{ca} según la norma EN 50575



Características mecánicas

Radio de curvatura: 5 x diámetro exterior
Resistencia a los impactos: AG2 Medio



Características químicas

Resistencia a los ataques químicos: Buena
Resistencia a los rayos ultravioleta: UNE 211605.



Presencia de agua

Presencia de agua: AD7 Inmersión



Otros

Marcaje: metro a metro



Condiciones de instalación

Al aire.
Enterrado.
Entubado.



Aplicaciones

Uso industrial
Alumbrado exterior.



Embalaje

Disponibles en rollos de 100m -con film retráctilado- y bobinas.

DOCUMENTO: PLIEGO DE CONDICIONES

ÍNDICE

1. OBJETO	3
2. Legislación aplicable.....	3
3. Generalidades	4
4. Modificaciones del proyecto	5
5. Ejecución de la obra	5
5.1 Pasos de la ejecución de la obra	5
5.2 Plazo de la ejecución de la obra.....	6
5.3 Recepción de la instalación	6
5.4 Obra defectuosa.....	6
5.5 Libro de incidencias.....	7
5.6 Libro de órdenes	7
6. Diseño.....	7
6.1 Orientación, inclinación y sombras.....	7
6.2 Dimensionamiento del sistema.....	8
7. Materiales y componentes.....	8
7.1 Módulos fotovoltaicos	9
7.2 Estructura de soporte.....	10
7.3 Baterías.....	11
7.4 Regulador de carga.....	12
7.5 Inversor	13
7.6 Cableado.....	15
7.7 Las cargas de consumo.....	15
7.8 Protecciones y puesta a tierra.....	17
8. Plan de mantenimiento.....	17
8.1 Aspectos generales.....	17
8.2 Mantenimiento de los elementos de la instalación.....	18
8.3 Garantías	20

1. OBJETO

El principal objetivo del documento es asegurar que se cumplan las características mínimas de la instalación fotovoltaica aislada a red. También tiene la función de guía para los instaladores y fabricantes de equipos que se encarguen de dicho proyecto. De esta manera aseguraremos una calidad óptima para nuestros clientes y se maximizará el rendimiento de la instalación.

Se valora la calidad final de la instalación por el servicio de energía eléctrica, tanto por su eficiencia energética, su apropiado dimensionamiento, su rentabilidad económica...

Además, este Pliego de Condiciones Técnicas es aplicado en todos los sistemas, tanto mecánicos como eléctricos y electrónicos.

En resumen, este documento garantizará que la instalación esté regulada según las normativas de las energías renovables, asegurará la continuidad del suministro, cumplirá las medidas de seguridad y protección de los usuarios, y para finalizar garantizará la calidad del servicio y la durabilidad o vida útil de la instalación del proyecto.

2. Legislación aplicable

LEYES Y NORMATIVAS DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA:

- Ley 54/1997 de 27 de Noviembre del Sector Eléctrico (BOE nº 285 de 28/11/1977).
- Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de baja tensión.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (BOE nº 126 de 26/05/2007)
- Pliego de condiciones técnicas para instalaciones aisladas publicado por el IDEA
- 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 B.O.E 27-09-08.
- Orden 8/2015, del 24 de Marzo, de la Consejería de Infraestructuras, Territorio y Medio Ambiente, por la que se aprueban las bases reguladoras del programa de rehabilitación edificatoria para el período 2013-2016, y se convocan las ayudas para el ejercicio 2015.
- Real Decreto 314/2006, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación (CTE)

LEYES Y NORMATIVAS DE OBRA Y MONTAJE:

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos laborales.
- Real Decreto 1627/97 del 24 de octubre de 1997 por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 1215/1997, disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 485/1997 del 14 de abril, disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 1435/1992 modificado por el Real Decreto 56/1995, dictan las disposiciones de aplicación de la directiva del consejo 89/392/CEE, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre las máquinas.
- Orden del ministerio de industria y energía 29/03/1996. Modificación del Anexo I del Real Decreto 245/1989.
- Orden del ministerio de industria y energía 17/11/1989. Modificación del Real Decreto 245/1989,27/02/1989.
- Real Decreto 773/1997 del 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por trabajadores de equipos de protección individual.
- Orden del ministerio de industria 23/05/1977 modificada por Orden de 7/03/1981, reglamento de aparatos elevadores para obra.

3. Generalidades

Este Pliego de Condiciones va destinado a aquellas instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red que sean de utilidad para los siguientes casos:

- Aplicaciones junto con otras fuentes de energías renovables
- Electrificación de viviendas o edificios
- Alumbrado público
- Bombeo y tratamiento de agua

****Si hay otras instalaciones que tengan las mismas características técnicas, también será válido usar este pliego de condiciones técnica****

4. Modificaciones del proyecto

La empresa encargada de la instalación se verá obligada a llevar a cabo las modificaciones que sean necesarias respecto al proyecto inicial, solo en caso de que no sobrepase el 15% del presupuesto total al inicio.

Por lo que se hará un cálculo, a parte del proyecto, de las modificaciones realizadas para ver y comparar cuanto varía el presupuesto desde el inicio hasta las modificaciones correspondientes.

5. Ejecución de la obra

La instalación fotovoltaica se realizará en el polígono de Tavernes de la Valldigna, la cual proporcionará la electricidad necesaria para abastecer el Ayuntamiento de dicha población.

Por norma general, se encargará de suministrar los materiales que se mencionan en el presupuesto la empresa que ejecute dicha obra.

La ejecución de la obra será organizada y dirigida por el director de la obra, siempre acompañado de la supervisión de la empresa instaladora.

Si existe algún desacuerdo, falta de entendimiento o ausencia de documentos, siempre habrá que avisar de lo sucedido en todo momento al director de la obra.

5.1 Pasos de la ejecución de la obra

- 1.** Colocación de la estructura de soporte
- 2.** Colocación de los módulos fotovoltaicos en las estructuras de soporte
- 3.** Colocación de dispositivos solares dentro de la caseta habilitada para ello (inversores, reguladores, baterías, grupo electrógeno, protecciones...)
- 4.** Colocación y conexión del cableado

5.2 Plazo de la ejecución de la obra

El plazo de ejecución del proyecto será negociado por ambas partes, tanto por la empresa instaladora como por el propietario de la instalación.

Si no se cumplen los plazos que se han acordado, el propietario de la instalación, es decir, el cliente tendrá derecho a reclamar una indemnización debido al incumplimiento de la empresa.

5.3 Recepción de la instalación

Una vez acabada la obra de la instalación, se harán una pruebas para comprobar el éxito del proyecto y si está todo correctamente instalado, además de comprobar la calidad del servicio, el cumplimiento de la seguridad y salud marcada por la legislación correspondiente a fin de evitar problemas que desencadenen a futuros accidentes que puedan poner en peligro a los usuarios de la instalación.

Pruebas a realizar:

- 1. Poner en marcha el sistema, es decir, que se ponga la instalación en funcionamiento, teniendo que funcionar con éxito y sin ningún tipo de fallo o interrupción las primeras 220 horas.**
- 2. Se pondrán a prueba los elementos de protección y seguridad.**

Una vez haya salido todo exitosamente, se realizará un documento en castellano donde se indique los componentes totales de la instalación, su manual de uso y el plan de mantenimiento adecuado. Este documento será firmado por la empresa instaladora y por el propietario de la instalación.

Además la empresa deberá proceder a limpiar las zonas donde se han realizado las obras, así como recoger y dejar en perfecto estado la zona de la instalación.

5.4 Obra defectuosa

Si el propietario tiene alguna queja o vea algo que no se ajusta al proyecto que acordaron, se le comunicará inmediatamente al director de obra, el cual deberá satisfacer siempre sus propuestas tanto con un acuerdo económico como con la sustitución del elemento que no se ajuste a las necesidades del propietario. Se podría volver a negociar el plazo de entrega de la instalación.

5.5 Libro de incidencias

El encargado de poseer el libro de incidencias será el coordinador de seguridad y salud, el cual se encargará de anotar las incidencias y sus motivos, así como de anotar las penalizaciones que tengan los trabajadores en el ámbito de seguridad y salud.

5.6 Libro de órdenes

Este libro lo poseerá el encargado de obra, indicando en él las instrucciones y pasos a que se deben seguir para que el proyecto se realice correctamente, además de anotar los problemas que puedan surgir o suceder durante la ejecución de la obra.

6. Diseño

6.1 Orientación, inclinación y sombras

Los valores de las pérdidas por orientaciones e inclinaciones distintas a las óptimas para los paneles fotovoltaicos que no se deben superar son los siguientes:

Pérdidas de radiación en el panel fotovoltaico	Valor máximo permitido (%)
Inclinación y orientación	20
Sombras	10
Ambas	20

Tabla 1: Valores máximos permitidos

La instalación se ubica en una zona donde no hay ningún tipo de problema relacionado con las sombras, ya que no hay edificios ni construcciones ni nada que pueda afectar a la disminución de producción de nuestros paneles fotovoltaicos, así que nuestros valores máximos serán los que hemos mencionado en la tabla anterior.

En este proyecto se asume que los cálculos de pérdidas de radiación solar provocadas por la inclinación y orientación del generador distintas a las óptimas se han solucionado mediante el sobredimensionamiento del 20% de la instalación (calculado y justificado en la memoria).

6.2 Dimensionamiento del sistema

- El pliego de condiciones determina unos cálculos mínimos justificativos que hay que realizar, a pesar del método de dimensionamiento del sistema que se utiliza.
- Se ha hecho una estimación del consumo de energía del ayuntamiento, además de ayudar a confirmar la veracidad de dicho consumo mediante las facturas obtenidas por la compañía distribuidora. Para dicha estimación se ha tenido en cuenta el consumo y las horas de utilización de los aparatos eléctricos y electrónicos de años anteriores.
- A continuación, se estudiará el rendimiento de la instalación así como el mínimo número de módulos fotovoltaicos necesarios para cubrir la demanda concretada por el cliente o usuario.
- Dependiendo de la demanda de autonomía de la instalación, la empresa instaladora elegirá las características de los paneles fotovoltaicos y las baterías (tamaño, potencia, otros factores...) que más se adapten y favorezcan la instalación.
- La autonomía del sistema será de 5 días. Se calculará la autonomía del sistema para las baterías elegidas, las cuales proporcionarán 2 días de autonomía, y luego habrá un grupo electrógeno que nos proporcionará 3 días de autonomía más la carga de dichas baterías, es decir, cargará las baterías para que estén preparadas para usar en caso de no tener producción solar durante más días. Por lo que con las baterías y los grupos electrógenos tendremos 5 días de autonomía asegurados para casos de cero producción solar debido a las lluvias.

7. Materiales y componentes

GENERALIDADES:

Todas las instalaciones deben asegurar el cumplimiento de las protecciones y seguridad de las personas exigidas por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y de sus legislaciones.

Para este tipo de instalaciones como mínimo hay que aplicar un grado de aislamiento eléctrico básico para los equipos y las personas, así como utilizar materiales que tengan un aislamiento eléctrico de clase II, es decir, que tengan doble aislamiento o aislamiento reforzado, consiguiendo así una protección más fiable y duradera.

Además debemos incluir todas las protecciones que sean necesarias para proteger a los usuarios de posibles contactos directos e indirectos. También hay que tener en cuenta las protecciones contra sobre tensiones, sobre cargas y cortocircuitos (fusibles, MCB, MCCB...)

En este proyecto, la instalación fotovoltaica se encuentra al aire libre, por lo que habrá que dichos equipos estarán protegidos contra la humedad y la radiación solar mediante un grado de protección IP65 (“6” PROTECCIÓN COMPLETA CONTRA EL POLVO; “5” CHORROS DE AGUA). Y en cambio, para los equipos que estén instalados en interiores se utilizará el grado de protección IP20.

Los equipos electrónicos de la instalación tendrán que cumplir con las directivas comunitarias de Seguridad eléctrica y Compatibilidad Electromagnética.

En la memoria del proyecto se deberá añadir las especificaciones técnicas “fichas técnicas” de los elementos de la instalación proporcionadas por el fabricante.

Por motivos de seguridad y operación, los indicadores y las etiquetas estarán en la lengua oficial del lugar donde se ubique la instalación.

7.1 Módulos fotovoltaicos

Se deben cumplir las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, también la UNE-EN 61646 para paneles fotovoltaicos con capa delgada, o bien la UNE-EN 62108 para paneles de concentración. Además de cumplir la UNE-EN 61730- 1 y 2 relacionada con la seguridad en módulos fotovoltaicos. Todo esto será justificado mediante su certificado oficial emitido y aprobado por un laboratorio acreditado.

Cada módulo tendrá de manera clara y transparente el nombre o logotipo del fabricante, y su número de serie, junto con su fecha de fabricación, para poder identificar individualmente cada módulo.

Cada módulo deberá llevar diodos de derivación para evitar posibles averías de sus células y circuitos por sombreado parcial, evitando de esta manera pérdidas de producción solar en todo el panel solar. También tendrá cada módulo un grado de protección IP65.

En caso de que haya marcos laterales, tendrán que ser de aluminio o acero inoxidable.

Para dar validez a los módulos y que sean aceptables dentro de la normativa, los valores de potencia máxima y corriente de cortocircuito no deberán sobrepasar del 5% de los valores nominales que se indican en el catálogo.

En cualquier caso, será rechazado todo aquel módulo que presente posibles defectos de fabricación, como pueden ser roturas, manchas, falta de alineación en las células o incluso burbujas en el encapsulante.

Siempre que los valores de tensión nominal sean mayores de 48 V, la estructura de soporte del módulo y sus marcos metálicos tendrán que estar conectados a una toma de tierra (la cual será la misma que la de la instalación).

Se instalarán todos los elementos que sean necesarios para su desconexión, de forma independiente y en los dos terminales de cada rama del módulo.

Si los productos no cumplen las especificaciones que hemos mencionado anteriormente, deberá ser aprobado por la IDEA. Y en todos los casos hay que seguir y cumplir obligadamente las normas exigidas.

7.2 Estructura de soporte

Habrá que poseer todas las estructuras que sean necesarias para poder montar todos los paneles FV que requiere dicha instalación, además de sus correspondientes accesorios.

Estas estructuras de soporte junto con su sistema de fijación de los módulos harán posible las óptimas dilataciones térmicas sin llegar a transmitir cargas que puedan suponer un problema para la integridad de los módulos, todo esto siguiendo las normas exigidas por el fabricante.

Estas estructuras de soporte han de soportar las sobrecargas de viento y nieve. Todo esto junto el diseño de la estructura y la estanquidad entre paneles será de acuerdo con lo que indica el Código Técnico de la Edificación.

Los diseños de las estructuras se ajustarán según la orientación y el ángulo de inclinación que se requiere a los módulos FV para maximizar su producción. Pero se debe tener en cuenta que sea fácil montar y desmontar la estructura para posibles sustituciones de los elementos en un futuro.

Para el montaje se deberá tener en cuenta que los taladros en la estructura deberán ser previos al galvanizado o protección de las propias estructuras. Además, dichos tornillos y estructuras serán de acero inoxidable. Y obviamente, los topes de sujeción de los módulos no deberán producir ningún tipo de sombra sobre los paneles.

Si las estructuras son construidas con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá con las normas MV102 para garantizar sus características mecánicas y sus compuestos químicos.

En cambio, si es de tipo galvanizada en caliente se deberán cumplir las normas UNE 37-201 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras, cuya finalidad es evitar que sea necesario su mantenimiento y alargar su vida útil.

7.3 Baterías

Se recomiendan baterías de plomo-ácido, que sean estacionarias y de placa tubular. No se permitirá el uso de baterías de arranque. En el caso de esta instalación se utilizarán baterías estacionarias OPZS, las cuales necesitarán un mantenimiento periódico, ya que hay que echarles agua destilada cada cierto tiempo que indicará el fabricante.

A fin de garantizar una recarga de las baterías adecuada, la capacidad nominal del acumulador (Ah) no podrá exceder en 25 veces la corriente de cortocircuito (A). Si la capacidad de la batería es superior, se justificará el porque (por factores de que puedan existir apoyos como generadores eólicos, cargadores de baterías, grupos electrógenos...).

La profundidad de descarga será del 80% como máximo. Excepto en alumbrados públicos donde las sobre descargas puedan ser habituales, que su profundidad de descarga máxima será del 60%.

Las baterías con electrolito gelificado (OPzV) habrá que protegerlas frente a sobre cargas, según las especificaciones del fabricante.

La capacidad inicial del acumulador no superará el 90%. Aunque para aquellas baterías que necesiten una carga inicial se deberá seguir los consejos del fabricante.

La vida útil de las baterías (siempre que su capacidad residual no caiga por debajo del 80% de su capacidad nominal) normalmente deberá ser superior a 1000 ciclos, siempre que se descarguen las baterías hasta una profundidad del 50% a 20 °C.

La auto descarga del acumulador a 20°C no sobrepasará el 6% de su capacidad nominal por mes.

Las baterías se colocarán en un lugar ventilado, sin humedad y con un acceso restringido.

Se aplicarán las medidas de protección adecuadas para evitar cortocircuitos en los terminales de la batería (mediante cubiertas de aislantes).

Habrà que etiquetar las baterías con la siguiente información:

- Tensión nominal
- Capacidad nominal
- Número de series y fabricante
- Polaridad entre sus terminales

7.4 Regulador de carga

Como su propio nombre indica, el regulador será el encargado de proteger las baterías de sobre cargas y sobre descargas, es decir, garantizará un funcionamiento óptimo de las baterías.

Condiciones de los reguladores:

- La tensión de carga final deber perfeccionarse por temperatura a razón de $-4 \text{ mV/ } ^\circ\text{C}$ a $-5 \text{ mV/ } ^\circ\text{C}$ por vaso, y estar entre un intervalo del 1% del valor especificado.
- La tensión de desconexión de la carga de consumo del regulador se elegirá para que su interrupción de suministro de electricidad a las cargas sucedan cuando la batería haya llegado a la máxima profundidad de descarga que se permite. La precisión en las tensiones de corte en función a los valores fijados en el regulador será del 1%.
- Cada regulador debe garantizar que su tensión de carga sea capaz de cargar correctamente las baterías.

Estará permitido el uso de otros reguladores que utilicen otros métodos de regulación atendiendo otros parámetros, como por ejemplo, el estado de carga de la batería. Pero siempre hay que garantizar una protección.

Además, el regulador tendrá que estar protegido de los cortocircuitos de la línea de consumo.

El regulador de carga tendrá que ser seleccionado de manera que sea capaz de resistir sin daño una sobrecarga simultánea, a la temperatura ambiente máxima:

- Corriente en la línea de los módulos FV: 25% superior a la corriente de cortocircuito de los paneles FV en CEM.
- Corriente de la línea de consumo: 25% superior a la corriente máxima de la carga de consumo.

Se protegerá el regulador en caso de una desconexión por accidente de la batería, con los paneles solares operando en CEM y con cualquier carga. Además el regulador garantizará su propia protección y también la de la carga conectada.

Las caídas de tensión del regulador entre las terminales de los módulos y las baterías serán inferiores al 4% de la tensión nominal, siempre que sean sistemas de menos de 1 KW y del 2% de la tensión nominal cuando son sistemas mayores de 1 KW (incluyendo terminales). Estos valores se indican para las siguientes condiciones: corriente nula de la línea de consumo, y la corriente de la línea del panel solar y la batería será igual a la corriente máxima especificada por el regulador. En caso de que las caídas de tensión sean superiores se deberá indicar el motivo en la memoria.

Las pérdidas de energía diarias que son causadas por el autoconsumo del regulador en condiciones normales de operación tendrán que ser inferiores al 3% del consumo diario de energía.

Las tensiones de reconexión y de desconexión de sobrecargas serán distintas o temporizadas entre ellas para evitar posibles oscilaciones desconexión-reconexión.

Y siempre se deberá poner etiquetas en los reguladores que indiquen:

- Tensión nominal
- Polaridad y conexiones
- Número de serie y fabricante
- Corriente máxima

7.5 Inversor

Los requisitos técnicos se aplican a inversores monofásicos o trifásicos funcionando como tensión fija.

El inversor será de onda senoidal pura. Aunque si su potencia nominal es inferior a 1 KVA se podrán permitir inversores de onda no senoidal, de esta manera se evitan daños en las cargas y se asegura una correcta operación.

Todos los inversores se conectarán a la salida de los reguladores de carga. Se asegurará la protección de la batería frente a sobrecargas y sobre descargas. Estas protecciones se incorporarán en el propio inversor o mediante un regulador de carga, que en este caso el regulador deberá permitir pequeñas y cortas bajadas de tensión en la batería para garantizar el arranque del inversor.

Cuando se regule el inversor se deben garantizar que su tensión y frecuencia de salida tengan los siguientes márgenes en cualquier condición de operación:

- Tensión nominal $\pm 5\%$; Siendo la tensión nominal 220 o 230 V Vrms
- La frecuencia de 50 Hz $\pm 2\%$

El inversor se encargará de arrancar y operar las cargas que se requieren en la instalación, especialmente en aquellas que tienen elevada corriente de arranque (motores, microondas, hornos, TV,...) sin afectar al funcionamiento y operación del resto de las cargas.

Los inversores deberán estar protegidos frente las siguientes situaciones:

- Tensión de entrada fuera del margen de operación.
- Sobrecargas que excedan la duración y los límites permitidos.
- Desconexión de la batería.
- Cortocircuito en la salida de corriente alterna.

El autoconsumo del inversor sin carga conectada será menor o igual al 2% de la potencia nominal de salida. Las pérdidas de energía diaria provocadas por este autoconsumo del inversor no será superior al 5% del consumo diario. Cuando el inversor trabaje en vacío, para evitar las pérdidas de energía, se recomienda tener el sistema **stand-by**.

Tipo de inversor	Potencia nominal	Rendimiento al 20% de la potencia nominal	Rendimiento a la potencia nominal
Onda senoidal	< o = 500 VA	>85%	>75%
Onda senoidal	>500 VA	>90%	>85%
Onda no senoidal	X	>90%	>85%

Además los inversores deberán estar etiquetados indicando la siguiente información:

- Potencia nominal
- Polaridad y terminales
- Número de serie y fabricante
- Tensión nominal de salida
- Tensión nominal de entrada
- Frecuencia de salida

7.6 Cableado

El sistema de cableado cumplirá con lo exigido por la legislación vigente.

Cada conductor que se instala deberá tener una sección dimensionada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos, es decir, se elegirán las secciones en función de estos factores anteriores. La sección deberá ser suficiente para garantizar una caída de tensión inferior al 1,5% a la tensión continua del sistema.

Para evitar esfuerzos sobre los elementos de la instalación y los cables, se utilizará la longitud del cable necesaria (tanto en la parte de corriente continua como en la de corriente alterna) para cada aplicación correcta.

En la parte de corriente continua, los cables tanto positivos como negativos conducirán por separado, estarán protegidos y señalizados según la normativa actual.

En caso de que el cableado esté en la intemperie se protegerá de manera adecuada para evitar posibles problemas relacionados con el ambiente al aire libre.

7.7 Las cargas de consumo

Es recomendable el uso de electrodomésticos con una elevada eficiencia. También se utilizarán lámparas fluorescentes de alta eficiencia, evitando en todo momento el uso de lámparas incandescentes. Respecto a estas lámparas fluorescentes, sería recomendable que tuvieran su factor de potencia corregido.

En caso de que no haya un procedimiento de cualificación de lámparas fluorescentes de corriente continua, todos los dispositivos eléctricos tendrán que verificar los siguientes requisitos:

- El balastro eléctrico deberá garantizar un encendido seguro al margen de las tensiones de operación, y en todo el margen de temperaturas ambiente previstas.
- Se debe proteger la lámpara en caso de que se invierta la polaridad de la tensión de entrada, cuando la salida del balastro se cortocircuita, cuando opera sin tubo...
- La potencia de entrada de las lámparas debe estar al margen del $\pm 10\%$ de la potencia nominal.
- El rendimiento luminoso de las lámparas debe ser superior a 40 lúmenes/W.

- La vida útil de las lámparas deben tener una duración de 5000 ciclos en el caso de estar en las siguientes condiciones de funcionamiento: 60 segundos encendido/150 segundos apagado, y todo esto a una temperatura ambiente de 20°C.
- Las lámparas deben satisfacer las directivas europeas de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética.

No se deben utilizar cargas para la climatización.

Los sistemas fotovoltaicos con potencias nominales superiores a 500 W, tendrán que tener como mínimo un contador para medir el consumo de energía, a excepción de los sistemas de bombeo que no necesitarán tener dicho contador.

En caso de tener sistemas con corriente continua y alterna (mixtos), será suficiente con poseer un contador para medir las cargas de corriente continua y de los inversores. Sin embargo, si se trata de un sistema de corriente alterna únicamente, el contador se instalará en la salida del inversor.

Para los enchufes y tomas de corriente de la parte de corriente continua, habrá que protegerlos contra la inversión de polaridad y ser distintos de los que se usan para corriente alterna.

En sistemas de bombeo de agua con módulos fotovoltaicos y potencias nominales superiores a 500 W, se necesitará un contador volumétrico para controlar el volumen del agua bombeada. Todas las bombas se protegerán en caso de ausencia de agua, a través de un sistema de detección de la velocidad de giro de la bomba y un detector de nivel.

En sistemas de bombeo pueden existir pérdidas por fricción en las tuberías y en otros accesorios del sistema hidráulico, así que se debe garantizar que estas pérdidas sean inferiores al 10% de la energía hidráulica útil (de trabajo) que se obtiene mediante el motor de la bomba.

Y para finalizar, en los sistemas de bombeo se tendrá que asegurar que el caudal bombeado no exceda el caudal máximo del pozo cuando el módulo fotovoltaico trabaja en CEM. El instalador tiene la obligación de preguntar al propietario del pozo si puede realizar un estudio de caracterización del pozo.

7.8 Protecciones y puesta a tierra

Las instalaciones que tengan tensiones nominales superiores a 48 V deberán contar con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura de soporte del módulo FV y los marcos metálicos de los paneles. Se deberá tener un sistema de protección óptimo para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos. Pero en caso de ya existir una instalación previa no se modificarán las condiciones de seguridad de dicha instalación.

Además, la instalación se protegerá frente cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.

Habrá que prestar atención a la protección de la batería frente a cortocircuitos mediante un fusible, un magneto-térmico u otro elemento de protección que tenga esta función.

8. Plan de mantenimiento

8.1 Aspectos generales

Cuando se termina la instalación, hay que llegar a un acuerdo mediante un contrato donde se especifique e mantenimiento tanto preventivo como correctivo de todos los elementos de la instalación FV. Lo ideal sería que la empresa instaladora se encargará de este mantenimiento.

Hay dos tipos de mantenimiento:

MANTENIMIENTO PREVENTIVO: Se trata de inspecciones visuales y de verificación de actuaciones, lo cual debe asegurar las condiciones de funcionamiento, las prestaciones, la protección y durabilidad de la instalación.

- Baterías: Nivel de engrasado, limpieza, electrolito de terminale...
- Regulador de carga: Caídas de tensión entre terminales, funcionamiento correcto de los indicadores, etc
- Inversores: estado de alarmas e indicadores.
- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.
- Revisión del cableado, conexiones, terminales...
- Asegurar que todo funciona correctamente (elementos y equipos de la instalación).
- Comprobar el estado de los módulos (limpieza, presencia de daños o problemas que puedan afectar las protecciones y la seguridad en general.
- Estructura soporte: Revisión de los daños, del deterioro de la estructura por el paso de los años o el ambiente climatológico.

MANTENIMIENTO CORRECTIVO: Se trata de aquellas operaciones de sustitución necesarias para garantizar el buen funcionamiento del sistema durante su vida útil.

- La visita a la instalación por parte del instalador, en un plazo máximo de 48 horas, en caso de que la instalación no funcione, o en un plazo máximo de una semana en caso de que la instalación pueda seguir funcionando correctamente con la avería que se debe arreglar.
- Análisis y presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para que funcione correctamente.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, todo esto forma parte del precio anual que se especificará en el contrato de mantenimiento. Puede darse el caso de que la mano de obra y las reposiciones de los equipos necesarios no estén incluidos, más allá del periodo de garantía.

Estos mantenimientos deben ser realizados y revisados por personal técnico perfectamente cualificado, siempre bajo responsabilidad de la empresa instaladora. Además, todas estas operaciones de mantenimiento deberán registrarse en un libro de mantenimiento.

8.2 Mantenimiento de los elementos de la instalación

REGULADOR:

- Revisar visualmente que las conexiones sigan funcionando correctamente.
- Comprobar posibles caídas de tensión entre terminales.
- Comprobar que la ventilación de la caseta sea la correcta para evitar posibles acumulaciones de gases en las baterías.
- Limpiar bien los dispositivos en caso de existir polvo o suciedad.
- Control del funcionamiento de los indicadores.
- Garantizar una temperatura ambiente adecuada.

INVERSOR:

- Medición de la eficiencia y la distorsión armónica.
- Asegurarse que no exista ninguna alarma en mal estado en la instalación.
- Revisar visualmente que las conexiones sigan funcionando correctamente.
- Comprobar posibles caídas de tensión entre terminales.
- Comprobar que la ventilación de la caseta sea la correcta para evitar posibles acumulaciones de gases en las baterías.
- Limpiar bien los dispositivos en caso de existir polvo o suciedad.
- Control del funcionamiento de los indicadores.
- Garantizar una temperatura ambiente adecuada.

BATERÍAS:

- Comprobación de la ventilación
- Comprobar la estanqueidad de la batería
- Medición de la temperatura
- Inspección del nivel de líquido de las baterías
- Control de funcionamiento de la densidad del líquido electrolítico
- Comprobación de las conexiones, el engrase y los terminales.

CABLEADO:

- Comprobación del buen estado del aislamiento del cable
- Inspección visual del buen estado del cuadro o caja de conexión
- Comprobación de la buena conexión de los cables

PROTECCIONES:

- Control del funcionamiento de los interruptores
- Comprobación del buen estado de conexión
- Control del buen estado de funcionamiento y actuación de los elementos de seguridad y sus protecciones.
- Probar cada elemento de la instalación solar FV, ya que cada uno lleva sus propias protecciones.

PUESTA A TIERRA:

- Revisión anual en la época donde el terreno está más seco
- Medición de la resistividad del terreno y de la resistencia de puesta a tierra
- Revisar las masas metálicas a tierra
- Revisar cada 5 años que los conductores que enlazan los electrodos estén correctamente conectados con el punto de puesta a tierra
- Comprobar que hay continuidad de la instalación a tierra.

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS:

- En caso de existir mucha acumulación de polvo y suciedad, se realizará una limpieza de la superficie del panel solar.
- Comprobación del estado de diodos de protección o anti retorno que evitarán el efecto isla.
- Medición eléctrica a fin de comprobar el rendimiento de los módulos.
- Revisión visual de posibles degradaciones, principios de corrosión en las estructuras y también apriete de tornillos así como comprobar la correcta conexión de los cables.

8.3 Garantías

La instalación será reparada si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquier de los elementos de la instalación, siempre que haya sido manipulada correctamente según lo que indica el manual de instrucciones.

Esta garantía es a beneficio del comprador de la instalación, por lo que se deberá justificar correctamente siguiendo el certificado de garantía y con la fecha que se acredite en la entrega de la instalación.

PLAZOS:

Se garantizará la instalación durante un período de 3 años, tanto para los elementos y materiales utilizados como para el montaje. En el caso de los paneles FV, la garantía será de 8 años.

Si se producen reparaciones o interrupciones del sistema o de la producción por razones de las cuales el suministrador es responsable, el plazo de la garantía se prolongará según la duración total de estas interrupciones.

CONDICIONES ECONÓMICAS:

En la garantía está incluida la reparación o reposición de los elementos y las piezas de la instalación que pueden estar defectuosas, también incluye la mano de obra.

Los gastos incluidos son los siguientes:

- Tiempos de desplazamiento
- Amortización de vehículos y herramientas
- Medio de transporte
- Recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante

Si dentro de un plazo razonable, el suministrador no cumple con las obligaciones del contrato de garantía, el comprador de la instalación tendrá derecho (notificándolo con anterioridad) a fijar una fecha final para que cumpla el suministrador con sus derechos. Si a pesar de esto no cumple dichas obligaciones, en el plazo fijado, el comprador de la instalación podrá por cuenta y riesgo del suministrador realizar por sí mismo las reparaciones que necesite o contratar a otras empresas para dichas reparaciones.

ANULACIÓN DE LA GARANTÍA:

La garantía puede anularse en caso de finalizar la reparación, modificación o desmontaje de la instalación, aunque solo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados por el suministrador.

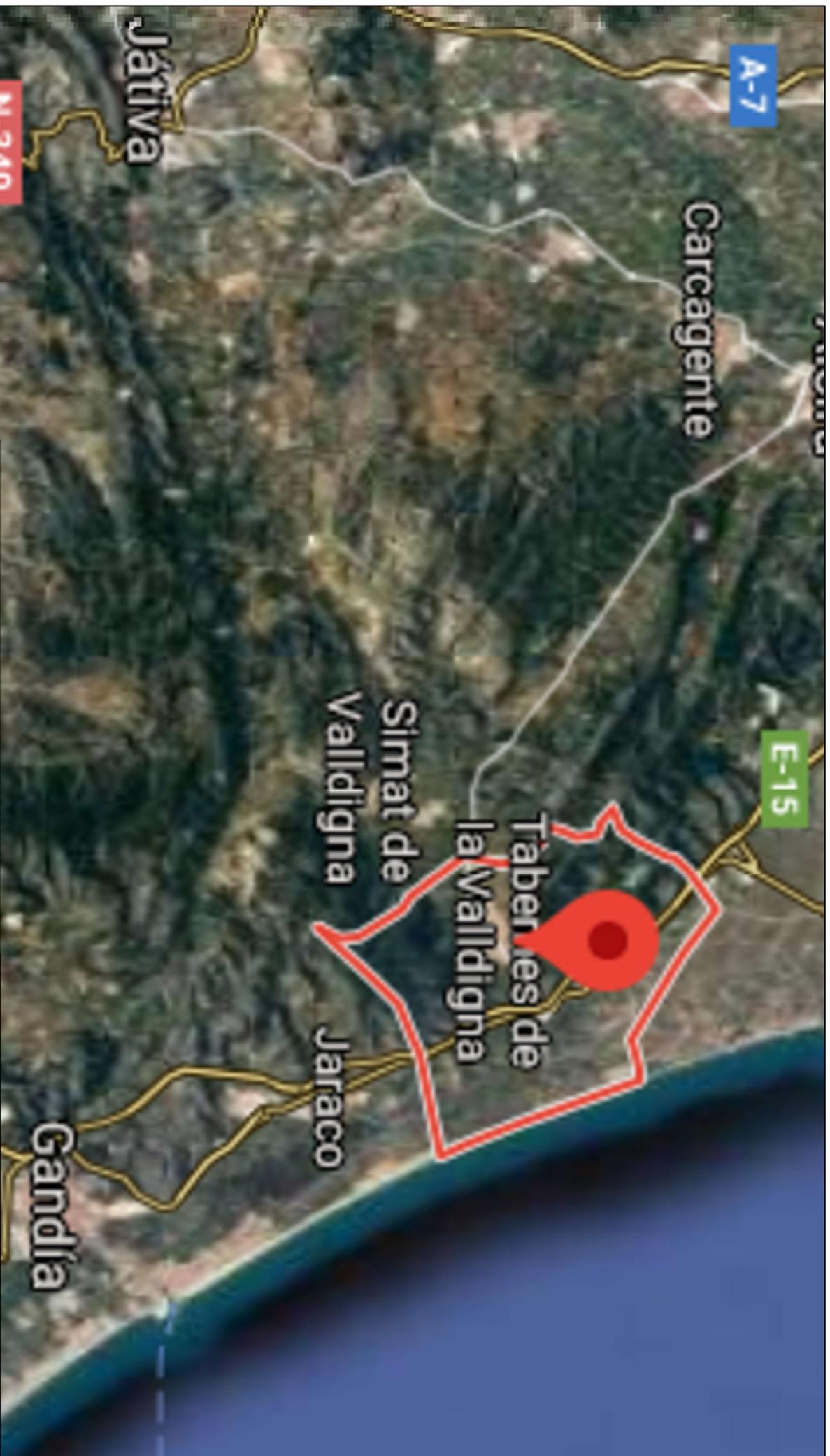
LUGAR Y TIEMPO DE PRESTACIÓN:

Si el usuario detecta un defecto de funcionamiento de la instalación lo comunicará al suministrador, pero si el suministrador considera que ese defecto es de fabricación de algún elemento de la instalación, lo comunicará a los fabricantes.

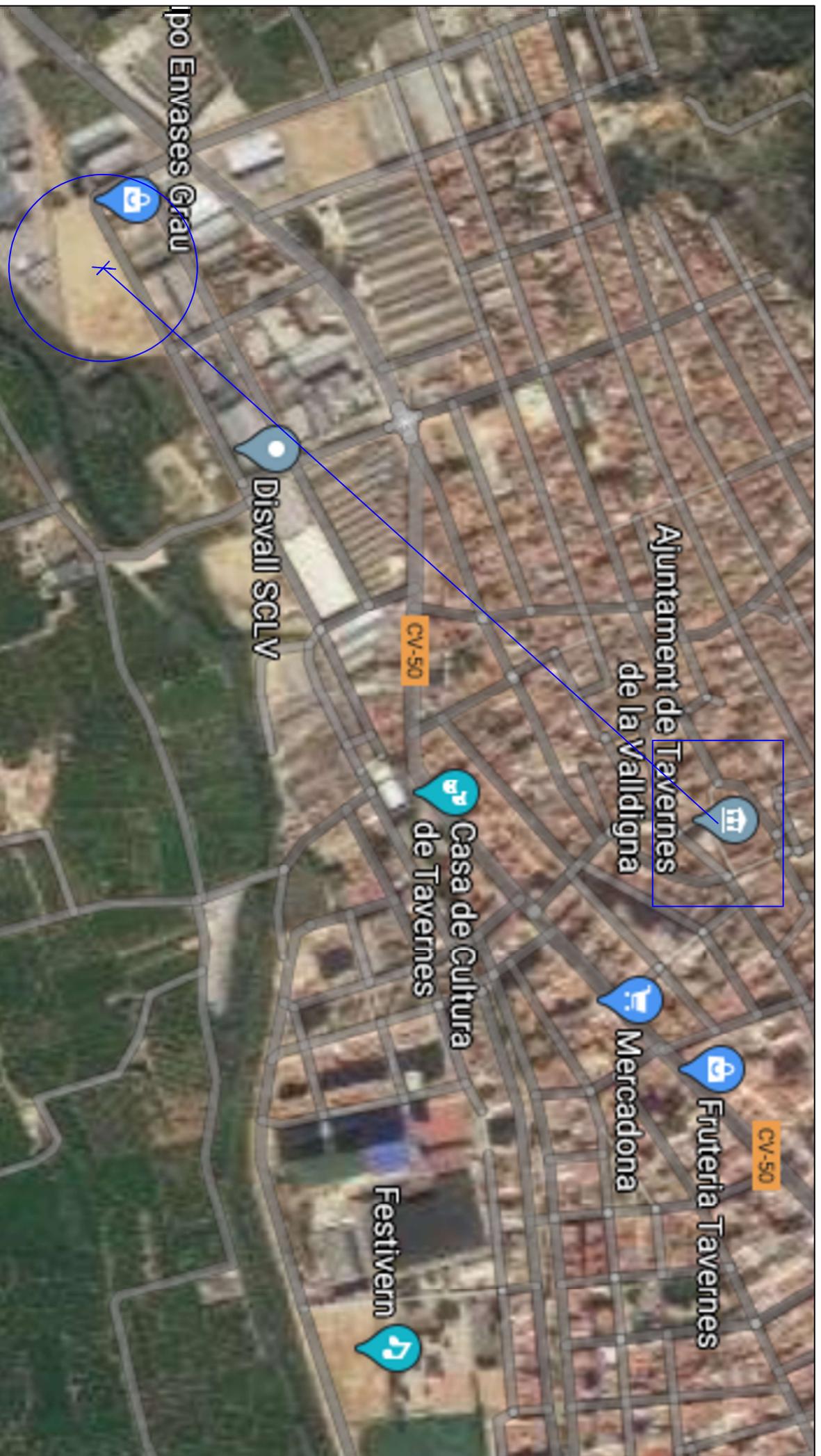
El suministrador tendrá que atender el aviso de que la instalación no funciona en un plazo máximo de 48 horas, y en caso de que dicho fallo no afecte el funcionamiento de la instalación en un plazo máximo de una semana.

Las averías serán arregladas en la misma ubicación de la instalación por el propio suministrador. En caso de que dicha reparación no se pueda realizar en el mismo lugar que se ubica la instalación se deberá enviar al taller oficial que asigna cada fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o sustituciones o reposiciones de las piezas con la mayor rapidez posible una vez se haya recibido el aviso de avería, pero no será responsable de los perjuicios que pueda causar la demora en dichas reparaciones, siempre que sea inferior a 15 días naturales.



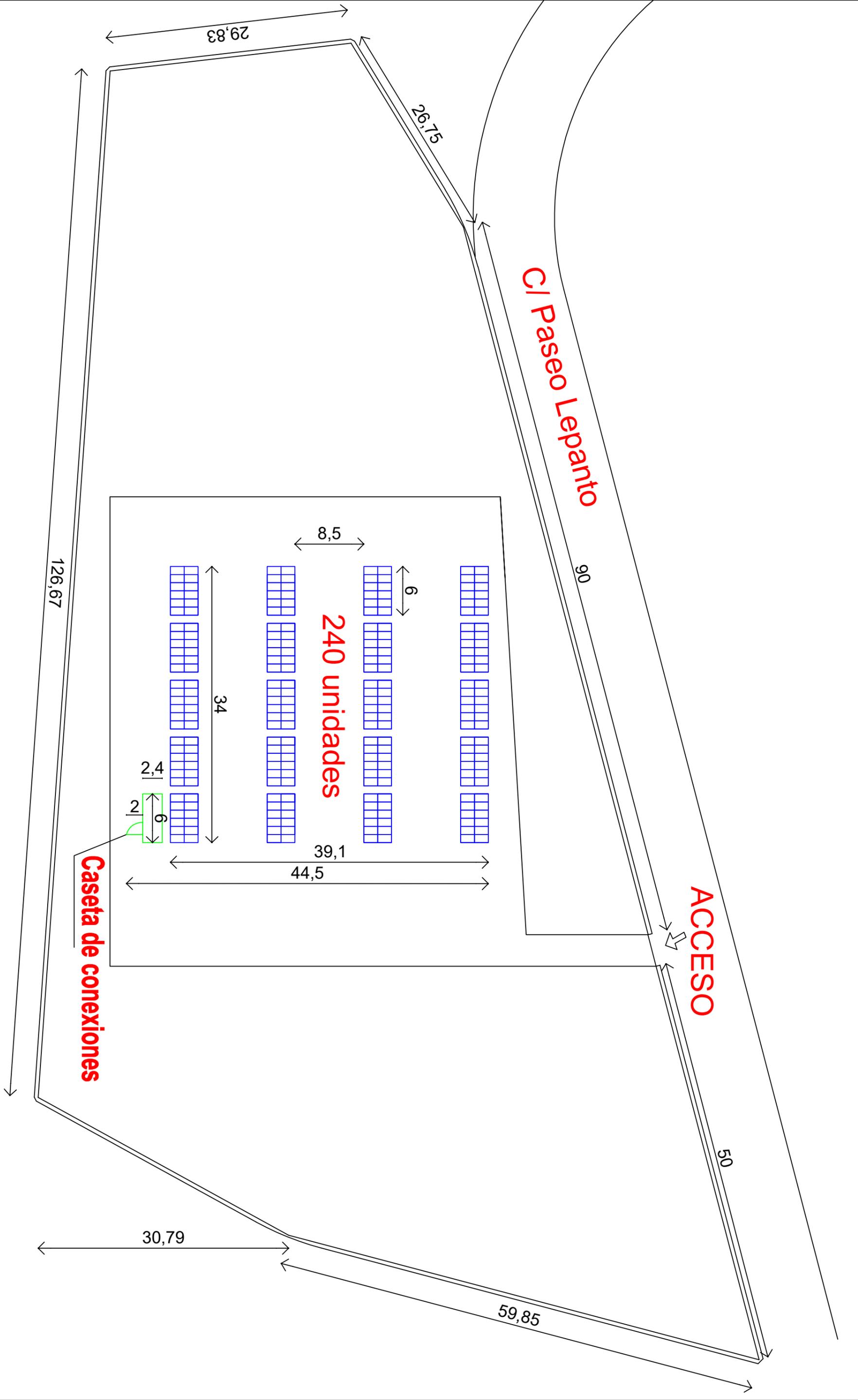
 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA		 Escola Tècnica Superior d'Enginyeria del Disseny		PLANO: PLANO SITUACIÓ 1	
				PROMOTOR: Universitat Politècnica de València	
PROYECTO: Instalación fotovoltaica en el Ayuntamiento de Tavernes de la Vallidigna				Andreu Serra Vendrell Nº	
				FECHA: Febrero 2020 1 / 7	



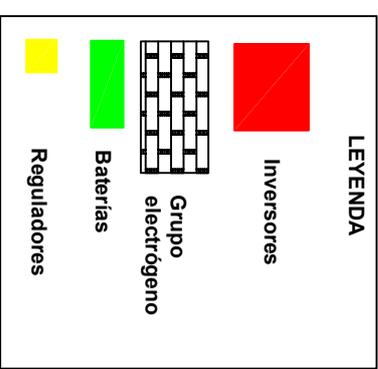
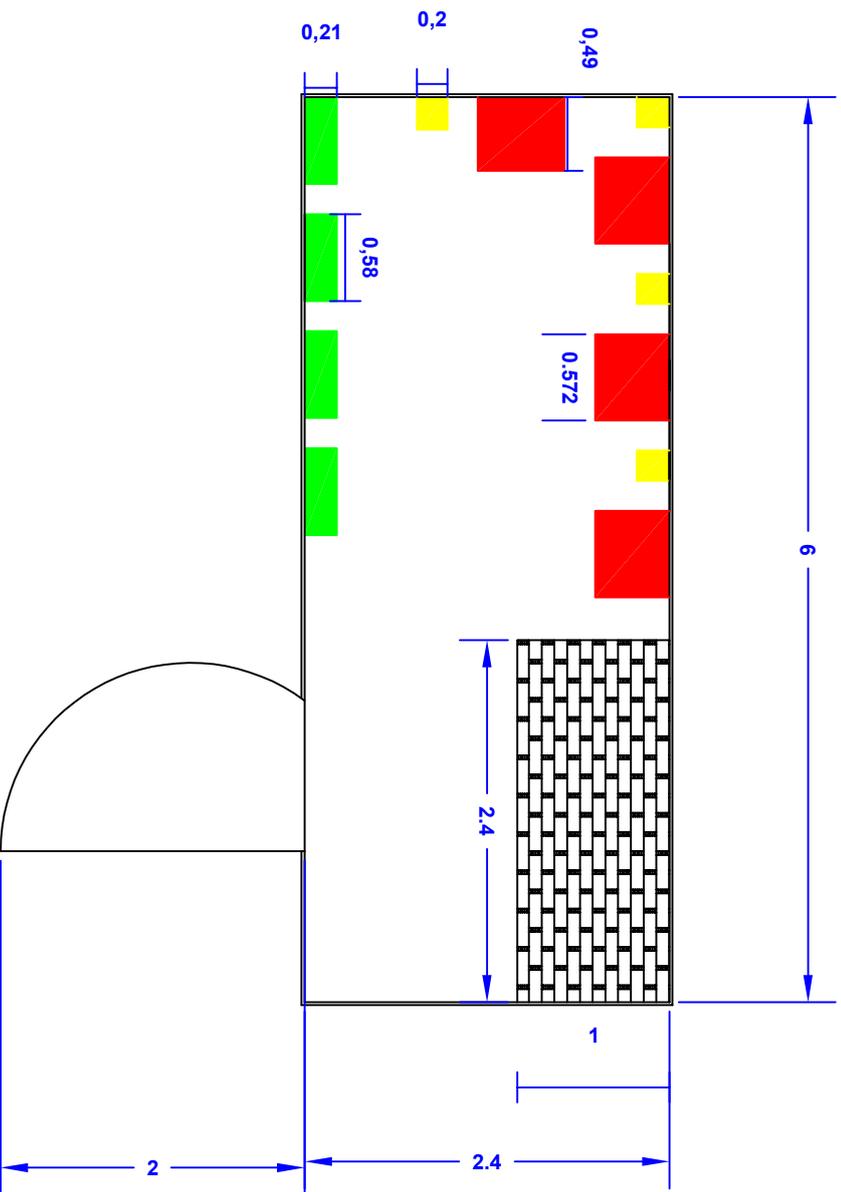
 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA		 Escola Tècnica Superior de Ingeniería del Diseño	
PLANO: PLANO SITUACIÓN 2		PROMOTOR: Universidad Politécnica de Valencia	
PROYECTO: Instalación fotovoltaica en el Ayuntamiento de Tavernes de la Valldigna		Andreu Serra Vendrell	Nº
FECHA: Febrero 2020		2 / 7	



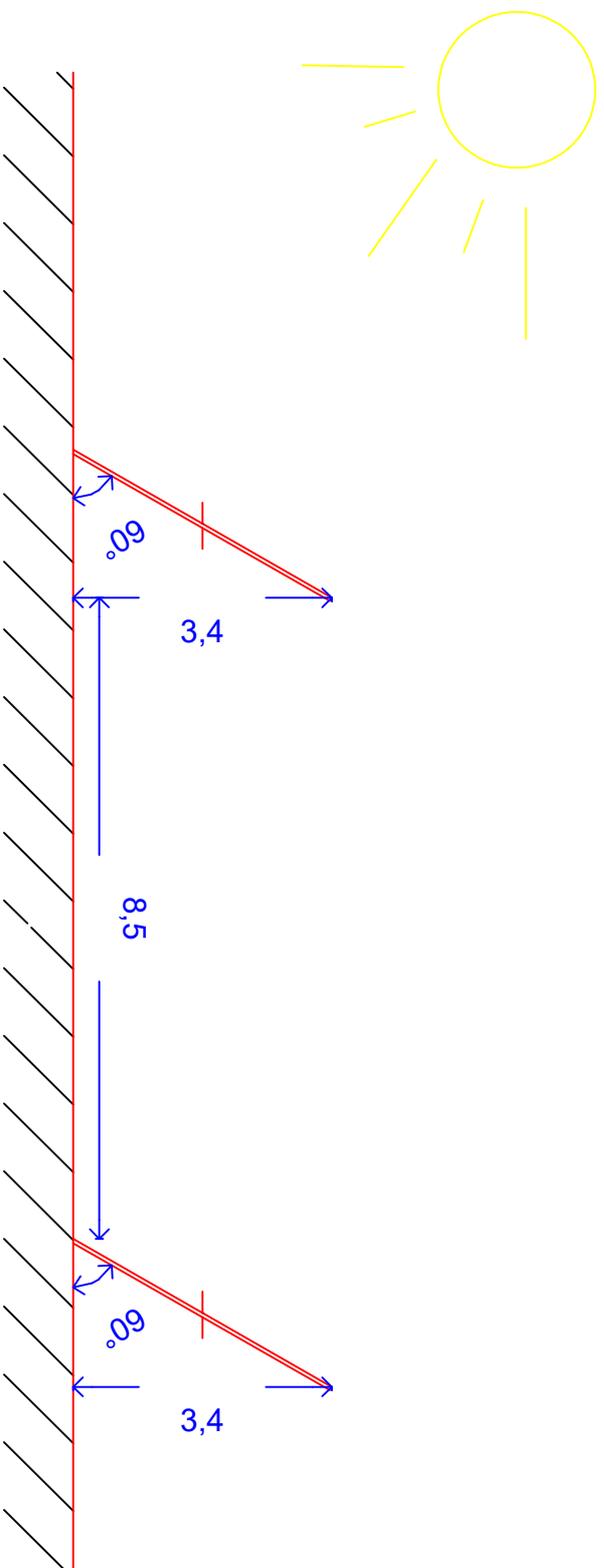
 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA		 Escola Tècnica Superior de Ingeniería del Diseño	
PROYECTO: Instalación fotovoltaica en el Ayuntamiento de Tavernes de la Vallidigna			
PLANO: PLANO SITUACIÓN 3		PROMOTOR: Universidad Politécnica de Valencia	
Andreu Serra Vendrell		Nº	
FECHA: Febrero 2020		3 / 7	



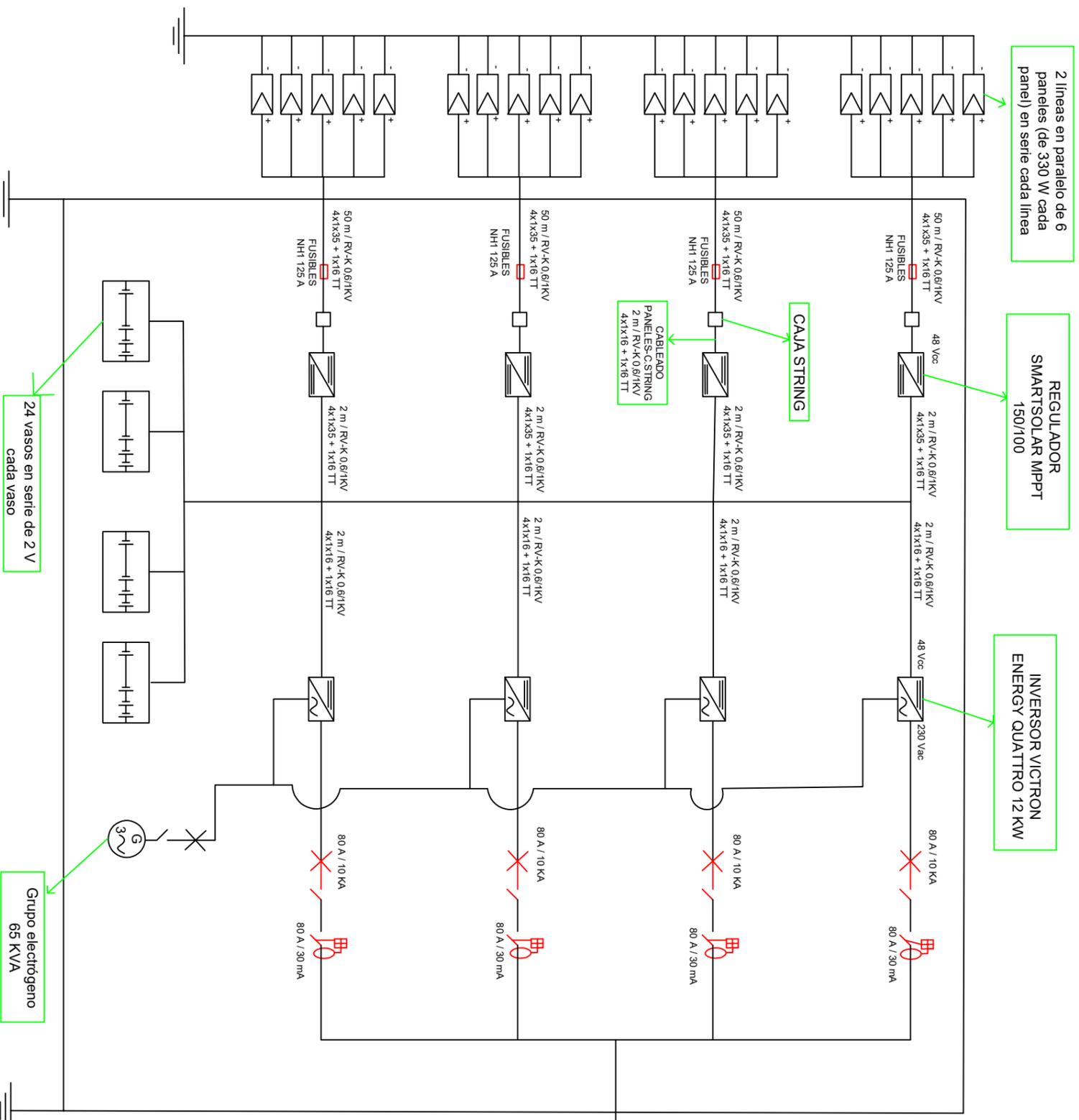
 		PLANO: PLANTA GENERAL Universidad Politécnica de Valencia	
PROYECTO: Instalación fotovoltaica en el Ayuntamiento de Tavernes de la Vallidigna		Andreu Serra Vendrell	N°
1:300	Febrero 2020	4 / 7	



			
PLANO: CASETA ELEMENTOS			
PROMOTOR: Universidad Politécnica de Valencia			
PROYECTO: Instalación fotovoltaica en el Ayuntamiento de Tavernes de la Valldigna		Andreu Serra Vendrell	Nº
1:50	Febrero 2020	5 / 7	



 <p>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</p>  <p>Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño</p>	<p>PLANO: Distancia de separación entre filas de módulos</p> <p>PROMOTOR: Universidad Politécnica de Valencia</p>
<p>PROYECTO: Instalación fotovoltaica en el Ayuntamiento de Tavernes de la Valldigna</p>	<p>Andreu Serra Vendrell</p> <p>Nº</p>
<p>1:100 Febrero 2020</p>	<p>6 / 7</p>



2 líneas en paralelo de 6 paneles (de 330 W cada panel) en serie cada línea

REGULADOR SMARTSOLAR MPPPT 150/100

INVERSOR VICTRON ENERGY QUATTRON 12 KW

CAJA STRING

CABLEADO PANES-C-STRING 2 m / RV-K 0,6/1KV 4x1x16 + 1x16 TT

24 vasos en serie de 2 V cada vaso

Grupo electrogeno 65 KVA

Elementos de consumo del Ayuntamiento

 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA Institut Tecnològic Superior de Ingeniería de Energía	PLANO: ESQUEMA UNIFILAR	
	Universidad Politécnica de Valencia	
PROYECTO: Instalación fotovoltaica en el Ayuntamiento de Tavernes de la Valldigna	Andreu Serra Vendrell	Nº
1:1000 Febrero 2020	7 / 7	