

Grado Universitario en Ingeniería eléctrica
2019-2020

Trabajo Fin de Grado

“PROYECTO PARA LA CONSTRUCCIÓN
DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
DE AUTOCONSUMO EN UN SECADERO
DE JAMONES”

Alberto Trujillo Sanz

Tutor

Raúl González

1 de Octubre de 2020

RESUMEN EJECUTIVO

Dado que la energía eléctrica presenta un costo importante en instalaciones industriales, existen medidas para reducir la demanda de energía de la red a lo largo del tiempo, como el autoconsumo fotovoltaico.

En el siguiente trabajo se simula un proyecto real de autoconsumo sin vertido a red para un secadero de jamones, donde el generador fotovoltaico se ubicará sobre la cubierta de la nave. Partiendo de una serie de datos de consumo, se han realizado los cálculos pertinentes tanto para preseleccionar la potencia del generador como para dimensionarlo, teniendo en cuenta las diferentes normativas vigentes y definiendo la instalación más adecuada y sus características.

En este proyecto se consigue un ahorro energético importante y consiguientemente una amortización y ahorro económico considerable. Se necesitarán 275533.60 € para llevar a cabo la instalación, pero se espera un TIR de 14.98% y VAN de 741486.13€ a 25 años, y un plazo de recuperación de la inversión de 6.58 años.

Para la realización de este proyecto se idealizan algunos detalles con el fin de simplificar el estudio como se puede ver más adelante.

Para llevar a cabo las simulaciones informáticas se ha utilizado PVsyst 6.8.7.

AGRADECIMIENTOS

Dedico este trabajo a todos los que me han ayudado, les doy infinitas gracias tanto a mis queridos padres Luis y Clotilde, como a los grandes profesores y profesoras que he tenido en la uc3m y a mi tutor por su apoyo en este trabajo de fin de grado.

Especialmente les doy gracias a mis compañeros y amigos, sin tener palabras suficientes para ellos, pero con muchas características en común: son unas excelentísimas personas como he podido comprobar durante estos últimos años, y tienen tanto mi amistad como mi respeto ganados. Sin su amistad, inestimable ánimo y ayuda, todo habría sido muchísimo más complicado. También en el ámbito académico me han ayudado mucho y explicado muchísimas cosas aunque les faltase tiempo para ellos mismos. Además de poder trabajar en equipo con ellos y ver que tienen una ética y profesionalidad impecable. En particular, a Ariel Alejandro Palomino Herrera, Anoy Chowdury Camrun, Raúl Peña, Joaquín López y a Lucía Gómez : simplemente gracias.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CÁLCULOS PARA SELECCIONAR LA POTENCIA A INSTALAR	33
MEMORIA	44
CÁLCULOS.....	58
PRESUPUESTO	88
ESTUDIO DE VIABILIDAD	92
PLIEGO DE CONDICIONES	99
ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.....	121
GUÍA AUTOCONSUMO.....	172
GUÍA PVSYST	182
BIBLIOGRAFÍA.....	215
PLANOS	223
ANEXOS.....	224

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Tendencias de capacidad fotovoltaica instalada [1]	3
Figura 2 LCOE diferentes tecnologías de generación [4]	4
Figura 3 LCOE fotovoltaica por países vs precios medios en los mercados de energía [5].....	5
Figura 4 Evolución remuneración FV 1998,2004 y 2007 [8]	7
Figura 5 evolución de las primas fv hasta 2012 [8]	8
Figura 6 Capacidad instalada en España [9]	9
Figura 7 Potencia fotovoltaica instalada en la Unión europea por año [11]	10
Figura 8 Previsión Capacidad Fotovoltaica futura [13]	11
Figura 9 Mercados de electricidad COVID 19 [15]	12
Figura 10 Mercados de electricidad agosto 2020 [17].....	13
Figura 11 Récor ds de eficiencia en células fotovoltaicas 2020 [23].....	17
Figura 12 Costes paneles fotovoltaicos 2010-2018 [24]	18
Figura 13Tendencias costes módulos desde junio 2020 [26]	19
Figura 14 Precios actuales por Wp paneles fotovoltaicos [25]	19
Figura 15 Células mono, poli y amorfo [8]	20
Figura 16 Célula capa delgada [8]	21
Figura 17 Clasificación esquema células solares [8].....	21
Figura 18 Eficiencia máxima teórica, en laboratorio y comercial de células solares de las tres generaciones [8].....	23
Figura 19 Eficiencia de células solares de una unión [8].....	24
Figura 20 Células multiunión [30]	25
Figura 21 Paneles multi busbar [32].....	26
Figura 22 Célula PERC [33]	27
Figura 23 Células bifaciales [34].....	28
Figura 24 Paneles Half-cell [34].....	29
Figura 25 Panel dual glass [34].....	30
Figura 26 eficiencias de células solares IBC y potencias de panel según la tecnología utilizada [44]	31
Figura 27 Potencia media mensual	36
Figura 28 Consumo diario medio anual	36
Figura 29 autoconsumo horario medio a lo largo del año	42
Figura 30 Distancia mínima entre filas [8]	67
Figura 31 Conexión macho-hembra módulos [46].....	68
Figura 32 Conexionado en tresbolillo [46]	68
Figura 33 Ubicación cajas de continua	69
Figura 34 descargador sobretensiones continua [47].....	76
Figura 35 seccionador de continua	77

Figura 36 descargador sobretensiones ac.....	81
Figura 37 interruptor automático	82
Figura 38 interruptor diferencial.....	83
Figura 39 desconectador de corte en carga de alterna	84
Figura 40 Dispositivo inyección cero [51]	85
Figura 41 VAN para diferentes tasas de descuento	97
Figura 42 Flujo de caja acumulado.....	98
Figura 43 Modalidades de autoconsumo.....	177
Figura 44 Diagramas de autoconsumo sin excedentes [52].....	179
Figura 45 Inicio PVSyst	184
Figura 46 Diseño del proyecto – Conectado a red	185
Figura 47 Proyecto: designación del proyecto y variante del sistema.....	186
Figura 48 Parámetros del sitio geográfico	187
Figura 49 Meteorología mensual: Irradiación diaria o mensual, o irradiancia	188
Figura 50 Mapa interactivo	189
Figura 51 Orientación de los paneles.....	190
Figura 52 Factor de transposición y pérdida con respecto al óptimo.....	190
Figura 53 Configuración global del sistema: Selección del módulo y del inversor	191
Figura 54 Características del inversor, consumo nocturno y consumos auxiliares.....	192
Figura 55 Guardar el inversor.....	192
Figura 56 Condiciones dimensionamiento Conjunto/Inversor	193
Figura 57 Errores comunes dimensionado del inversor	194
Figura 58 Errores comunes voltajes admisibles	194
Figura 59 Error distribución cadenas	194
Figura 60 Factor de dimensionado [8]	195
Figura 61 Parámetros térmicos- circulación de aire alrededor.....	196
Figura 62 Importación del perfil del horizonte	197
Figura 63 Sombras lejanas.....	198
Figura 64 Definición de sombreados cercanos	199
Figura 65 Construcción de la situación de sombreado	200
Figura 66 Campos fotovoltaicos.....	200
Figura 67 Número de módulos por string y orientación retrato.....	201
Figura 68 Simulación tabla de sombreados	202
Figura 69 Advertencia tabla de sombreados	202
Figura 70 Tabla del factor de sombreado	203
Figura 71 Definiciones de la disposición de módulos en superficies sensibles 3D	203
Figura 72 Parámetros de disposición de módulos, definir todos los módulos	204
Figura 73 Parámetros de disposición de módulo- Eléctrico.....	205
Figura 74 Parámetros de disposición de módulos- Sombreado 3D	206
Figura 75 Cálculo de sombras Solsticio de invierno	207
Figura 76 Curva I/V debido a sombras	208
Figura 77 Curva P/V debido a sombras	208

Figura 78 Desarrollo simulación horaria	209
Figura 79 simulación terminada con éxito	209
Figura 80 Guardar la variante de simulación	210
Figura 81 Simulación avanzada	211
Figura 82 Variables de salida y archivo de salida	211
Figura 83 Ubicación del archivo de salida	212
Figura 84 gráficos definidos por el usuario	213
Figura 85 ejemplo gráfico mensual de potencia generada.....	214

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Potencia instalada sin instalación.....	35
Tabla 2 Coste total aproximado de instalación fotovoltaica para diferentes potencias	38
Tabla 3 Periodos tarifarios de la tarifa 6.1.	38
Tabla 4 Precios periodos tarifarios.....	39
Tabla 5 Impuesto sobre la electricidad y alquiler del equipo de medida	39
Tabla 6 Fragmento tabla para asignar precios a todas las horas del año	39
Tabla 7 Fragmento tabla para calcular el ahorro horario y total para una instalación de entre las diferentes instalaciones	40
Tabla 8 Potencia a contratar en cada periodo para diferentes instalaciones.....	41
Tabla 9 Precios de energía anuales para diferentes instalaciones	41
Tabla 10 Amortización de la instalación para diferentes potencias	42
Tabla 11 Cálculo caídas de tensión en las ramas hasta la caja de continua	72
Tabla 12 Tabla sección mínima para el tramo hasta las cajas de continua	73
Tabla 13 Comprobación sección tramo hasta la caja de continua.....	73
Tabla 14 Máxima intensidad admisible continua UNE-EN 50618:2015.....	74
Tabla 15 Intensidades admisibles corriente alterna	79
Tabla 16 Caída de tensión alterna.....	80
Tabla 17 Cuadro de amortización	94
Tabla 18 Valor Actual Neto	96

INTRODUCCIÓN

PANORAMA MUNDIAL, PRESENTE Y FUTURO DE LA FOTOVOLTAICA	2
HISTORIA DE LA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA	5
ARGUMENTOS A FAVOR DEL AUTOCONSUMO EN ESPAÑA	14
CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	16
TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	19
Según la estructura interna del material	20
Según la generación	22
Según su estructura de unión.....	23
Según su aplicación.....	25
TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS EN TENDENCIA Y DESARROLLO	26
PANELES MULTI BUS BAR	26
PERC (PASSIVATED EMITTER REAR CELL).....	26
PANELES BIFACIALES (DOBLE CARA)	27
PANELES HALF CELL (paneles de doble celda o celda dividida).....	29
PANELES DUAL GLASS	29
TOPCon (contacto pasivado con óxido de túnel)	30
OTROS	31

INTRODUCCIÓN

1. PANORAMA MUNDIAL, PRESENTE Y FUTURO DE LA FOTVOLTAICA

Según recoge el anual informe de la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA), la capacidad fotovoltaica instalada en el mundo a finales de 2019 era de alrededor de 580 GW [1], aunque según UNEF [2] se han alcanzado ya los 627 GW en acumulado. En 2019 la fotovoltaica representó el 40% de la nueva capacidad mundial, siendo la fuente de energía más instalada, tanto entre las renovables, como entre las no renovables. La nueva capacidad fotovoltaica mundial en 2019 fue de 115 GW, lo que supone un incremento del 12% frente a 2018.

Entre los países con mayor capacidad instalada a principios de 2020 [1] son China (205 GW), Japón (61.8 GW), USA (60.5 GW), Alemania (48.9 GW) e India (34.8 GW). En España, la capacidad fotovoltaica instalada a 1 de Enero de 2020 alcanza los 8761 MW.

Cabe destacar que España aun siendo uno de los países con mayores horas de sol al año, en Europa sólo por detrás de Portugal, la potencia solar instalada en nuestro país es aproximadamente 5.58 veces menor que la de Alemania (48 960 MW) [1] (en 2018 era 7 veces menor) o menos de la mitad que Italia (20 900 MW).

Solar Energy Data

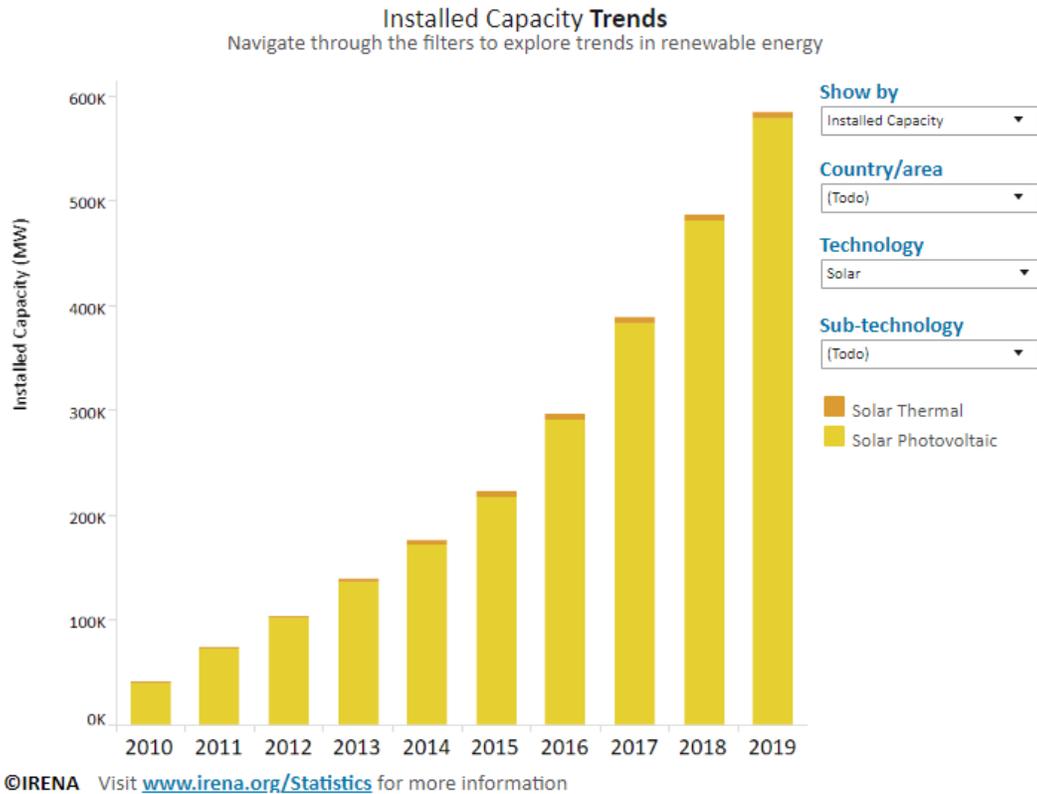


Figura 1 Tendencias de capacidad fotovoltaica instalada [1]

De cara al futuro, las expectativas para la solar fotovoltaica son muy favorables según IRENA [1], ya que para cumplir los objetivos climáticos de París se requiere una gran aceleración, debido a que en 2050 la energía solar FV constituiría la segunda fuente de generación eléctrica más importante, tan solo por detrás de la energía eólica, y marcaría la senda de la transformación del sector eléctrico global. La energía solar FV generaría una cuarta parte (el 25%) de la electricidad total necesaria a escala global, con lo que se convertiría en una de las fuentes de generación más importantes para 2050. Esto tan solo podría ser posible si se aumenta considerablemente la capacidad FV en las tres próximas décadas, siendo preciso multiplicar la capacidad solar FV prácticamente por 6 en los 10 próximos años, pasando de un total de 480 GW en 2018 a 2 840 GW en 2030, y a 8 519 GW en 2050 de manera global: una cifra casi 18 veces superior a los niveles de 2018 [2].

En términos de crecimiento anual, es preciso multiplicar prácticamente por 3 [1] las adiciones anuales de capacidad solar FV hasta 2030 (hasta los 270 GW al año) y por 4 hasta 2050 (hasta los 372 GW al año) en comparación con los niveles actuales (adición de 94 GW en 2018) [3].

Todo este crecimiento solar fotovoltaico no se debe sino a que el precio de todos los tipos de módulos, el coste de una instalación promedio y el LCOE de la tecnología fotovoltaica se han reducido hasta alcanzar en algunos casos valores por debajo de su análogo de origen fósil, con expectativas de que se mantenga esta tendencia en los próximos años.

Figure ES.1 Global weighted average levelised cost of electricity from utility-scale renewable power generation technologies, 2010 and 2019

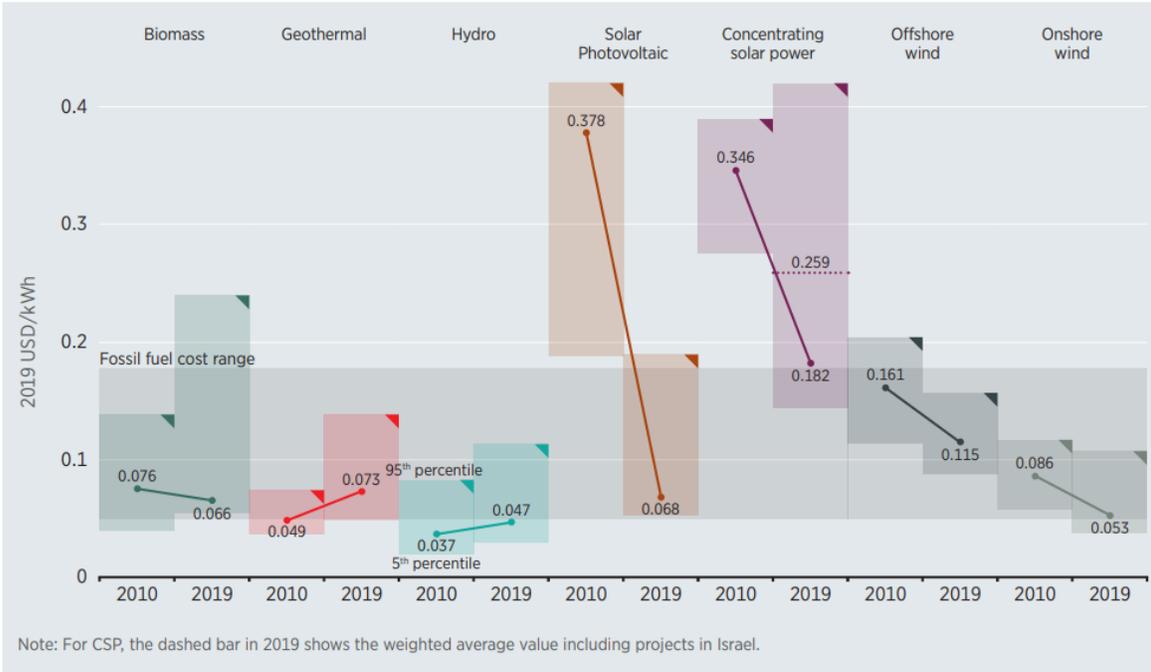


Figura 2 LCOE diferentes tecnologías de generación [4]

En la siguiente gráfica se puede observar que el coste nivelado de la energía fotovoltaica actual se encuentra por debajo del precio de los mercados de energía actualmente, por lo que se puede pensar que es una energía rentable:

Coste de fotovoltaica (LCOE) y medias de precio de los mercados europeos €/MWh

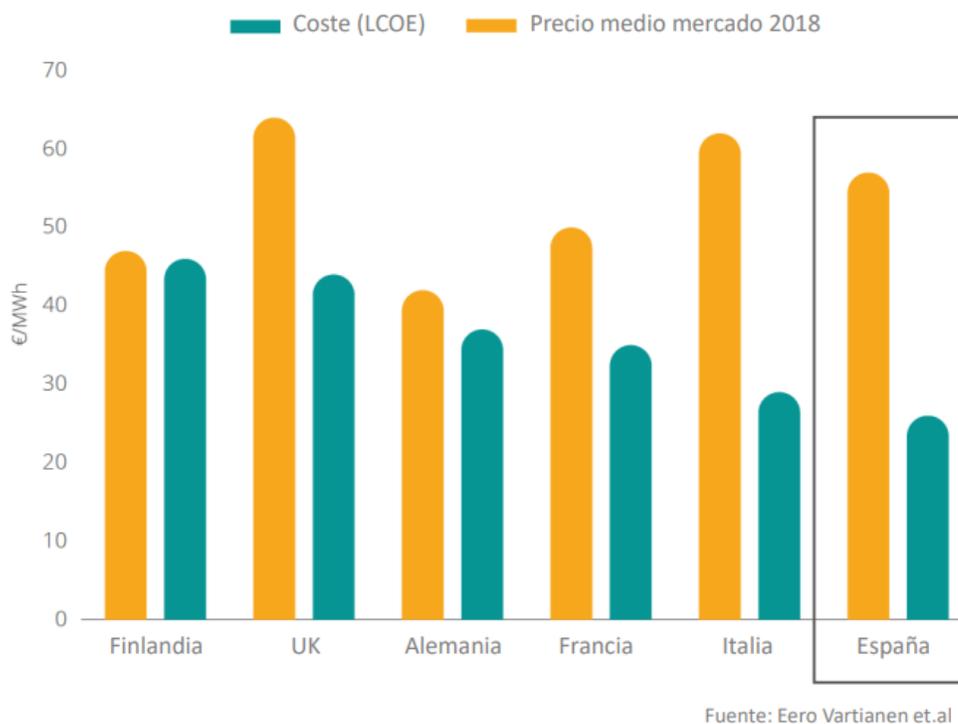


Figura 3 LCOE fotovoltaica por países vs precios medios en los mercados de energía [5]

2. HISTORIA DE LA FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA [6]

España es uno de los países de Europa con mayor cantidad de horas de sol. Este factor, junto con los compromisos europeos de instalación de renovables y la necesidad de disminuir la gran dependencia energética exterior y aumentar la autonomía energética, ha provocado que la producción de energía solar sea particularmente atractiva en España.

La energía fotovoltaica en España surgió en 1984 en San Agustín de Guadalix con 100 kWp, por parte de Iberdrola, fue la primera central FV conectada a la red y la única en España durante casi 10 años. En 1993 se unieron cuatro sistemas de 2,7 kWp, instalados por ATERSA en unas viviendas particulares en Pozuelo de Alarcón. Estas instalaciones dieron paso a una serie de proyectos con un papel principalmente demostrativo: 42 kWp en una escuela en Menorca, 13,5 kWp en el Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid, 53 kWp en la Biblioteca de Mataró; y una central de 1 MW en Toledo el 7 de

junio de 1994, la mayor central solar fotovoltaica de Europa en la fecha de su inauguración. A finales de 1995, la potencia total sumaba unos 1,6 MW, permaneciendo en el ámbito de la investigación sin una regulación firme del sistema eléctrico.

Con la publicación del RD 2818/1998 se establecieron primas de 60 y 30 pesetas por kWh inyectado a la red para sistemas con potencia nominal inferior y superior a 5 kWp respectivamente. De esta manera España se unía a las iniciativas del resto de Europa para potenciar esta tecnología. Dos años más tarde, con el RD 1663/2000, se establecieron unas condiciones técnicas y administrativas que supusieron el inicio real para la fotovoltaica en el sistema eléctrico español.

A pesar de estos incentivos, en 2004 la fotovoltaica seguía representando una parte muy pequeña del conjunto de las renovables, representando apenas cerca del 6,5% del consumo de energía primaria. El objetivo trazado para 2010 era cubrir al menos el 12% del consumo de energía primaria mediante renovables, con una potencia fotovoltaica de 400 MW.

Ante el insuficiente desarrollo de las renovables, la legislación cambió varias veces en poco tiempo. En 2004 se pasó del sistema de primas al abono de un porcentaje sobre la Tarifa Media de Referencia (TMR).

En 2007 hubo un boom con la salida del RD 661/2007, por el que se regulaba la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial: se fijaron unas primas y tarifas reguladas fijas por las que la retribución de la energía fotovoltaica alcanza valores de hasta 426 euros por MW/h [7].

TMR año 2007: 7,6588 c€/kWh

		TARIFAS REGULADAS				
		RD 2818/1998		RD 436/2004		RD 661/2007
		pta/kWh	c€/kWh	% sobre TMR	c€/kWh	c€/kWh
		Tarifas de 1998	Tarifas de 2004			
Solar fotovoltaica menor o igual a 5 kW	Primeros 25 años desde su puesta en servicio	66,00	40,00			
	A partir de los 25 años	66,00	40,00			
Solar fotovoltaica mayor de 5 kW hasta 50 MW	Primeros 25 años desde su puesta en servicio	36,00	22,00			
	A partir de los 25 años	36,00	22,00			
→ fotovoltaica menor o igual a 100 kW	Primeros 25 años desde su puesta en servicio	36,00	22,00	575 %	44,03810	44,0381
	A partir de los 25 años	36,00	22,00	460 %	35,23048	35,2305
→ fotovoltaica mayor de 100 kW e igual o menor de 10 MW	Primeros 25 años desde su puesta en servicio	36,00	22,00	300 %	22,97640	41,7500
	A partir de los 25 años	36,00	22,00	240 %	18,38112	33,4000
Solar fotovoltaica mayor de 10 MW e igual o menor de 50 MW	Primeros 25 años desde su puesta en servicio	36,00	22,00			22,9764
	A partir de los 25 años	36,00	22,00			18,3811
						Necesidad de Centro de control (> 10 MW)

Figura 4 Evolución remuneración FV 1998,2004 y 2007 [8]

Tal fue el éxito, que mientras el Plan Energías Renovables vigente entonces (PER 2005-2010) establecía un objetivo de potencia instalada de 400 MW, en 2010 se contabilizaron unos 3.500 MW, es decir, casi un 900% más de lo fijado inicialmente. Con este cambio, las grandes instalaciones fotovoltaicas resultaron muy beneficiadas. Su alta rentabilidad favoreció gran cantidad de inversiones, sobre todo en suelo, y en dos años se multiplicó por 27 la potencia instalada a finales de 2006.

De esta manera, la energía fotovoltaica pasó en solo dos años de ser una fuente testimonial en España a superar a la producción hidroeléctrica por bombeo puro. Pero con la llegada de la crisis económica se frenó el auge de esta tecnología: el Gobierno decidió que la retribución de las energías renovables era demasiado elevada, por lo que saca a luz el 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, con una disminución significativa de las primas, o de las horas de Sol retribuidas. Esto supuso que el sector dejara de crecer al ritmo que venía haciendo, y provocó un aumento de la celeridad por terminar de ejecutar los proyectos que se encontraban en fase de desarrollo entrada en vigor de dicho RD.

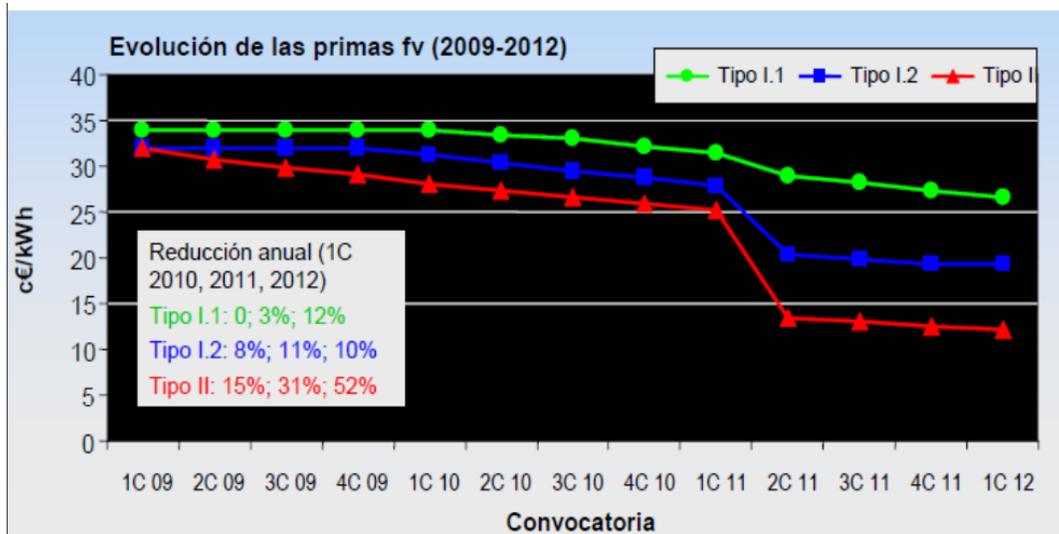


Figura 5 evolución de las primas fv hasta 2012 [8]

Después de la salida de la crisis, la fotovoltaica continuó aumentando, pero sufrió varios golpes legislativos: En 2013, el impuesto del 7% sobre la generación, impuesto que grava la producción de electricidad, suspendido en octubre de 2018 y luego reintroducido nuevamente en marzo de 2019. En 2015, el popularmente conocido “impuesto al sol” que fue eliminado en octubre de 2018 como parte de un plan de medidas urgentes para abaratar la factura eléctrica.

A pesar de estos frenos la fotovoltaica continuó progresando, debido al abaratamiento de las placas solares y el progreso en eficiencia de las células, y desde su aparición, la capacidad instalada de tecnología fotovoltaica no ha retrocedido en España.

Solar Energy Data

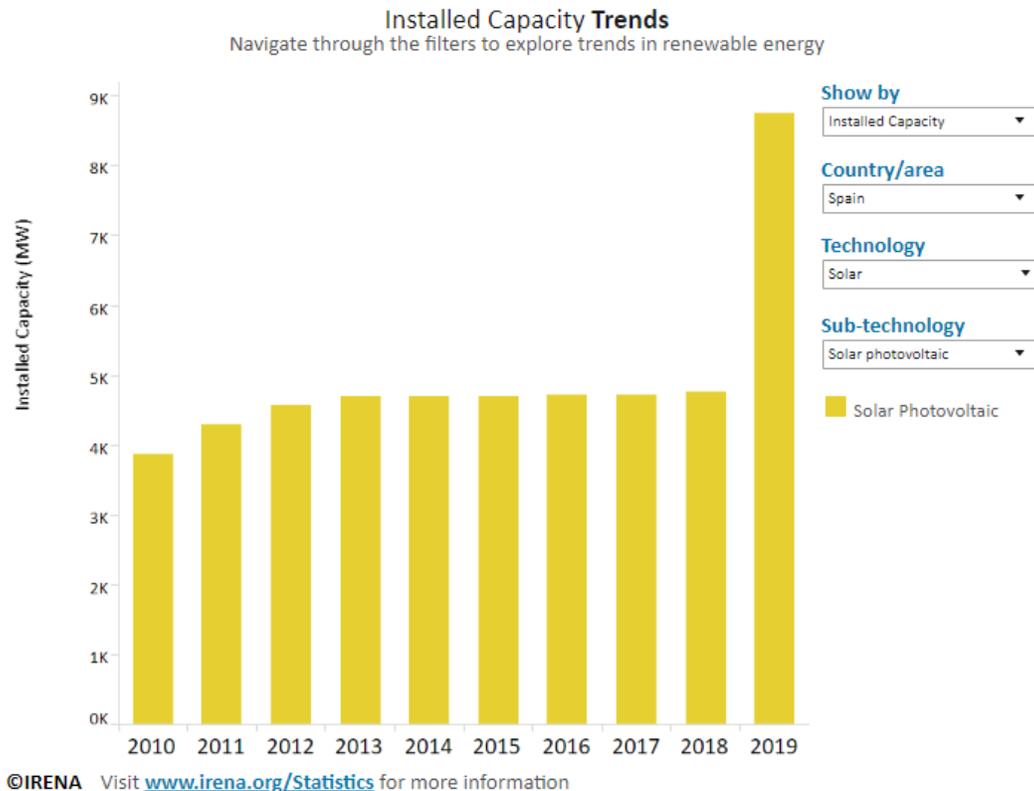


Figura 6 Capacidad instalada en España [9]

En España 2019 fue el mejor año de la historia para la energía fotovoltaica, al establecerse un nuevo récord de capacidad instalada en plantas en suelo, con 4.201 MW de nueva capacidad. Como resultado, por primera vez desde 2008, España se situó como mercado líder a nivel europeo y el sexto a nivel mundial [10] . Además, la capacidad instalada de autoconsumo aumentó 459 MW (+95%) por los cambios regulatorios de los últimos años (RD-Ley 15/2018 y RD 244/2019) [11]

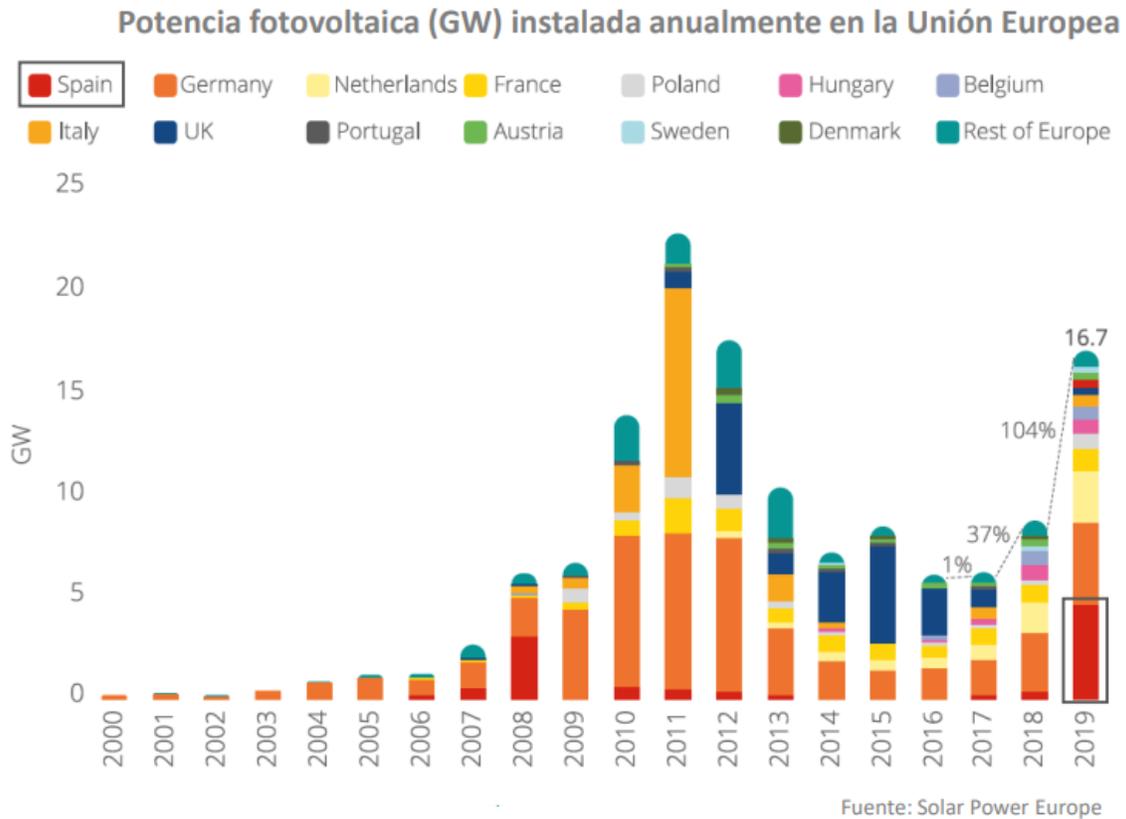


Figura 7 Potencia fotovoltaica instalada en la Unión europea por año [11]

También, con las nuevas regulaciones que favorecen el autoconsumo, se espera que se haga perceptible la aparición de los “prosumidores” (productores y consumidores al mismo tiempo) de electricidad en el mercado español. Por otra parte existen en la actualidad herramientas de mercado como los PPA que permiten reducir los riesgos al momento de llevar a cabo un proyecto de renovables.

El futuro de la energía fotovoltaica en España está garantizado, según demuestra el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), que sitúa la meta de un sector eléctrico 100% renovable en 2050 [12], con una etapa intermedia del 74% en 2030. Para lograr la meta de 2030 se prevé una potencia total instalada de 44 GW de energía solar, de los cuales 37 GW serán de fotovoltaica. Esto la convertirá en la tecnología de generación renovable de mayor crecimiento en los próximos 10 años.

Potencia fotovoltaica instalada en España peninsular

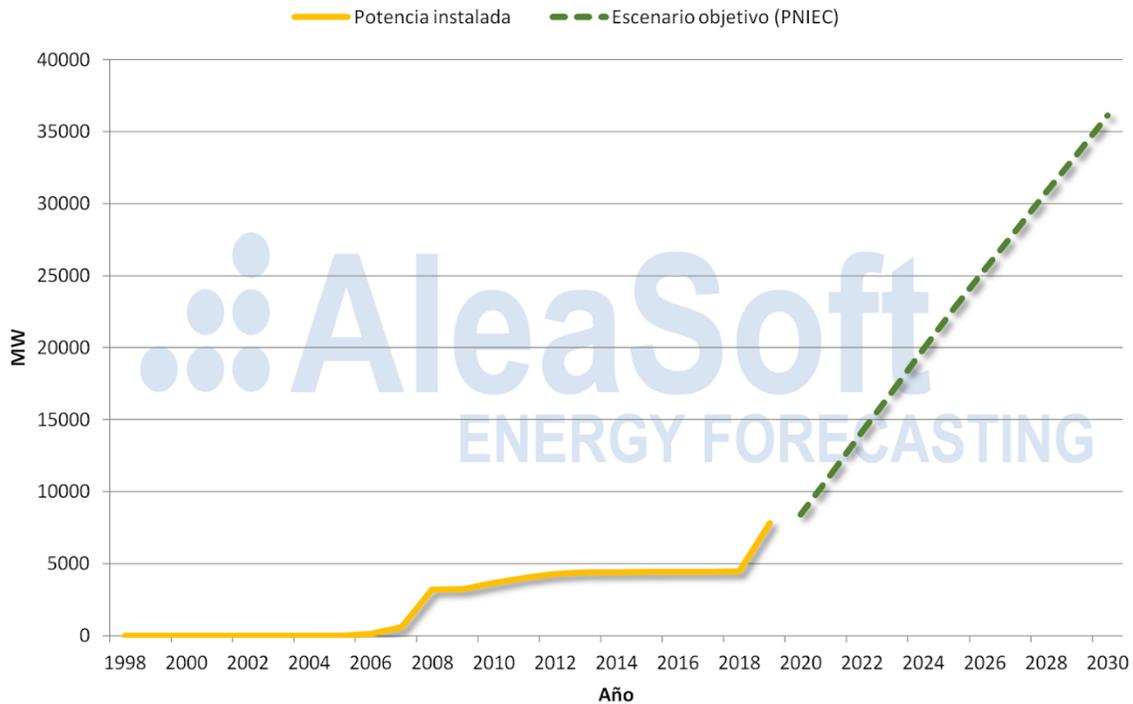


Figura 8 Previsión Capacidad Fotovoltaica futura [13]

Pero con la crisis sanitaria del coronavirus, el sector fotovoltaico ha notado que el desplome en los precios de la electricidad y se ha provocado un freno en el desarrollo de los contratos de compraventa a largo plazo de energía o PPA, se ha registrado una mayor reticencia de la banca a financiar a precio de mercados y un endurecimiento de las condiciones. [14] Los proyectos fotovoltaicos sin subsidios pueden ser todavía financiables a través de los PPA, pero es poco probable que los inversores se arriesguen a tratar con márgenes pequeños. Los precios actuales no justifican las inversiones y los nuevos participantes pueden esperar a una mayor estabilidad del mercado.

Según indicó el director general de UNEF en un encuentro para presentar el informe anual de 2019 del sector, la pandemia condujo fuertes caídas en el pool en los meses de confinamiento más restrictivos -marzo y abril- debido al descenso de la demanda y la mayor entrada de renovables en un mercado marginalista como el eléctrico. Así, se registraron

precios de unos 20-30 euros/MWh, llegando incluso en momentos puntuales a situarse por debajo de los 10 euros, frente a la previsión estimada de entre 40 y 50 euros por MWh. [15]

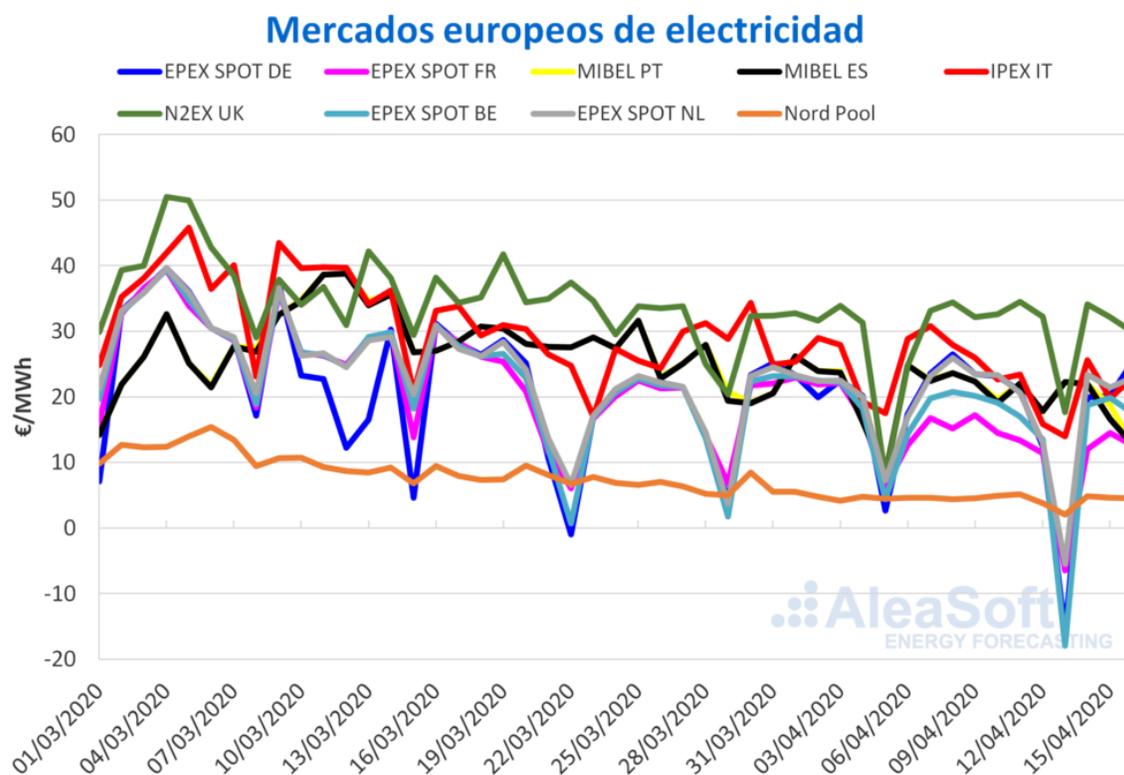


Figura 9 Mercados de electricidad COVID 19 [15]

Aunque en estos momentos se está recuperando la demanda y parcialmente los precios de la energía. Los precios de los futuros de electricidad de los principales países europeos han registrado una primera semana de agosto de clara subida propiciada por el aumento de precios del gas TTF y de los derechos de emisión de CO₂. [16] La fotovoltaica continúa con crecimientos importantes respecto a agosto de 2019. La ola de calor está manteniendo la demanda de electricidad alta incluso en una época de poca laboralidad como es agosto. Por su lado, las renovables no han tenido un comportamiento uniforme en todos los países y tanto la eólica como la fotovoltaica han registrado aumentos o descensos según el país, por lo que no han logrado contener los altos precios. [17]

Mercados europeos de electricidad [€/MWh]

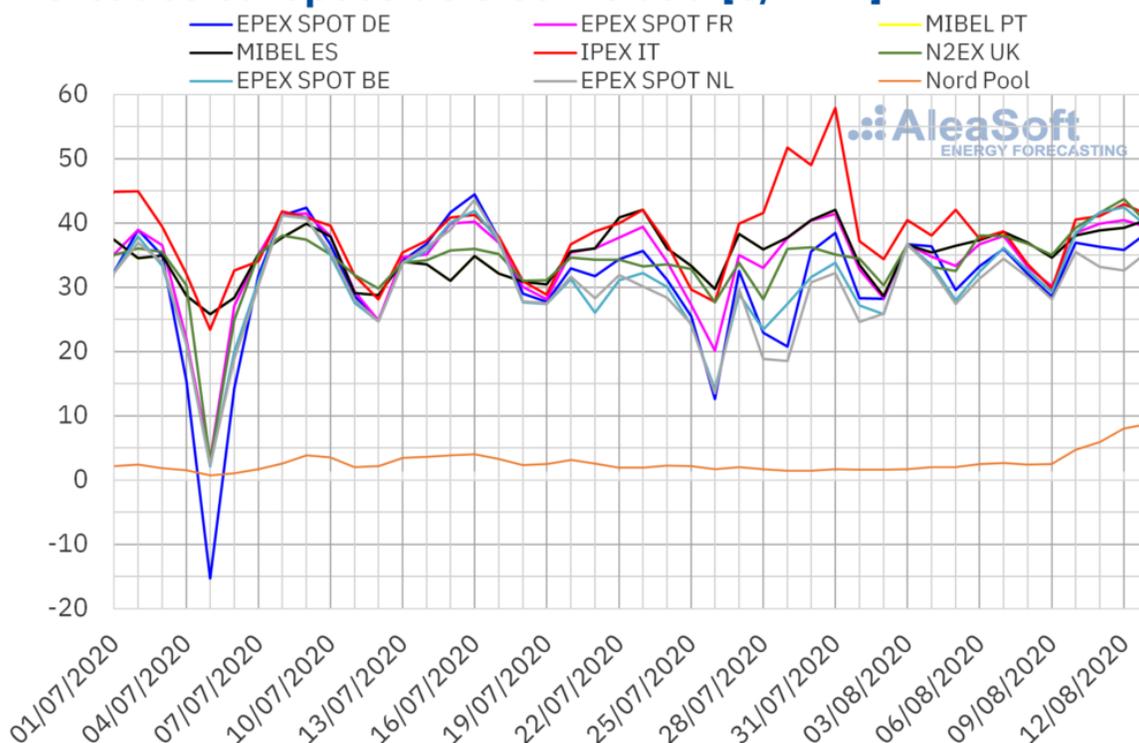


Figura 10 Mercados de electricidad agosto 2020 [17]

Asimismo, se considera que en 2020 la nueva capacidad instalada fotovoltaica apenas llegará a unos 1.500 MW frente al récord de 2019 (4.201 MW) [18], debido tanto al impacto de la pandemia en el retraso de proyectos como a la ausencia de subastas de capacidad renovable. En el primer semestre de 2020 la cifra de MW instalados por el sector fotovoltaico ha ascendido a 780 MW, aunque las medidas para frenar el Covid-19 y los retrasos administrativos han llevado a acumular retrasos en proyectos que podrían haber entrado este año, pero que no lo podrán hacer hasta 2021. Todo ello, unido a que en 2019 hubo 3.800 MW de las subastas de años anteriores [19], lleva a que la capacidad instalada fotovoltaica vaya a ascender a poco más de un tercio del año pasado probablemente.

En lo que respecta al autoconsumo, en 2019 se instalaron un total de 459 MW, casi duplicándose respecto al año anterior, impulsado por los cambios regulatorios. No obstante, UNEF también señaló el fuerte impacto sufrido en este aspecto por el Covid-19, especialmente en su desarrollo en el sector servicios, aunque advirtió de un ligero incremento en el sector doméstico.

3. ARGUMENTOS A FAVOR DEL AUTOCONSUMO EN ESPAÑA

En el modelo económico del autoconsumo en España las instalaciones no reciben una tarifa por la energía generada, como sí reciben en otros países europeos. En su lugar, el autoconsumo se valora económicamente como una medida de eficiencia energética. La energía generada por la instalación disminuye la demanda de electricidad que se toma de la red, produciendo unos ahorros al consumidor, que, al cabo del tiempo, repagan su inversión. ¿Por qué esta apuesta por el autoconsumo? [20]

- Supone un ahorro directo para el autoconsumidor y puede reducir el precio de la electricidad para el resto de consumidores, puesto que el autoconsumo contribuye a abaratar el precio del mercado eléctrico: por un lado, al disminuir la demanda (quien autoconsume compra menos energía de la red) y, por otro lado, al aumentar la oferta de energía renovable (si hay excedentes, hay más energía negociada en el mercado eléctrico).
- Por el descenso de precios de algunas de las tecnologías renovables, en especial la solar fotovoltaica, que ha reducido sus costes un 80% en cinco años, y por el desarrollo comercial del almacenamiento con baterías, que permitirán gestionar mejor los picos de demanda y reducir la presión sobre las redes de distribución.
- Permite mayor control sobre la gestión energética, tanto individualmente como para el conjunto de la sociedad.
- Apoya la transición energética limpia y solidaria para las personas al impulsar una generación eléctrica distribuida y de bajas emisiones de gases de efecto invernadero.

- Ayudará a la electrificación de la movilidad y las medidas de ahorro y eficiencia energética. Transformará las ciudades que actualmente actúan como potentes sumideros de energía.

El buen recurso solar que hay en España permiten que de esta forma el autoconsumo sea rentable sin necesidad de establecer ninguna tarifa especial. Además, como exigen las directivas europeas, los excedentes generados (si es autoconsumo con excedentes) e inyectados a la red también se valoran económicamente, en este caso al precio de mercado eléctrico (muy inferior al de consumo).

Un argumento en contra acerca del autoconsumo es que por la energía que un consumidor toma de su instalación de autoconsumo éste no paga el coste de la energía ni los términos variables de peajes y cargos. Sin embargo, la energía que se genera en las instalaciones de autoconsumo no hace falta comprarla en el mercado mayorista, ni la autoconsumida, ni los excedentes, (porque al verterse a la red, disminuyen la energía que toman de la red aguas arriba los consumidores situados cerca del consumidor con autoconsumo).

Por lo tanto, se reduce la demanda en el mercado, con una consecuente reducción del precio de la energía: el autoconsumo produce una reducción del precio de mercado que baja la factura también a los que no se instalan.

Además, la recaudación que se deja de ingresar es ínfima en comparación con el conjunto de ingresos del sistema [21]. Con los peajes actuales, desde UNEF se estima que se dejan de recaudar 2,3 M€ por cada 100 MW de autoconsumo fotovoltaico que se instalan. Si se toma como dato los 459 MW de autoconsumo que se instalaron el año pasado, en 2019 se habrían dejado de ingresar unos 10,6 M€. En ese año el total de ingresos del sistema esperados para 2019 estuvieron en el orden de 17.500 M€, es decir, la reducción de ingresos por el autoconsumo habría sido del -0,06%: una disminución así no pondría en riesgo la suficiencia económica.

Tras la publicación del Proyecto RD de cargos, que culminará la reforma tarifaria que entrará en vigor en 2021, los autoconsumidores no pagarán gran parte de los cargos, pues se han

repartido en un 75% variable / 25% fijo. Sin embargo, España cuenta con la tarifa con la parte fija más alta de Europa. Para cuantificar el impacto esperado sobre la recaudación desde UNEF estimó que cada 100 MW, con la nueva tarifa resultante de peajes de CNMC y cargos del Ministerio, se dejarían de recaudar 3,9 M€. Como es esperable, esta cantidad es ligeramente superior a la que se obtenía para los peajes actuales, pero similar en el orden de magnitud y muy inferior al total de ingresos del sistema.

Por último, el resultado neto de estos dos efectos contrapuestos es un beneficio para todos los consumidores: lo que se deja de recaudar por el autoconsumo es inferior a los ahorros que éste produce a todos los consumidores por la energía que deja de comprarse en el mercado.

En 2019 se compraron en el mercado mayorista 226 TWh a un precio medio de 47,68 €/MWh. Esto implica que por cada 100 MW de autoconsumo (a unas 1.500 horas equivalentes de producción), se evitó gastar en el mercado 7,2 M€. Es decir, con la nueva tarifa (asumiendo un mercado en 2021 similar al de 2019), el efecto neto para los consumidores será de un ahorro de 3,3 M€ por cada 100 MW de autoconsumo que se instalen. Si se instalasen ese año los 459 MW construidos el año pasado significa que se dejarían de pagar 15 M€.

4. CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Independientemente de la tecnología se puede observar una tendencia clara en el mercado. Conseguir una mayor eficiencia es cada vez más el factor decisivo a nivel mundial, al mismo tiempo, siendo necesario que los precios se estabilicen o hasta bajen. Además, los fabricantes tienen que ofrecer soluciones para células y módulos fotovoltaicos que obtengan un mayor rendimiento al mismo nivel de precio o menor para satisfacer esta demanda. Históricamente, se puede observar que mientras se han conseguido lograr récords de eficiencia a lo largo del

tiempo, ha ido bajando el coste de los paneles, como se puede comprobar en las gráficas que se muestran a continuación.

Entre los motivos de estos crecimientos durante los últimos 20 años se encuentran principalmente el abaratamiento de sus costes, la economía de escala (en mayor medida a partir de la fabricación en masa de paneles fotovoltaicos por parte de China) y las mejoras tecnológicas en eficiencia y de materiales [22].

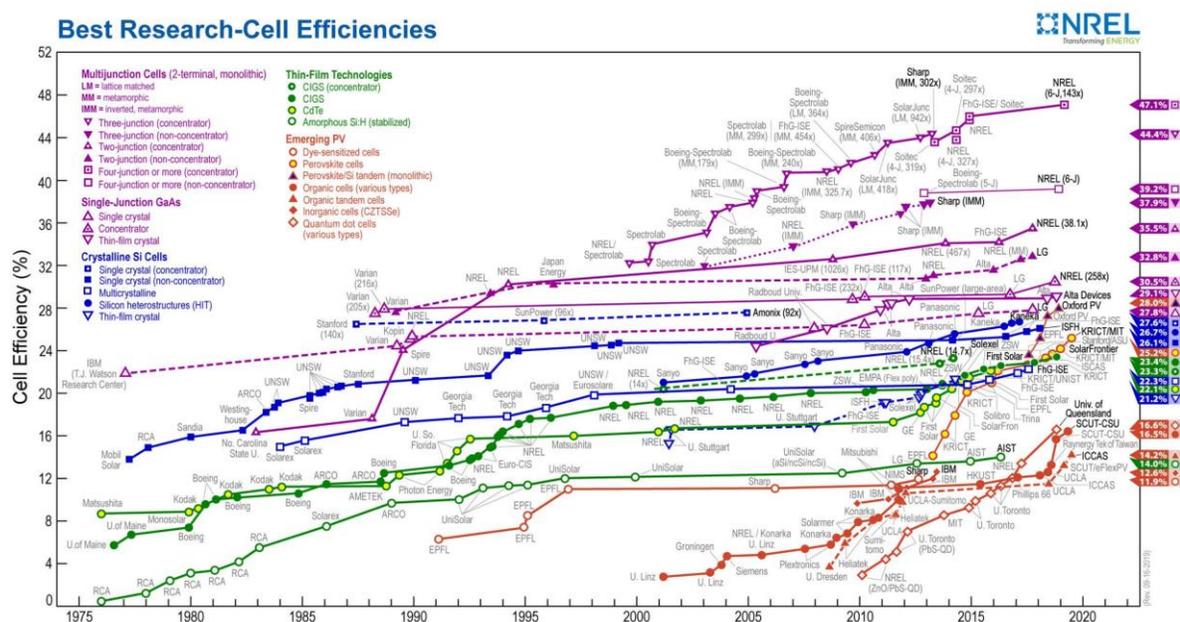
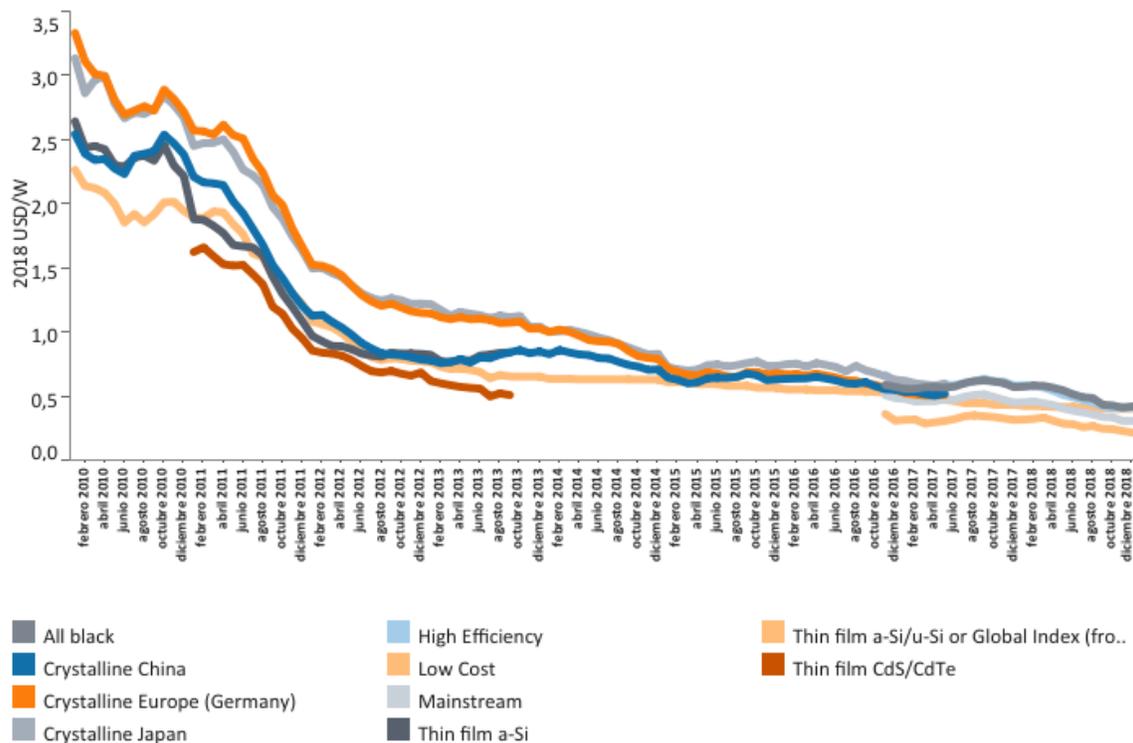


Figura 11 Récords de eficiencia en células fotovoltaicas 2020 [23]

Solar PV Module Costs 2010-2018



Select Technology
 Todo



© IRENA

Figura 12 Costes paneles fotovoltaicos 2010-2018 [24]

Respecto a las tendencias en costes más recientes, desde mediados de julio hasta principios de agosto, los precios cayeron pronunciadamente, quizás por última vez este año. [25] Hay señales de que el descenso de los precios de los últimos meses pronto llegará a su fin. Para el 4.º trimestre, casi todos los fabricantes están anunciando aumentos de precios en el rango de 1 a 2 céntimos por W o ya están emitiendo listas de precios ajustados. Esto se debe por

motivos como una alta demanda en Europa y la espera de una alta demanda de China o una falta de materiales en América.

Module class	€/Wp	Trend since June 2020	Trend since January 2020	Description
Crystalline modules				
Bifacial	0.33	- 2.9 %	- 15.4 %	Solar modules with bifacial cells, transparent back sheets or double glas modules, framed or unframed.
High Efficiency	0.31	- 3.1 %	- 3.1 %	Crystalline modules 310 Wp and above with PERC, HJT, n-type or back-contact cells, or combinations thereof
All Black	0.33	0.0 %	0.0 %	Module types with black back sheets, black frames and a rated power between 290 Wp and 350 Wp
Mainstream	0.22	- 8.3 %	- 12.0 %	Standard modules, typically with 60 multicrystalline cells, aluminum frame, white backsheets and 275 Wp to 305 Wp
Low Cost	0.15	- 6.3 %	- 11.8 %	Factory seconds, insolvency goods, used or low-output modules (crystalline), products with limited or no warranty

Source: www.pvxchange.com

Figura 13 Tendencias costes módulos desde junio 2020 [26]

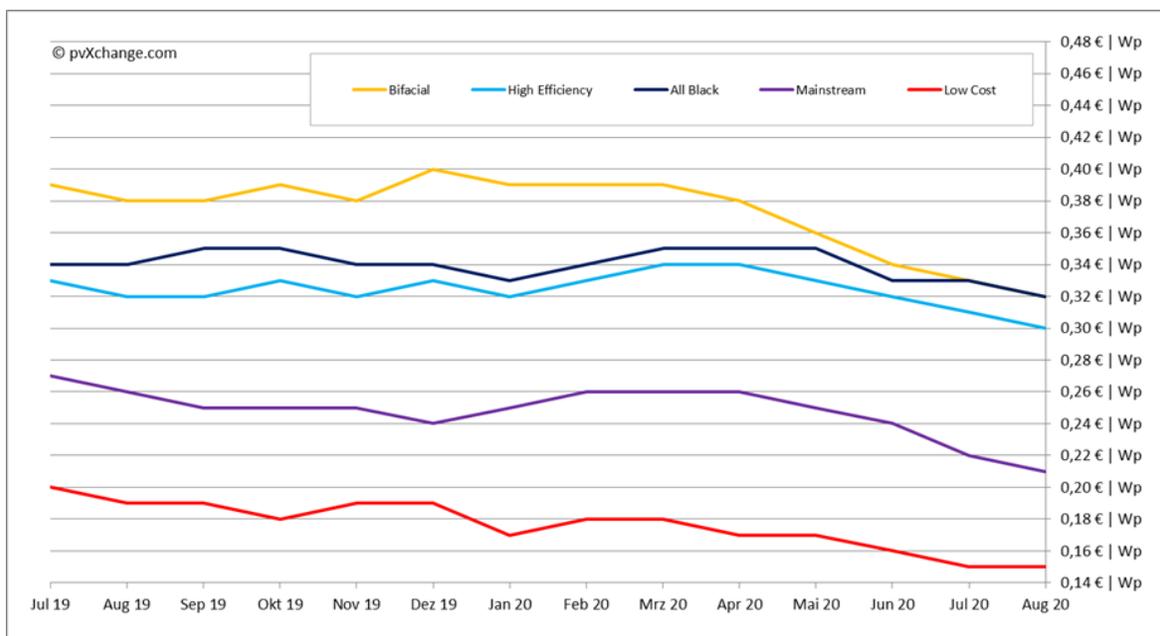


Figura 14 Precios actuales por Wp paneles fotovoltaicos [25]

4.1. TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

A continuación se hará una clasificación de las células fotovoltaicas atendiendo a diferentes criterios:

4.1.1. Según la estructura interna del material [8]

La gran mayoría de las células solares se encuentran disponibles comercialmente son de Silicio mono o policristalino (c-Si), tienen una participación en el mercado global de alrededor del 90-95%. A principios de los años 90, los módulos fotovoltaicos monocristalinos tenían una eficiencia entre el 18-20% (23-24% por célula), mientras que, en la actualidad, la eficiencia de los paneles llega en torno al 25.2% (el récord mundial de eficiencia en células de silicio lo batió Kaneka Corporation (Japón) en 2017 con una eficiencia del 26.6% [8]).

El mercado fotovoltaico ha crecido bastante en los últimos diez años. En 2015 las células fotovoltaicas de silicio multicristalino (mc-Si) tenían una cuota de mercado de casi el 60%. No obstante, el año pasado la mayoría de los países europeos notaron un cambio significativo al silicio monocristalino con una cuota del 70 % aproximadamente con lo que el multicristalino (mc-Si) solo representaba el 30 por ciento. [27]

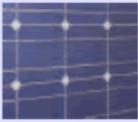
CÉLULAS		RENDIMIENTO LABORATORIO	RENDIMIENTO DIRECTO	CARACTERÍSTICAS	FABRICACIÓN
	MONOCRISTALINO	24 %	18-22 %	Es típico los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí (Czochralsky).	Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro.
	POLICRISTALINO	19 - 20 %	13-20 %	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.	Igual que el del monocristalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización.
	AMORFO	16 %	< 10 %	Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células.	Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico.

Figura 15 Células mono, poli y amorfo [8]

Otra clase de células fotovoltaicas a destacar son las de capa o película delgada, término bajo el que se engloban todas aquellas tecnologías cuya base de elaboración de la célula

fotovoltaica consiste en depositar una película delgada de un material semiconductor fotoactivo sobre sustratos de bajo coste (vidrio en la mayoría de los casos). La principal es la basada en el silicio amorfo (a-Si), siendo también destacables las basadas en diselenuro de indio y cobre (CIS o CIGS), telurio de cadmio (CdTe) o, en menor medida por la escasez del material, arseniuro de galio (GaAs). La mayor parte de la luz se absorbe en una capa de unas pocas micras (dependiendo del material), con lo que se puede ahorrar material, y el módulo se fabrica de forma integral: las capas se depositan e interconectan sobre un sustrato (a menudo el propio vidrio).

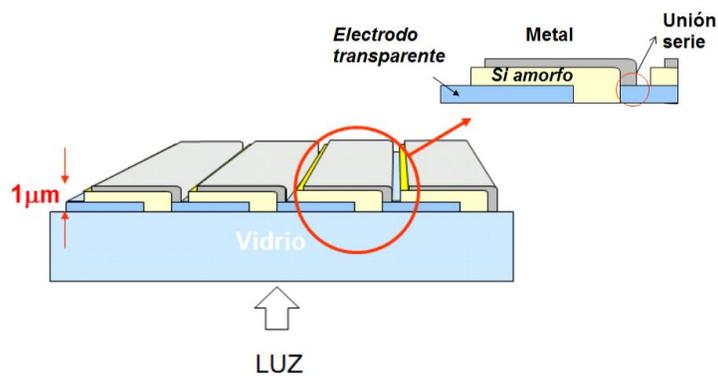


Figura 16 Célula capa delgada [8]

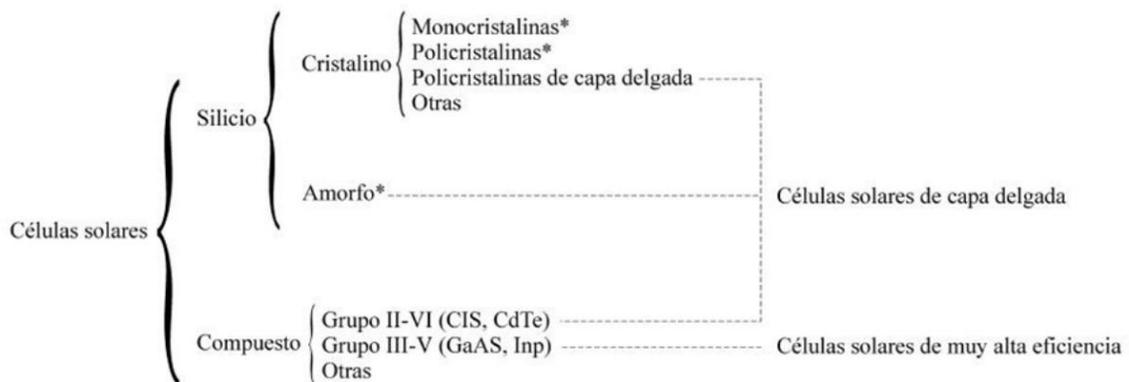


Figura 17 Clasificación esquema células solares [8]

4.1.2. Según la generación:

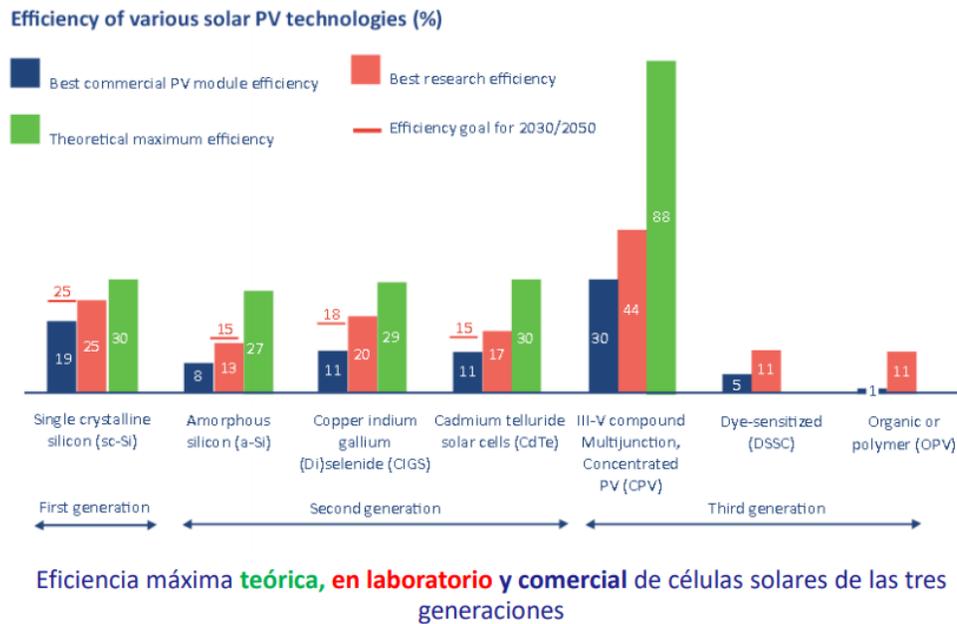
Tradicionalmente, la tecnología de células solares se divide en tres generaciones [8]:

1- primera generación: se basan principalmente en obleas de silicio y típicamente muestran un rendimiento del 15-20%, dominan el mercado actual pero requieren una gran cantidad de energía para su fabricación.

2- segunda generación: se basan en el silicio amorfo, CIGS y CdTe. El rendimiento típico es del 10 - 15%. Evitan el uso de obleas de silicio y tienen un consumo de material inferior, por lo que su coste de producción es inferior. Pero la producción de células solares de segunda generación todavía incluye procesos de vacío y tratamientos de alta temperatura, por lo que tienen un elevado consumo energético asociado a su producción. Se basan en elementos escasos y a veces tóxicos, lo que limita la posible reducción de su precio.

3- tercera generación: utilizan materiales orgánicos tales como pequeñas moléculas o polímeros. Las células solares de polímeros (o de plástico) son una subcategoría de células solares orgánicas. Poseen ventajas como una producción a gran escala simple, rápida y económica y un uso de materiales fácilmente disponibles y potencialmente baratos. Las células solares de polímeros se pueden fabricar con tecnologías conocidas industriales de rollo (como es la impresión de periódicos). En esta generación también se cubren las caras células experimentales multi-unión de alto rendimiento. Una nueva clase de células solares de película delgada actualmente bajo investigación son las células solares perovskita. Aunque el rendimiento y la estabilidad de las células solares de tercera generación todavía es limitada, tienen un gran potencial y que ya se comercializan, por ejemplo, por infinityPV.com. La investigación en las células solares de polímeros se ha incrementado significativamente en los últimos años y ahora es posible producirlas a un precio reducido.

A continuación se muestra un gráfico con los objetivos de eficiencia de las diferentes generaciones:



Fte.: [4] IRENA, 2012, LIGTT, 2014

Figura 18 Eficiencia máxima teórica, en laboratorio y comercial de células solares de las tres generaciones [8]

4.1.3. Según su estructura de unión [28]:

Una de las innovaciones producidas supone el uso de diferentes materiales para producir la unión, de forma que podemos hacer una primera distinción entre:

- Homouniones: la unión p-n se crea sobre un único material por difusión de dopantes desde lados opuestos de la célula.
- Heterouniones: los dos materiales situados a ambos lados de la unión son diferentes, producidos por distintas tecnologías de fabricación.

A su vez, podemos tener estructuras formadas por distinto número de uniones p-n en el mismo dispositivo, con lo cual distinguimos entre:

- Dispositivos de unión simple: se crea una única unión p-n en la estructura del dispositivo, aunque esta puede estar formada por compuestos distintos a cada lado de la unión. Una célula simple produce corriente eléctrica de una sola longitud de onda en el espectro de la luz solar. Solo los fotones solares de energía igual o superior a cierto valor son absorbidos por el material, mientras que otros no tienen la energía suficiente para ser absorbidos. Esto implica que más del 40% de la radiación solar que recibimos no es útil para producir el efecto fotovoltaico. Las células tradicionales de unión única tienen una eficacia teórica máxima del 33.16% [29].

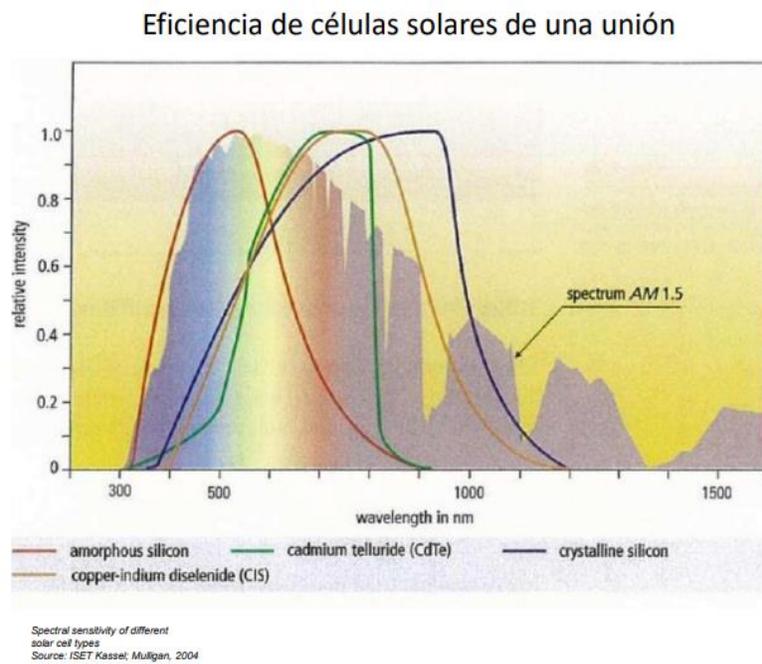


Figura 19 Eficiencia de células solares de una unión [8]

- Dispositivos multi-unión: se produce a base de varias uniones superpuestas, que pueden formar parte de una única célula o corresponder a distintas células crecidas en la misma estructura. Una célula fotovoltaica de múltiples uniones es una célula solar con múltiples uniones pn de diferentes materiales semiconductores. Cada unión pn de cada material produce corriente eléctrica en respuesta a una longitud de onda de luz diferente. Una célula solar de celda de múltiples uniones producirá una corriente eléctrica en múltiples longitudes de onda de luz, lo que aumenta la eficiencia de conversión de energía de la luz solar a energía eléctrica utilizable.

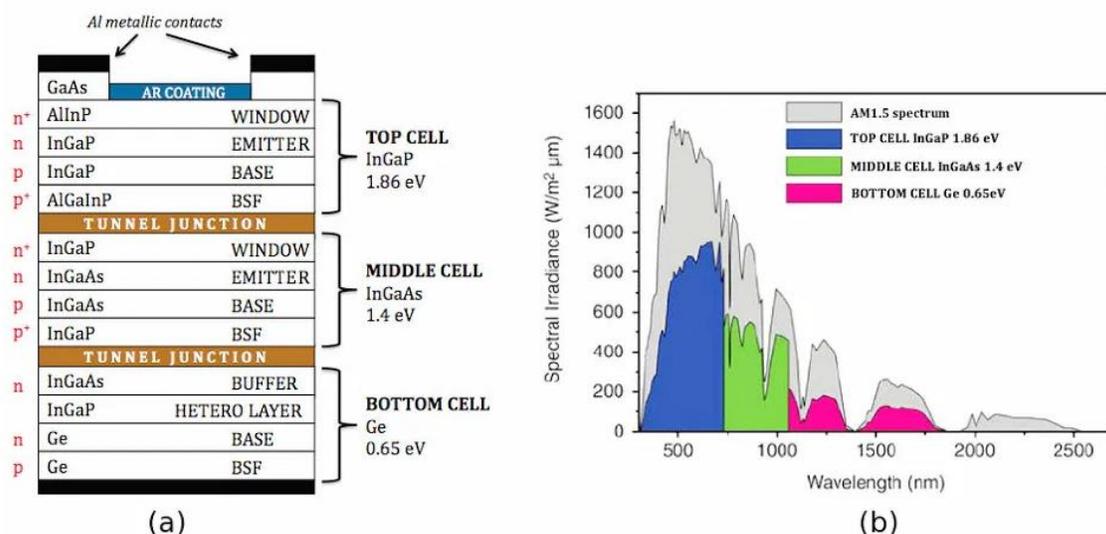


Figura 20 Células multiunión [30]

Teóricamente, un número infinito de juntas tendría una eficiencia límite de 86.8% bajo luz solar altamente concentrada.

4.1.4. Según su aplicación [31]:

Existen claras diferencias estructurales y de diseño entre células que van destinadas a aplicaciones diferentes o que trabajan en diferentes condiciones. Podemos realizar una clasificación básica de las células en cuatro grupos según el tipo de aplicación a que van destinadas:

- Células para aplicaciones terrestres sin concentración: la práctica totalidad de los paneles fotovoltaicos disponibles comercialmente son para este tipo de aplicaciones.
- Células para integración en edificios: presentan como característica más destacada su semitransparencia, permitiendo el paso de una fracción de la luz que reciben a la parte posterior. Esta semitransparencia se logra mediante la creación de surcos o agujeros de anchura controlada en las capas activas de la célula.

- Células para aplicaciones terrestres bajo concentración: en busca del mayor rendimiento de conversión posible, se han incluido algunos módulos los concentradores, capaces de incrementar la radiación solar incidente sobre la célula.
- Células para aplicaciones espaciales: han seguido una evolución permanente desde el comienzo de las investigaciones hasta la actualidad.

5. TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS EN TENDENCIA Y DESARROLLO:

5.1.PANELES MULTI BUS BAR

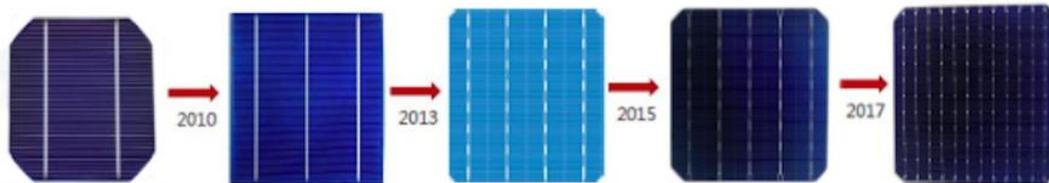


Figura 21 Paneles multi busbar [32]

Con el tiempo se han ido aumentando poco a poco el número de bus bar (pequeñas cintas que conectan las celdas fotovoltaicas del panel cuya función es transportar la corriente a través del módulo en sus familias de paneles) pudiendo encontrar fácilmente paneles con 4, 5 o más cantidad de bus bar. En general el principal beneficio del número de bus bar es recoger la mayor corriente que genera el panel, por ende, a más cantidad de bus bar mejor recolección de la corriente que fluye a través de la celda. Así mismo, en caso de microrrotura proporcionan una ruta más corta y evita que exista una pérdida excesiva de rendimiento.

5.2.PERC (PASSIVATED EMITTER REAR CELL)

La tecnología PERC se basa en un proceso que agrega una o más capas adicionales en la parte posterior de la célula solar para reflejar algunos de los fotones de luz que logran pasar a través de la celda de vuelta hacia la celda, aumentando así la eficiencia total. En el contexto

del mercado actual de fabricantes de celdas, ya se están ofreciendo paneles Mono PERC a precios tan competitivos como los policristalinos.

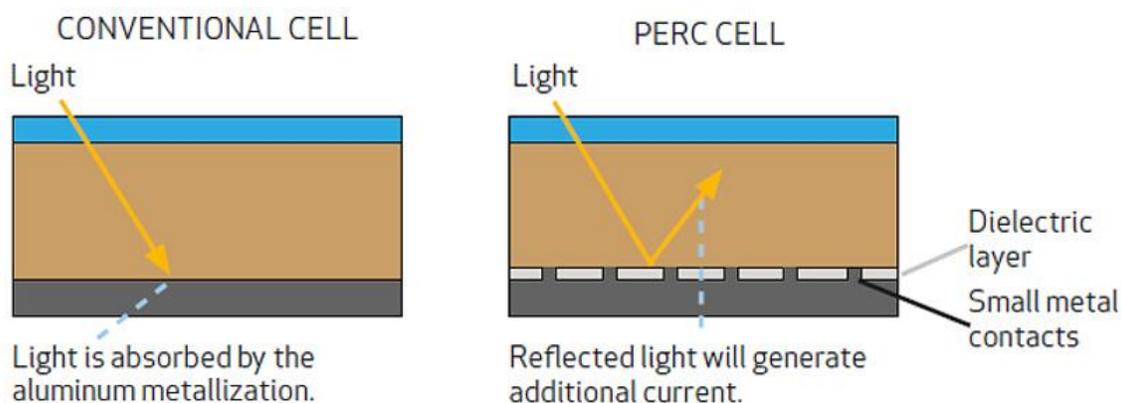


Figura 22 Célula PERC [33]

5.3.PANELES BIFACIALES (DOBLE CARA)

Son un invento español del ingeniero Antonio Luque López en 1976. Su popularidad ha aumentado considerablemente en los últimos años debido a que el costo de fabricación de las células monocristalinas de alta calidad sigue disminuyendo.

Las células bifaciales absorben la luz de ambos lados del panel y en el lugar y las condiciones correctas pueden producir hasta un 25% o 30% más de energía que los paneles monofaciales tradicionales. Estos paneles utilizan un sistema de vidrio delantero y trasero para encapsular las celdas, que es más duradero que la lámina posterior laminada de plástico tradicional utilizada en paneles regulares. El lado posterior de vidrio dura más tiempo con una menor degradación con el tiempo y puede reducir significativamente el riesgo de falla, con algunos fabricantes que ofrecen garantías de rendimiento de hasta 30 años en modelos de paneles bifaciales.

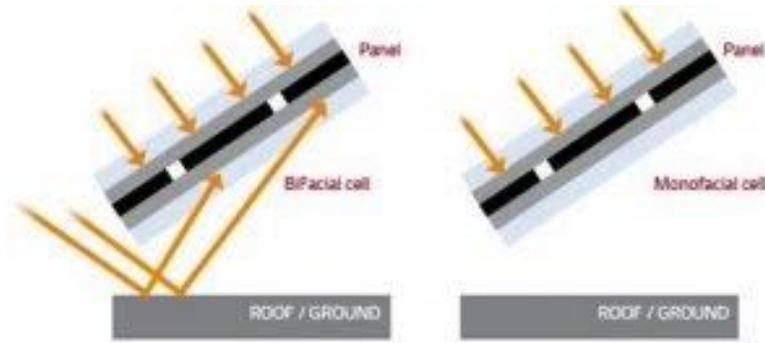


Figura 23 Células bifaciales [34]

Tradicionalmente, los paneles solares bifaciales se utilizaban en instalaciones a piso en lugares únicos en los que la luz del sol podía rebotar fácilmente o se reflejaba en las superficies circundantes, en particular regiones propensas a la nieve y latitudes extremas. Aunque se ha demostrado que funcionan bien cuando están instalados sobre superficies arenosas livianas y también son capaces de alcanzar hasta un 10% más de salida incluso en tejados de color claro cuando están inclinados.

Los famosos HJT [35] son módulos fotovoltaicos bifaciales de última generación con tecnología de heterounión de silicio amorfo y cristalino [36], combinan dos tecnologías diferentes: una célula de silicio cristalino comprimida entre dos capas de silicio amorfo, combinando así las ventajas de las células solares de silicio cristalino; y las tecnologías de película delgada permitiendo a las células alcanzar mayores grados de eficiencia [37].

Por otro lado, Investigadores del Instituto de Investigaciones sobre Energía Solar de Singapur han llegado a la conclusión de que los proyectos fotovoltaicos a gran escala que se basan en paneles bifaciales y seguidores de un solo eje ofrecen el LCOE más bajo en el 93,1% de la superficie terrestre del mundo [38].

No obstante; recientemente ha habido cierta polémica entorno a los módulos bifaciales debido a que el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) [39] ha comentado que la potencia instalada de un módulo bifacial se calcula como “la suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos que configuran dicha instalación, medidas en condiciones estándar según la norma UNE correspondiente” y que para el caso particular de los módulos bifaciales “la potencia instalada resultaría del

sumatorio de la potencia máxima de ambas caras”, con lo que si se mantiene esta postura podría haber consecuencias negativas para este tipo de módulos en cuanto a su implantación.

5.4.PANELES HALF CELL (paneles de doble celda o celda dividida)

Cada panel se divide en 2 paneles más pequeños de 50% de capacidad cada uno. El principal beneficio de esta variante es el aumento del rendimiento debido a menores pérdidas de resistencia a través de las bus bar. Como cada celda tiene la mitad de tamaño, produce la mitad de la corriente con el mismo voltaje, lo que significa que el ancho de la bus bar se puede reducir a la mitad reduciendo el sombreado y las pérdidas de la celda.

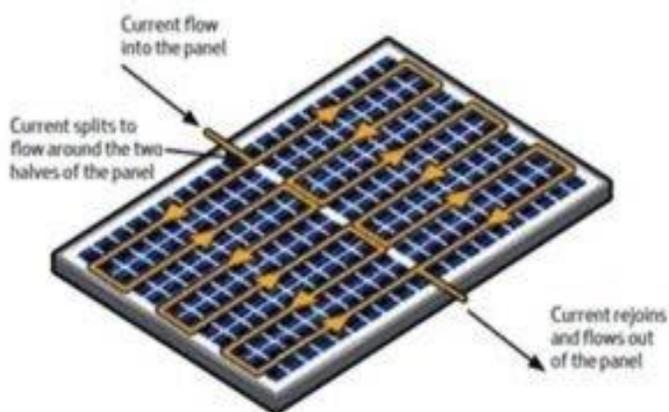


Figura 24 Paneles Half-cell [34]

Además una menor distancia al centro del panel desde la parte superior e inferior mejora en general la eficiencia, y por ende puede aumentar la potencia de salida de un módulo similar hasta en 20W. Otra ventaja es que permite que el sombreado parcial en la parte superior o inferior del panel no afecte a toda la potencia de salida del panel.

5.5.PANELES DUAL GLASS

Este tipo de paneles se suele confundir con los bifaciales. Estos paneles están formados por una lámina posterior de vidrio trasero que reemplaza a la tradicional lámina EVA (plástico) y crea un sándwich de vidrio y vidrio, el vidrio no se deteriora con el tiempo o no sufre de

degradación inducida por la luz (LID). Algunos fabricantes ofrecen garantías de rendimiento de hasta 30 años para este tipo de paneles.



Figura 25 Panel dual glass [34]

La mayoría de los paneles Dual Glass son sin marco, lo que puede complicar el montaje de los paneles ya que se requieren sistemas especiales de sujeción, aunque los módulos sin marco ofrecen varias ventajas, especialmente en lo que respecta a la limpieza. Cuando no existe marco es más difícil que el módulo atrape polvo y suciedad, y si están inclinados o planos son mucho más fáciles de limpiar, y más dispuestos a ayudar a que el viento y la lluvia los autolimpe, lo que resulta en una mayor producción solar.

5.6.TOPCon (contacto pasivado con óxido de túnel)

En esta tecnología los contactos metálicos son aplicados sin patrón en la cara trasera de la célula. Con el fin de reducir las pérdidas derivadas de los contactos metálicos y la superficie de silicio de las células, se introduce una capa delgada de óxido, además del silicio policristalino fuertemente dopado entre los contactos metálicos y la oblea. Los electrones pueden atravesar un túnel, debido a un fenómeno cuántico-físico. [40] Esto establece el contacto, mientras que la oblea se pasiva mejor (reducción de la recombinación de portadores) y las pérdidas por recombinación [41] se reducen significativamente en comparación con la tecnología estándar.

La eficiencia de una célula siempre está relacionada con el equilibrio entre establecer un buen contacto con una baja resistencia de contacto y evitar las pérdidas por recombinación, que se producen en todas las áreas en contacto con el metal. En los contactos estándar, que consisten en una metalización pura en la oblea, las pérdidas son altas. Las tecnologías de

emisor selectivo (dopaje de la capa más superior) ya reducen estas pérdidas para los contactos frontales al aumentar el dopaje bajo el metal de forma selectiva.

5.7. OTROS

Existen también otro tipo de tecnologías, como las células de silicio IBC (Interdigitated Back Contact) [42], en el caso de las células tipo IBC no tienen pérdidas por metalización ya que los fingers y el busbar se encuentran en el lado opuesto al de incidencia de luz; e IBC de tipo N monocristalina. Si bien son una de las tecnologías más eficientes y confiables [43], así como también más resistentes que las células convencionales, tienen el inconveniente que son la tecnología más cara, aumentando el precio incluso en más de 1 USD/W que las tradicionales, en el futuro se espera que el tipo N sea más popular a medida que los costos de fabricación se reducen aún más y aumenta la eficiencia.

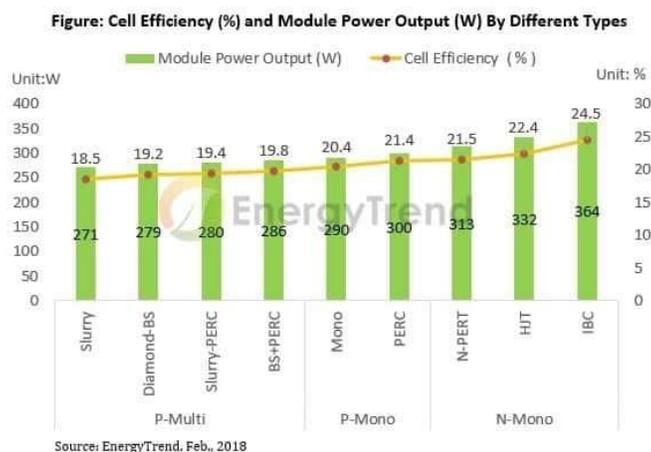


Figura 26 eficiencias de células solares IBC y potencias de panel según la tecnología utilizada [44]

CÁLCULOS PARA SELECCIONAR LA POTENCIA A INSTALAR

CÁLCULOS PARA SELECCIONAR LA POTENCIA A INSTALAR

CONSUMO ENERGETICO DEL SECADERO DE JAMONES	35
SELECCIÓN DE LA POTENCIA DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA	37
SELECCIÓN DEL INVERSOR	43

CÁLCULOS PARA SELECCIONAR LA POTENCIA A INSTALAR

1. CONSUMO ENERGETICO DEL SECADERO DE JAMONES

La industria tiene una tarifa eléctrica 6.1 según la Orden ITC/688/2011, de 30 de marzo, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2011 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, (aunque ahora ha entrado en vigor la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, en este proyecto se utilizará la mencionada anteriormente).

Esta tarifa cuenta con seis periodos tanto en el término de potencia como en el término de energía, lo que permite seleccionar el valor que se debe contratar en cada periodo según la demanda de energía eléctrica.

Aunque el criterio que se tomará en adelante para la selección de la potencia será un criterio de consumo horario y no de potencia media consumida, se mostrarán a continuación las características del consumo para tener una idea general.

La potencia a contratar para cada período sería como se muestra a continuación:

Tabla 1 Potencia instalada sin instalación

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
POTENCIA CONTRATADA SIN INSTALACIÓN (kW)	392	385	407	422	425	469

La potencia media de consumo a lo largo de los meses del año viene a ser la siguiente:

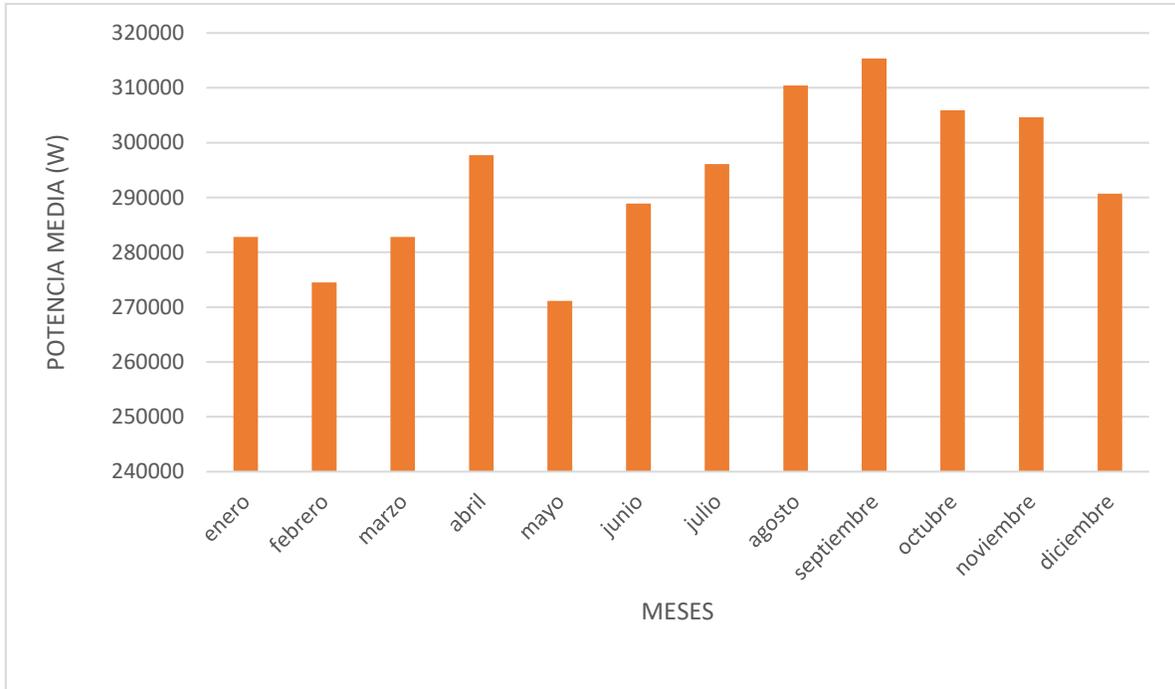


Figura 27 Potencia media mensual

Se aprecia que potencia media mensual va desde los 270000 kW hasta los 315000 kW.

La media de consumo diario de todo el año se observa a continuación, y se puede apreciar que el consumo no varía demasiado independientemente de la hora del día:



Figura 28 Consumo diario medio anual

2. SELECCIÓN DE LA POTENCIA DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

Una de las diferencias entre la generación fotovoltaica en autoconsumo sin excedentes y la generación con compensación o con vertido a red, se encuentra en la elección de la potencia a instalar. Mientras que en el primer caso se debe intentar ajustar la producción lo máximo al consumo, porque se pierde la producción sobrante, en el resto de casos, la potencia a instalar es voluntaria (a partir del capital del que se disponga).

Para elegir la potencia más indicada se han utilizado una serie de supuestos tales como una dependencia lineal del coste de la instalación generadora y de los inversores, en 3 conceptos: un coste fijo para cualquier instalación de 100 a 5000kw (20000 eur); un factor potencia pico de 0.65 eur/wp y un factor potencia nominal de 0.1 eur/w nominal.

La elección final será de una potencia de 330 kWp. Aunque al principio se barajó que el inversor tuviese un factor de dimensionado del inversor de 0.8, finalmente por un mejor dimensionado con PVSYST se escogió un factor de dimensionado de 0.91, y es el que se utiliza en las siguientes tablas.

Tabla 2 Coste total aproximado de instalación fotovoltaica para diferentes potencias

COSTE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA						
Pmax gen kWp	Pnom inv kW	eur/Wp	eur/W	fijo	coste instalación eur	
300	270	0.65	0.1	20000	242000	
320	288	0.65	0.1	20000	256800	
330	297	0.65	0.1	20000	264200	
345	311	0.65	0.1	20000	275300	
357	321	0.65	0.1	20000	284180	
368	331	0.65	0.1	20000	292320	
380	342	0.65	0.1	20000	301200	
390	351	0.65	0.1	20000	308600	
420	378	0.65	0.1	20000	330800	
434	391	0.65	0.1	20000	341160	
428	385	0.65	0.1	20000	336720	
432	389	0.65	0.1	20000	339680	

En lo relativo a los cálculos de coste/ahorro económico de la energía, se ha partido de una tabla con los correspondientes periodos tarifarios a lo largo del año:

Tabla 3 Periodos tarifarios de la tarifa 6.1.

Hora del día	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio (1)	junio (2)	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre	fin de semana y festivos
	1	2	3	4	5	6	6.5	7	8	9	10	11	12	0
0	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
1	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
2	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
3	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
4	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
5	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
7	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
8	P2	P2	P4	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P4	P2	P6
9	P2	P2	P4	P5	P5	P3	P2	P2	P6	P3	P5	P4	P2	P6
10	P1	P1	P4	P5	P5	P3	P2	P2	P6	P3	P5	P4	P1	P6
11	P1	P1	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P1	P6
12	P1	P1	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P1	P6
13	P2	P2	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P2	P6
14	P2	P2	P4	P5	P5	P3	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P2	P6
15	P2	P2	P4	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	P5	P4	P2	P6
16	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	P5	P3	P2	P6
17	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	P5	P3	P2	P6
18	P1	P1	P3	P5	P5	P4	P1	P1	P6	P4	P5	P3	P1	P6
19	P1	P1	P3	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P3	P1	P6
20	P1	P1	P3	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P3	P1	P6
21	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P3	P2	P6
22	P2	P2	P4	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P4	P2	P6
23	P2	P2	P4	P5	P5	P4	P2	P2	P6	P4	P5	P4	P2	P6

Cada periodo teniendo asociado un costo:

Tabla 4 Precios periodos tarifarios

	Precio energía		Precio €/kW
P1	0.080195	€/kWh	39.139427
P2	0.076044	€/kWh	19.586654
P3	0.077309	€/kWh	14.334178
P4	0.075542	€/kWh	14.334178
P5	0.067387	€/kWh	14.334178
P6	0.066564	€/kWh	6.540177

También se ha tenido en cuenta un impuesto sobre la electricidad y el alquiler del equipo de medida, el IVA no se ha tenido en cuenta debido a que las empresas lo deducen:

Tabla 5 Impuesto sobre la electricidad y alquiler del equipo de medida

Impuesto sobre la electricidad	5.11%	aplica a energía y potencia
Alquiler del equipo de medida	755.04	€/año

A lo largo del año, cada hora tendrá asociado un coste. Para las diferentes potencias que se han simulado previamente en PVSYST, con los datos horarios de energía que ahorramos, se ha calculado el coste por cada cuarto de hora gracias a una tabla auxiliar y se ha sumado de la forma correspondiente para tener el año completo. Se muestra un extracto de la tabla auxiliar y de la forma en que se ha procedido después:

Tabla 6 Fragmento tabla para asignar precios a todas las horas del año

FECHA	MES	mes efec	DIA	DS	ds efec	Hora del día	HORA ABS	Periodo tarifario	€/kWh	COSTE DE LA ENERGÍA PROCEDENTE DE RED SIN INSTALACIÓN
10-01-19		1	1	10	5	5	7	224 P6	0.066564061	17.506348
10-01-19		1	1	10	5	5	8	225 P2	0.076044328	25.09462831
10-01-19		1	1	10	5	5	9	226 P2	0.076044328	27.75617979
10-01-19		1	1	10	5	5	10	227 P1	0.080195086	26.94554903

Se ha procedido a sacar los datos tanto de la energía demandada, como la energía producida por el generador fotovoltaico (viene indicada como vertida a la red, que es como PVSyst nos

lo marca para nuestra modalidad de autoconsumo aunque realmente sea vertida a una instalación interior), la energía que se pierde cuando se produce de más, el coste de la energía que procede de la red cada hora, y el ahorro de la energía que aporta el autoconsumo. Para poder comparar los datos, se ha sumado el ahorro para cada una de las potencias que hemos decidido escoger para ver cuál es la más conveniente. No se mostrará la tabla completa pues tiene tantas columnas (+8760) y filas (se ha calculado para muchas potencias), que se haría muy engorroso, sino que se muestra un fragmento a continuación.

Tabla 7 Fragmento tabla para calcular el ahorro horario y total para una instalación de entre las diferentes instalaciones

	Energía demandada (Wh)	Energía vertida a la red (energía total) (Wh)	Energía vertida sobrante, a parte del consumo (Wh)	Energía consumida procedente de la red (Wh)	COSTE DE LA ENERGÍA PROCEDENTE DE RED	AHORRO ECONOMICO DE LA ENERGÍA APORTADA
10/05/1990 11:00	299000	263889	0	35111	2.34 €	17.57 €
10/05/1990 12:00	324000	279796	0	44204	2.94 €	18.62 €
10/05/1990 13:00	255000	279796	24796	0	0.00 €	16.97 €
10/05/1990 14:00	278000	270355	0	7645	0.51 €	18.00 €
10/05/1990 15:00	287000	240024	0	46976	3.13 €	15.98 €
10/05/1990 16:00	317000	192027	0	124973	8.32 €	12.78 €
10/05/1990 17:00	287000	123540	0	163460	10.88 €	8.22 €
10/05/1990 18:00	292000	45947	0	246053	16.38 €	3.06 €
10/05/1990 19:00	274000	6562.1	0	267437.9	17.80 €	0.44 €

A partir de estas columnas, se ha sumado el ahorro económico producido para la energía horario para obtener el ahorro económico anual, a la que se le deberá aplicar el impuesto de la electricidad.

Por otra parte, se ha obtenido el término de potencia que se debería contratar de acuerdo con la función Excel MAX.SI.CONJUNTO (que selecciona un máximo dando un criterio y un rango donde se encuentra ese máximo) y a su vez un SI. para que el periodo siguiente sea obligatoriamente mayor o igual al anterior, dando como resultado la siguiente tabla. Como

es una instalación de autoconsumo fotovoltaico en una nave industrial y no queremos que se pare la producción porque no haya sol, el término de potencia no variará si tenemos instalación fotovoltaica o no:

Tabla 8 Potencia a contratar en cada periodo para diferentes instalaciones

POTENCIA KW A CONTRATAR EN CADA PERIODO										
	SIN INST	300	320	330	345	357	368	380	390	420
P1	392	392	392	392	392	392	392	392	392	392
P2	385	385	385	385	385	385	385	385	385	385
P3	407	407	407	407	407	407	407	407	407	407
P4	422	422	422	422	422	422	422	422	422	422
P5	425	425	425	425	425	425	425	425	425	425
P6	469	469	469	469	469	469	469	469	469	469

Finalmente, da como resultado, para las diferentes potencias que hemos elegido, unos precios según se muestran en las tablas:

Tabla 9 Precios de energía anuales para diferentes instalaciones

Pmax gen kWp	PRECIOS TÉRMINO DE POTENCIA	PRECIOS TÉRMINO DE ENERGÍA	suma tp y te	tras impuestos y tras el alquiler del equipo de medida	Ahorro económico anual con respecto a no tener instalación:
SIN INSTALACION	43 925.92 €	180 349.20 €	224 275.12 €	236 496.67 €	0.00 €
300	43 925.92 €	143 315.37 €	187 241.29 €	197 569.41 €	38 927.26 €
320	43 925.92 €	140 976.21 €	184 902.13 €	195 110.65 €	41 386.02 €
330	43 925.92 €	139 611.99 €	183 537.91 €	193 676.69 €	42 819.98 €
345	43 925.92 €	137 760.30 €	181 686.22 €	191 730.32 €	44 766.35 €
357	43 925.92 €	136 695.95 €	180 621.87 €	190 611.56 €	45 885.11 €
368	43 925.92 €	135 074.76 €	179 000.67 €	188 907.48 €	47 589.19 €
380	43 925.92 €	133 591.89 €	177 517.81 €	187 348.80 €	49 147.87 €
390	43 925.92 €	132 205.22 €	176 131.14 €	185 891.23 €	50 605.44 €
420	43 925.92 €	128 689.02 €	172 614.94 €	182 195.25 €	54 301.42 €
434	43 925.92 €	127 335.09 €	171 261.01 €	180 772.10 €	55 724.57 €
428	43 925.92 €	127 690.44 €	171 616.36 €	181 145.63 €	55 351.05 €
432	43 925.92 €	127 206.16 €	171 132.08 €	180 636.58 €	55 860.09 €

Con los costes calculados anteriormente podemos averiguar cuál potencia a instalar conviene más, tomando como criterio de selección que sea la que antes se amortice con un interés del 0% anual.

Tabla 10 Amortización de la instalación para diferentes potencias

Potencia pico generador kWp	COSTE ELECTRICIDAD ANUAL (eur)	COSTE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA (eur)	AHORRO ENERGÍA ANUAL (eur)	rentabilidad (lo que se amortiza cada año):	POR LO QUE TARDARÁ EN AMORTIZARSE (sin interés) (años):	mínimo en la fila número:
300	195 457.82 €	242 000.00 €	38 927.26 €	16.086%	6.22	3
320	192 967.06 €	256 800.00 €	41 386.02 €	16.116%	6.20	
330	191 518.59 €	264 200.00 €	42 819.98 €	16.207%	6.17	
345	189 548.99 €	284 180.00 €	44 766.35 €	15.753%	6.35	
357	188 409.20 €	292 320.00 €	45 885.11 €	15.697%	6.37	
368	186 688.87 €	301 200.00 €	47 589.19 €	15.800%	6.33	
380	185 112.22 €	308 600.00 €	49 147.87 €	15.926%	6.28	
390	183 640.15 €	330 800.00 €	50 605.44 €	15.298%	6.54	
420	179 921.07 €	341 160.00 €	54 301.42 €	15.917%	6.28	

Aunque la diferencia sea pequeña, se escogerá una potencia pico del generador de 330 kWp.

Tras la simulación con los componentes elegidos finales y la potencia horaria que se autoconsume, se puede ver la curva de autoconsumo horaria media a lo largo de todo el año:

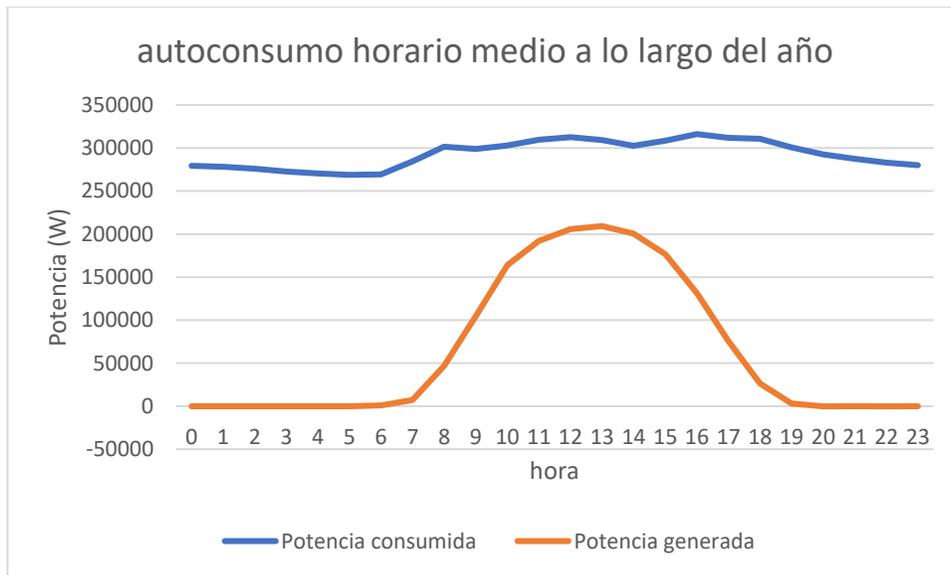


Figura 29 autoconsumo horario medio a lo largo del año

3. SELECCIÓN DEL INVERSOR

Se ha escogido un inversor central, aunque en para potencias de hasta 500 kW e incluso más se suelen utilizar más los de string, pues ofrecen ventajas como que en caso de tener un inversor central se podría perder toda la producción, también en el caso de que hubiese sombras parciales de este modo no pierdo más que la cadena de paneles donde esté la sombra; y ahorramos cableado en cc desde los paneles hasta los inversores, también suele haber menos pérdidas en corriente continua. Sin embargo, tenemos un menor rendimiento que con un inversor central y suelen ser más caros, además que si se da fallos o se rompe es más complicado repararlo o sustituirlo.

Por otra parte, como el terreno es plano y no habrá diferencia de producción entre series, o mismatch, un inversor central con un solo MPPT puede valer y es el que se escogerá.

MEMORIA

MEMORIA

OBJETO.....	46
DATOS DE PARTIDA	47
Características generales de la instalación.....	47
DISEÑO DE LA INSTALACIÓN	48
Diseño del sistema de captación.....	48
Panel fotovoltaico	48
Conexionado del campo generador.....	49
Orientación e inclinación.....	49
Sombreado	50
Sistema inversor	50
Soporte módulos.....	51
Cableado y conexiones	51
Protecciones y puesta a tierra del campo fotovoltaico.....	52
Obra civil y montaje de la instalación	53
Fases de obra de la instalación.....	53
INSTALACIÓN ELÉCTRICA.....	54
Instalación del campo fotovoltaico.....	54
Conexión de los paneles fotovoltaicos al cuadro de conexiones (CC)	54
Cuadro de protecciones en CC del campo fotovoltaico.....	54
Conexión del cuadro de protecciones del campo fotovoltaico con el inversor en CC	55
Instalación interior individual del inversor (CA).....	55
Instalación de enlace con la instalación interior (CA).....	56
Instalador autorizado, documentación y puesta en servicio de la instalación.....	56
NORMATIVA DE REFERENCIA	57

1. OBJETO

En la presente memoria se pretende establecer las condiciones técnicas y operativas de una instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red sin excedentes.

Los paneles fotovoltaicos se colocarán sobre una estructura soporte situados sobre la cubierta, proporcionando una orientación anual óptima. Se dispondrá de construcciones de obra o prefabricadas para la ubicación de los inversores y las protecciones.

En todo lo que sea de aplicación se cumplirá la normativa vigente, como el “Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT)” y lo dispuesto en el pliego de condiciones del proyecto de ejecución.

Los materiales reflejados podrán ser sustituidos a la hora de la ejecución por cualquier otros de características similares si y solo si cumplen todas las condiciones de cálculo y diseño.

La central se ubicará en una cubierta completamente plana en Bernuy Salinero, Ávila. Se conocen los datos de consumo cuartohorarios a lo largo de un año de la instalación, un secadero de jamones. Para la realización de este proyecto se idealizan algunos detalles de entorno con el fin de simplificar este estudio.

La potencia que ha sido escogida para esta instalación generadora ha sido de 300 kW, se han utilizado módulos monocristalinos de 350 Wp. Se instalan en total 944 módulos.

Para calcular la energía que produciría la instalación se ha utilizado el programa PVSYST en la versión 6.87.

2. DATOS DE PARTIDA

2.1. Características generales de la instalación

La instalación estará compuesta por el campo generador de paneles fotovoltaicos y un sistema inversor interconexiónados entre sí, estando este último conectado a la instalación interior, cumpliendo los criterios de contabilidad de producción (contadores) y protecciones necesarios. Antes de la conexión a red se instalará una protección antivertido según la modalidad a la que se acoge esta instalación (sin vertido a red).

La instalación constará de 944 paneles fotovoltaicos HIPRO II TP672M 350W del fabricante TALESun, junto con 1 inversor VC 300 de 300kW, 59 estructuras fijas SUNFER CVE915y material auxiliar necesario,

Las características específicas de la instalación y componentes así como las especificaciones eléctricas y mecánicas de los mismos se encuentran en los siguientes apartados de esta memoria. Las características principales del equipo de generación y transformación de corriente continua en alterna son las siguientes:

- Potencia pico instalada: 330000 W (944 paneles de 350 W)
- Potencia en el inversor: 300000 W

El funcionamiento del sistema es el siguiente: Los paneles fotovoltaicos producen corriente continua, la cual se conduce hasta el inversor quien la convierte en corriente alterna trifásica con los valores adecuados para su consumo en la instalación interior.

3. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

3.1. Diseño del sistema de captación

3.1.1. Panel fotovoltaico

Se consideran 944 paneles fotovoltaicos HIPRO II TP672M 350W del fabricante TALE SUN.

Los datos del panel utilizado se muestran a continuación:

Marca:	TALESUN
Modelo:	HIPRO II TP672M 350W
Potencia pico (Wp):	350 Wp
Tolerancia potencia:	-+3%
V _{mpp} (V):	38.7 V
I _{mpp} (A):	9.04 A
V _{oc} :	47.3 V
I _{sc} :	9.58 A
Rendimiento:	18 %
Dimensiones:	1960x992 mm
Peso:	22 kg
Tipo:	Silicio Monocristalino
Cable de Conexión:	1.2m 4mm ²
NOCT:	45+-2°C

Coefficiente Pmax:	-0.39%/°C
Coefficiente Voc:	-0.30 %/°C
Coefficiente Isc:	+0.05%/°C

El módulo de silicio se adapta a los requerimientos de la norma UNE-EN 61215 y posee certificación de homologación a nivel comunitario.

El panel dispone de una garantía en fabricación de 10 años y 25 años en rendimiento, ambas dadas por el fabricante.

3.1.2. Conexión del campo generador

La instalación constará de 944 paneles de 350 Wp cada uno. Los paneles se unirán en baterías de 16 módulos en serie y se tendrán 59 cadenas en paralelo para al llevar inversor central VC 300.

La estructura del generador se pondrá a tierra y se instalarán seccionadores para la desconexión de forma independiente y en ambos terminales de cada una de las ramas del generador.

Los marcos metálicos de los módulos y los soportes deberán ser conectados a una toma de tierra, que servirá como tal a toda la instalación.

3.1.3. Orientación e inclinación

La orientación e inclinación de los paneles será fija independientemente de la fecha y hora del año.

3.1.4. Sombreado

No se han considerado ningún sombreado al estar en un tejado plano y no se prevén sombras.

3.2.Sistema inversor

Se utiliza un inversor central. Las características son las siguientes:

Marca:	Voltwerk
Modelo:	VC 300
Tensiones de entrada:	530-800 V
Tensión máx. entrada:	1000 V
Corriente máx. entrada:	590 A
Potencia generador FV:	330-360 kWp
Rendimiento máximo:	98.5 %

La hoja completa de características del fabricante se encuentra en los anexos de este proyecto.

El inversor VC300 está conforme al RD 1699/2011 sobre conexión de instalaciones eléctricas a a red de baja tensión y cumplen las más estrictas normativas y directrices de seguridad aplicables.

Los inversores se colocan en el interior de una construcción prevista a tal efecto y protegidos de la intemperie. El inversor se situará lo más cercano posible al punto de conexión.

El inversor dispone de las señalizaciones necesarias para su operación y cuenta con los controles manuales y automáticos exigidos en el RD 1699/2011 que aseguran su adecuada supervisión y manejo.

3.3. Soporte módulos

Se utilizará un Soporte inclinado abierto para suelo cuya inclinación será de 35° pues es óptima y fácil de configurar en los soportes de los módulos, y su pérdida con respecto al óptimo en este caso según PVSYST es 0.00%.

La fijación de los módulos se realiza mediante presores laterales o intermedios. El taladrado de la estructura se realizará antes de establecer la protección. La fijación de los paneles a la estructura se realizará siguiendo los planos del montaje e indicaciones del fabricante de la estructura.

Los paneles se separan 20 mm en sentido horizontal para facilitar el proceso de dilatación de los propios paneles y la estructura de soporte.

La estructura de soporte cumple las especificaciones establecidas en las normas básicas NBE-AE-858 Acciones en la Edificación y NBE-AE-95 Estructuras de Acero en Edificación.

El campo generador se dispone sobre 59 estructuras, y para ahorrar en cableado se dispondrán en 3 hileras de columnas de strings, dos de 20 y una de 19.

En el documento “Anexos” de este proyecto se incluye la información y características detalladas de los soportes.

3.4. Cableado y conexiones

Todas las líneas estarán protegidas frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones. Cada rama del generador fotovoltaico podrá ser desconectada de manera independiente. Los

positivos y negativos de la parte continua de la instalación se conducirán protegidos y señalizados (códigos de colores, etiquetas, etc.) Según normativa vigente.

Todo el cableado de continua es adecuado para uso en intemperie, al aire o enterrado de acuerdo con la norma UNE 21123.

El diseño de los cables de conexión se ha realizado de acuerdo con la ITC-BT 40, estando dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión con nuestra instalación (ya que es autoconsumo sin excedentes), no será superior al 1.5% para la intensidad nominal.

3.5. Protecciones y puesta a tierra del campo fotovoltaico

El inversor VC300 incorpora un interruptor automático para la conexión y desconexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia, junto con el sistema de enclavamiento. El rearme del sistema de conmutación es automático una vez restablecidas las condiciones de tensión de red. (Las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1.1 y 0.85 Um, respectivamente) están integradas en el sistema inversor). Este inversor cuenta también con protección contra pérdida de aislamiento.

Ya que la instalación es trifásica, las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia, o de máxima y mínima tensión se establecen por cada fase (incorporadas en el inversor).

Adicionalmente a las protecciones del grupo inversor se incluye por fase un interruptor general manual y un interruptor automático diferencial. Como medida de protección contra contactos indirectos en la parte de CC, se instalará una pantalla de material aislante (metacrilato o similar), que impida un contacto accidental con las masas del inversor. De esta forma damos cumplimiento a la ITC-BT-24, “Protección contra contactos directos e indirectos” en su apartado 4.3, “Protección en los locales o emplazamientos no conductores”.

En cada rama de 16 paneles se sitúan 2 fusibles seccionadores de corriente de 16 A (1 por polo) capaces de soportar la corriente máxima de los paneles, de manera que cada rama pueda ser totalmente aislada del conjunto.

El seccionador de alterna será capaz de soportar la corriente máxima del inversor incorporando una protección diferencial de 300 mA, y estará ubicado en un armario Clase II o con doble aislamiento.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto la sección de continua como la de alterna, estarán conectadas a tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el REBT. En los anexos se muestra el esquema unifilar de la misma con las protecciones convenientes.

3.6.Obra civil y montaje de la instalación

Será necesario el taladro de varios agujeros para ubicar los soportes. No se considera ninguna obra civil, pero sí el montaje electromecánico de los soportes de los paneles y los propios paneles, así como el cableado.

3.7.Fases de obra de la instalación

Antes de nada, se limpiará el tejado y se procederá a taladrar los agujeros. Una vez realizada esa acción, se fijarán los anclajes, es decir, los kit de unión para soportes verticales, y a continuación se montarán dichos soportes. Acto seguido se fijarán los paneles solares de manera manual y respetando la distancia entre ellos definida en el proyecto. Todo esto se debe de hacer mediante con elementos de acero y siguiendo los planos de montaje.

En caso de deterioro del galvanizado y exposición directa del acero de los perfiles, se habrán de proteger con algún tipo de protección adecuada que impida su corrosión (aplicación de zinc en frío, etc.)

La fijación de los paneles sobre la estructura se realizará mediante los presores que vengan con la estructura siguiendo las instrucciones de montaje.

4. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Se pretende en este apartado la definición completa del circuito eléctrico de la instalación.

4.1.Instalación del campo fotovoltaico

Los paneles se conectan entre sí utilizando los propios cables de conexión suministrados de serie con el panel fotovoltaico. La sección de este cableado es de 4 mm². Se conectarán 16 paneles en serie y cada 15 o 14 series se llevarán a una caja de concentración (o armario de continua o también combiner-box),

Si fuese necesario añadir más longitud de cable a los propios suministrados por el panel, la sección de este será idéntica a la mencionada anteriormente y la conexión con los cables de los paneles se hará mediante el sistema Multi- Contact. La conducción de estos cables hasta la boca de los armarios de continua se realizará a través de la estructura mediante bridas o cualquier otro sistema que permita la sujeción de los cables a los perfiles de la misma.

4.2.Conexión de los paneles fotovoltaicos al cuadro de conexiones (CC)

Existirá una caja de conexiones por cada 15 o 14 strings donde se centralizarán todas las agrupaciones de los cables provenientes de los paneles así como los diferentes sistemas de protección necesarios. Posteriormente se describe con detalle dicha caja de conexionado.

La sección del cable que une las series de paneles con la caja de conexión será de 4 mm², 0.6/1 KV y se llevará formando parte de la estructura fija, o sujeto mediante bridas a la misma.

El conexionado de estos cables con los de los paneles se realizará mediante sistema Multi-Contact u otro similar que permita el cambio de sección.

4.3.Cuadro de protecciones en CC del campo fotovoltaico.

El cuadro de protecciones será de Clase II o doble aislamiento y tendrá como misión tanto el agrupamiento y conexionado del conjunto de cables que proviene de los paneles como la instalación de los diferentes elementos de corte y protección necesarios atendiendo a la normativa correspondiente. En dicha caja se encuentran alojados 15 o 14 fusibles seccionadores bipolares de 2x16 A que protegen a cada una de las 15 o 14 series de paneles del sistema generador.

Cada grupo de 15 o 14 pares de cables que salen de los fusibles seccionadores se llevan a un borne de conexiones, disponiéndose, por tanto, de 4 bornes por cada polo.

Estos bornes se unen dos a dos formando las líneas de salida en corriente continua hacia el inversor, cada una de estas líneas de salida (4 entradas al inversor) contará con un interruptor de corte en carga.

4.4. Conexión del cuadro de protecciones del campo fotovoltaico con el inversor en CC

A la entrada el propio inversor lleva incorporado un cuadro de protecciones en CC constituido por un vigilante de aislamiento y un interruptor de desconexión.

El cable será de cobre y tendrá una sección de 70 mm², que se conducirá por la pared.

4.5. Instalación interior individual del inversor (CA)

Desde el inversor parte un circuito trifásico en corriente alterna. Los conductores de este circuito se dispondrán sobre la pared hasta el armario donde se ubicarán los dispositivos de mando y protección generales.

Cada fase del circuito contará con un dispositivo de corte destinado a la protección contra sobrecargas y cortocircuitos.

El conductor de fase de la instalación individual del inversor tendrá una sección de 300 mm² y será de cobre aislado.

4.6.Instalación de enlace con la instalación interior (CA)

La instalación de enlace estará compuesta básicamente de los siguientes elementos.

- Caja general de protección y medida
- Elementos de medida
- Dispositivos generales de Mando y Protección

El dispositivo anti vertido se conectará en la parte de la instalación interior en el punto de conexión a la red.

4.7.Instalador autorizado, documentación y puesta en servicio de la instalación

La instalación eléctrica ha de ser realizada por un instalador autorizado en baja tensión con Categoría de Especialista (IBTE) tal como se define en la ITC-BT-03 del REBT para “Instalaciones generadoras de baja tensión”.

La instalación se realizará con base al presente proyecto técnico contando en su ejecución con la dirección de un técnico titulado competente.

Al término de la instalación, se seguirá lo dispuesto en los puntos 5 y 6 de la ITC-BT-04 del REBT.

5. **NORMATIVA DE REFERENCIA**

Para la redacción del presente documento se ha seguido la siguiente

reglamentación:

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias, aprobado según Real Decreto 842/2002 de 2 de Agosto de 2002.
- Real Decreto 244/2019 del 5 de abril, Regula la conexión a red de instalaciones de producción energía eléctrica y la retribución de los excedentes.
- Real Decreto-Ley 15/2018 de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores
- 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 (BOE n. 310 de 27/12/00).
- Real Decreto 186/2016, de 6 de mayo, por el que se regula la compatibilidad de los equipos eléctricos y electrónicos.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de Junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico (BOE 21-06-01).
- Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo. Orden de 9 de marzo de 1.971 (B.O.E. de \ 6/04/71).(Parcialmente Derogada)
- Código Técnico de la Edificación.

Además, se ha tenido en cuenta especialmente el documento “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red” elaborado por el Instituto para la diversificación y ahorro energético (IDAE).

CÁLCULOS

CÁLCULOS

DIMENSIONADO DEL SUBGENERADOR FOTOVOLTAICO	60
Número máximo de módulos por ramal	60
Número mínimo de módulos por ramal	62
Número de ramales en paralelo	64
Distancia entre filas.....	66
Conexión de los módulos y distribución de la baja tensión	68
CÁLCULOS ELÉCTRICOS.....	70
CORRIENTE CONTINUA	71
CÁLCULO CAÍDA DE TENSIÓN CC	71
CÁLCULO POR MÁXIMA INTENSIDAD ADMISIBLE DEL CABLE CC	73
Cálculo de las protecciones en la red de corriente continua	75
Sobretensiones	75
Fusibles	76
Seccionadores de continua	77
CORRIENTE ALTERNA	77
CÁLCULO MÁXIMA INTENSIDAD ADMISIBLE CA	77
CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN CA	79
Aparataje eléctrica de corriente alterna.....	80
Protección frente a sobretensiones	80
Protección frente a sobrecorrientes y cortocircuitos	81
Interruptor automático diferencial.....	82
Desconector de corte en carga.....	83
Armario de contadores	84
Protección antivertido	84
Puesta a tierra de las masas de la instalación	85
Diseño de conductores	86
Independencia de tierras.....	86

1. DIMENSIONADO DEL SUBGENERADOR FOTOVOLTAICO

1.1. Número máximo de módulos por ramal

El valor máximo de la tensión de entrada al inversor corresponde a la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico cuando la temperatura del módulo es mínima. La temperatura del módulo mínima corresponde con una temperatura ambiente mínima, que tomamos como -1.4°C y una irradiancia mínima de 100 W/m².

La temperatura de las células que componen el módulo en estas condiciones se calcula mediante la siguiente expresión:

$$T_c = T_a + \frac{TONC - 20}{800} * G$$

Donde:

T_c Temperatura de la célula (°C)

T_a Temperatura ambiente (-1.4°C)

$TONC$ Temperatura nominal de funcionamiento de la célula (45 +/- 2 °C)

G Irradiancia (100 W/m²)

Introduciendo los valores en la expresión y sustituyendo obtenemos un valor de temperatura de la célula

$$T_c = 1.475 \text{ °C}$$

Por otra parte, la tensión en circuito abierto del generador fotovoltaico debe ser siempre inferior a la tensión máxima permitida de entrada al inversor, ya que si por algún motivo

el inversor se desconectase de la red se puede dar una circunstancia de tensión en circuito abierto a la salida del ramal que provoque que el inversor se dañe.

Por ello el número de módulos por ramal máximos conectados en serie se debe calcular mediante el cociente entre la tensión máxima de entrada que admite el inversor y la tensión en circuito abierto del módulo a la temperatura mínima.

Para determinar la tensión a circuito abierto del módulo a la temperatura mínima del módulo utilizamos la siguiente expresión:

$$VocTmin = VocSTC * (1 + coefVoc * (Tc - TambSTC))$$

Donde:

$VocSTC$ Tensión de circuito abierto en condiciones estándar (STC) (47.3V)

$coefVoc$ coeficiente de variación con la temperatura de Voc (-0,30%/K)

Tc temperatura de célula (1.45 °C)

$TambSTC$ temperatura ambiente en condiciones STC (25°C)

Introduciendo los valores en la expresión y sustituyendo obtenemos un valor de

$$Vco_{min} = 50.64 \text{ V}$$

El número máximo de módulos por ramal se calcula:

$$\frac{Vmaxabs}{VocTmin}$$

Donde:

$V_{max,abs}$ máxima tensión absoluta CC en la entrada del inversor (1.000V)

V_{OCmin} tensión de circuito abierto para mínima temperatura (50.64 V)

El valor máximo de tensión de entrada en CC de los inversores obtenido de las hojas de características es de 1000V. Sustituyendo en la expresión anterior obtenemos un resultado de 19.74 módulos. Por lo tanto para asegurarnos de no superamos el valor de la tensión máxima de entrada al inversor el número máximo de módulos en serie por ramal sería de 19 módulos.

1.2. Número mínimo de módulos por ramal

Cuando la tensión en el punto de máxima potencia del generador está por debajo de la tensión de entrada mínima del inversor, éste no será capaz de seguir el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico o incluso, en el peor de los casos, puede que se llegase a apagar. La optimización de este cálculo sería el cálculo del número de módulos en serie que para las condiciones de tensión en el punto de máxima potencia para la máxima temperatura de trabajo estuviese por encima del umbral mínimo de la ventana donde el algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia del inversor trabaja correctamente

El número mínimo de módulos por ramal, por tanto, viene limitado por la tensión mínima de entrada al inversor y la tensión en el punto de máxima potencia del módulo a una temperatura ambiente de 45°C y una irradiancia de 800 W/m²

$$T_c = T_a + \frac{T_{ONC} - 20}{800} * G$$

Donde:

T_c	Temperatura de la célula (°C)
T_a	Temperatura ambiente (28.1°C)
$TONC$	Temperatura nominal de funcionamiento de la célula (45 +/- 2 °C)
G	Irradiancia (800 W/m ²)

Introduciendo los valores en la expresión y sustituyendo obtenemos un valor de temperatura de célula

$$T_c = 59.72^\circ\text{C}$$

Para determinar la tensión en el punto de máxima potencia del módulo a la temperatura máxima de trabajo del sistema utilizamos la siguiente expresión:

$$V_{ocTmax} = V_{maxSTC} * (1 + coefVoc * (T_c - T_{ambSTC}))$$

Donde:

V_{maxSTC}	Tensión en el punto de máxima potencia para STC (38.7V)
$CoefVoc$	coeficiente de temperatura de V_{oc} (-0,30%/K)
T_c	temperatura de célula (59.72 °C)
T_{ambSTC}	temperatura ambiente en condiciones STC (25°C)

Introduciendo los valores en la expresión y sustituyendo obtenemos un valor de

$$V_{\max_{\max}} = 34.67 \text{ V}$$

El número mínimo de módulos por ramal se calcula:

$$\frac{V_{mppt_{min}}}{V_{oc_{max}}}$$

Donde:

$V_{MPPT,min}$ mínima tensión de funcionamiento óptimo del MPPT (530V)

$V_{OC,max}$ tensión de circuito abierto para mínima temperatura (34.67V)

El valor mínimo de tensión de entrada en CC a los inversores para que el algoritmo de búsqueda de máxima potencia (MPPT) funcione óptimamente obtenido de las hojas de características es de 480V. Sustituyendo en la expresión anterior obtenemos un resultado de 15.29 módulos. Por lo tanto para asegurarnos de superar el valor de la tensión mínima de entrada al inversor el número mínimo de módulos en serie por ramal sería de al menos 15 módulos, con lo que una elección de 16 módulos en serie es adecuada.

1.3. Número de ramales en paralelo

$$N_p = \text{entero superior} \left(\frac{P_{mp}}{N_s * P_{mp \text{ panel}}} \right)$$

Donde:

P_{mp} : potencia pico de la planta (330000 Wp).

$P_{mp\ panel}$: potencia máxima de un módulo fotovoltaico (350)

N_s : número de módulos en serie

Dando como resultado $330000/16/350=58.93$ cadenas, es decir, es correcto seleccionar 59 cadenas en paralelo.

Se comprobará que la intensidad de cortocircuito máxima del generador no supera la intensidad de cortocircuito del inversor.

$$9.83*59=579.97A < 800 A$$

Y que el generador fotovoltaico final, en condiciones estándar de medida cumple que:

$$N_s * N_p * P_{mp}(STC) \leq P_{gen\mbox{m}\acute{a}xima\ fabricante\ inversor}$$

Lo cual se cumple ya que $944*350=330 < 360$ kWp. Si no se cumpliera habría que disminuir el número de series en paralelo hasta que se cumpliera.

Dado que la corriente se ve afectada positivamente tanto por la irradiancia como por la temperatura, la corriente máxima de cortocircuito bajo unas condiciones de trabajo de 1.000 W/m² y 45°C de temperatura ambiente se calculará mediante la siguiente expresión:

$$I_{scTmax} = I_{sc}(1 + CoefI_{sc}(T_c - T_{c0}) * \frac{G}{G_0})$$

Donde:

I_{sc}	Corriente de cortocircuito en condiciones STC (9.58A)
T	Temperatura de célula a 1.000W/m ² y 45°C (78.75°C)
T_{c0}	Temperatura de célula en STC (25°C)
G	Irradiancia (1.000 W/m ²)
G_0	Irradiancia en STC (1.000 W/m ²)
$CoefIsc$	Variación de la intensidad con la temperatura (+0.05%/°C)

Resultado:

$I_{scT^a_{max}}$ corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico a T^amax (9.83 A)

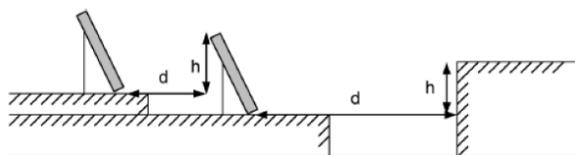
1.4. Distancia entre filas

Para el cálculo de la distancia teórica que separa cada rama paralelo del generador se tendrá en cuenta el pliego de condiciones técnicas del IDAE de instalaciones conectadas a red [45], de acuerdo a la siguiente forma:

Energía solar fotovoltaica. Conexión a red.

1- Realización de un proyecto FV de conexión a red

También: Distancia mínima entre filas de módulos [IDAE] d ha de ser como mínimo igual a $h*k$, siendo k un factor adimensional al que, en este caso, se le asigna el valor $1/\tan(61^\circ - \text{latitud})$. En la tabla pueden verse algunos valores significativos del factor k , en función de la latitud del lugar.



Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Asimismo, la separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a $h*k$, siendo en este caso h la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la posterior, efectuándose todas las medidas con relación al plano que contiene las bases de los módulos.

26

Figura 30 Distancia mínima entre filas [8]

$$K=1/\tan(61^\circ - 40.6678)=2.7$$

$$H=l*\sin(B)= 1960*\sin(35^\circ)= 1.12\text{m}$$

$$D=H*k=3.035\text{m}$$

En la simulación se utiliza 5 m de pitch como venía por defecto, porque la ubicación resulta muy grande y no hay problemas de espacio.

Se han dividido los 59 strings en 3 columnas para ahorrar cableado ya que el inversor sólo permite 3 entradas y entonces deberé concentrar 15 o 14 strings en cajas de concentración o “combiner boxes”.

En este apartado se explica el conexionado entre sí de los módulos:

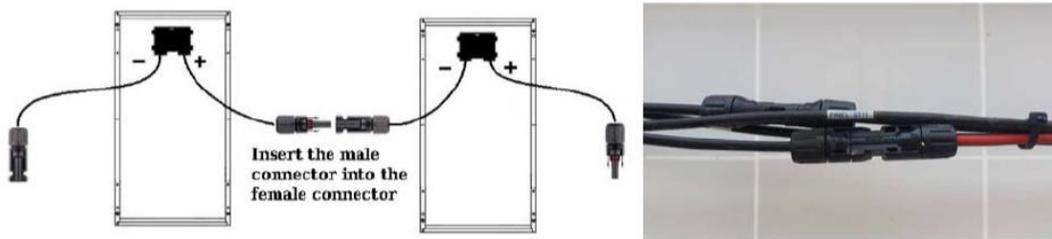


Figura 31 Conexión macho-hembra módulos [46]

El cableado de los módulos irá en tresbolillo para ahorrar cableado, ya que hemos elegido una configuración vertical. Si la configuración fuese horizontal, con el cable tan corto no se podría hacer, ya que las Dimensiones de la célula son 1960*992 mm y viene un cable por polo de 1200 mm por cada módulo.

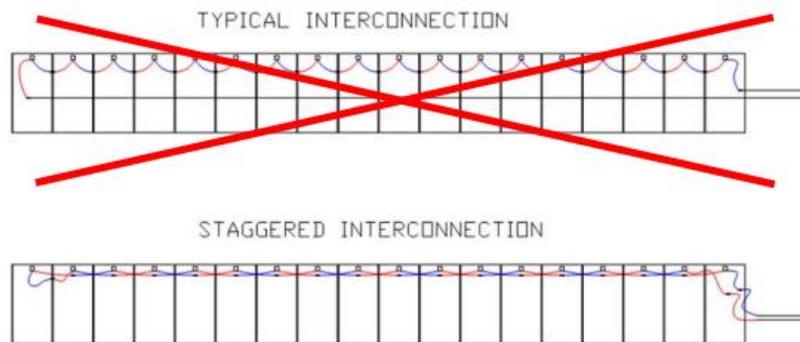


Figura 32 Conexión en tresbolillo [46]

1.5. Conexión de los módulos y distribución de la baja tensión

Como se tienen 59 strings y el inversor consta de 4 entradas, se pondrá una caja de concentración cada 15 strings, es decir, cada 5 filas de 3 strings, salvo en el último caso que

irán 14 strings (y no se conectará el string de arriba a la izquierda debido a que no existirá).
Se ubicarán de la siguiente manera:

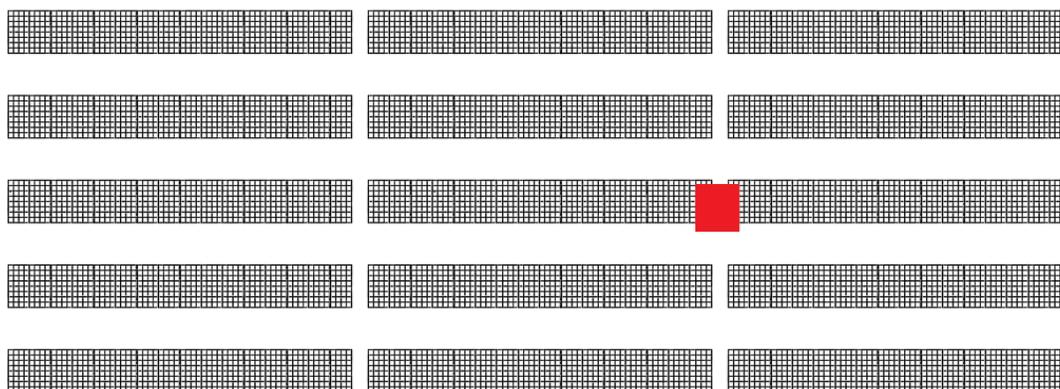


Figura 33 Ubicación cajas de continua

Las cajas se colocarán en el hueco que hemos dejado entre los strings, recibiendo la corriente de las cinco columnas de tres strings que tiene alrededor como se puede ver en la imagen, y tendrá un cable de salida que irá a los inversores.

Con la ayuda de autocad se ha calculado la distancia aproximada de cada string a la caja de conexiones, sin embargo se simulará con un poco de cable extra por si hubiese problemas con la longitud de los cables. Las dos filas que queden entre la caja de concentración tendrán la misma longitud de cable, y la fila restante tendrá más longitud. La longitud de los cables será la misma en el sentido de las columnas de la imagen.

2. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Se utilizará cableado de intemperie de cobre unipolar con aislante XLPE, flexible, libre de halógenos, de tensión asignada de 0,6 kV y 1 kV de tensión de aislamiento, exceptuando el conductor de protección de tierra, que tendrá una tensión de aislamiento de 750 V, tipo Afumex 1.000 de Prysmian o similar.

El diseño del cableado responde a las exigencias del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) para plantas generadoras, además de las instrucciones particulares y normas UNE en función de las características y ubicación del trazado de cada circuito. Tal y como se ha descrito, el trazado del cableado discurre del modo siguiente:

- Entre módulos: al aire.
- Ramas que discurren por la cubierta: al aire.
- Desde la caja de concentración hasta el inversor, sobre bandeja metálica de rejilla
- Rama Inversor-resto de la instalación de alterna, montaje superficial.

Se han aplicado las instrucciones técnicas complementarias del REBT (ITC-BT) correspondiente a las características de cada rama, y en la falta de instrucción específica, las correspondientes a instalaciones interiores. Así, se aplicará la ITC-BT-19 Instalaciones Interiores o Receptoras, Prescripciones Generales e ITC-BT-21 Instalaciones Interiores o Receptoras, Tubos y Canales Protectores para el trazado hasta el inversor; de igual manera se aplicarán éstas para el tramo del Inversor hasta la caja de protecciones CA en su parte superficial, y en su parte subterránea. La ITC-BT-15 Instalaciones de Enlace: Derivaciones Individuales se aplicará para el trazado desde la caja de protecciones CA hasta la caja de contadores. A todo el conjunto se aplicará la ITC-BT-40 Instalaciones generadoras de baja tensión.

Para el cálculo del cableado eléctrico se utilizarán criterios de caída de tensión y sobrecalentamiento o criterio térmico, que limita la intensidad máxima admisible por el cable.

Los cables de conexión estarán dimensionados para que con la intensidad nominal no haya una caída de tensión mayor al 1.5% entre el generador y el punto de interconexión con la red, para el criterio de caída de tensión; y una intensidad de 125% de la máxima intensidad de la línea para el criterio térmico, tal y como se establece en el artículo 5 de la ITC-BT-40.

Estas consideraciones se tendrán en cuenta tanto para el cableado de continua como para el de alterna.

Aunque no existe una normativa específica al respecto, por resistencia mecánica no se admitirán cables de sección menor a 4mm².

2.1.CORRIENTE CONTINUA

2.1.1. CÁLCULO CAÍDA DE TENSIÓN CC

Para el cálculo de la caída de tensión el REBT indica que se debe estudiar el punto de trabajo nominal. La caída de tensión en una línea de CC responde a la expresión:

$$\Delta V(\%) = \frac{V1 - V2}{V1} * 100 = \frac{2 * R * l}{V_{cc1}} * 100 = \frac{2 * L * \rho * I}{S * V1}$$

$$R = \frac{L * \rho}{S} [\Omega]$$

De la ecuación anterior despejamos la sección:

$$S \geq \frac{2 * L * \rho * I}{\Delta V(\%) * V1} * 100 = \frac{2 * \rho * L_{serie} * I_{mpp}}{\frac{\Delta V_{string}(\%)}{100} * V_{mpp} * N_s}$$

Dónde:

L_{serie} : Distancia entre la serie y la caja de concentración.

I_{mpp} : Corriente que entrega el módulo en condiciones estándar y punto de máxima potencia.

N_s : Número de módulos conectados en serie.

V_{mpp} : Tensión del módulo en condiciones estándar y punto de máxima potencia.

$$\rho_{40^{\circ}C} = \text{resistividad del cobre} = 0,01923 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{m}$$

Esta configuración de cableado desde las ramas hasta las cajas de concentración se repetirá para todos los casos de las cajas de concentración salvo en una, en la cual no tendremos la rama número 15.

Tabla 11 Cálculo caídas de tensión en las ramas hasta la caja de continua

Nº DE RAMA	P(W)	V(Voltios)	L(m)	I(A)	S(mm2)	caida V	%V
RAMA 1	5600	619.2	20.6	8.75		4 1.73310375	0.279894016
RAMA 2	5600	619.2	16.6	8.75		4 1.39657875	0.225545664
RAMA 3	5600	619.2	11.6	8.75		4 0.9759225	0.157610223
RAMA 4	5600	619.2	16.6	8.75		4 1.39657875	0.225545664
RAMA 5	5600	619.2	20.6	8.75		4 1.73310375	0.279894016
RAMA 6	5600	619.2	20.6	8.75		4 1.73310375	0.279894016
RAMA 7	5600	619.2	16.6	8.75		4 1.39657875	0.225545664
RAMA 8	5600	619.2	11.6	8.75		4 0.9759225	0.157610223
RAMA 9	5600	619.2	16.6	8.75		4 1.39657875	0.225545664
RAMA 10	5600	619.2	20.6	8.75		4 1.73310375	0.279894016
RAMA 11	5600	619.2	37.6	8.75		4 3.163335	0.510874516
RAMA 12	5600	619.2	33.6	8.75		4 2.82681	0.456526163
RAMA 13	5600	619.2	28.6	8.75		4 2.40615375	0.388590722
RAMA 14	5600	619.2	33.6	8.75		4 2.82681	0.456526163
RAMA 15	5600	619.2	37.6	8.75		4 3.163335	0.510874516

Tabla 12 Tabla sección mínima para el tramo hasta las cajas de continua

Nº DE RAMA	P(W)	V(Voltios)	L(m)	I(A)	caída de t	%V RESTANTE	CAIDA DE TENSIÓN RESTANTE (V)	S mínima (mm ²)
COMBINER BOX 1 INVERTER	84000	619.2	26.5	131.25	0.7	0.8	4.9536	27.00433775
COMBINER BOX 2- INVERTER	84000	619.2	26.5	131.25	0.7	0.8	4.9536	27.00433775
COMBINER BOX 3 INVERTER	84000	619.2	43	131.25	0.7	0.8	4.9536	43.81835938
COMBINER BOX 4 INVERTER	78400	619.2	43	122.5	0.7	0.8	4.9536	40.89713542

Se escogerá una sección normalizada para los cables que vayan desde las cajas de concentración hasta el inversor mayor a 43.81 mm², por lo que se escoge una sección de 70 mm² de cobre para ese tramo, (aunque una de 50 mm² también podría valer, así va más holgada la instalación).

Comprobamos que es correcto:

Tabla 13 Comprobación sección tramo hasta la caja de continua

Nº DE RAMA	P(W)	V(Voltios)	L(m)	I(A)	caída de t	S (mm ²)	CAÍDA DE TENSIÓN	%V	%V total
COMBINER BOX 1 INVERTER	84000	619.2	26.5	131.25	0.7	50	2.67537375	0.432069404	1.1320694
COMBINER BOX 2- INVERTER	84000	619.2	26.5	131.25	0.7	50	2.67537375	0.432069404	1.1320694
COMBINER BOX 3 INVERTER	84000	619.2	43	131.25	0.7	50	4.3411725	0.70109375	1.40109375
COMBINER BOX 4 INVERTER	78400	619.2	43	122.5	0.7	50	4.051761	0.654354167	1.35435417

Para calcular la sección del cableado necesario, analizaremos tramo a tramo siguiendo los dos criterios utilizados para la selección del mismo, y que serán:

2.1.2. – CÁLCULO POR MÁXIMA INTENSIDAD ADMISIBLE DEL CABLE CC:

Se tendrá en cuenta lo indicado en la IEC 60.634-7-712, que nos indica que, a su temperatura de trabajo, el cable de cada rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en STC del módulo. Así mismo, se tendrá en cuenta lo indicado en la ITC-BT 40 punto 5, que nos indica que los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador.

Cálculo de las secciones de las líneas de corriente continua. Criterio de máxima intensidad admisible por el cable

De acuerdo con el estándar IEC 60364-7-712, a su temperatura de trabajo, el cable de cada rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del módulo.

Teniendo en cuenta lo indicado en la norma IEC 60.364-7-712, el conductor deberá soportar:

$$1,25 \cdot I_{sc,mod} = 1,25 * 9.58 = 11.98 \text{ A.}$$

teniendo en cuenta que lo instalaremos sobre superficie, según Tabla V de la especificación EA 0038 o Norma UNE-EN 50618:2015, tendríamos que utilizar como mínimo conductor de 1.5 mm² que es capaz de soportar hasta 30 A.

Tabla 14 Máxima intensidad admisible continua UNE-EN 50618:2015

Tabla V. Máxima intensidad admisible de cables de utilización en circuitos de sistemas fotovoltaicos en función de la sección del conductor (Fuente: especificación AENOR EA 0038)			
Sección (mm ²)	Tipo de instalación		
	Al aire 60°C (A)	Sobre superficie (A)	Adyacente a superficies (A)
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176

Idéntica consideración cabe tener en cuenta con el cable desde las cajas de concentración hasta los inversores, en continua respecto de la intensidad de cortocircuito en CEM de todo el generador fotovoltaico, en este caso.

$$1,25 \times N_{ramas} \times I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \times 16 \times 9.58 = 191.6A$$

Por lo tanto necesitaremos un cable de al menos 35 mm²

La máxima intensidad admisible por un cable depende de la sección del conductor, temperatura ambiente si aquél no se encuentra enterrado, temperatura del terreno si es que lo está, método de instalación, etc. La tabla V de especificación AENOR EA 0038 proporciona dichos valores máximos para el caso de cables de rama y para los cables de instalación entre caja de conexión DC y el inversor (cable principal DC) bajo ciertas condiciones.

Las secciones que se determinan por el criterio de calentamiento son de 4 mm² para las ramas y de 70 mm² tramo caja DC –inversor. Estas están condicionadas por el criterio de caída de tensión que se han aplicado anteriormente y por otras consideraciones técnicas y por ciertos materiales de fabricantes.

2.2.Cálculo de las protecciones en la red de corriente continua.

2.2.1. Sobretensiones

Nuestro sistema en vacío, en la parte de cc tenemos una tensión de:

$$V_{oc\text{serie}tc} = N_{ms} \times V_{oc,módulo}tc = 16 \times 38.7 = 619.2V$$

La protección de sobretensión será superior a esa tensión de vacío. Para ello utilizaremos protectores contra sobretensiones de la clase 2, de la marca Gave donde a continuación se muestra esquema y características.

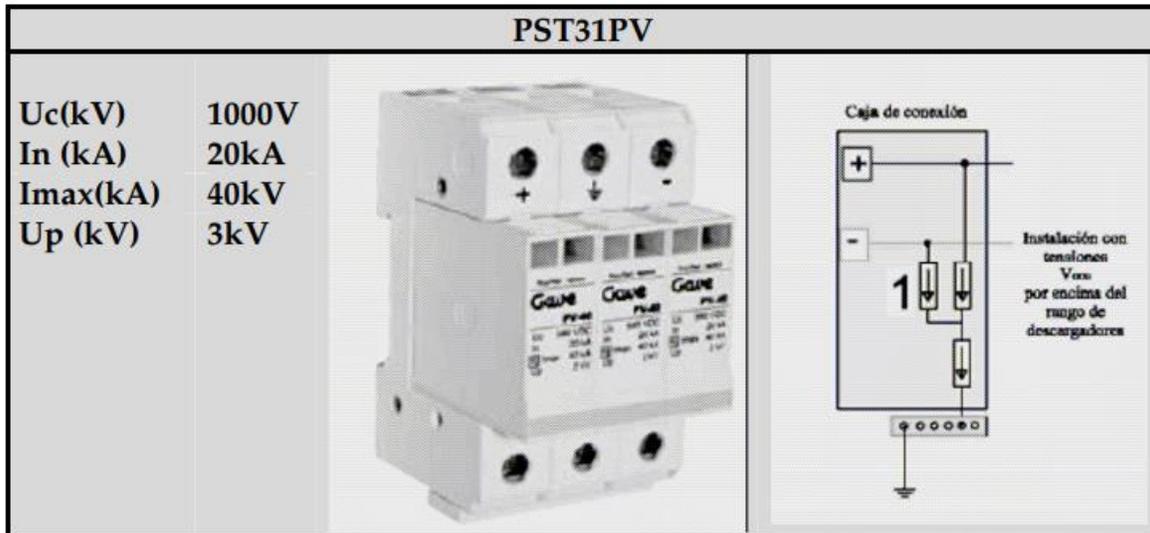


Figura 34 descargador sobretensiones continua [47]

2.2.2. Fusibles

Un criterio muy extendido supone escoger la intensidad asignada del fusible – también denominada intensidad nominal del fusible - (I_n) de forma que:

$$I_{modstc} \leq I_n \leq 2 * I_{modstc}$$

Para nuestros cálculos aplicaremos expresión siguiente:

$$1.5 * I_{modstc} \leq I_n \leq 2 * I_{modstc}$$

Por lo tanto:

$$1.5 * 9.58 \leq I_n \leq 2 * 9.58$$

$$14.37 \leq I_n \leq 19.16$$

El escalón comercial único admisible es de 16 A y será de tipo gR. (gR 10 x 38mm de 16A 1000VDC). Estos fusibles se ubican dentro de la caja de continua, en serie con cada cable de rama de módulos que es asociada en esta caja. Los fusibles empleados han de estar diseñados para intensidad continua y deben ser capaces de soportar 1,1 veces la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico en CEM, comprobándose como sigue

$$1000 \text{ VDC} > 1.1 \times N_s \times V_{NOCMODSTC} = 1.1 * 16 * 38.7 = 681.12 \text{ V (Válido)}$$

2.2.3. Seccionadores de continua [48]

Se utilizarán interruptores-desconector para cada una de las ramas que van al inversor, modelo CC BH-250-2P de la marca Zhejiang Benyi Electrical, que pueden contener una cadena de 1000V, con un rango de corriente de 80A a 250A.



Figura 35 seccionador de continua

2.1.CORRIENTE CONTINUA

2.2.CÁLCULO CORRIENTE ALTERNA MAXIMA INTENSIDAD ADMISIBLE

Se conectará el inversor a el cuadro en alterna, donde estará el interruptor diferencial y el contador bidireccional, y desde allí se conectará a la instalación interior. El cableado tendrá

una longitud muy reducida, de apenas 4m y será trifásico con 4 conductores, 3 polos de fase y uno de neutro.

Se utilizará cableado de interior de cobre con aislamiento de XLPE, flexible, libre de halógenos, de tensión asignada de 0,6 kV y 1 kV de tensión de aislamiento con tres cables, uno por fase, exceptuando el conductor de protección de tierra que tendrá una tensión de aislamiento de 750 V.

El diseño del cableado responde a las exigencias del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión para plantas generadoras, además de las instrucciones particulares y normas UNE en función de las características del trazado de cada circuito. Se ha diseñado el sistema de protección para que la instalación esté protegida contra sobreintensidades, cortocircuitos, sobretensiones y contactos directos e indirectos

El factor de potencia del inversor es cercano a 1, valor que se tomará en lo que sigue. La tensión de salida es trifásica de 400 V. Sin embargo, una caída de tensión en la red eléctrica de interconexión puede afectar a este valor, admitiendo el inversor una caída hasta el 85% antes de desconectar automáticamente. Por tanto, se tomará como valor de tensión más desfavorable para el cálculo el 85% de 400V, es decir 340V.

Con estas premisas, la corriente que recorre el trazado de alterna en el punto de trabajo más desfavorable es de una intensidad igual a:

$$I_l = \frac{P_{inv}}{\sqrt{3} * 0.85 * U_l} = \frac{300000}{\sqrt{3} * 340} = 509.42 A$$

El diseño del cableado debe responder a las exigencias del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión para plantas generadoras en el circuito desde el inversor hasta la caja de protecciones CA, y a las exigencias para derivaciones individuales en el circuito desde la caja de protecciones CA hasta la caja de contadores. Así, no se debe superar una caída de tensión mayor de 1,5%

Tabla 1. Intensidades admisibles (A) al aire 40 °C. Nº de conductores con carga y naturaleza del aislamiento

			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes											
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
B2		Cables multiconductores en tubos en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ¹⁾				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
E		Cables multiconductores al aire libre ²⁾ Distancia a la pared no inferior a 0.3D ⁵⁾					3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
F		Cables unipolares en contacto mutuo ³⁾ Distancia a la pared no inferior a D ⁵⁾					3x PVC				3x XLPE o EPR ⁴⁾		
G		Cables unipolares separados mínimo D ⁵⁾								3x PVC ³⁾		3x XLPE o EPR	
		mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
		6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
		16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	103	-
		25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
		35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
		50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
		70				149	160	171	188	202	224	244	321
		95				180	194	207	230	245	271	296	391
		120				208	225	240	267	284	314	348	455
		150				236	260	278	310	338	363	404	525
		185				268	297	317	354	386	415	464	601
		240				315	350	374	419	455	480	552	711
		300				360	404	423	484	524	565	640	821

- 1) A partir de 25 mm² de sección.
- 2) Incluyendo canales para instalaciones -canaletas- y conductos de sección no circular.
- 3) O en bandeja no perforada.
- 4) O en bandeja perforada.
- 5) D es el diámetro del cable.

Por lo tanto necesitaremos un cable que soporte **509.42 A**, es decir, de 300 mm² como mínimo porque se situará sobre una pared entubado.

2.3.CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN EN CORRIENTE ALTERNA

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} * I l * \rho * L}{S}$$

Donde:

$$\rho_{40^{\circ}\text{C}} = \text{resistividad del cobre} = 0,01725 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$$

L = longitud del cable en metros

S = sección del cable en mm²

IL = intensidad de la línea en amperios

Tabla 16 Caída de tensión alterna

Nº DE RAMA	DESCRIPCIÓN	P(W)	V(Voltios)	L(m)	I(A)	S(mm2)	caída V	%V
RAMA 1	CABLEADO DESDE EL INVERSOR HASTA EL CUADRO DE ALTERNA	300000	340	4	509.42	300	0.067646168	0.019895932

Podemos comprobar que en este caso el criterio de intensidad admisible es más restrictivo, por lo que se usará una sección de 300 mm².

2.4. Aparatación eléctrica de corriente alterna

2.4.1. Protección frente a sobretensiones

Se instalará un descargador de sobretensiones DEHNguard M TT ACI FM para la parte de corriente alterna. Para el esquema de distribución TT, los descargadores de protección se deben instalar entre las fases y el neutro y además entre el neutro y el conductor de protección (conductor que conecta con la puesta a tierra de la instalación).



Figura 36 descargador sobretensiones ac

2.4.2. Protección frente a sobrecorrientes y cortocircuitos [49]

Primero calcularemos la corriente a la salida del inversor por el lado de alterna:

$$I_l = \frac{P_{inv}}{\sqrt{3} * U_l} = \frac{300000}{\sqrt{3} * 400} = 433.01A$$

Para la protección contra sobrecorrientes o sobrecargas y cortocircuitos, se instalará un grupo magnetotérmico-diferencial en la caja de protecciones CA. Para la protección contra sobrecorrientes, el sistema de protección debe cumplir simultáneamente, según norma UNE 20.460 parte 4-43:

$$I_B \leq I_N \leq I_{adm}$$

$$I_2 \leq 1.45 * I_{adm}$$

Donde:

I_B : intensidad de diseño de la línea. (433 A)

I_N : intensidad de disparo del dispositivo térmico de protección.

I_{adm} : intensidad admisible por el conductor. 659 A sacado del catálogo del cable 300 mm² al aire

I2: intensidad convencional de funcionamiento del dispositivo de protección.

Para los magnetotérmicos normalizados, la $I2 = 1,45 \cdot I_n$ por lo que si se cumple la primera condición se cumple la segunda. Debe elegirse por lo tanto un interruptor automático magnetotérmico cuya intensidad nominal esté entre el valor de diseño de la línea (659 A) y la intensidad admisible por criterio térmico,

$$\text{siendo } I2 = 1,45 \cdot 433,01 = 627,87 \text{ A}$$

Por tanto se elige un interruptor automático de Schneider Electric Disjuntor - NSX630N Micrologic 2.3 630A 3P3D cuya intensidad de funcionamiento es 630 A y tiene un poder de corte de 50 kA Icu en 380/415 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2. El poder de corte debe de ser mayor al peor cortocircuito posible que se supone de 15 kA: rebt itc 40

$$I_{cu} = 50 \text{ kA} \geq 15 \text{ kA}$$



Figura 37 interruptor automático

2.4.3. Interruptor automático diferencial.

La parte de continua y la de alterna comparten la resistencia a tierra, que a su vez debe estar aislada de la puesta a tierra del neutro de la compañía eléctrica según se indica en el RD 1699/2011. Estamos obligados a garantizar que nunca se supere, en la parte AC, los 24 V de tensión de contacto, en local o emplazamiento conductor, según la ITC-BT-18 del REBT.

Si las condiciones de la instalación pueden dar lugar a tensiones superiores, se asegurará la rápida eliminación de la falta mediante dispositivo de corte adecuados a la corriente de servicio. El interruptor diferencial elegido para nuestra instalación, cuyo valor de puesta a tierra se supone menor al máximo marcado por la ITC-BT-18 del REBT, 37Ω para edificios sin pararrayos.

Debe tener una sensibilidad, I_s , tal que garantice que la tensión de contacto, $V_{contacto}$, no sea superior a 24V, siendo entonces la máxima sensibilidad:

$$I_s \text{ contacto} \leq \frac{V_{contacto}}{R_{pat}} = \frac{24}{37} = 648\text{mA}$$

El interruptor diferencial elegido es de la marca Schneider Electric modelo RH10M - 415 V - 300 mA de sensibilidad de disparo, garantizando así la seguridad de las personas en caso de derivación de algún elemento.



Figura 38 interruptor diferencial

2.4.4. Desconectador de corte en carga

Este interruptor se dispondrá en el cuadro de protecciones de alterna. Se optará por un interruptor seccionador ABB modelo OT1000KLAA4BZ [50] de 1000A de corriente asignada de servicio y 1000VDC de tensión máxima de servicio.



Figura 39 desconector de corte en carga de alterna

2.4.5. Armario de contadores.

Para las instalaciones fotovoltaicas tenemos la opción de utilizar dos contadores, o bien un único contador bidireccional. Se utilizará un contador bidireccional. Según la ITC-BT-16 y el RD 1699/2011 tendremos la posibilidad de usar un único contador bidireccional siempre y cuando tenga una precisión como mínimo a la correspondiente a la clase 2 regulada por el reglamento de puntos de medida en el RD 385/2002, y la ITC en la Orden Ministerial de 12 de Abril de 1999.

2.4.6. Protección antivertido

Se instalará en el punto frontera entre la instalación interior y la red. Como dispositivo de inyección cero el ITR 2.0 de Lacedal. El sistema ITR 2.0 es un sistema de control y monitorización, totalmente programable y flexible, que permitirá regular la producción fotovoltaica al valor elegido por el usuario. En los casos de autoconsumo, esta producción será regulada para aproximarse al consumo instantáneo pero sin sobrepasarlo, de forma que la energía vertida a la red es nula.

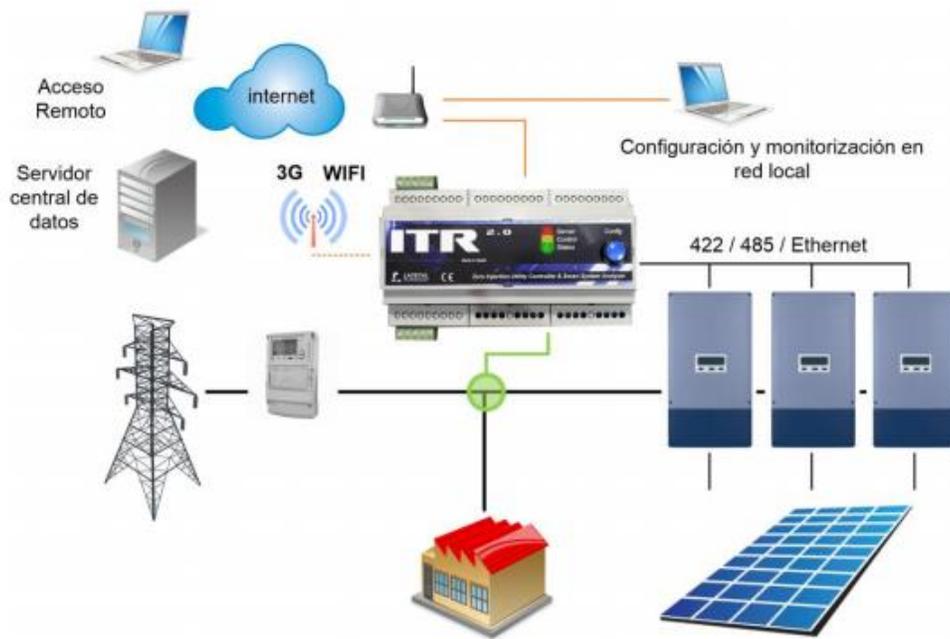


Figura 40 Dispositivo inyección cero [51]

2.5. Puesta a tierra de las masas de la instalación.

La puesta a tierra se realizará unificando la tierra de todos los elementos que conforman la instalación fotovoltaica con la de la nave, ya existente. La resistencia máxima de la misma, y debido a la sensibilidad exigida a los equipos de protección contra contactos indirectos, es de:

$$R = \frac{V}{I} = \frac{24}{0.3} = 80 \, \Omega$$

siendo:

R la resistencia máxima de la toma de tierra.

V es la tensión de contacto máxima admisible (24 V según RBT ITC-BT-18 apartado 9, para un local o emplazamiento conductor)

I es la sensibilidad del equipo de protección contra contactos indirectos (300 mA).

Lo que coincide con las necesidades de puesta a tierra de la nave, por lo que la instalación existente puede utilizarse.

2.5.1. Diseño de conductores

Al contar la instalación con conductores de sección mayor a 35 mm², la sección de los conductores de protección, según REBT ITC-BT-18, debe ser mayor a la mitad de la sección del conductor de mayor sección. Por tanto, las masas se unirán a la regleta de tierras a través de un cable de 95 mm² libre de halógenos de 450 V de tensión asignada y 750 V de aislamiento.

2.5.2. Independencia de tierras

Para que la tierra de la instalación sea independiente de la de red, un defecto en una de ellas no debe provocar una tensión transferida superior a 50 V. Para realizar el cálculo, vamos a suponer que las picas de la puesta a tierra de la nave se comportan como electrodos semiesféricos. Por tanto, la tensión transferida en función de la distancia es:

$$V(x) = \frac{\rho * Id}{2 * \pi * x}$$

siendo:

I_d la intensidad máxima de defecto (300 mA).

ρ es la resistividad del terreno.

x es la distancia entre picas.

Para una tensión de 24 V se obtiene una distancia de:

$$x = \frac{\rho * I_d}{2 * \pi * V(x)} = \frac{500 * 3}{2 * \pi * 24} = 3,14 \text{ m}$$

Por lo tanto la tierra de nuestra instalación debe estar a una distancia superior a 3,14 m, aunque si es posible se encontrará más alejada.

PRESUPUESTO

1 PRESUPUESTO DESGLOSADO POR PARTIDAS

1.1. Estructuras de fijación de los paneles

Concepto	Cantidad	Unidad	EUR/Ud	Total
Estructura fija	59	Uds	600.00 €	35 400.00 €
SUBTOTAL PARTIDA				35 400.00 €

1.2. Paneles fotovoltaicos

Concepto	Cantidad	Unidad	EUR/Ud	Total
Panel T	944	Uds	150.00 €	141 600.00 €
SUBTOTAL PARTIDA				141 600.00 €

1.3. Sistema inversor

Concepto	Cantidad	Unidad	EUR/Ud	Total
VC300	1	Uds	30 000.00 €	30 000.00 €
SUBTOTAL PARTIDA				30 000.00 €

1.4. Cableado y pequeño material

Concepto	Cantidad	Unidad	EUR/Ud	Total
Armario de protecciones en CC	4	Uds	125.00 €	500.00 €
Cableado CC Paneles Armario	686	m	0.60 €	411.60 €
Cableado CC Armario/Inversores	278	m	4.00 €	1 112.00 €
Cableado CA Inversores/Contador bidireccional	12	m	30.00 €	360.00 €
Protecciones CC	1	Uds	10 000.00 €	10 000.00 €
Protecciones CA	1	Uds	20 000.00 €	20 000.00 €
Caja general de protección	1	Uds	2 400.00 €	2 400.00 €
Puesta a tierra	1	Uds	600.00 €	600.00 €
Elementos de conexionado y varios	1	Uds	4 000.00 €	4 000.00 €
SUBTOTAL PARTIDA				39 383.60 €

1.5. Transporte, ingeniería, montaje e instalación

Concepto	Cantidad	Unidad	EUR/Ud	Total
Transporte de material	1	Uds	6 000.00 €	6 000.00 €
Montaje de estructuras	90	h	15.00 €	1 350.00 €
Montaje de paneles sobre estructuras	100	m	15.00 €	1 500.00 €
Montaje eléctrico	10	m	400.00 €	4 000.00 €
Puesta en marcha	1	Uds	300.00 €	300.00 €
Ingeniería y dirección de obra	4	Uds	4 000.00 €	16 000.00 €
SUBTOTAL PARTIDA				29 150.00 €

2. PRESUPUESTO TOTAL

PARTIDA

1.1. Estructuras de fijación de los paneles	35 400.00 €
1.2. Paneles fotovoltaicos	141 600.00 €
1.3. Sistema inversor	30 000.00 €
1.4. Cableado y pequeño material	39 383.60 €
1.5. Transporte, ingeniería, montaje e instalación	29 150.00 €
TOTAL (sin IVA)	275 533.60 €

ESTUDIO DE VIABILIDAD

ESTUDIO DE VIABILIDAD

3. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA INSTALACIÓN

3.1.AHORRO

Con el funcionamiento normal de la instalación, se estiman los siguientes ahorros; por un lado en el término de energía, dejando de adquirir parte de la energía y adquiriéndola en el periodo valle, más económico, y por otro, en el término de potencia, optimizando la contratación por periodos.

3.2.ANÁLISIS

La vida útil del proyecto es de 25 años, teniendo en cuenta una degradación del módulo fotovoltaico del 0.75% anual. Se consideran 2000 euros los costes de mantenimiento anuales (limpiar los módulos una vez al año y vistas de técnicos o contingencias que pudiesen suceder). El precio del Wp instalado considerado es de 0.80€ (264200€).

3.3.CUADRO DE AMORTIZACIÓN

Se determina el ahorro estimado del primer año según se ha mostrado anteriormente y se descuenta la degradación de potencia año tras año.

En la siguiente tabla se incluyen los siguientes elementos:

- Año: Número de años de la vida útil considerada de la instalación.
- Rendimiento [%]: Se considera la pérdida de rendimiento a lo largo de su vida útil.
- Rendimiento [%]: Se considera la pérdida de rendimiento a lo largo de su vida útil

- Flujo de ingresos o bien ahorro [€]: Es el ahorro aproximado que se produce cada año, considerando a su vez la pérdida de rendimiento por envejecimiento de la instalación
- Flujo de Efectivo Neto o anual [€]: En este caso el flujo anual coincide con el ahorro menos los costes de mantenimiento de esta instalación.
- Payback o flujo acumulado [€]: Parte en la inversión de la instalación y se le suma el flujo anual.

Tabla 17 Cuadro de amortización

año	Inversión inicial	Rendimiento	Flujo de egresos	Flujo de ingresos	Flujo de Efectivo Neto	Payback o retorno de la inversión
0	-275 533.60 €	100%			-275 533.60 €	-275 533.60 €
1		99.2500%	0	42 819.98 €	42 819.98 €	-232 713.62 €
2		98.5000%	0	42 498.83 €	42 498.83 €	-190 214.79 €
3		97.7500%	0	42 180.09 €	42 180.09 €	-148 034.70 €
4		97.0000%	0	41 863.74 €	41 863.74 €	-106 170.96 €
5		96.2500%	0	41 549.76 €	41 549.76 €	-64 621.20 €
6		95.5000%	0	41 238.14 €	41 238.14 €	-23 383.07 €
7		94.7500%	0	40 928.85 €	40 928.85 €	17 545.79 €
8		94.0000%	0	40 621.88 €	40 621.88 €	58 167.67 €
9		93.2500%	0	40 317.22 €	40 317.22 €	98 484.89 €
10		92.5000%	0	40 014.84 €	40 014.84 €	138 499.73 €
11		91.7500%	0	39 714.73 €	39 714.73 €	178 214.46 €
12		91.0000%	0	39 416.87 €	39 416.87 €	217 631.33 €
13		90.2500%	0	39 121.24 €	39 121.24 €	256 752.57 €
14		89.5000%	0	38 827.83 €	38 827.83 €	295 580.41 €
15		88.7500%	0	38 536.62 €	38 536.62 €	334 117.03 €
16		88.0000%	0	38 247.60 €	38 247.60 €	372 364.63 €
17		87.2500%	0	37 960.74 €	37 960.74 €	410 325.38 €
18		86.5000%	0	37 676.04 €	37 676.04 €	448 001.41 €
19		85.7500%	0	37 393.47 €	37 393.47 €	485 394.88 €
20		85.0000%	0	37 113.02 €	37 113.02 €	522 507.90 €
21		84.2500%	0	36 834.67 €	36 834.67 €	559 342.57 €
22		83.5000%	0	36 558.41 €	36 558.41 €	595 900.98 €
23		82.7500%	0	36 284.22 €	36 284.22 €	632 185.20 €
24		82.0000%	0	36 012.09 €	36 012.09 €	668 197.29 €
25		81.2500%	0	35 742.00 €	35 742.00 €	703 939.28 €

3.4.CÁLCULO DEL VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El valor Actual Neto consiste en actualizar a valor presente los flujos de caja futuros que va a generar la instalación. Este método es útil para la evaluación de una inversión, pues el VAN ayuda a determinar si la inversión es rentable:

- Cuando el VAN es mayor que cero, el valor actual de los ahorros producidos de la instalación a la tasa elegida, generara una rentabilidad es decir nuestra inversión es viable.
- En el caso de que el VAN sea igual a cero, el proyecto no generará rentabilidad ni perdida
- . – Si el VAN resulta menor que cero, la inversión obtendría pérdidas, por lo que no sería viable realizarla. En su cálculo se incluye la vida útil del proyecto, los flujos de caja que va a generar el proyecto descontados a una determinada tasa de interés, el importe inicial de la inversión y el flujo anual.

El resultado del análisis VAN al 0% de interés es:

$$\text{VAN} = 741\,486.13 \text{ €}$$

El análisis del VAN es claramente mayor a cero, lo que indica que la inversión es rentable.

Tabla 18 Valor Actual Neto

Tasa de descuento	VAN a 25 años
0%	703 939.28 €
1%	590 667.90 €
2%	495 285.40 €
3%	414 531.25 €
4%	345 795.06 €
5%	286 978.21 €
6%	236 386.43 €
7%	192 646.23 €
8%	154 639.55 €
9%	121 452.50 €
10%	92 335.03 €
11%	66 669.05 €
12%	43 943.15 €
13%	23 732.50 €
14%	5 682.77 €
15%	-10 502.71 €
16%	-25 073.30 €
17%	-38 239.43 €
18%	-50 179.34 €
19%	-61 044.54 €
20%	-70 964.34 €

3.5.TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Es el tipo de interés al que se descuentan los flujos futuros de cobros y pagos previstos en una inversión, para igualarlos con el valor inicial de la misma (obteniéndose un Valor Actual Neto igual a 0).

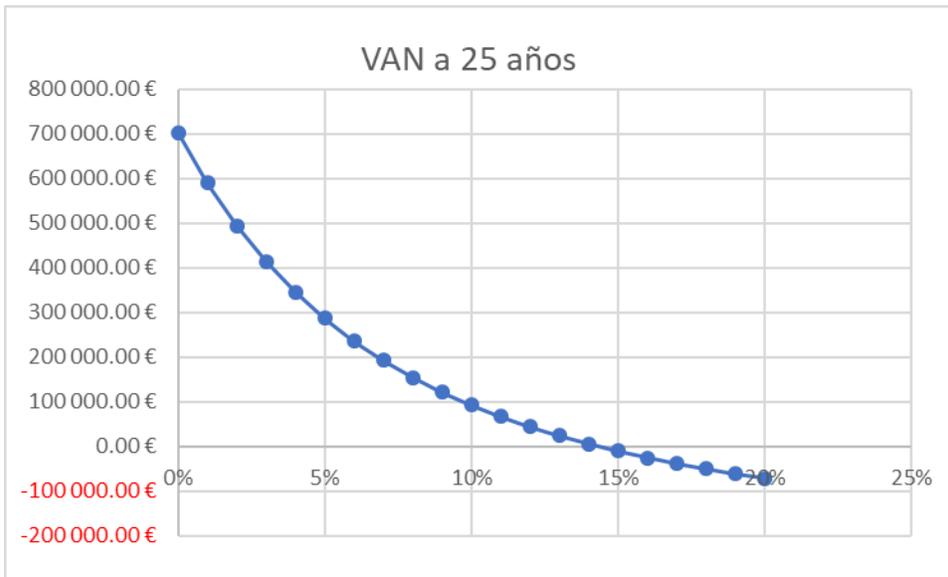


Figura 41 VAN para diferentes tasas de descuento

El criterio de selección será el siguiente donde “k” es la tasa de descuento de flujos elegida para el cálculo del VAN:

- Si $TIR > k$, el proyecto de inversión será aceptado. En este caso, la tasa de rendimiento interno que obtenemos es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión.
- Si $TIR = k$ o $TIR < k$, el proyecto debe rechazarse. No se alcanza la rentabilidad mínima que le pedimos a la inversión. En el cálculo de la TIR se tiene en cuenta el flujo anual, el número de años y el valor de la inversión inicial.

El resultado del análisis de la TIR es:

$$TIR = 14.98\%$$

El análisis de la TIR nos indica que la inversión obtiene ese % de rentabilidad.

3.6. ANÁLISIS PAY-BACK

El payback o plazo de recuperación es el plazo que se tardará para que el valor de la inversión inicial sea superado mediante los flujos de caja. De esta forma se obtiene el tiempo que tendrá que pasar para recuperar el dinero que se ha invertido.

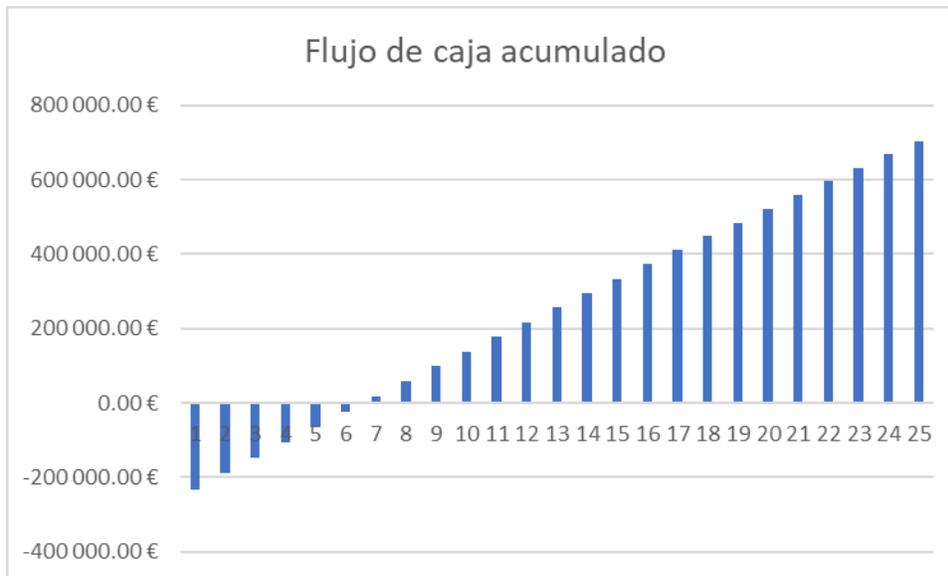


Figura 42 Flujo de caja acumulado

El resultado del análisis payback es de: Plazo de recuperación = 6.58 años.

PLIEGO DE CONDICIONES

PLIEGO DE CONDICIONES

CONDICIONES GENERALES	102
Objeto de este pliego	102
Condiciones generales de índole legal.....	102
Procedencia de materiales y equipos	102
Plazo de comienzo y de ejecución	103
Sanciones por retraso de las obras	103
Trabajos defectuosos	103
Recepción de las obras	103
Plazo de garantía.....	104
Dirección de obra.....	104
Obligaciones de la contrata.....	104
Seguridad e higiene en el trabajo.....	104
Condiciones técnicas que han de cumplir los materiales.....	105
Condiciones generales	105
Reconocimiento de los materiales	105
DEFINICIONES ESPECÍFICAS DEL PROYECTO.....	106
Radiación solar	106
Instalación.....	106
Módulos.....	107
Integración arquitectónica	108
CONDICIONES DE DISEÑO	109
Diseño del generador fotovoltaico.....	109
Generalidades	109
Componentes y Materiales	110
Generalidades	110
Sistemas generadores fotovoltaicos	111
Sistema soporte.....	112
Inversores.....	113
Cableado	113
Conexión a red.....	114
Medidas	114
Protecciones.....	114
Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas	114
Armónicos y compatibilidad electromagnética	115
Recepción y pruebas.....	115
MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN	116
Generalidades	116
Programa de mantenimiento.....	116
Plan de mantenimiento preventivo	116
Plan de mantenimiento correctivo	116

GARANTÍAS	117
Plazos	118
Condiciones económicas	118
Anulación de la garantía	119
Lugar y tiempo de la prestación	119

1. CONDICIONES GENERALES

1.1.Objeto de este pliego

El objeto de este pliego es la enumeración de tipo general técnico de control y de ejecución a las que se han de ajustar las diversas unidades de la obra, para la ejecución del proyecto.

1.2.Condiciones generales de índole legal

El pago de impuesto o árbitros en general, municipales o de otro origen, sobre vallas, alumbrado, etc... cuyo abono debe hacerse durante el tiempo de ejecución de las obras y por conceptos inherentes a los propios trabajos que se realizan, correrán a cargo de la propiedad contratante.

Los documentos de este proyecto, en su conjunto, que serán de obligado cumplimiento en su total contenido, constituyen un contrato que determina y regula las obligaciones y derechos de ambas partes contratantes, los cuales se comprometen a dirimir las divergencias que pudieran surgir hasta su total cumplimiento por amigables componedores. El contrato se formalizará como documento privado o público a petición de cualquiera de las partes y con arreglo a las disposiciones vigentes. En el contrato se reflejará las particularidades que convengan ambas partes, completando o modificando lo señalado en el presente pliego de condiciones.

1.3.Procedencia de materiales y equipos

La empresa o parte contratada (contratista) para la ejecución del proyecto tiene libertad de proveerse de los materiales y aparatos de toda clase en los puntos que le parezca conveniente, siempre que reúnan las condiciones exigidas en el contrato, y que estén perfectamente preparados para el objeto a que se apliquen. Se exceptúa el caso en que los pliegos de condiciones particulares dispongan un origen preciso y determinado, en cuyo caso, este requisito será de indispensable cumplimiento.

Como norma general el contratista vendrá obligado a presentar el certificado de garantía o documento de idoneidad técnica de los materiales destinados a la ejecución de la obra.

1.4.Plazo de comienzo y de ejecución

La fecha de comienzo de las obras se pactará entre las partes contratante y contratada, dando cuenta de oficio a la dirección técnica, del día que se propone inaugurar los trabajos. Las obras deberán quedar total y absolutamente terminadas en el plazo que se fije en el contrato entre ambas partes.

1.5.Sanciones por retraso de las obras

Si el instalador, excluyendo los casos de fuerza mayor, no tuviese perfectamente concluidas las obras y en disposición de inmediata utilización o puesta en servicio, dentro del plazo previsto en el artículo correspondiente, la propiedad podrá ejecutar las condiciones establecidas según las cláusulas del contrato privado entre propiedad y contrata.

1.6.Trabajos defectuosos

El instalador debe emplear los materiales que cumplan las condiciones generales exigidas en el proyecto y realizará todos los trabajos contratados de acuerdo con lo especificado en dicho documento.

1.7.Recepción de las obras

Se considera la obra recibida a la emisión del “Acta de Puesta en Marcha de la Instalación” emitida por el Servicio Territorial de Industria Comercio y Turismo de la provincia correspondiente.

Si las obras se encuentran en buen estado y han sido ejecutadas con arreglo a las condiciones establecidas, se darán por recibidas, comenzando a correr en dicha fecha el plazo de garantía.

Será condición indispensable para proceder a la recepción, la entrega por parte de la contrata a la dirección facultativa de la totalidad de planos de obra generales y de las instalaciones realmente ejecutadas.

1.8.Plazo de garantía

El plazo de garantía de las obras terminadas será el pactado entre las partes sin perjuicio de lo que marque la normativa sectorial.

1.9.Dirección de obra

Conjuntamente con la interpretación técnica del proyecto, que corresponde a la dirección facultativa, es misión suya la dirección y vigilancia de los trabajos que en las obras se realicen, y ello con autoridad técnica legal completa sobre las personas y cosas situadas en la obra. El contratista no podrá recibir otras órdenes relativas a la ejecución de la obra, que las que provengan del director de obra o de las personas por él delegadas.

1.10. Obligaciones de la contrata

Toda la obra se ejecutará con estricta sujeción al proyecto que sirve de base a la contrata, a este pliego de condiciones y a las órdenes e instrucciones que se dicten por el director de obra o ayudantes delegados. El orden de los trabajos será fijado por ellos, sellándose los plazos prudenciales para la buena marcha de las obras.

Son obligaciones generales del contratista las siguientes;

- Presenciar las operaciones de medición y liquidaciones, haciendo las observaciones que estime justas, sin perjuicio del derecho que le asiste para examinar y comprobar dicha liquidación
- Ejecutar cuanto sea necesario para la buena construcción y aspecto de las obras, aunque no esté expresamente estipulado en este pliego.

1.11. Seguridad e higiene en el trabajo.

Durante las tramitaciones previas, la preparación, ejecución y remate de los trabajos que estén bajo esta dirección facultativa, serán cumplidas y respetadas al máximo todas las disposiciones vigentes y especialmente las que se refieren a la Seguridad e Higiene en el Trabajo, lo mismo en lo relacionado a los intervinientes en el tajo como con las personas ajenas a la obra.

2. Condiciones técnicas que han de cumplir los materiales

2.1. Condiciones generales

La instalación cumplirá lo establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) así como la normativa especificada en el proyecto.

Los materiales deberán cumplir las condiciones que sobre ellos se especifiquen en los distintos documentos que componen el Proyecto. Asimismo, sus calidades serán acordes con las distintas normas que sobre ellos estén publicadas y que tendrán un carácter de complementariedad a este apartado del Pliego.

Por parte del contratista existe obligación de comunicar a los suministradores las cualidades que se exigen para los distintos materiales, aconsejándose que previamente al empleo de los mismos, sea solicitado informe sobre ellos a la Dirección Facultativa.

El contratista será responsable del empleo de materiales que cumplan con las condiciones exigidas, siendo estas condiciones independientes, con respecto al nivel de control de calidad para aceptación de los mismos que se establece en el apartado de Especificaciones de Control de Calidad. Aquellos materiales que no cumplan con las condiciones exigidas, deberán ser sustituidos, se cual fuese la fase en que se encontrase la ejecución de la obra, corriendo el contratista con todos los gastos que ello ocasionase.

2.2. Reconocimiento de los materiales

Los materiales serán reconocidos en obra antes de su empleo por la dirección facultativa, sin cuya aprobación no podrán ser empleados en la obra.

El contratista proporcionará a la dirección facultativa muestra de los materiales para su aprobación. Los ensayos y análisis que la dirección facultativa crea necesarios se realizarán en laboratorios autorizados para ello.

3. DEFINICIONES ESPECÍFICAS DEL PROYECTO

3.1. Radiación solar

Radiación solar: Energía procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas.

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

Irradiación: Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m²

3.2. Instalación

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

Instalaciones fotovoltaicas interconectadas: Aquellas que normalmente trabajan en paralelo con la empresa distribuidora.

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

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

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

Generador fotovoltaico: Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

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

Inversor: Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.

Potencia del generador: Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal: Suma de la potencia nominal de los inversores (la especifica por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

3.3.Módulos

Célula solar o fotovoltaica: Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

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

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

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

Irradiancia solar: 1000 W/m²

Distribución espectral: AM 1.5 G

Temperatura de célula: 25 °C

Potencia pico: potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

TONC: Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiación de 800 W/m² con distribución espectral AM 1.5 G, la temperatura ambiente es de 20°C y la velocidad del viento de 1 m/s.

3.4.Integración arquitectónica

Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos: Cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y además, sustituyen a elementos constructivos convencionales. La colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad definida en definición dada, se denominará superposición y no se considerará integración arquitectónica.

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

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

Elementos de sombreado: Cuando los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sobras en el tejado o en la fachada del mismo.

4. CONDICIONES DE DISEÑO

4.1. Diseño del generador fotovoltaico

4.1.1. Generalidades

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

4.2. Diseño del sistema de monitorización

El sistema de monitorización (En caso de existir), debería proporcionar las medidas de las siguientes variables (o similares):

Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.

Voltaje de fase/s en la red

Potencia total de salida del inversor.

Además sería de interés la implementación de un sistema de monitorización que ofrezca datos sobre las siguientes variables:

Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.

Temperatura ambiente

Potencia reactiva de salida del inversor (instalaciones mayores de 5 kWp)

Temperatura de los módulos (en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW).

En cualquier caso, el diseño del sistema de monitorización estará sujeto a las especificaciones establecidas para el mismo en el contrato de ejecución.

El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

4.3.Componentes y Materiales

4.3.1. Generalidades

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión).

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Se incluirán todos los elementos necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

✓

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, sí como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente,

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. De los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

4.3.2. Sistemas generadores fotovoltaicos

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN para módulos de silicio cristalino, o UNE-EN para módulos fotovoltaicos de capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio o certificador reconocido, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie.

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales.

Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero.

Como norma general, para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del +- 10 % de los correspondientes valores nominales de catálogo. En cualquier caso, el módulo cumplirá con las condiciones pactadas por las partes en cuanto a lo que se refiere a tolerancia en potencia.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o deformaciones importantes en cualquiera de sus elementos.

La estructura del generador se conectará a tierra.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán losa elementos necesarios (interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente de cada una de las ramas del resto del generador.

4.3.3. Sistema soporte

El sistema soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88.

El diseño y la construcción del sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

El diseño del sistema de fijación se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

La estructura metálica se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La tornillería será realizada en acero. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero.

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura de fijación no arrojarán sombra sobre los módulos.

En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustarán a las exigencias de las Normas Básicas de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.

Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE 37-501 Y UNE 37.508, con un espesor mínimo de 90 micras para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

4.3.4. Inversores.

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.

No funcionarán en isla o modo aislado

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética incorporando protecciones necesarias. Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

4.3.5. Cableado

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Los cables de conexión estarán dimensionados para una intensidad no menor del 125 % de la máxima intensidad del generador.

Los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1.5 % y los de la parte CA (entre el generador y el punto de interconexión) para que la caída de tensión sea inferior de 1.5% para la intensidad nominal.

El cableado deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

4.3.6. Conexión a red

La instalación cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 661/20074 de 25 de mayo y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.

4.3.7. Medidas

En caso de instalaciones conectadas en baja tensión se cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 10) sobre medidas y facturación de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

4.3.8. Protecciones

En el caso de instalaciones conectadas en baja tensión se cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.

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

4.3.9. Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

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

4.3.10. Armónicos y compatibilidad electromagnética

En caso de instalaciones conectadas en baja tensión se cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

4.4.Recepción y pruebas

Previamente a la recepción de la instalación, el instalador entregará al usuario toda la documentación necesaria para la correcta operación del sistema.

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

Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas

Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.

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

Independientemente de la garantía, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se aprecia que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje. En cualquier caso, deberá atenderse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a garantías y vicios ocultos.

5. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN

5.1.Generalidades

La propiedad realizará un contrato de mantenimiento preventivo con una duración que ha de ser al menos igual al periodo de garantía de la instalación completa.

El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la instalación con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

En cualquier caso, el mantenimiento de las condiciones de garantía requiere de la realización del mencionado mantenimiento preventivo correspondiente a la partida garantizada.

5.2.Programa de mantenimiento

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo

5.2.1. Plan de mantenimiento preventivo

Operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deberán permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

5.2.2. Plan de mantenimiento correctivo

Todas las operaciones de sustitución necesarios para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos indicados en este Pliego de Condiciones Técnicas y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.

Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. No estarán incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá al menos una visita anual en la que se realizarán las siguientes actividades:

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

6. GARANTÍAS

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de

montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

6.1.Plazos

En el periodo de garantía, sin perjuicio de lo indicado en la legislación vigente, será reseñado en el contrato de ejecución, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje.

6.2.Condiciones económicas

La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

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

6.3.Anulación de la garantía

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

6.4.Lugar y tiempo de la prestación

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

El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en el periodo de tiempo más breve posible, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

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

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en ningún caso.

ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD	123
OBJETIVOS	124
CARACTERÍSTICAS DE LA OBRA.....	125
PRESUPUESTO, PLAZO DE EJECUCIÓN Y PERSONAL PREVISTO	126
OTROS DATOS DE INTERÉS.....	127
TRABAJOS PREVIOS A LA REALIZACIÓN DE LA OBRA.	132
FASES/ACTIVIDADES PREVISTAS EN LA OBRA.....	135
IDENTIFICACION Y ANALISIS DE LOS RIEGOS LABORALES.....	139
OBLIGACIONES DEL PROMOTOR	165
COORDINADOR EN MATERIA DE SEGURIDAD Y SALUD	165
OBLIGACIONES DE CONTRATISTAS Y SUBCONTRATISTAS.....	166
OBLIGACIONES DE LOS TRABAJADORES AUTONOMOS	168
LIBRO DE INCIDENCIAS	169
PARALIZACION DE LOS TRABAJOS	169
DERECHOS DE LOS TRABAJADORES.....	170

1. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

El RD 1627/1997 24 de Octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción establece en el apartado 2 del Art. 4 que los proyectos de obra no incluidos en los supuestos previstos en el apartado 1 del mismo artículo, el promotor estará obligado a que en la fase de redacción del proyecto se elabore un Estudio de Seguridad y Salud.

Por tanto, se comprueba que se dan los siguientes supuestos:

- a) El presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC) es inferior a 450 759.08 euros.

$$\text{PEC} = \text{PEM} + \text{Gastos Generales} + \text{Beneficio Industrial} + 16\% \text{IVA} = 360\,550.99\text{€}$$

$$\text{PEM} = \text{Presupuesto de Ejecución Material.} = 275\,533.60\text{€}$$

La duración estimada de la obra no es superior a 30 días o no se emplea en ningún momento a más de 20 trabajadores simultáneamente.

Plazo de ejecución previsto = ... 30 días.

Nº de trabajadores previsto que trabajen simultáneamente = 8 trabajadores

- b) El volumen de mano de obra estimada es inferior a 500 trabajadores-día (suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra).

$$\text{Nº de trabajadores-día} = 485$$

Este número se puede estimar con la siguiente expresión:

$$\text{Nº de trabajadores-día} = \text{PEM} \times \text{MO} / \text{CM}$$

PEM= Presupuesto de Ejecución Material.

MO= Influencia del coste de la mano de obra en el PEM en tanto por uno (varía entre 0.4 y 0.5)

CM=Coste medio diario del trabajador de la construcción (varía entre 84 y 97 euros).

c) No es una obra de túneles, galerías, conducciones subterráneas o presas.

Como no se da ninguno de los supuestos previstos en el apartado 1 del Artículo 4 del RD 1627/1997 se redacta el presente ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.

1.1.

2. OBJETIVOS.

El presente Estudio Básico de seguridad y Salud en el trabajo, establece, durante las obras de realización de un PROYECTO DE INSTALACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA (Bernuy Salinero), las previsiones respecto a riesgos de accidentes y enfermedades profesionales, así como las preceptivas instalaciones de higiene y bienestar de los trabajadores.

Servirá para dar las directrices básicas a la empresa constructora para llevar a cabo sus obligaciones en el campo de la prevención de riesgos profesionales, facilitando su desarrollo, bajo el control de la Dirección Seguridad y Salud de acuerdo al R.D. 1627/1997, de 04 de Marzo de 1997, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud en obras. Este mismo R.D establece la obligatoriedad de conformar un Plan de Seguridad y Salud en obras de construcción y Obras Públicas y su seguimiento durante la ejecución de las obras.

Con el Plan de Seguridad y Salud se pretenderá básicamente lo siguiente:

Preservar la salud e integridad física de los trabajadores.

La organización del trabajo de forma tal que el riesgo sea mínimo.

Fijar las medidas de protección a emplear en función del riesgo.

Evitar situaciones o acciones peligrosas por imprevisión, insuficiencia o falta de medios.

Determinar los costos de las medidas de protección y prevención.

Establecer las instalaciones para la higiene y bienestar de los trabajadores.

3. CARACTERÍSTICAS DE LA OBRA

3.1. DATOS DE LA OBRA Y SITUACIÓN

EMPLAZAMIENTO

Tipo de Instalación: Instalación solar fotovoltaica de autoconsumo sin excedentes

Ubicación de la

Instalación. Latitud 40.6678° Longitud -4.5955°

Situación de los

Colectores: Sobre estructura

PROPIEDAD:

Denominación: Empresainventada S.C.

CIF: 111111111

Dirección: C/ Fantasía SN

Población: Madrid

Cp: 11111

Provincia: MADRID

AUTOR DEL PROYECTO

Denominación social: ALBERTO, S.L.

CIF: Z-111111111

Domicilio social: C/ Imaginación 7 7 2

Población: Madrid

CP: 22222

Provincia: MADRID

Técnico responsable: Alberto Trujillo

Tlf: 611 111 111

Correo electrónico: hola@uc3m.uc3m.es

La obra objeto del presente Estudio está situada en BERNUY SALINERO (ÁVILA).

Los datos de la nave son los siguientes:

Superficie: $150 \times 75 = 11250 \text{ m}^2$

Altura de la nave: 12 m

Altura máxima soportes: 1.5m

La cubierta es prácticamente horizontal y debe accederse a ella a través de una escalera existente con salida a la propia cubierta.

4. PRESUPUESTO, PLAZO DE EJECUCIÓN Y PERSONAL PREVISTO

PRESUPUESTO:

El Presupuesto de Ejecución Material de la obra que figura en el proyecto de ejecución de la misma asciende a la cantidad de 275 533.60 €.

PLAZO DE EJECUCIÓN:

El plazo de ejecución de las obras que se proyectan en una fase, será de 30 días, contados a partir del inicio de las obras.

PERSONAL PREVISTO:

Dado el plazo de ejecución previsto en este proyecto y las características y tipología de la obra, se prevé un número medio de 5 trabajadores adscritos a la obra y un número máximo de 12 en el momento punta.

5. OTROS DATOS DE INTERÉS

5.1.SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA:

La electricidad para la obra se tomará del punto más cercano dotado de abastecimiento eléctrico, siempre que se cuente con el acceso adecuado, así como de permisos para su utilización que sean necesarios.

Los elementos de seguridad contra contactos eléctricos indirectos serán interruptores diferenciales de 60 A y sensibilidad de 300 mA y una toma de tierra cuyo valor será inferior a 15 Ohm de resistencia, que irá instalada en una arqueta situada a 1 m. del poste, será única en obra y alla se conectarán todas las máquinas por una línea de tierra secundaria.

En la protección contra contactos eléctricos indirectos, se tendrá en cuenta el aumento de la resistencia debido a la longitud y sección del cable utilizado para la tierra.

Toda manguera dispondrá de 4 hilos. Uno de ellos será de toma de tierra y su color será normalizado. Estas mangueras contarán con la protección contra incendios adecuada. Toda instalación a nivel de terreno se realizará enterrada bajo tubo rígido.

5.2.INTERFERENCIAS Y SERVICIOS AFECTADOS:

Las interferencias y servicios afectados pueden ser causa eficiente de accidentes, es por ello por lo que deben localizarse para delimitar los riesgos de cada uno de ellos y en concreto:

- **LÍNEAS AÉREAS:** Se comprobará su no existencia en la vertical de trabajo, y en caso contrario se garantizará la imposibilidad de acceder a ellas en un radio de acción de 5 m. de las mismas (Especialmente si son eléctricas, mediante gálibos, señalización, etc...) En caso de necesitar invadir dicha zona de seguridad se consultará previamente con la compañía suministradora siguiéndose en todo momento sus instrucciones. Se tendrá en cuenta para distancias de seguridad lo siguiente: $\text{distancia} = 3.3 + \text{Tensión en KV}/100$ (metros). Si se desconoce la tensión de la línea como norma general mantendremos una distancia de 5m.

Se adoptarán las siguientes medidas preventivas: (Trabajos en proximidad):

- El trabajador deberá permanecer fuera de la zona de peligro y lo más alejado de ella que el trabajo lo permita.
- El trabajador estará cualificado para desarrollar su trabajo en proximidad.
- Se determinará a priori por el encargado o responsable, la viabilidad del trabajo.

-De ser viable el trabajo, deberán adoptarse las medidas de seguridad necesarias para reducir al mínimo posible:

- a) El número de elementos en tensión.
- b) las zonas de peligro de los elementos que permanezcan en tensión, mediante la colocación de barreras, pantallas, envoltentes o protecciones aislantes.

Cuando el trabajador deba permanecer fuera de la zona de peligro:

- a) Las herramientas que porte el trabajador se consideran una prolongación de su cuerpo.
- b) La distancia que se deba respetar es la que exista entre ésta y el punto de su cuerpo más cercano a ella.

Si a pesar de las medidas adoptadas, siguiesen existiendo elementos en tensión cuyas zonas de peligro son accesibles, se deberá:

Delimitar la zona de trabajo respecto a las zonas de peligro; la delimitación será eficaz respecto a cada zona de peligro y se efectuará con el material adecuado.

Informar a los trabajadores directa o indirectamente implicados, de los riesgos existentes, la situación de los elementos en tensión, los límites de la zona de trabajo y cuantas precauciones y medidas de seguridad deban adoptar para no invadir la zona de peligro, comunicándoles, además, la necesidad de que ellos, a su vez, informen sobre cualquier circunstancia que muestre la insuficiencia de las medidas adoptadas.

-En las empresas cuyas actividades habituales conlleven la realización de trabajos en proximidad de elementos en tensión, particularmente si tienen lugar fuera del centro de trabajo, el empresario deberá asegurarse de que los trabajadores poseen conocimientos que les permiten identificar las instalaciones eléctricas, detectar los posibles riesgos y obrar en consecuencia.

VIAS CON TRÁFICO: Si durante la ejecución de las obras fuera necesario detener el tráfico o trabajar en las cercanías de calles o carreteras con tráfico, se garantizará la perfecta y libre circulación de las mismas, se prestará especial atención a las horas nocturnas y periodos de inactividad como festivos o fines de semana. Si la iluminación no fuera suficiente se instalarán letreros luminosos o bombillas destellantes con aporte de energía suficiente para todo el periodo a cubrir.

SERVICIOS DEL SOLAR:

Si el solar objeto del proyecto no dispone de los servicios propios de las calles urbanizadas, todos los servicios se tomarán del punto más cercano dotado de abastecimiento de agua, saneamiento y energía eléctrica, siempre que se cuente del acceso adecuado así como de los permisos necesarios para su utilización.

ACCESOS:

Se dispone de acceso adecuado desde la carretera y caminos circundantes, para maniobra de acceso de maquinaria y camiones de suministro de material.

Los accesos estarán diferenciados para vehículos y personas, y se protegerán y regularán, mediante señales adecuadas a tal fin, incluso con auxilio de un señalista en momentos de alto tráfico o necesidad de maniobras. Si existiesen zonas susceptibles de ser afectadas por caída de objetos, proyecciones y/o polvo se adoptarán medidas como la instalación de mallas de protección y riego del terreno o corte en vía húmeda. Ante la posibilidad de afectar las inmediaciones con barro, polvo, cascotes, hormigón etc... se adoptarán medidas como la proyección de agua presión a los vehículos previamente a la salida del recinto de obra.

CARACTERÍSTICAS DE LA CUBIERTA

Se ha determinado que la cubierta existente está compuesta por Panel Sandwich, de 50mm de espesor, con una resistencia de, al menos, 16 Kg/cm².

CENTROS SANITARIOS

Los centros asistenciales en el entorno próximo a la obra son:

CENTROS DE SALUD

HOSPITAL NUESTRA SRA DE SONSOLES:

C/ Av. Juan Carlos I 05004 Ávila

Teléfono: 920 358 000

Los siniestros con daños personales graves se remitirán directamente a la Residencia de la Seguridad Social:

HOSPITAL NUESTRA SRA DE SONSOLES

C/ Av. Juan Carlos I 05004 Ávila

Teléfono: 920 358 000

El itinerario para acceder, en el menor plazo posible, al Centro asistencial para accidentes graves será conocido por todo el personal presente en la obra y colocado en sitio visible (interior de vestuario, comedor, etc).

OTROS:

Ambulancias: 920 222 248

Policía: 091

Bomberos: 080

Guardia Civil: 062

OTROS DATOS:

Los efectos meteorológicos que pueden afectar a la ejecución de las obras en BERNUY SALINERO son el frío, la lluvia, el hielo y la nieve, en los meses de invierno y calor durante los meses de verano, con altas temperaturas en horas punta. El viento puede ocasionar riesgos en ocasiones, muy puntuales.

6. TRABAJOS PREVIOS A LA REALIZACIÓN DE LA OBRA.

6.1.ACONDICIONAMIENTO

LIMPIEZA:

Previamente a la ejecución de los trabajos se procederá a la limpieza y acondicionamiento de tanto la cubierta, los puntos de acceso a ella, la zona de instalación y la zona destinada a acopios, donde están ubicadas las casetas y sus inmediaciones, manteniéndose durante la obra unas condiciones de orden y limpieza con el fin de evitar los frecuentes accidentes que se producen en ausencia de aquellas.

VALLADO:

Se procederá al vallado perimetral de éstas con vallas de altura no inferior a 2 m, separando la zona de la obra de la zona de tránsito y señalizando convenientemente.

SEÑALIZACIÓN:

Se procederá a la señalización del acceso a la obra, mediante la colocación en éste, de las siguientes señales:

-“PROHIBIDA LA ENTRADA A TODA PERSONA AJENA A LA OBRA”

-“PROHIBIDO EL PASO A PEATONES” en las entradas destinadas a vehículos.

-“USO OBLIGATORIO DEL CASCO DE SEGURIDAD” dentro del recinto de la Obra.

También podrán colocarse en las zonas de la obra específicas o en la maquinaria:

-Señal de “Peligro Salida de Vehículos”
-Señal de “Peligro de Obra”
-“Prohibido aparcar” en las zonas de vehículos
- Circulación prohibida.
-Señal de “STOP” en salida de vehículos.
-Señales de “PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS”, “PELIGRO INCENDIOS” y “PRIMEROS AUXILIOS”
-Señal de “RIESGO ELÉCTRICO”

6.2.INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE OBRA.

CUADROS ELÉCTRICOS:

En caso de existir, el cuadro eléctrico general de mando y protección, se ubicará en un armario con protección al agua, polvo e impactos. En caso de ser metálico, su carcasa estará conectada a tierra. Dispondrá de cerradura, cuya llave estará al cuidado del encargado o especialista designado. Se dispondrán en el mismo interruptores diferenciales automáticos cuyas sensibilidades serán de 300 mA. Para la instalación de

alumbrado. Estará dotado de tantos interruptores magnetotérmicos de corte omnipolar como número de circuitos se dispongan.

Los elementos constitutivos del mismo se dispondrán sobre una placa de montaje de material aislante, recubriendo las partes activas de la instalación con aislante adecuado.

Las tomas de corriente, se ubicarán preferentemente en los laterales del armario para facilitar que éste pueda estar cerrado. Dichas tomas de corriente estarán dotadas de toma de tierra.

6.3.PUESTAS A TIERRA:

Toda máquina utilizada en obra con alimentación eléctrica que trabaje a tensiones superiores a 24 V deberá estar dotada de puesta a tierra con resistencia adecuada; esta adecuación estará en función de la sensibilidad del interruptor diferencial. La máxima resistencia admitida será de 15 Ohmios. Si diferencial tendrá una sensibilidad de 30 mA, la resistencia debe ser menor o igual a 15 Ohmios.

Las líneas de puesta a tierra tendrán las siguientes secciones: 16 mm² para la línea principal de tierra y 35 mm² para la línea de enlace con tierra. En el caso de realizar la toma de tierra mediante electrodos, la separación entre los mismos, si son varios, será de 3m. aproximadamente para las placas y en caso de picas se colocarán paralelas a una distancia igual a su longitud.

6.4.CONDUCTORES ELÉCTRICOS

Los conductores eléctricos de alimentación a las distintas máquinas serán de sección suficiente para proporcionar la potencia demandada por las mismas. Serán del tipo manguera, con aislamiento para una tensión nominal de 1000 V y estarán dotados del correspondiente conductor verde- amarillo de tierra. Se intentará evitar que se coloquen tendidos por el suelo en zona de paso de vehículos y acopio de cargas; en el caso de no poder evitar que discurran por esas zonas, se colocarán o bien elevados o enterrados y protegidos por una canalización resistente. Asimismo deberán colocarse elevados si hay zonas encharcadas.

Sus extremos estarán dotados de las correspondientes clavijas de conexión, prohibiéndose expresamente conectar directamente los hilos desnudos en las bases del enchufe. Los empalmes en conductores deberán ser realizados por personal especializado, garantizando que las condiciones del aislamiento y estanqueidad de los mismos sean como mínimo las propias del conductor.

Se realizará un mantenimiento periódico de la instalación, comprobando mangueras, tomas de tierra, enchufes, clavijas, cuadros, protecciones, etc. Procediendo a la sustitución inmediata de todos aquellos elementos deteriorados y de las mangueras que presenten algún deterioro en su capa aislante de protección.

7. FASES/ACTIVIDADES PREVISTAS EN LA OBRA

A continuación, se señalan las principales fases de obra:

- Actuaciones previas

Se consideran las actuaciones previas al inicio de la obra, como las acometidas de electricidad y agua, colocación de señales de obra, vallado del recinto, instalación de casetas provisionales... También se incluye el replanteo de la obra y el acopio de materiales.

- Estructura metálica

Se considera estructura metálica el montaje del soporte prefabricado de aluminio así como los elementos necesarios para la fijación de los paneles fotovoltaicos a la cubierta, como soportes, vigas, barras contraviento, etc.

- Instalación de paneles fotovoltaicos

Se consideran como tal la fijación de los mismos a la estructura, así como a la conexión eléctrica de estos para el correcto funcionamiento de la instalación generadora.

- Instalación eléctrica

Se consideran así la instalación de los circuitos, elementos de corte , mecanismos, y seguridad y otros elementos necesarios para el correcto funcionamiento de la instalación.

7.1.MAQUINARIA PREVISTA EN LA OBRA

La maquinaria que se empleará en la ejecución de la obra será la siguiente:

- Camión grúa
- Taladro portátil
- Sierra radial eléctrica
- Herramientas manuales

7.2.MEDIOS AUXILIARES PREVISTOS EN LA OBRA

Los medios auxiliares que se van a emplear en la ejecución de la obra son los siguientes:

- Plataforma elevadora

7.3.INSTALACIÓN CONTRA INCENDIOS

Los medios previstos para la extinción de incendios serán los siguientes:

1 Extintor de polvo polivalente de eficacia 21 A,.

1 Extintor de CO₂ próximo a las zonas de almacenaje de líquidos inflamables así como cerca de los cuadros eléctricos.

Ambos deberán ser fácilmente accesibles, así como debidamente señalizada su ubicación. Los caminos de evacuación estarán libres de obstáculos, de ahí del orden y limpieza en todos los tajos. Existirá la adecuada señalización indicando los lugares de prohibición de fumar, los caminos de evacuación, situación de extintores, etc... Estas medidas han sido consideradas para que el personal extinga el fuego en la fase inicial, si es posible, o disminuya sus efectos hasta la llegada de los bomberos, que serán avisados inmediatamente.

Así mismo se considera deberán tenerse en cuenta otros medios de extinción, como agua, arena y herramientas de uso común (palas, rastrillos, picos, etc.)

7.4.INSTALACIONES SANITARIAS: ASEOS, VESTUARIOS, COMEDOR Y OFICINA DE OBRA.

Las instalaciones previstas para la obra que se ubicarán en el solar, son las siguientes:

ASEOS:

Un local de dimensiones adecuadas, dotado de iluminación natural y artificial, con ventilación natural, albergando los siguientes servicios:

Duchas: 1 ducha por cada 10 trabajadores, dotadas de agua caliente por termo acumulador eléctrico de 100l y agua fría, instalada en cabina aislada, con puerta provista de cierre interior y percha para colgar la ropa. Las dimensiones mínimas de la cabina serán: 1.00 x 1.20 m² y altura a techo 2.30 m.

Inodoros: 1 por cada 25 trabajadores, tipo placa turca dotado de papel higiénico y percha, instalados en cabina aislada, con puerta provista de cierre interior. Las dimensiones mínimas de la cabina serán: 1.00 x 1.20 m² y altura a techo 2.30 m.

Lavabos: 1 por cada 10 trabajadores, con grifos para agua fría y dotación de jabón.

Espejos: 1 por cada 25 trabajadores, de 0.50 x 0.50.

Los suelos, paredes y techos de los aseos, serán continuos, lisos e impermeables, enlucidos en tonos claros y con materiales que permitan el lavado con líquidos desinfectantes o antisépticos, con la frecuencia necesaria.

7.4.1. VESTUARIOS:

Se dispondrá de un local con superficie aproximada mínima de 2.00 m² por trabajador, dotado de taquillas metálicas individuales, provistas de llave, una por trabajador y bancos para asiento de madera. Asimismo estarán provistos de ventilación natural, y dotados de iluminación natural y artificial. En invierno los vestuarios estarán dotados de calefacción. El mobiliario, taquillas y bancos, estará siempre apto para su utilización.

7.4.2. COMEDOR:

NO está previsto que los trabajadores coman en el centro de trabajo, no obstante, y si fuera requerido por estos se acondicionará una caseta prefabricada con superficie suficiente.

En caso de existir, contará con ventilación temperatura e iluminación adecuada, mesas, bancos de madera, una toma de agua potable y una pila fregadero, así como un calienta comidas y un cubo con tapa para depositar los desperdicios. En invierno estará dotado de calefacción.

7.4.3. OFICINA DE OBRA:

El local destinado a Oficina de Obra, contará con la superficie adecuada para el personal previsto en la misma, al menos 10 m², disponiendo de ventilación natural, así como iluminación natural y artificial. Dispondrá del mobiliario adecuado.

En la oficina se instalará el Botiquín de Urgencia, provisto al menos de Agua Oxigenada, Alcohol de 96°, Polvos de Sulfamida, Tintura de Yodo, Mercurio-Cromo, Amoníaco, Algodón Hidrófilo, Gasas Esterilizadas, Vendas, Esparadrapo, Aspirinas, Antiespasmódicos, Guantes de goma estériles y Termómetro Clínico.

En el exterior y de forma bien visible se colocará un cuadro donde estarán recogidas las direcciones y teléfonos de los Centros Sanitarios asignados para urgencias, Ambulancias, Taxi, etc, así como Centro Sanitario más próximo e itinerario a recorrer, con el fin de garantizar una rápida evacuación y atención de los posibles accidentados. Igualmente se procederá con el Aviso Previo.

7.4.4. ALMACÉN:

La obra dispondrá de una caseta de almacén para recogida y guardar herramientas y pequeño material, dotada de puerta con cerradura.

8. IDENTIFICACION Y ANALISIS DE LOS RIEGOS LABORALES

Diariamente, al comenzar los trabajos, se revisaran todos los medios de protección colectiva e individual, reparando o reponiendo los que se encuentren deteriorados. Además, cuando se entreguen los equipos de protección individual a los trabajadores de la obra, se les deberá entregar unas normas de actuación durante su estancia en la obra, indicando la obligatoriedad de uso de los EPI'S.

8.1. ANALISIS DE LOS RIESGOS LABORALES CLASIFICADOS POR FASES/ACTIVIDADES DE OBRA

La secuencia de trabajos será la siguiente:

Actuaciones previas > estructura metálica para fijación de los paneles > instalación
paneles fotovoltaicos > instalación eléctrica.

A continuación, se identifican y analizan los riesgos en cada fase de obra:

8.1.1. Fase de obra: Actuaciones previas

Riesgos y causas:

- Vuelcos o deslizamientos de vehículos
- Atropellos por maquinaria
- Caídas al mismo nivel
- Sobreesfuerzos
- Desplome del material acopiado
- Generación de polvo
- Aplastamiento de articulaciones

Equipos de protección colectiva:

- Vallado de la obra
- Señalización
- Botas de seguridad
- Tapado de zanjás de acometidas por medio de tablas de madera
- Guantes de uso general
- Casco homologado
- Equipos de protección individual:
- Chaleco reflectante

8.1.2. Medidas preventivas:

Se deberá realizar el reconocimiento de la cubierta y terreno de alrededores comprobando que no existe ningún riesgo que no esté previsto.

Se realizará el vallado de la obra, para impedir la entrada de personas ajenas, dejando puertas para los accesos peatonales y de vehículos de obra, permitiendo la circulación de trabajadores.

Se observarán las instalaciones existentes para confirmar la posible existencia de instalaciones enterradas en la obra si las hubiese.

En cada fase de obra se colocarán las señales de obra necesarias, existiendo una coordinación entre ellas y la actividad a desarrollar.

Se comprobará la existencia de los siguientes documentos:

- Plan de seguridad y salud, aprobado y visado por el coordinador de seguridad y salud en fase de obra.
- Libro de incidencias, firmado y sellado por el coordinador y la empresa adjudicataria
- Libro de subcontratación, habilitado por la autoridad laboral competente
- Comunicación de apertura del centro de trabajo

8.1.3. Fase de obra: Estructura metálica para fijación de los paneles

Riesgos y causas:

- Pisada sobre objetos punzantes
- Golpes o cortes con objetos o máquinas
- Ruido extremo
- Caídas al mismo o a distinto nivel
- Proyección de objetos
- Caída de objetos ó máquinas
- Sobre esfuerzos trabajo de rodillas, agachado o doblado.
- Contactos eléctricos directos por mala conservación de máquinas eléctricas.

Equipos de protección colectiva:

- Iluminación adecuada
- Utilizar maquinaria con marcado CE provistas de todos los elementos de seguridad necesarios.
- Barandilla de protección de perímetros de cubiertas, compuesta por guarda cuerpos metálicos cada 2,5 m.
- Señalización

Equipos de protección individual:

- Casco aislante
- Guantes de uso general
- Botas de seguridad
- Gafas protectoras de ojos y cara
- Protecciones auditivas contra el ruido
- Cinturón portaherramientas
- Cinturones de sujeción o anticaídas de altura
- Línea horizontal de seguridad
- Traje impermeable material plástico sintético
- Casco homologado
- Guantes y manoplas de material aislante
- Ropa aislante
- Botas de seguridad aislantes

Medidas preventivas

- Las zonas de trabajo deben poseer una iluminación mínima de 100 lux, siendo medido a una altura sobre el suelo de alrededor de dos metros.

- La iluminación mediante portátiles, se hará con portalámparas estancos, con mango aislante y rejilla de protección para la bombilla. Su tensión de alimentación será 24V.
- Se prohíbe el conexionado de cables eléctricos a los cuadros de alimentación sin la utilización de clavijas macho-hembra.
- Se prohíbe trabajar en un nivel inferior al del tajo.

8.1.4. Fase de obra: Instalación de paneles fotovoltaicos

Riesgos y causas:

- Piso resbaladizo
- Corrientes de aire
- Exposición a condiciones meteorológicas adversas como frío, calor intenso, o la exposición a la intemperie.
- Caídas al mismo o a distinto nivel
- Caída de objetos o máquinas
- Golpes o cortes con objetos o máquinas
- Proyección de objetos
- Pisadas sobre objetos punzantes
- Sobreesfuerzos trabajo de rodillas, agachado o doblado.
- Contactos eléctricos directos por mala conservación de máquinas eléctricas.
- Contactos eléctricos indirectos.

Equipos de protección colectiva:

- Barandilla de protección de perímetros de forjados, compuesta por guarda cuerpos metálicos cada 2,5 m
- Señalización.
- Red vertical de seguridad de malla de poliamida de 10x10 cm de paso, enudada con cuerda D=3 mm en módulos de 10x5 m.

Equipos de protección individual:

- Casco homologado

- Gafas protectoras de ojos y cara
- Guantes de uso general
- Ropa aislante
- Botas de seguridad
- Protecciones auditivas contra el ruido
- Cinturón portaherramientas
- Guantes y manoplas de material aislante
- Cinturones de sujeción o anticaídas de altura
- Línea horizontal de seguridad
- Casco aislante
- Botas de seguridad aislantes
- Traje impermeable material plástico sintético

8.2. Medidas preventivas:

Como primera medida, se deben ejecutar los petos y recercados de los huecos que existan.

El acceso a planos inclinados se hará por huecos en el suelo de dimensiones nunca inferiores a 50x70 cm, con escaleras de mano que sobrepasen en un metro la altura a salvar.

La comunicación y circulaciones necesarias sobre la cubierta inclinada se resolverán con pasarelas emplintadas, que absorbiendo la pendiente queden horizontales.

Las plataformas de izado serán gobernadas para su recepción mediante cabos (no con las manos).

Los paneles se acopiarán repartidas por los faldones para evitar sobrecargas.

Se mantendrán instalados los andamios metálicos apoyados de construcción del cerramiento.

Se paralizarán todos los trabajos sobre cubiertas cuando existan vientos superiores a 60 km/h, lluvia, helada y nieve.

Estará prohibida la circulación bajo cargas suspendidas.

Los huecos del forjado horizontal, deberán permanecer tapados con madera clavada durante la construcción de los tabiquillos de formación de las pendientes de los tableros.

Además de lo anterior se comprobará que:

- Que los operarios tienen los EPIS correspondientes para la realización de las tareas, y que vienen definidos en el Plan de Seguridad y Salud.
- Que utilicen correctamente los EPIS, definidos anteriormente.
- Que el estado de anclaje de las líneas de vida está en servicio.
- Que se mantiene la limpieza y el orden en la obra.
- Que los operarios que realizan el trabajo están suficientemente cualificados para esta tarea.
- Que en los bordes de los forjados están colocadas redes de seguridad.
- Que se paralicen los trabajos con vientos superiores a 60 km/h (lluvia, heladas ó nieve).
- Que no se hacen acopios de material al borde del forjado.
- Que la iluminación en el tajo es la apropiada.
- Que no permanecen operarios en las zonas de circulación debajo de cargas suspendidas.
- Que se guarda la distancia de seguridad con líneas eléctricas aéreas.
- Que en los trabajos en altura en los que no haya protección suficiente, los operarios llevan el arnés de seguridad para el que se habrán previsto puntos fijos de enganche en la estructura con la necesaria resistencia.

8.2.1. Fase de obra: Instalación eléctrica

Riesgos y causas:

- Contactos eléctricos directos
- Caídas al mismo o distinto nivel
- Botas de seguridad aislantes
- Golpes, cortes o atrapamientos con objetos o maquinas
- Guantes y manoplas de material aislante
- Casco aislante
- Contactos eléctricos indirectos
- Cortocircuitos y arco eléctrico
- Equipos de protección individual:
- Ropa aislante

Medidas preventivas:

8.3.Trabajos sin tensión:

Antes de empezar a aplicar el procedimiento para suprimir la tensiones, es necesario identificar la zona y los elementos de la instalación donde se va a realizar el trabajo. Esta identificación forma parte de la planificación del trabajo.

Para evitar confusiones debidas a la multitud de equipos y redes existentes, se recomienda diseñar los procedimientos por escrito, para llevar a cabo las operaciones destinadas a la supresión de la tensión.

A continuación, se desarrollará el proceso en cinco etapas mediante el cual se suprime la tensión de la instalación donde se van a realizar los «trabajos sin tensión», conocido habitualmente como «las cinco reglas de oro»:

1ª Desconectar.

2ª Prevenir cualquier posible realimentación.

3ª Verificar la ausencia de tensión.

4ª Poner a tierra y en cortocircuito.

5ª Proteger frente a elementos próximos en tensión, en su caso, y establecer una señalización de seguridad para delimitar la zona de trabajo.

Reposición de la tensión:

En general, el restablecimiento de la tensión se deberá seguir el proceso inverso al empleado para suprimir la tensión:

1º Retirada, si las hubiera, de las protecciones adicionales y de la señalización que indica los límites de la zona de trabajo.

2º Retirada, si la hubiera, de la puesta a tierra y en cortocircuito, empezando por retirar las pinzas de los elementos más próximos y al final la pinza de la puesta a tierra.

3º Desbloqueo y/o la retirada de la señalización de los dispositivos de corte.

4º Cierre de los circuitos para reponer la tensión.

Es esencial extremar las precauciones antes de comenzar estas etapas. En el transcurso de estas, debe prestarse una atención especial a los siguientes aspectos:

- Notificación previa a todos los trabajadores involucrados de que va a empezar a reestablecerse la tensión.
- Comprobación de que los trabajadores han abandonado la zona, salvo los que debiesen actuar en la reposición de la tensión.
- Asegurarse de que han sido retiradas la totalidad de las puestas a tierra y en cortocircuito.
- Informar, en su caso, al responsable de la instalación de que se va a realizar la conexión.
- Accionar los aparatos de maniobra correspondientes.

8.4.Trabajos con tensión:

Los trabajos con tensión deben ser realizados por trabajadores cualificados, siguiendo un procedimiento previamente estudiado y, si su complejidad o novedad lo requiera, ensayado sin tensión, y que se ajuste a los requisitos indicados a continuación.

Los trabajos en lugares donde la comunicación sea difícil, por su orografía, confinamiento u otras circunstancias, deberán realizarse estando presentes, al menos dos trabajadores con formación en materia de primeros auxilios.

Principales precauciones que deberán ser adoptadas:

- Proteger las manos en todo momento, mediante unos guantes aislantes adecuados.
- Vestir ropa de trabajo sin cremalleras u otros elementos conductores.
- Realizar el trabajo sobre una banqueta o alfombra aislante que, asimismo, asegure un apoyo seguro y estable.
- Usar unas herramientas aisladas, específicamente diseñadas para estos trabajos
- No vestir pulseras, relojes, o cadenas u otros elementos conductores.
- Aislar, en la medida de lo posible, las partes activas y elementos metálicos en la zona de trabajo mediante protectores adecuados (fundas, capuchones, películas plásticas aislantes, etc).

Entre los equipos y materiales citados se encuentran:

- a) Los accesorios aislantes (pantallas, cubiertas, vainas, etc.) para el recubrimiento de partes activas o masas.
- b) Los útiles aislantes o aislados (herramientas, puntas de prueba, pinzas, etc.).
- c) Las pértigas aislantes.
- d) Los dispositivos aislantes o aislados (alfombras, banquetas, plataformas de trabajo, etc.).
- e) Los equipos de protección individual ante riesgos eléctricos (cascos, guantes, gafas, etc.).

Los equipos y materiales para la realización de trabajos en tensión se deberán elegir teniendo en cuenta las características del trabajo y de los trabajadores, las tensiones de servicio, y se deberán utilizar, mantener y revisar siguiendo las instrucciones dadas por el fabricante.

La zona de trabajo deberá señalizarse y/o delimitarse adecuadamente, siempre que exista la posibilidad de que otras personas ajenas accedan a dicha zona y toquen elementos en tensión, o puedan interferir en los trabajos, provocar distracciones o sustos....

En la realización de trabajos al aire libre se deberán tener en cuenta las posibles condiciones ambientales desfavorables, para que el trabajador pueda estar protegido siempre. Los trabajos se suspenderán en caso de inclemencias temporales tales como tormenta, lluvia o viento fuerte, nieve, o cualquier otra condición ambiental desfavorable que dificulte la visibilidad o la manipulación de las herramientas. Los trabajos en instalaciones interiores directamente conectadas a líneas aéreas eléctricas se deberán interrumpir si hay tormenta.

El recambio de fusibles en instalaciones de baja tensión:

- No será obligatorio que el cambio sea realizado por un trabajador cualificado, pudiendo realizarla un trabajador autorizado, cuando la maniobra del dispositivo porta-fusible conlleve la desconexión del fusible y el material de aquel ofrezca una protección completa contra los contactos directos y los efectos de un posible arco eléctrico,
- Se realizará mediante el uso del útil normalizado adecuado a cada tipo de fusible, quedando totalmente prohibido el uso de alicates,
- Se procurará efectuar el cambio “sin carga” o con una carga mínima, para evitar la posibilidad de arcos eléctricos.

Durante los trabajos en tensión no se deberá hablar por teléfono ni llevar dispositivos móviles, para no asustar a ningún trabajador mientras esté realizando la operación.

De los EPI's necesarios durante los trabajos en tensión en baja tensión, destacan, los guantes dieléctricos, que deben cumplir una serie de requisitos:

a) Marcas obligatorias:

- Símbolo (doble triángulo)

-Nombre, marca registrada o identificación del fabricante

-Categoría, si procede

-Talla

-Clase

-Mes y año de fabricación

-Marca

b) Cada guante deberá llevar alguno de los siguientes sistemas:

- Una banda sobre la que puedan perforarse agujeros, o bien, otra marca cualquiera similar que permita conocer las fechas de puesta en servicio, verificaciones y controles periódicos.

- Una banda rectangular

c) Recomendaciones para la utilización de los guantes:

Para la correcta utilización de los guantes se tendrán presentes las indicaciones del fabricante. Relativo al almacenaje, a título orientativo se pueden señalar las siguientes:

Los guantes deben ser almacenados en su embalaje.

Se tendrá cuidado de que los guantes no se aplasten, ni doblen, ni se coloquen en las proximidades fuentes de calor o se expongan radiación solar directa, a luz artificial o a fuentes de ozono.

8.5.ANALISIS DE LOS RIESGOS LABORALES

CLASIFICADOS POR MAQUINARIA UTILIZADA EN OBRA

8.5.1. CAMION GRUA

Riesgos y causas:

- Atrapamientos por útiles o transmisiones
- Accidentes en trayecto hacia el punto de trabajo
- Vuelco del camión-grúa.
- Caídas al subir o bajar a la zona de mandos.
- Contacto eléctrico de la pluma con líneas aéreas
- Corrimientos de tierra inducidos en excavaciones próximas
- Golpes por la carga a paramentos.
- Aplastamiento por caída de carga suspendida
- Incendios por sobretensión
- Atropello de personas.
- Desplome de la carga.
- Quemaduras en trabajos de reparación o mantenimiento

Medidas preventivas:

- Se prohíbe sobrepasar la carga máxima admisible fijada por el fabricante del camión en función de la extensión brazo-grúa.
- Se prohíbe la suspensión de cargas de forma lateral cuando la superficie de apoyo del camión esté inclinada hacia el lado de la carga, en previsión de los accidentes por vuelco.
- Las rampas de acceso a los tajos no deberán superar la pendiente del 20% para prever cualquier atoramiento o vuelco.
- Se prohíbe el arrastre de cargas con el camión-grúa.
- Se prohíbe la permanencia de personas en torno al camión-grúa a distancias inferiores a 5 m.
- Las cargas suspendidas, para evitar golpes y balanceos se deberán guiar mediante cabos de gobierno.
- Se prohíbe la permanencia debajo de cargas en suspensión.
- Mantenga la máquina alejada de terrenos inseguros, propensos a hundimientos.
- Evite pasar el brazo de la grúa sobre el personal.

- Suba y baje del camión-grúa por los lugares previstos para ello.
- Asegure la inmovilización del brazo de la grúa antes de iniciar ningún desplazamiento.
- No permita que nadie se encarama sobre la carga.
- No realice nunca arrastres de carga o tirones sesgados.
- No intente sobrepasar la carga máxima autorizada para ser izada.
- Levante una sola carga cada vez.
- Limpie sus zapatos del barro o grava que pudieran tener antes de subir a la cabina. Si se resbalan los pedales durante una maniobra o durante la marcha, puede provocar accidentes.
- Asegúrese de que la máquina se encuentra estabilizada antes de levantar cargas. Ponga en servicio los gatos estabilizadores totalmente extendidos, es la posición más segura.
- No abandone la máquina con la carga suspendida.
- Previamente a poner en servicio la máquina, compruebe todos los dispositivos de frenado.
- Use siempre las prendas de protección que le sean indicadas en la obra.
- El conductor tendrá prohibido dar marcha atrás sin la presencia y ayuda de un señalista, así como abandonar el camión con una carga suspendida.
- No permita que haya operarios bajo las cargas suspendidas.
- Evite el contacto con el brazo telescópico en servicio, puede sufrir atrapamientos.
- Todos los ganchos de cuelgue, aparejos, balancines y eslingas o estribos dispondrán siempre de pestillos de seguridad.
- El operario de la grúa tendrá siempre a la vista la carga suspendida y, si ello no fuera posible en alguna ocasión, todas sus maniobras estarán dirigidas por un señalista experto.
- No se permitirá que nadie ajeno al operador acceda a la cabina del camión o maneje sus mandos.
- El camión grúa nunca deberá estacionar o circular a distancias inferiores a los dos metros del borde de excavaciones o de cortes del terreno.

8.5.2. SIERRA RADIAL ELECTRICA

Riesgos y causas:

- Ruido
- Equipos de Protección individual:
- Calzado de seguridad
- Protectores auditivos
- Gafas de seguridad
- Anulación de protecciones
- Conexión mediante hilos desnudos
- Contactos eléctricos directos
- Contactos térmicos
- Cortes o amputaciones
- Abrasiones
- Guantes de cuero
- Mascarilla con filtro mecánico recambiable, contra las partículas de polvo

Medidas preventivas:

- Bajo ningún concepto se conectará ningún aparato eléctrico a la red mediante hilos desnudos.
- Antes de depositar el aparato en el suelo, desconectarlo y esperar a que se parada completa.
- Apagar y desenchufar los equipos antes de realizar cualquier operación de mantenimiento, cambio de disco, etc
- Comprobar en todas las situaciones el estado del disco a utilizar.
- Cualquier tipo de anomalía en el aislamiento de la maquina será puesta comunicada a un responsable para su retirada.
- No usar aparatos eléctricos con las manos mojadas o en contacto con cualquier humedad posible.
- No utilizar la maquina en posturas que obliguen a mantenerla por encima del nivel de los hombros, ya que, en caso de pérdida de control, las lesiones pueden afectar a la cara, pecho o extremidades superiores.
- Las labores de mantenimiento y reparación de la máquina, serán llevadas a cabo siempre por personal experto.

- No someter al disco a sobreesfuerzos laterales de torsión o aplicación de una presión excesiva.
- Prohibido dejar la sierra abandonada en el suelo.
- Prohibido usar discos deteriorados o rotos.
- Usar siempre el disco adecuado para el material que vaya a ser cortado.
- Usar siempre en lugares con buena ventilación.
- Prohibido utilizar la radial sin los elementos de protección adecuados.

8.5.3. TALADRO PORTATIL

Riesgos y causas:

- Cortes o golpes por objetos o herramienta
- Contactos eléctricos directos
- Anulación de protecciones
- Conexión mediante hilos desnudos
- Contactos térmicos
- Proyección de fragmentos o partículas
- Rotura de la broca

Equipos de Protección individual:

- Calzado de seguridad
- Gafas de seguridad
- Guantes de cuero

Medidas preventivas:

- Comprobar el cable de conexionado, de tal manera que no existan empalmes, ni una conexión inadecuada.
- Si se quiere sustituir la broca, deberá de desconectarse la máquina de la red.
- En caso de ser necesario orificios de mayor diámetro, se debe cambiar la broca por otra de mayor sección, nunca intentar aumentar el orificio con movimientos oscilatorios del taladro.
- La reparación de los taladros deberá realizarse por personal especializado.

- Utilizar la broca siempre perpendicular a la superficie a taladrar.
- Para cambiar la broca, se utilizará la llave adecuada.
- Utilizar la broca adecuada al material a taladrar.
- Se comprobarán diariamente el buen estado de los taladros, retirando de la obra aquellos que ofrezcan deterioros que impliquen riesgos para los operarios.

8.5.4. HERRAMIENTAS MANUALES

Riesgos y causas:

- Quemaduras físicas y químicas.
- Proyecciones de objetos y/o fragmentos.
- Ambiente pulvígeno.
- Caída de las herramientas a distinto nivel
- Caídas al mismo nivel por tropiezo
- Caída de objetos y/o de máquinas.
- Caídas de personas al mismo nivel.
- Contactos eléctricos directos o indirectos.
- Cuerpos extraños en ojos.
- Golpes y/o cortes con objetos punzantes.
- Ruido.

Equipos de Protección individual:

- Casco homologado.
- Protecciones auditivas y oculares, en caso necesario.
- Mascarillas con filtro de partículas
- Guantes de cuero.
- Calzado con puntera reforzada.
- Cinturón de seguridad para trabajos en altura.

Medidas preventivas:

- Las herramientas se usarán sólo en las operaciones para las que han sido diseñadas y se revisarán siempre antes de su empleo, desechándose cuando se detecte

cualquier tipo de defecto. Se mantendrán siempre limpias de grasa u otras materias deslizantes y se colocarán siempre en los portaherramientas o estantes adecuados, evitándose su abandono o su estancia en un sitio inadecuado.

- Todas las herramientas eléctricas, estarán dotadas de doble aislamiento de seguridad.
- No se usará una herramienta eléctrica sin enchufe; si hubiera necesidad de emplear mangueras de extensión éstas se harán de la herramienta al enchufe y nunca a la inversa.
- La desconexión de las herramientas, no se podrá hacer con un tirón brusco.
- Estarán acopiadas en el almacén de obra, llevándolas al mismo una vez finalizado el trabajo, colocando las herramientas más pesadas en las baldas más próximas al suelo.
- Los trabajos con estas herramientas se realizarán siempre en una posición segura.
- En su manejo se utilizarán guantes de cuero o de P.V.C. y botas de seguridad, así como casco y gafas de seguridad, en caso necesario.

8.6. ANALISIS DE LOS RIESGOS LABORALES

CLASIFICADOS POR MEDIOS AUXILIARES

UTILIZADOS EN OBRA

8.6.1. PLATAFORMA ELEVADORA

Riesgos y causas:

- Vuelco del equipo
- Caída de materiales sobre personas y/o bienes
- Caídas a distinto nivel
- Caídas al vacío
- Caída de personas a distinto nivel o mismo nivel
- Golpes, choques o atrapamientos del operario o de la propia plataforma contra objetos fijos o móviles.
- Contactos eléctricos directos o indirectos
- Caídas al mismo nivel
- Atrapamiento entre alguna de las partes móviles de la estructura y entre ésta y el chasis

Equipos de Protección individual:

- Casco homologado
- Calzado con puntera reforzada
- Cinturón de seguridad

Medidas preventivas y características constructivas de seguridad

a) Cálculos de estructura y estabilidad.

El fabricante es responsable del cálculo de resistencia de estructuras, determinación de su valor, puntos de aplicación, direcciones y combinaciones de cargas y fuerzas específicas que originen las situaciones más desfavorables, además de los cálculos de estabilidad, identificación de las diversas posiciones de las PEMP (plataformas elevadoras móviles de personal) y de las combinaciones de cargas y fuerzas que originan las condiciones de estabilidad mínimas.

b) Chasis y estabilizadores.

La plataforma de trabajo debe estar provista de los siguientes dispositivos de seguridad:

- Dispositivo que impida su traslación cuando no esté en posición de transporte.
- Dispositivo (por ej. un nivel de burbuja) que indique si la inclinación o pendiente del chasis está dentro de los límites establecidos por el fabricante. Para las PEMP con estabilizadores accionados mecánicamente este dispositivo se deberá de poder ver desde cada puesto de mando de los estabilizadores. Las PEMP del tipo 3 deben disponer de una señal sonora audible que advierta si se llegan a alcanzar los límites máximos de inclinación.

Las bases de apoyo de los estabilizadores deben estar construidas de forma que puedan adaptarse a suelos que presenten una pendiente o desnivel de al menos 10°.

c) Estructuras extensibles.

Las PEMP deben estar equipadas con dispositivos de control que reduzcan el riesgo de vuelco o de sobrepasar las tensiones admisibles. Distinguimos entre las PEMP del grupo A y las del grupo B para indicar los métodos aconsejables en cada caso:

- Grupo A:

- Sistema de control de carga y registrador de posición
- Control de posición con criterios de estabilidad y de sobrecarga reforzada

- Grupo B:

- Sistema de control de carga y registrador de posición
- Sistemas de control de la carga y del momento
- Sistemas de control del momento con criterio de sobrecarga reforzado
- Control de posición con criterios de estabilidad y de sobrecarga reforzada

Conviene destacar que los controles de carga y de momento no pueden proteger contra una sobrecarga que sobrepase excesivamente la capacidad de carga máxima.

8.6.2. Sistemas de accionamiento de las estructuras extensibles

Los sistemas de accionamiento estarán concebidos y contruidos de tal manera que se impida todo movimiento intempestivo de la estructura extensible.

a) Sistemas de accionamiento por cables.

Deben poseer un sistema para que en caso de fallo, el movimiento vertical con la carga máxima de utilización quede limitado a 0,2 m. Los cables de carga deben ser de acero

galvanizado sin empalmes excepto en sus extremos, no siendo aconsejables los de acero inoxidable.

Las características técnicas que deben reunir son:

- a. Diámetro mínimo 8 mm.
- b. N° mínimo de hilos 114.
- c. Clase de resistencia de los hilos comprendida entre 1.570 N/mm² y 1.960 N/mm².

La unión entre el cable y su terminal debe ser capaz de resistir al menos el 80 % de la carga mínima de rotura del cable.

b) Sistemas de accionamiento por cadena

Deben tener un sistema para que en caso de un fallo el movimiento vertical de la plataforma quede limitado a 0,2 m, con la carga máxima de utilización. No deben utilizarse cadenas con eslabones redondos. La unión entre las cadenas y su terminal debe ser capaz de resistir al menos el 100 % de la carga mínima de rotura de la cadena.

c) Sistemas de accionamiento por tornillo.

La tensión de utilización en los tornillos y en las tuercas será al menos igual a 1/6 de la tensión de rotura del material utilizado. El material utilizado para los tornillos deberá tener una resistencia al desgaste superior a la usada para las tuercas que soporten la carga. Cada tornillo debe tener una tuerca que soporte la carga y una tuerca de seguridad no cargada. La tuerca de seguridad no debe quedar cargada salvo en caso de rotura de la tuerca que soporta la carga. La plataforma de trabajo no deberá elevarse desde su posición de acceso si la tuerca de seguridad se encuentra cargada.

Los tornillos deben estar equipados en cada una de sus extremidades de dispositivos que impidan a las tuercas de carga y de seguridad que se salga el tornillo (por ej., topes mecánicos).

d) Sistemas de accionamiento por piñón y cremallera.

La tensión de utilización de piñones y cremalleras debe ser al menos igual a 1/6 de la tensión de rotura del material utilizado. Deben estar provistos de un dispositivo de seguridad accionado por un limitador de sobrevelocidad que pare progresivamente la plataforma de trabajo con la carga máxima de utilización y mantenerla parada en caso de fallo del mecanismo de elevación. Si el dispositivo de seguridad está accionado, la alimentación de la energía debe ser detenida automáticamente.

8.7. Plataforma de trabajo

8.7.1. Equipamiento

La plataforma deberá estar equipada con barandillas u otra estructura en su perímetro a una altura mínima de 0,90 m. y dispondrá de una protección que impida el paso por debajo de las mismas de acuerdo con el RD 486/1997 sobre lugares de trabajo: Anexo I.A.3.3 y el RD 1215/1997 sobre equipos de trabajo: Anexo 1.1.6. (En la UNE-EN 280 se especifica que la plataforma debe tener un pretil superior a 1,10 m. de altura mínima, un zócalo de 0,15 m. de altura y una barra intermedia a menos de 0,55 m. del zócalo o del pretil superior; en los accesos de la plataforma, la altura del zócalo puede reducirse a 0,1 m. La barandilla debe tener una resistencia a fuerzas específicas de 500 N por persona, aplicadas en los puntos y en la dirección más desfavorable, sin que se produzca ninguna deformación permanente).

Deberá tener una puerta de acceso, o elementos móviles que no puedan abrirse hacia el exterior. Deben estar concebidos para cerrarse y bloquearse automáticamente o que impidan todo movimiento de la plataforma mientras no estén en posición cerrada y bloqueada. Los distintos elementos de las barandillas de seguridad no deben ser extraíbles salvo por una acción directa intencionada.

El suelo de toda la trampilla deberá ser antideslizante y permitir la salida de agua. Las aberturas deben estar dimensionadas para impedir el paso de una esfera de 15 mm. de diámetro. Las trampillas deben estar fijadas de forma segura con el fin de evitar toda apertura intempestiva. No deberán poderse abrir hacia abajo o lateralmente.

El suelo de la plataforma debe poder soportar la carga máxima de utilización m calculada según la siguiente expresión:

$$m = n \times m_p + m_e$$

donde:

$m_p = 80$ Kg (masa de una persona)

$m_e \geq 40$ Kg (valor mínimo de la masa de las herramientas y materiales)

$n = n^\circ$ autorizado de personas sobre la plataforma de trabajo

Se deberá de disponer de puntos de enganche para poder anclar los cinturones de seguridad o arneses que pudiese llevar cada persona que ocupe la plataforma.

Las PEMP del tipo 3 deberán estar equipadas con un avisador sonoro accionado desde la propia plataforma, mientras que las del tipo 2 deberán poseer medios de comunicación entre el personal situado sobre la plataforma y el conductor del vehículo portador.

Las PEMP autopropulsadas deben disponer de limitador automático de velocidad de traslado.

8.7.2. Sistemas de mando

La plataforma deberá tener dos sistemas de mando, primario y secundario. El primario deberá ser accesible para el operador, sobre la plataforma. Los secundarios deberán poder sustituir los primarios y deberán estar situados para ser accesibles desde el suelo. Los sistemas de mando deben estar perfectamente marcados según códigos normalizados. Todos los mandos direccionales deberán ser activados dependiendo de la dirección, volviendo a pararse o situarse en posición neutra automáticamente cuando se deje de actuar sobre ellos. Los mandos no deberán poder ser accionados por accidente o por personal no autorizado.

8.7.3. Sistemas de seguridad de inclinación máxima

La inclinación de la plataforma de trabajo no debe variar más de 5 grados con respecto a la horizontal o al plano del chasis durante los movimientos de la estructura extensible, o bajo el efecto de las cargas y fuerzas durante el servicio. Debe existir un dispositivo de seguridad que mantenga el nivel de la plataforma con una tolerancia suplementaria de 5 si el sistema de mantenimiento de la horizontalidad falla.

8.7.4. Sistema de bajada auxiliar

Todas las plataformas de trabajo deberán tener sistemas auxiliares de descenso, sistema retráctil o de rotación en caso de fallo del sistema primario.

8.7.5. Sistema de paro de emergencia

La plataforma de trabajo debe estar equipada con un sistema de paro de emergencia fácilmente accesible que desactive todos los sistemas de accionamiento de una forma efectiva, conforme a la norma UNE-EN 418 Seguridad de las máquinas. Equipo de parada de emergencia, aspectos funcionales.

8.7.6. Sistemas de advertencia

La plataforma de trabajo deberá estar equipada con una alarma o algún sistema de advertencia que se active automáticamente si la base de la plataforma se inclina más de 5° de la inclinación máxima permitida en cualquier dirección.

8.7.7. Estabilizadores, salientes y ejes extensibles

Deberán estar equipados con dispositivos de seguridad para asegurar que la plataforma no se mueva mientras los estabilizadores no estén situados en posición. Los circuitos de control deben asegurar que los motores de movimiento no podrán ser activados mientras los estabilizadores no se hayan desactivado y la plataforma no se encuentre bajada a la altura mínima de transporte.

8.7.8. Sistemas de elevación

Sistemas de seguridad

Si la carga nominal de trabajo de la plataforma está soportada por un dispositivo de cables metálicos, o cadenas de elevación, o ambos, el factor de seguridad del cable o cadena deberá de ser de 8 como mínimo, basándose en la carga unitaria de rotura a la tracción referida a la sección primitiva.

Todos los sistemas de conducción que sean hidráulicos y neumáticos, así como los componentes que pudiesen ser peligrosos (los que en caso de fallo implicaría un descenso libre de la plataforma) deberán tener una resistencia a la rotura por presión 4 veces la presión de trabajo para la que fueron diseñados. Para los componentes no peligrosos esta resistencia será 2 veces la presión de trabajo.

8.7.9. Sistemas de protección

Si la elevación de la plataforma se realiza a través de un sistema electromecánico deberá estar diseñado para impedir el descenso libre en caso de fallo del suministro de energía.

Si la elevación de la plataforma se realiza por medio de un sistema hidráulico o neumático, el sistema debe estar equipado para prevenir una caída libre en caso de rotura de alguna conducción hidráulica o neumática, así como también su cierre.

8.7.10. Otras protecciones

Los motores o partes calientes de las PEMP deben estar protegidas convenientemente. Su apertura únicamente se podrá hacer con llaves especiales y por personal autorizado. Los escapes de los motores de combustión deben estar dirigidos lejos de los puestos de mando.

8.7.11. Dispositivos de seguridad Eléctricos

Los interruptores de seguridad que actúen como componentes que dan información deberán satisfacer la norma EN 60947-5:1997 (Anexo K: prescripciones especiales para los auxiliares de mando con maniobra positiva de apertura).

8.7.12. Hidráulicos y neumáticos

Deberán estar concebidos e instalados de forma que ofrezcan niveles de seguridad equivalentes a los dispositivos de seguridad eléctricos. Los componentes hidráulicos y neumáticos de estos dispositivos y sistemas que actúen directamente sobre los circuitos de potencia de los sistemas hidráulicos y neumáticos deben estar duplicados si su fallo pudiese engendrar una situación peligrosa. Se deberá mantener la seguridad en caso de fallo de energía.

8.7.13. Mecánicos

Serán concebidos e instalados de manera que se ofrezca un nivel de seguridad equivalente a los dispositivos de seguridad eléctricos. Esta exigencia se satisface por las varillas, palancas, cables, cadenas, etc., si resisten al menos 2 veces la carga a la que son sometidos.

8.7.14. Otras medidas de protección frente a riesgos específicos

Riesgo de electrocución

Este riesgo se manifiesta siempre que las plataformas pudiesen alcanzar líneas eléctricas aéreas, tanto de alta como de baja tensión. Según el Reglamento Técnico de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión (Decreto 3151/ 1968), se entiende como tales las de corriente alterna trifásica a 50 Hz de frecuencia, cuya tensión nominal eficaz entre fases sea igual o superior a 1 kV.

Para la prevención del riesgo de electrocución serán aplicados los criterios establecidos en el RD 614/2001 sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico; en concreto según indica el Art. 4.2, todo trabajo que conlleve riesgo eléctrico se debe efectuar sin tensión.

Cuando no se pueda dejar sin tensión la instalación se deben seguir las medidas preventivas indicadas en el Anexo V.A Trabajos en proximidad. Disposiciones generales y lo indicado en el Anexo V.B Trabajos en proximidad. Disposiciones particulares del citado RD 614/2001. Se recomienda, a fin de facilitar la correcta interpretación y aplicación del citado R.D. consultar la correspondiente Guía Técnica elaborada por el INSHT.

Complementariamente, se recomienda consultar la NTP-72: Trabajos con elementos de altura en presencia de líneas eléctricas aéreas.

9. OBLIGACIONES DEL PROMOTOR

Antes del inicio de los trabajos, el promotor designará un Coordinador en materia de Seguridad y Salud, cuando en la ejecución de las obras intervengan más de una

empresa, o una empresa y trabajadores autónomos o diversos trabajadores autónomos. La designación del Coordinador en materia de Seguridad y Salud no eximirá al promotor de las responsabilidades.

El promotor deberá efectuar un aviso a la autoridad laboral competente antes del comienzo de las obras, que se redactará con arreglo a lo dispuesto en el Anexo III del Real Decreto 1627/1.997 debiendo exponerse en la obra de forma visible y actualizándose si fuera necesario.

10.COORDINADOR EN MATERIA DE SEGURIDAD Y SALUD

La designación del Coordinador en la elaboración del proyecto y en la ejecución de la obra podrá recaer en la misma persona. El Coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra, tendrá que desarrollar las siguientes funciones:

- Coordinar la aplicación de los principios generales de prevención y seguridad.
- Coordinar las actividades de la obra para garantizar que las empresas y personal actuante apliquen de manera coherente y responsable los principios de acción preventiva que se recogen en el Artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos

Laborales durante la ejecución de la obra, y en particular, en las actividades a que se refiere el Artículo 10 del Real Decreto 1627/1.997.

- Aprobar el Plan de Seguridad y Salud elaborado por el contratista y, en su caso, las modificaciones introducidas en el mismo.
- Organizar la coordinación de actividades empresariales previstas en el Artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales,
- Coordinar las acciones y funciones de control de la aplicación correcta de los métodos de trabajo.
- Adoptar las medidas necesarias para que solo las personas autorizadas puedan acceder a la obra.

La Dirección Facultativa asumirá estas funciones cuando no fuera necesaria la designación del Coordinador.

11. OBLIGACIONES DE CONTRATISTAS Y SUBCONTRATISTAS

El contratista y subcontratistas deberán:

1. Aplicar los principios de acción preventiva que se recogen en el Artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos laborales y en particular:

- El mantenimiento de la obra en buen estado de limpieza.
- La elección del emplazamiento de los puestos y áreas de trabajo, teniendo en cuenta sus condiciones de acceso y la determinación de las vías o zonas de desplazamiento o circulación.
- La manipulación de distintos materiales y la utilización de medios auxiliares.
- El mantenimiento, el control previo a la puesta en servicio y control periódico de las instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución de las obras, con

objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.

- La delimitación y acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de materiales, en particular si se trata de materias peligrosas.
- El almacenamiento y evacuación de residuos y escombros.
- La recogida de materiales peligrosos utilizados.
- La adaptación del período de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
- La cooperación entre todos los intervinientes en la obra.
- Las interacciones o incompatibilidades con cualquier otro trabajo o actividad.

2. Cumplir y hacer cumplir a su personal lo establecido en el Plan de Seguridad y Salud.

3. Cumplir la normativa en materia de prevención de riesgos laborales, teniendo en cuenta las obligaciones sobre coordinación de las actividades empresariales previstas en el Artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, así como cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el Anexo IV del Real Decreto 1627/1.997.

4. Informar y proporcionar las instrucciones adecuadas a los trabajadores autónomos sobre todas las medidas que hayan de adoptarse en lo que se refiera a seguridad y salud.

5. Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del Coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra.

Serán responsables de la ejecución correcta de las medidas preventivas fijadas en el Plan y en lo relativo a las obligaciones que le correspondan directamente o, en su caso, a los trabajos autónomos por ellos contratados. Además responderán solidariamente de las consecuencias que se deriven del incumplimiento de las medidas previstas en el Plan.

Las responsabilidades del Coordinador, Dirección Facultativa y el Promotor no eximirán de sus responsabilidades a los contratistas y a los subcontratistas.

12.OBLIGACIONES DE LOS TRABAJADORES AUTONOMOS

Los trabajadores autónomos están obligados a:

1. Aplicar los principios de la acción preventiva que se recoge en el Artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, y en particular:

- El mantenimiento de la obra en buen estado de orden y limpieza.
- El almacenamiento y evacuación de residuos y escombros.
- La recogida de materiales peligrosos utilizados.
- La adaptación del período de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
- La cooperación entre todos los intervinientes en la obra.
- Las interacciones o incompatibilidades con cualquier otro trabajo o actividad.

2. Cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el Anexo IV del Real Decreto 1627/1.997.

3. Ajustar su actuación conforme a los deberes sobre coordinación de las actividades empresariales previstas en el Artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, participando en particular en cualquier medida de su actuación coordinada que se hubiera establecido.

4. Cumplir con las obligaciones establecidas para los trabajadores en el Artículo 29, apartados 1 y 2 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.

5. Utilizar equipos de trabajo que se ajusten a lo dispuesto en el Real Decreto 1215/1.997.

6. Elegir y utilizar equipos de protección individual en los términos previstos en el Real Decreto 773/1.997.

7. Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del Coordinador en materia de seguridad y salud.

Los trabajadores autónomos deberán cumplir lo establecido en el Plan de Seguridad y Salud.

13.LIBRO DE INCIDENCIAS

En cada centro de trabajo existirá, con fines de control y seguimiento del Plan de Seguridad y Salud, un Libro de Incidencias que constará de hojas por duplicado y que será facilitado por el Colegio profesional al que pertenezca el técnico que haya aprobado el Plan de Seguridad y Salud.

Deberá mantenerse siempre en obra y en poder del Coordinador. Tendrán acceso al Libro, la Dirección Facultativa, los contratistas y subcontratistas, los trabajadores autónomos, las personas con responsabilidades en materia de prevención de las empresas intervinientes, los representantes de los trabajadores, y los técnicos especializados de las Administraciones públicas competentes en esta materia, quienes podrán hacer anotaciones en el mismo.

Efectuada una anotación en el Libro de Incidencias, el Coordinador estará obligado a remitir en el plazo de veinticuatro horas una copia a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia en que se realiza la obra. Igualmente notificará dichas anotaciones al contratista y a los representantes de los trabajadores.

14.PARALIZACION DE LOS TRABAJOS

Cuando el Coordinador y durante la ejecución de las obras, observase incumplimiento de las medidas de seguridad y salud, advertirá al contratista y dejará constancia de tal incumplimiento en el Libro de Incidencias, quedando facultado para, en circunstancias de riesgo grave e inminente para la seguridad y salud de los trabajadores, disponer la paralización de tajos o, en su caso, de la totalidad de la obra.

Dará cuenta de este hecho a los efectos oportunos, a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia en que se realiza la obra. Igualmente notificará al contratista, y en

su caso a los subcontratistas y/o autónomos afectados de la paralización y a los representantes de los trabajadores.

15.DERECHOS DE LOS TRABAJADORES

Los contratistas y subcontratistas deberán garantizar que los trabajadores reciban una información adecuada y comprensible de todas las medidas que hayan de adoptarse en lo que se refiere a su seguridad y salud en la obra. Una copia del Plan de Seguridad y Salud y de sus posibles modificaciones, a los efectos de su conocimiento y seguimiento, será facilitada por el contratista a los representantes de los trabajadores en el centro de trabajo.

GUÍA AUTOCONSUMO

GUÍA AUTOCONSUMO

AUTOCONSUMO.....	174
MODALIDADES DE AUTOCONSUMO	174
Autoconsumo SIN excedentes	174
Autoconsumo CON excedentes:	174
Instalaciones en autoconsumo SIN EXCEDENTES:.....	177
Dispositivo antivertido:.....	177
Tramitación de una instalación sin vertido:	179

1. AUTOCONSUMO.

En el caso de este proyecto se ha escogido una modalidad de autoconsumo sin excedentes debido a la simplificación burocrática y a su vez de este proyecto. A continuación se hablará sobre las posibles modalidades de autoconsumo y más adelante sobre el autoconsumo sin excedentes y los trámites que se deberían seguir para su tramitación.

1.1.MODALIDADES DE AUTOCONSUMO:

El Real Decreto 244/2019 por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica regula las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica, definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Lo dispuesto en este Real Decreto resulta de aplicación a las instalaciones y sujetos acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Así, las instalaciones de autoconsumo deberán pertenecer a una de las siguientes modalidades:

1.1.1. Autoconsumo SIN excedentes:

Instalaciones de autoconsumo conectadas a la red de distribución o transporte que disponen de un sistema antivertido tal que impida la inyección de energía eléctrica excedentaria a la red de transporte o de distribución. Para autoconsumo colectivo SIN excedentes existe la posibilidad de acogerse a compensación de excedentes.

1.1.2. Autoconsumo CON excedentes:

Instalaciones que, además de suministrar energía eléctrica para autoconsumo, pueden inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. A

este grupo pertenecerán las instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo (tanto en red interior como las que utilicen la red de distribución o transporte). Dentro de este grupo las instalaciones CON excedentes podrán ser:

2.a) Autoconsumo CON excedentes ACOGIDA A COMPENSACIÓN

El productor y consumidor optan por acogerse al sistema de compensación de excedentes. El consumidor utiliza la energía procedente de la instalación de autoconsumo cuando la necesita, pudiendo comprar energía de la red en los momentos en que esta energía no sea suficiente para satisfacer su consumo eléctrico. Cuando no se consume la totalidad de la energía procedente de la instalación de autoconsumo ésta puede inyectarse a la red y, en cada periodo de facturación (máximo un mes), la factura emitida por la comercializadora compensará el coste de la energía comprada a la red con la energía excedentaria vertida a la red, valorada al precio medio del mercado horario menos el coste de los desvíos (para consumidores PVPC) o al precio acordado con la comercializadora, aplicándose posteriormente los beneficios a los que puedan acogerse (bono social) y los peajes e impuestos que procedan. En ningún caso el resultado podrá ser negativo. Para ello es necesario que se cumplan TODAS las condiciones siguientes:

- i. La fuente de energía primaria sea de origen renovable.
- ii. La potencia total no superior a 100 kW.
- iii. En su caso, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares con una empresa comercializadora.
- iv. El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del Real Decreto 244/2019.
- v. La instalación de producción no esté sujeta a la percepción de un régimen retributivo adicional o específico (Régimen retributivo específico se refiere al régimen retributivo de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos regulado por el Real Decreto 413/2014 de 6 de junio.).

2.b) Autoconsumo CON excedentes NO ACOGIDA A COMPENSACIÓN

Pertenecerán a esta modalidad todos los autoconsumos con excedentes que no cumplan con alguno de los requisitos para pertenecer a la modalidad anterior, o que voluntariamente opten por no acogerse a ella. En este caso, los excedentes se venderán en el mercado eléctrico.

Dentro de cada modalidad de autoconsumo, el autoconsumo podrá clasificarse en:

- Individual: solo existe un consumidor asociado a la instalación o instalaciones de producción
- Colectivo: se trata de varios consumidores asociados a la instalación o instalaciones de producción próximas.

Tanto en autoconsumo individual como colectivo, podrán participar instalaciones de generación conectadas en la red interior de los consumidores e instalaciones de generación conectadas a través de red, siempre que éstas últimas cumplan con los criterios que se exigen a las instalaciones próximas a través de red.

En el siguiente cuadro se recogen resumidas las diferentes modalidades de autoconsumo (SIN excedentes y CON excedentes, acogidas o no acogidas a compensación), en combinación con las diferentes posibilidades que permite el RD 244/2019 (conexión en red interior o a través de red y autoconsumo individual o colectivo), así como los diferentes actores en cada combinación.

Autoconsumo INDIVIDUAL Un consumidor asociado ○ Autoconsumo COLECTIVO Varios consumidores asociados	Instalación PRÓXIMA en RED INTERIOR Conexión Red interior	SIN excedentes Existen mecanismos anti-vertido
		CON excedentes ACOGIDA a compensación Fuente renovable Potencia de producción ≤ 100kW Contrato único consumo-auxiliares Contrato de compensación No hay otro régimen retributivo
	Instalación PRÓXIMA a TRAVÉS DE RED Conexión a red BT del mismo centro de transformación. Distancia entre contadores generación-consumo < 500m. Misma referencia catastral (14dígitos)	CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Resto de instalaciones con excedentes
		CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Instalaciones con excedentes

Figura 43 Modalidades de autoconsumo

2. Instalaciones en autoconsumo SIN EXCEDENTES

Se trata de instalaciones en autoconsumo que, aunque están conectadas en la red interior del consumidor que enlaza con la red de distribución o transporte, no ceden en ningún momento energía a la red. Deben estar provistas de un sistema anti-vertido de acuerdo con la ITC-BT-40. Con respecto a los dispositivos antivertido, tienen que cumplir lo que dispone el anexo I, apartado I.4 del ITC-BT-40 del Reglamento de Baja Tensión.

2.1. Dispositivo antivertido

Los titulares de las instalaciones sin excedentes tienen que disponer de la evaluación de conformidad del dispositivo antivertido instalado.

Los sistemas para evitar el vertido de energía a la red pueden basarse en dos principios de funcionamiento distintos:

1. Evitar el vertido a la red mediante **un elemento de corte o de limitación de corriente**. La opción de corte permite utilizar sistemas de generación sin capacidad de regulación de la energía generada solo en el caso de instalaciones generadoras que no sean fotovoltaicas. Para evitar el vertido de energía a la red, deben disponer de sistemas de medida de la potencia intercambiada con esta, situados aguas arriba de la instalación generadora y de las cargas, que habiliten la desconexión de la generación de la red o la regulación de los sistemas de generación.

2. **Regulación del intercambio de potencia actuando sobre el sistema generación-consumo**. Este tipo de sistemas se basa en un elemento de control que ajuste el balance generación-consumo, evitando el vertido de energía en la red. Esto puede realizarse mediante control de las cargas, de la generación, o por almacenamiento de energía, u otros medios. A efectos de fijar los requisitos de los sistemas para evitar el vertido debe tenerse en cuenta dos tipos de sistemas de generación: – Instalaciones de producción basadas en generadores síncronos conectados directamente a la red. – Instalaciones eólicas, fotovoltaicas y en general, todas aquellas instalaciones de producción cuya tecnología no emplee un generador síncrono conectado directamente a red.

El titular del punto de suministro (consumidor) será también el titular de las instalaciones de generación conectadas a su red, y será responsable de cualquier incumplimiento que pudiera tener consecuencias en la red.

La documentación necesaria en el diseño de la instalación dependerá del tipo de conexión a la red que vaya a utilizarse y de la potencia prevista para la instalación. Tanto en la memoria como en el proyecto deberá aparecer toda la información y documentación técnica de la instalación: dimensionado, equipos y sus características, materiales utilizados, garantías, necesidades de mantenimiento, etcétera.

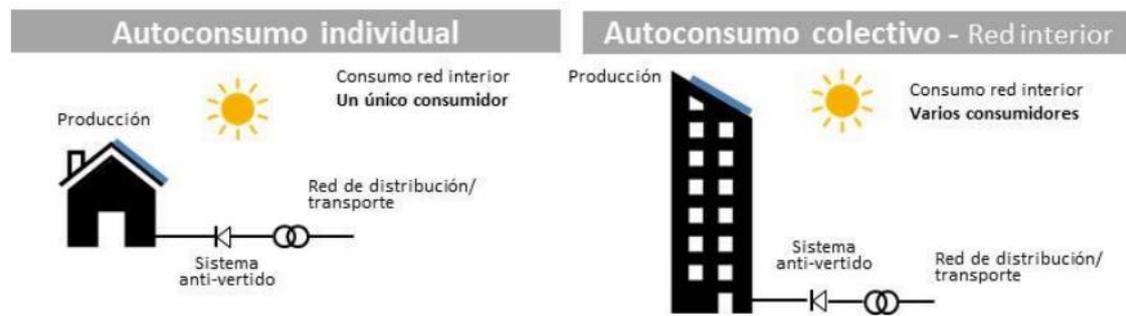


Figura 44 Diagramas de autoconsumo sin excedentes [52]

2.2. Tramitación de una instalación sin vertido [52]

Basicamente [53], los pasos a seguir serían los siguientes para su tramitación:

- **Diseño de la instalación:** Para menos de 10 kW bastará con una memoria técnica, para potencias mayores, tanto en baja como en alta tensión, hay que hacer Proyecto.
- **Permisos de Acceso y Conexión y Acales o garantías. Solicitud CAU.** Las instalaciones en autoconsumo SIN excedentes de cualquier potencia quedarán exentas de solicitar los permisos de acceso y conexión. Por ese motivo, este tipo de instalaciones también quedan eximidas de presentar los acales y garantías para la conexión. Al no cederse energía a la red de distribución, la potencia de la instalación de generación no queda limitada por la potencia máxima admisible de la acometida a la que se conecta. Sin embargo, la empresa instaladora habilitada debe solicitar a la compañía distribuidora el Código de Autoconsumo (CAU) que identificará de forma única el autoconsumo. Estará formado por el CUPS(Código Unificado de Punto de Suministro) seguido del código A y tres cifras.
- Hay que pedir **licencia de obras** en el ayuntamiento correspondiente
- **Solicitar autorizaciones ambientales y de utilidad pública.** Esto depende de cada CCAA. (estudios de impacto ambiental, y la conveniencia o no de poner placas en el emplazamiento).
- **Solicitar la Autorización administrativa previa y de construcción.** Al menos ahora son dos autorizaciones en una. Las instalaciones pequeñas, de menos de 100 kW, están exentas.
- En este paso **ejecutaremos la instalación** –No se debe hacer antes.

- **Inspección inicial e inspecciones periódicas**, han de asegurarse que no se verterá energía, y comprobar que la instalación es correcta. Este trámite depende de la administración autonómica, y puede que haya distinción entre instalaciones de menos y de más de 100 kW.
- **Certificado de instalación y/o certificado de fin de obra**. para las instalaciones de menos de 10 kW, bastará con el Certificado de la Instalación emitido por un instalador autorizado. Para las mayores de 10 kW y en Baja Tensión, además necesitaremos el Certificado de fin de obra firmado por un técnico competente. Sin embargo, para instalaciones en Alta Tensión, hará falta la documentación de puesta en servicio AT según el Reglamento de AT.
- **Autorización de explotación**. Este trámite, también dependiente de la administración autonómica, no es necesario para las instalaciones menores de 10 kW, en las que bastará el Certificado de la Instalación, pero sí en las mayores de 10 kW, bien en BT o en AT.
- **Contrato de acceso**: no hay que hacer un contrato nuevo, pero sí comunicar el cambio de contrato, las comercializadoras facilitarán o crearán para ello modalidades de contrato en las que aparezca esta nueva opción del autoconsumo.
- **Inscripción en el registro autonómico de autoconsumo**. Siempre con fines meramente estadísticos, tendremos que hacerlo nosotros cuando la potencia sea mayor de 100 kW, si es menor, se hará de oficio por parte de cada CCAA.

A continuación se muestra una imagen resumen sobre los pasos que hay que seguir como se ha comentado anteriormente:

Instalaciones en autoconsumo SIN EXCEDENTES

1. Diseño de la instalación			
BT – P≤10 kW Memoria técnica	BT – P>10 kW Proyecto técnico	AT Proyecto técnico	
2. Permisos de acceso y conexión / Avales o garantías			Distribuidora
Exentas del permiso. Necesario solicitar CAU			
3. Autorizaciones ambientales y de utilidad pública			Admón. autonómica
BT – P≤100 kW Consultar CC.AA	BT – P>100 kW Consultar CC.AA	AT Consultar CC.AA	
4. Autorización administrativa previa y de construcción			Admón. autonómica
BT – P≤100 kW Exentas	BT – P>100 kW Consultar CC.AA.	AT Consultar CC.AA.	
5. Licencia de obras			Admón. local
Consultar la normativa particular del Ayuntamiento del emplazamiento elegido			
6. Ejecución de la instalación			
7. Inspección inicial e inspecciones periódicas			Admón. autonómica
BT – P≤100 kW Consultar CC.AA	BT – P>100 kW Consultar CC.AA	AT Consultar CC.AA	
8. Certificados de instalación y/o certificados fin de obra			Admón. autonómica
BT – P≤10 kW Certificado instalación	BT – P>10 kW Certificado instalación Certificado fin de obra	AT Documentación puesta en servicio AT según el Reglamento AT	
9. Autorización explotación			Admón. autonómica
BT – P≤100 kW No necesita trámite Certificado instalación	BT – P>100 kW Consultar CC.AA	AT Consultar CC.AA	
10. Contrato de acceso			Distribuidora o Comercializadora
BT – P≤100 kW Exentas – Comunicación modificación contrato a través de las CC.AA	BT – P>100 kW Exentas – Comunicación cambio contrato	AT Exentas – Comunicación cambio contrato	
11. Contrato de suministro de energía servicios auxiliares			Distribuidora o Comercializadora
Exentas			
12. Licencia de actividad			Admón. local
Exentas. Consultar normativa particular del Ayuntamiento del emplazamiento elegido			
13. Acuerdo de reparto y Contrato compensación excedentes			Distribuidora o Comercializadora
Individual	No aplica		
Colectiva	No existe contrato. Notificación a la ED del acuerdo de reparto y compensación		
14. Inscripción en el Registro Autonómico de Autoconsumo			Admón. autonómica
BT – P<100 kW Trámite de oficio en las CC.AA. donde exista	BT – P>100 kW Sí, si existe	AT Sí, si existe	
15. Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de energía eléctrica			Admón. autonómica
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT	
Trámite de oficio realizado a través de las CC.AA., que enviarán la información al Ministerio por vía telemática			
16. Inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones Productoras de Energía Eléctrica (RAIPRE)			Admón. autonómica
No aplica			
17. Contrato de representación en mercado			Comercializadora
No aplica			

GUÍA PVSYST

GUÍA PVSYST

OBJETIVO.....	184
DISEÑO DEL PROYECTO	184
CONECTADO A RED	185
DESIGNACIÓN DEL PROYECTO.....	186
SITIO GEOGRÁFICO	186
PARÁMETROS DEL SITIO GEOGRÁFICO	187
MAPA INTERACTIVO	188
ORIENTACIÓN	189
CONFIGURACIÓN GLOBAL DEL SISTEMA.....	191
INVERSOR.....	191
PÉRDIDAS TÉRMICAS DEL CAMPO	195
HORIZONTES LEJANOS	196
CONSTRUCCIÓN Y SOMBREADOS CERCANOS	198
DISPOSICIÓN DE MÓDULOS	203
INICIAR SIMULACIÓN.....	209
INFORME.....	214

3.

4.

1. OBJETIVO

Esta guía tiene como objetivo enseñar brevemente algunos de los pasos tomados para la simulación informática de la instalación con PVsyst 6.87. Aunque durante el proceso de este trabajo ha salido la siguiente versión de PVsyst, PVsystV7, no ha cambiado la forma de proceder.

2. DISEÑO DEL PROYECTO

Al iniciar PVsyst se selecciona diseño del proyecto para empezar a hacer una aproximación lo más realista posible.

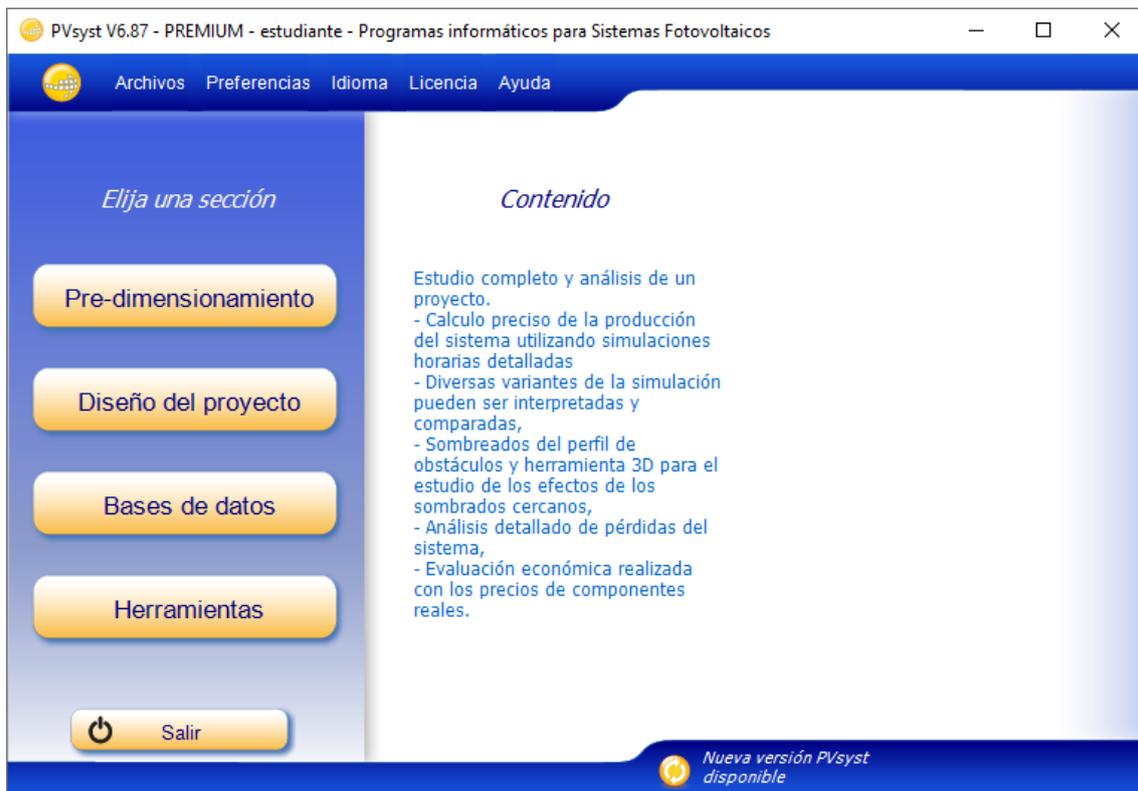


Figura 45 Inicio PVsyst

3. CONECTADO A RED

Dentro de diseño del proyecto, como la instalación es de autoconsumo sin vertido a red, debemos de ver qué opción se ajusta más a la modalidad. Como PVsyst no tiene una modalidad explícitamente así, se modela como un sistema conectado a la red, a partir del cual, la energía vertida a la red será realmente la energía producida por la instalación. Una vez sacados los datos se manejarán con Excel como se indica en el apartado de este trabajo de fin de grado sobre los cálculos de la potencia a instalar.



Figura 46 Diseño del proyecto – Conectado a red

4. DESIGNACIÓN DEL PROYECTO

Se accede a la siguiente ventana, que se divide principalmente en “designación del proyecto”, donde podemos seleccionar el emplazamiento y la base de datos meteorológicos a utilizar, y “Variante del sistema”, donde dimensionaremos y configuraremos el sistema fotovoltaico.

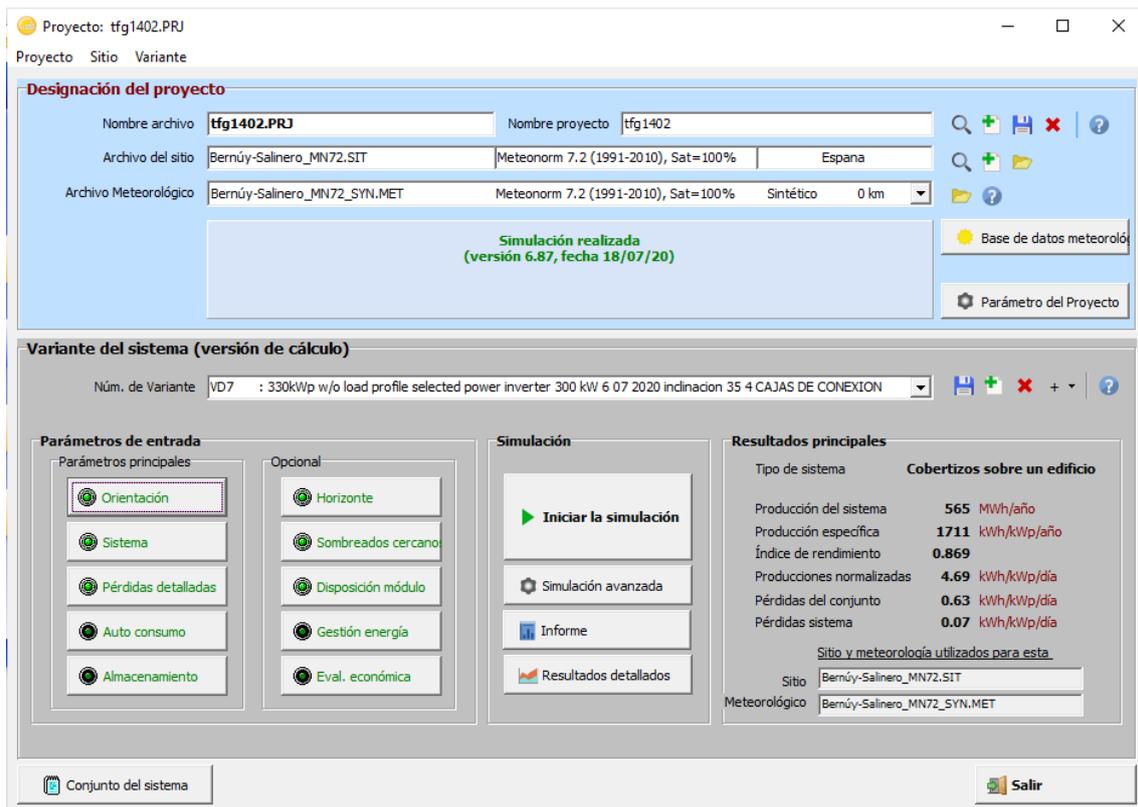


Figura 47 Proyecto: designación del proyecto y variante del sistema

5. SITIO GEOGRÁFICO

En el archivo del sitio, se puede hacer clic en la hoja con una cruz verde  para añadir un nuevo emplazamiento o la carpeta  para modificar el que ha sido elegido anteriormente. Allí se podrán observar las coordenadas geográficas del proyecto, y de donde se importa la meteorología (en este caso se utilizará la base de datos de Metonorm)

Parámetros del sitio geográfico para Bernúy-Salineró_MN72.SIT

Coordenadas Geográficas | Meteorología Mensual | Mapa interactivo

Localización del proyecto

[Mostrar mapa](#)

Ubicación

Nombre del sitio: Bernúy-Salineró

País: España | Región: Europa

Obtener de coordenadas

Coordenadas Geográficas

[Trayectorias del sol](#)

	Decimal	Deg.	min.	sec.	
Latitud	40.6678	[°] 40	40	4	(+ = Norte, - = Hemisferio Sur)
Longitud	-4.5955	[°] -4	35	43	(+ = Este, - = Oeste Greenwich)
Altitud	1114	Metros sobre el nivel del mar			
Huso horario	1.0	Corresponde a una diferencia media			
Hora Legal - Hora Solar = 1h 18m					

Obtener del nombre

Importación meteorología

- Meteororm 7.2
- NASA-SSE
- PVGIS TMY
- NREL / NSRDB TMY

[Importar](#)

Tabla E/S (Excel)

[Importar](#)

[Exportar línea](#)

[Exportar tabla](#)

[Nuevo sitio](#) | [Imprimir](#) | [Cerrar](#)

Figura 48 Parámetros del sitio geográfico

6. PARÁMETROS DEL SITIO GEOGRÁFICO

A su vez se podrá observar los datos de irradiación global horizontal en kWh/m² por día o mes, o irradiancia en W/m² o la temperatura media a lo largo de el año.

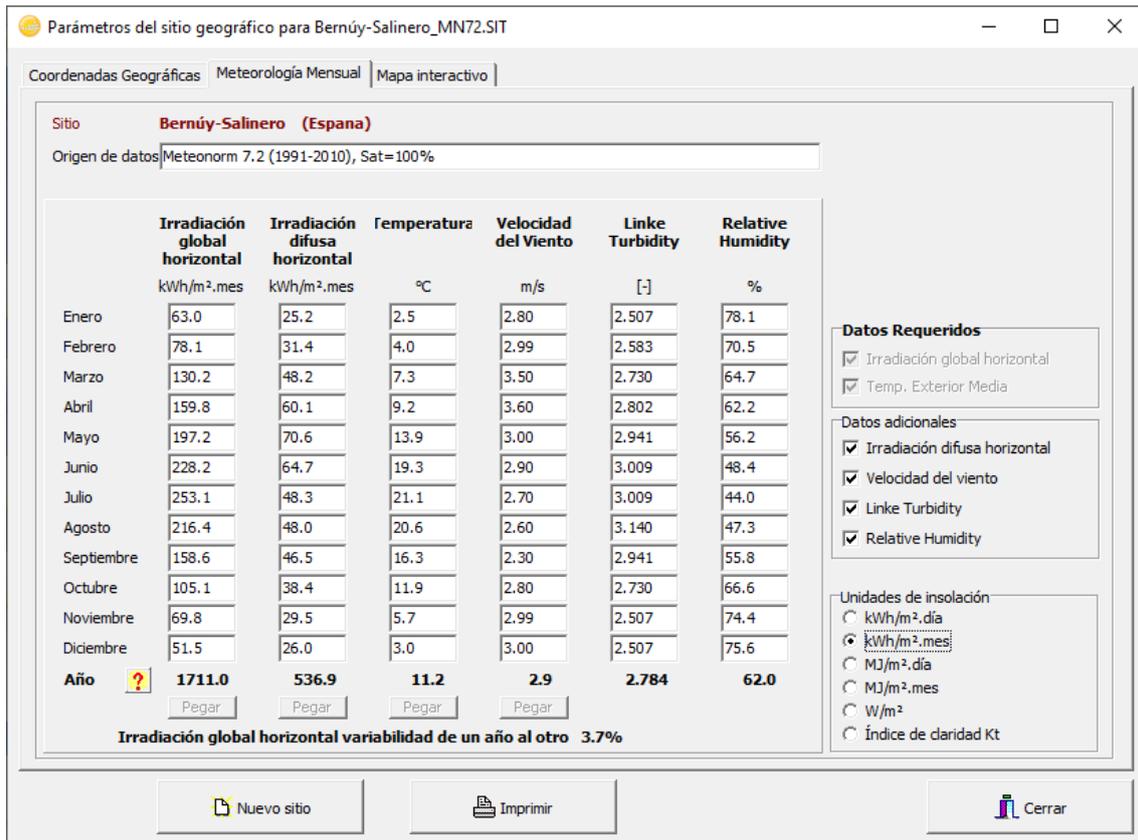


Figura 49 Meteorología mensual: Irradiación diaria o mensual, o irradiancia

7. MAPA INTERACTIVO

Para comprobar que las coordenadas introducidas son las correctas, se puede echar un vistazo a la ubicación en el mapa interactivo.

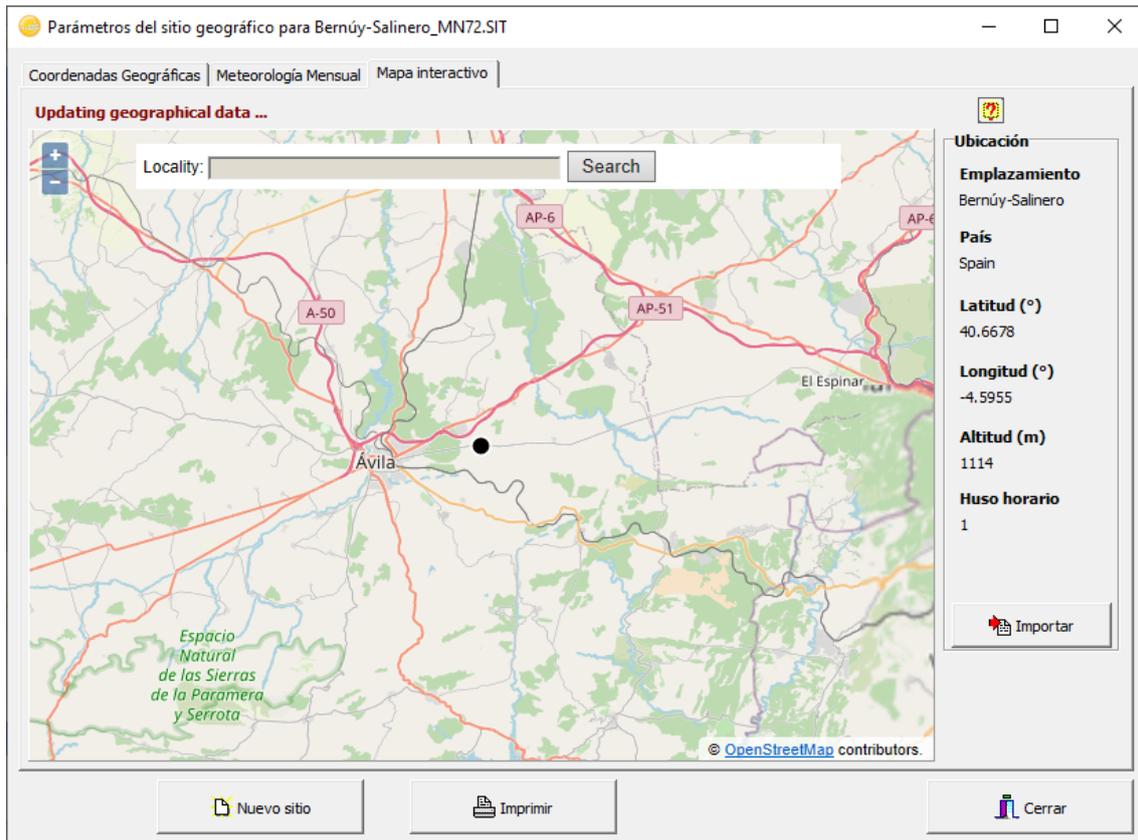


Figura 50 Mapa interactivo

8. ORIENTACIÓN

En el menú en Orientación (figura 47), se selecciona el tipo de campo que se modela, en este caso será un plano inclinado fijo, y podremos cambiar en los parámetros del campo tanto la inclinación como el acimut del módulo. Se podrá ver el factor de transposición (que implica una mayor o menor producción) así como la pérdida con respecto la orientación óptima. Si se pulsa en mostrar optimización, se podrá ver gráficamente cómo varía y de forma dinámica si se hace clic con el ratón para mover el panel.

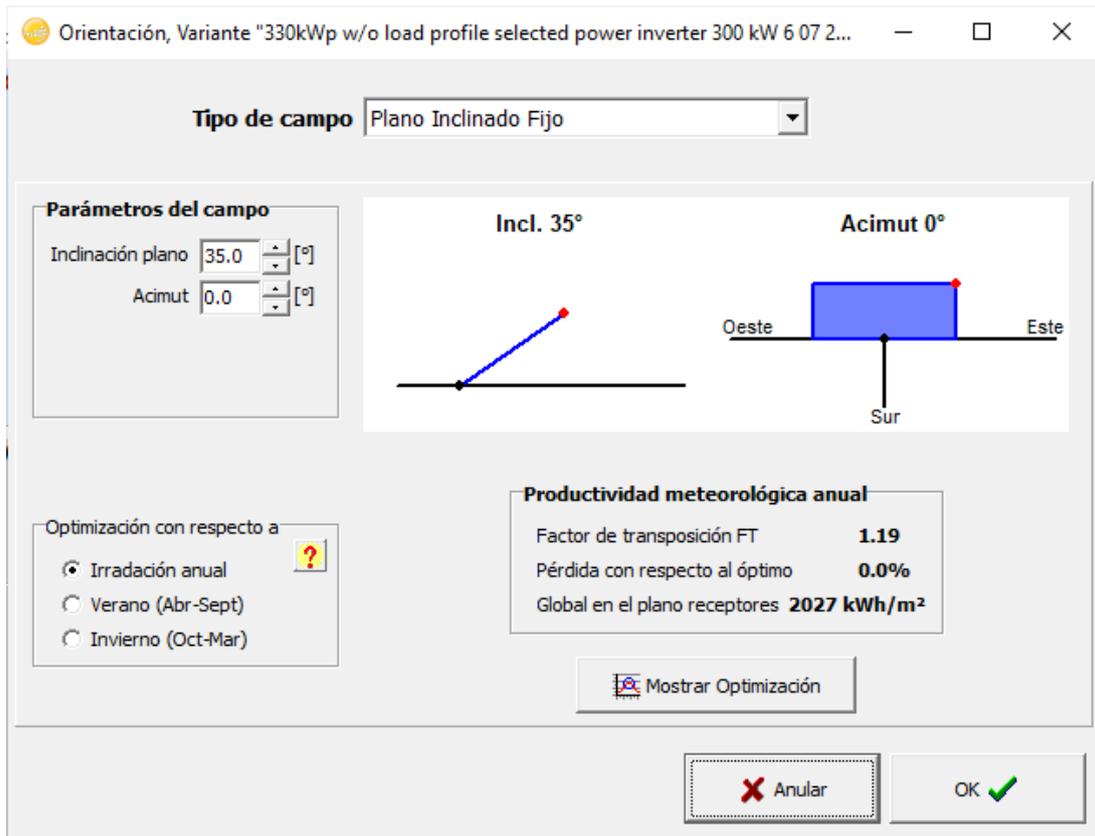


Figura 51 Orientación de los paneles

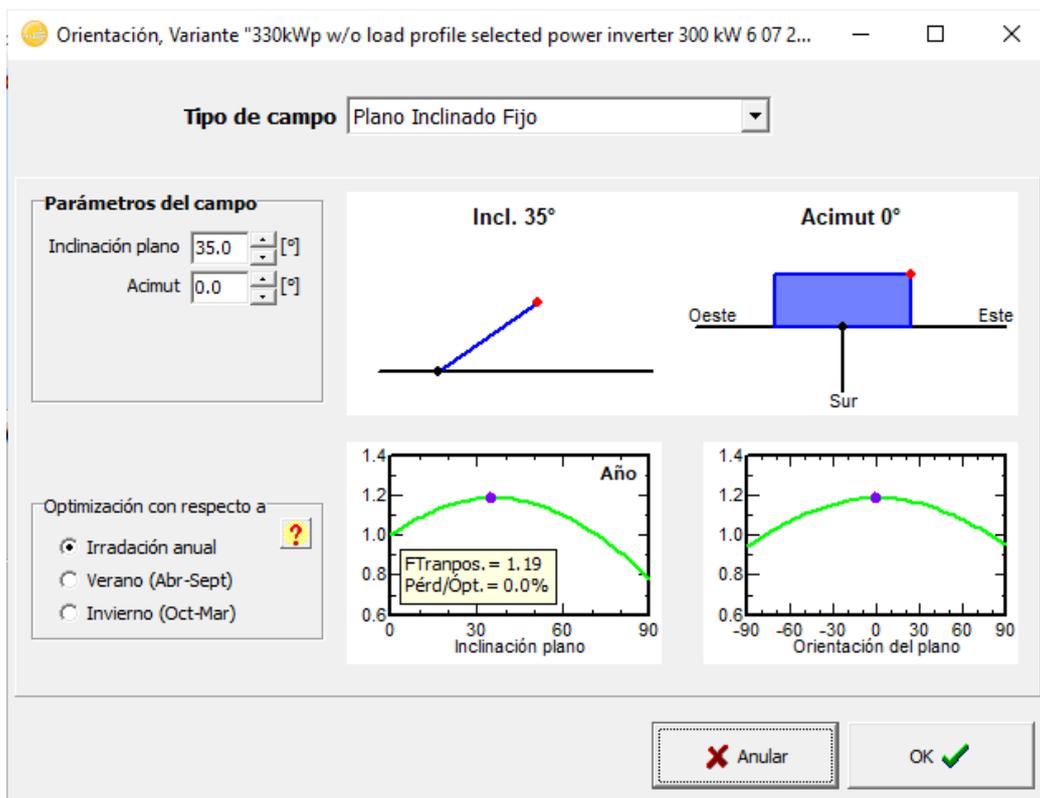


Figura 52 Factor de transposición y pérdida con respecto al óptimo

9. CONFIGURACIÓN GLOBAL DEL SISTEMA

En el apartado sistema (figura 47) podemos seleccionar el tipo de módulo que queremos. Contamos con una ayuda al predimensionamiento donde podemos especificar cual es la potencia que deseamos que tenga nuestra instalación, y según ello calculará el número de cadenas y módulos en serie, a su vez comprobando con el inversor que hayamos elegido cuales son los rangos adecuados.

Figura 53 Configuración global del sistema: Selección del módulo y del inversor

10. INVERSOR

Como se nos indican los consumos auxiliares del inversor en la hoja del fabricante, se tendrán en cuenta en el apartado del inversor en PVSYST (botón Abrir, parámetros adicionales) : Consumos de 100 a 900 W durante el día y menores o iguales a 100 W durante la noche.

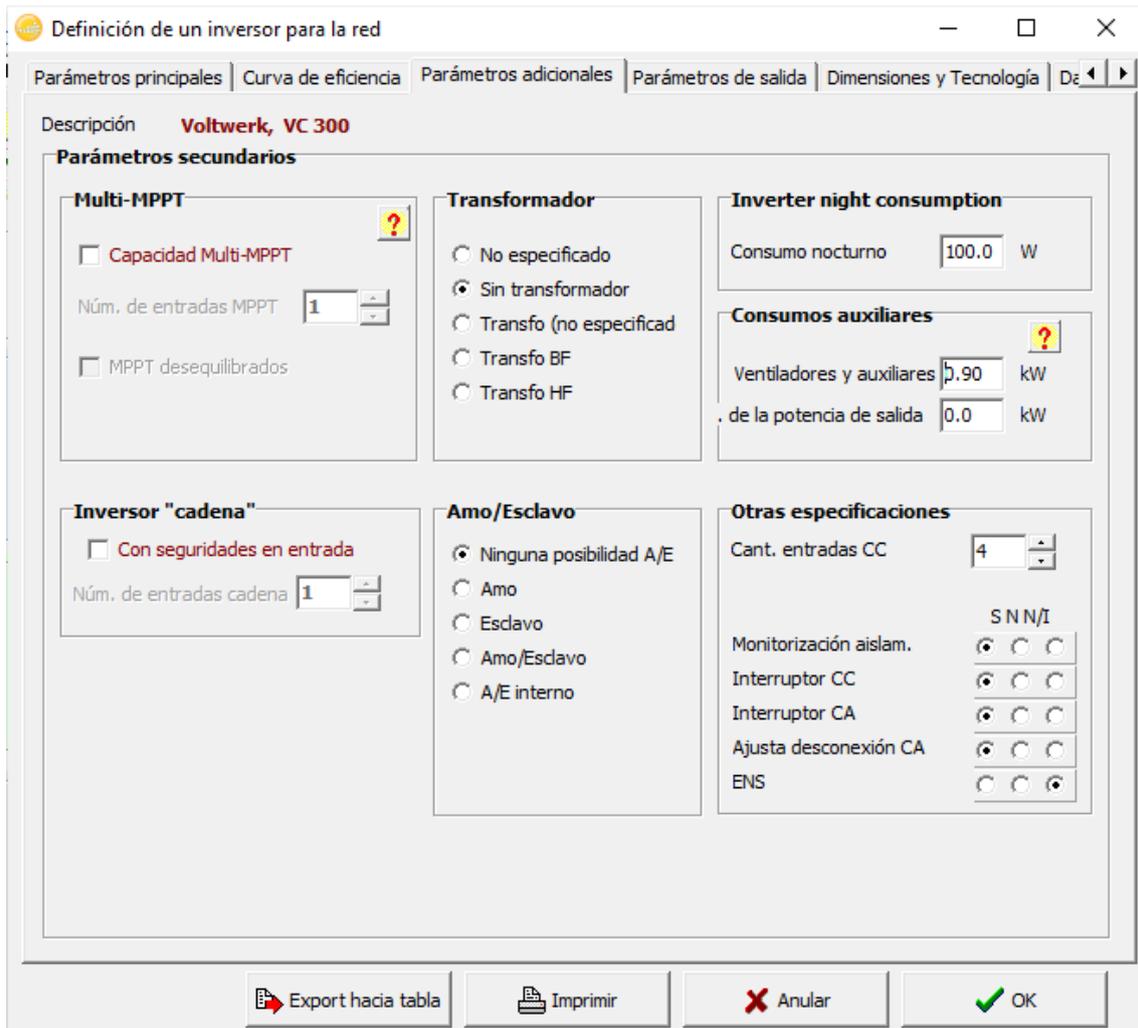


Figura 54 Características del inversor, consumo nocturno y consumos auxiliares

A su vez se puede guardar las modificaciones del inversor para utilizarlo posteriormente si queremos. Se debe pulsar “Save as”.

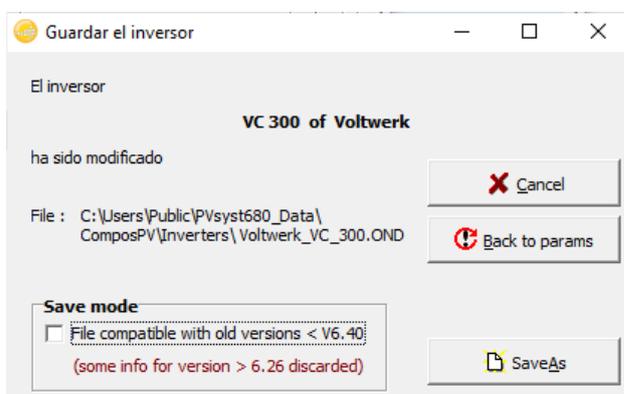


Figura 55 Guardar el inversor

Dentro del apartado pérd. Sobrecarga Pérd. sobrecarga (figura 53) se puede acceder a la curva del inversor de seguimiento de potencia, y ver si es adecuado el punto en el que el conjunto trabajará. Como se observa, se encuentra entre los límites $V_{mpp\ min}$ y $V_{mpp\ max}$.

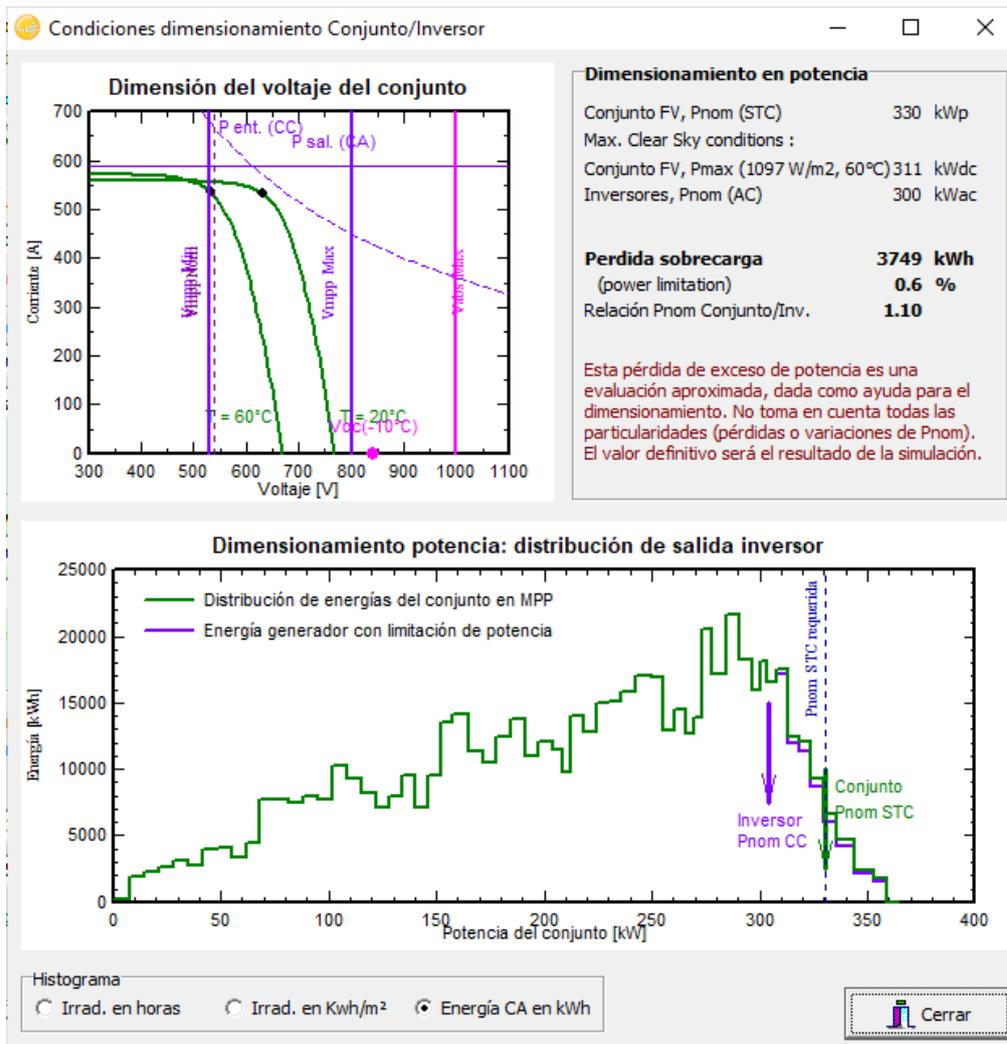


Figura 56 Condiciones dimensionamiento Conjunto/Inversor

También podremos observar que la pérdida sobrecarga es tan sólo de un 0.6 % y que la relación Pnom que tenemos es de 1.1, o lo que es lo mismo, que el factor de dimensionamiento del inversor (FDI) es de 0.91, lo que entra en el rango de una instalación en el sur de Europa. En esta instalación es adecuado debido a que no hay

sombras, sin embargo, si hubiese sombreados cercanos, podría ser más adecuado otro factor de dimensionado. PVsyst dará una advertencia si el conjunto no está bien

seleccionado en el rectángulo azul abajo a la derecha de la figura 49,  ya sea porque la relación Pnom no es adecuada,

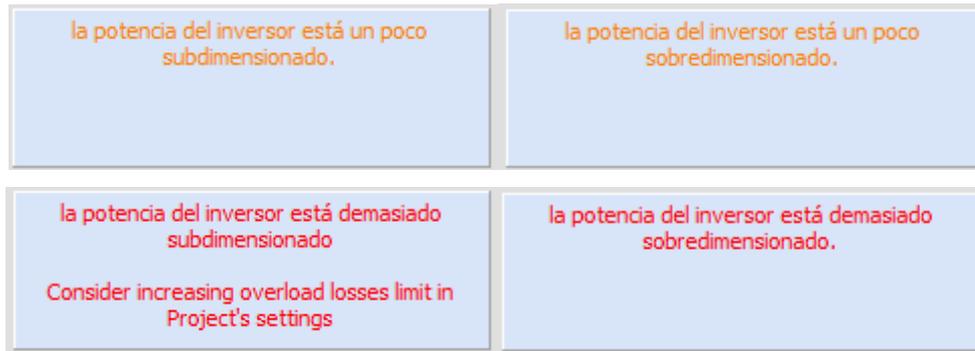


Figura 57 Errores comunes dimensionado del inversor

o bien porque salimos de los límites de tensión a la entrada del inversor. (Un mensaje rojo equivale a un error en la instalación mientras que amarillo equivale a advertencia, y es posible que se muestre el número de filas en serie y paralelo de otro color)

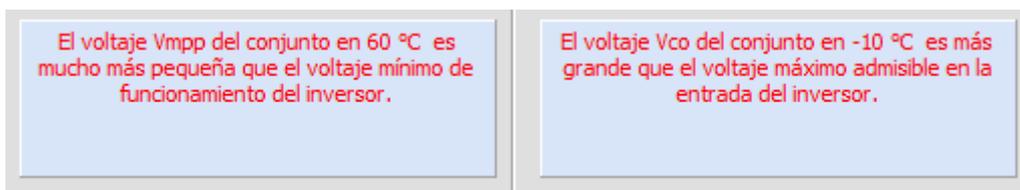


Figura 58 Errores comunes voltajes admisibles

.

También pudiese suceder una advertencia si tenemos más de un inversor acerca de que no hay un reparto adecuado de las ramas entre el número total de inversores:

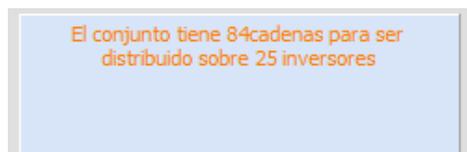


Figura 59 Error distribución cadenas

Se debe tener en cuenta que si se hace click en las casillas de ajuste automático de ya sea los módulos en serie  o en paralelo o el número de inversores, es posible que no dé una solución óptima, por lo que es recomendable que se introduzcan los valores que hayan sido previamente calculados y que PVsyst no detecte ni errores ni advertencias.

La relación entre la potencia la potencia máxima del inversor y la potencia del generador P_v y viene dada por un parámetro adimensional denominado Factor de Dimensionado del inversor:

$$FDI = \frac{P_{\text{maxima, Inversor}}}{P_{\text{no minimal, Generador}}} = \frac{P_{\text{max, I}}}{P_{\text{nom, G}}}$$

Para localidades del **norte, centro y sur** de Europa, se han propuesto en el pasado, respectivamente, los siguientes rangos de FDI : **[0,65, 0,8], [0,75, 0,9] y [0,85,1]**. Tales recomendaciones están basadas en proyectos de demostración

Figura 60 Factor de dimensionado [8]

11. PÉRDIDAS TÉRMICAS DEL CAMPO

En el apartado parámetros térmicos se ha seleccionado captosres libres con circulación de aire alrededor, puesto que es la opción que más se ajusta en nuestro caso.

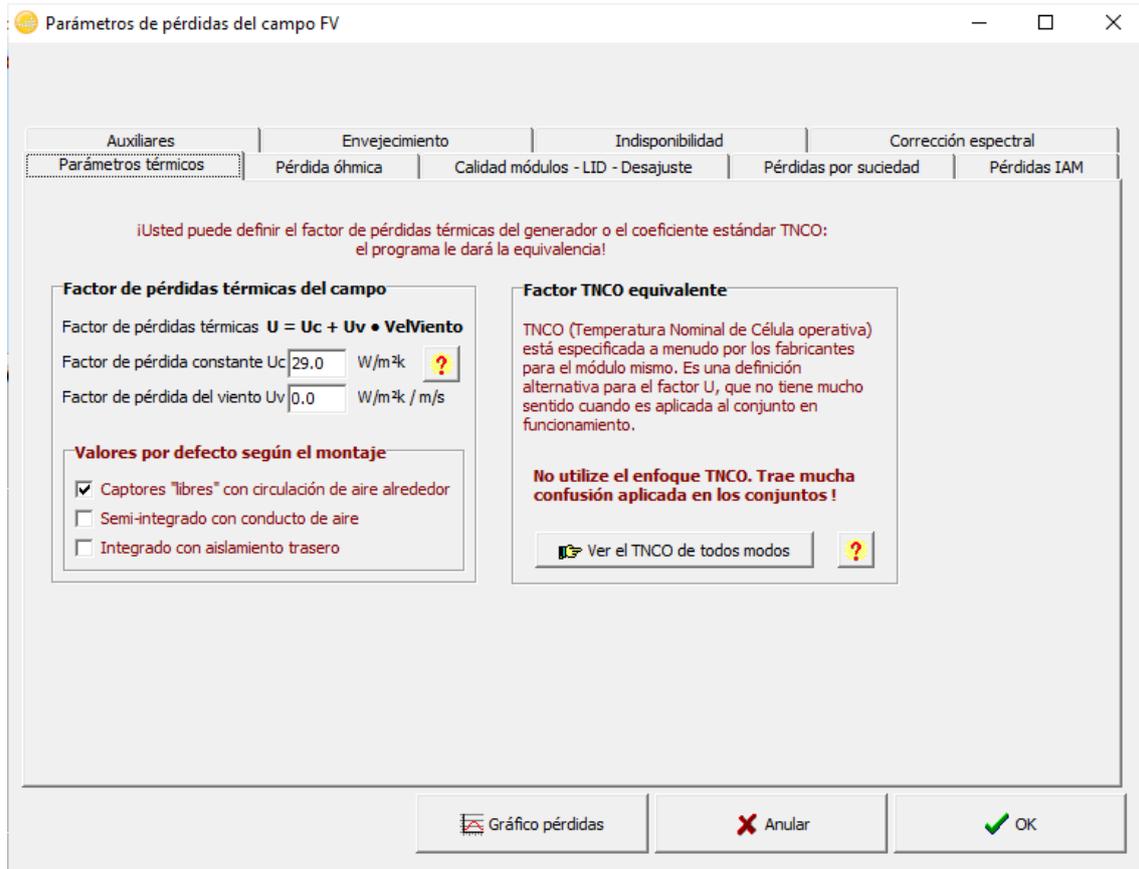


Figura 61 Parámetros térmicos- circulación de aire alrededor

12. HORIZONTES LEJANOS

Para los horizontes lejanos se debe de utilizar la opción abrir/importar y seleccionar de qué base de datos se quiere importar el horizonte, en nuestro caso será PVGIS

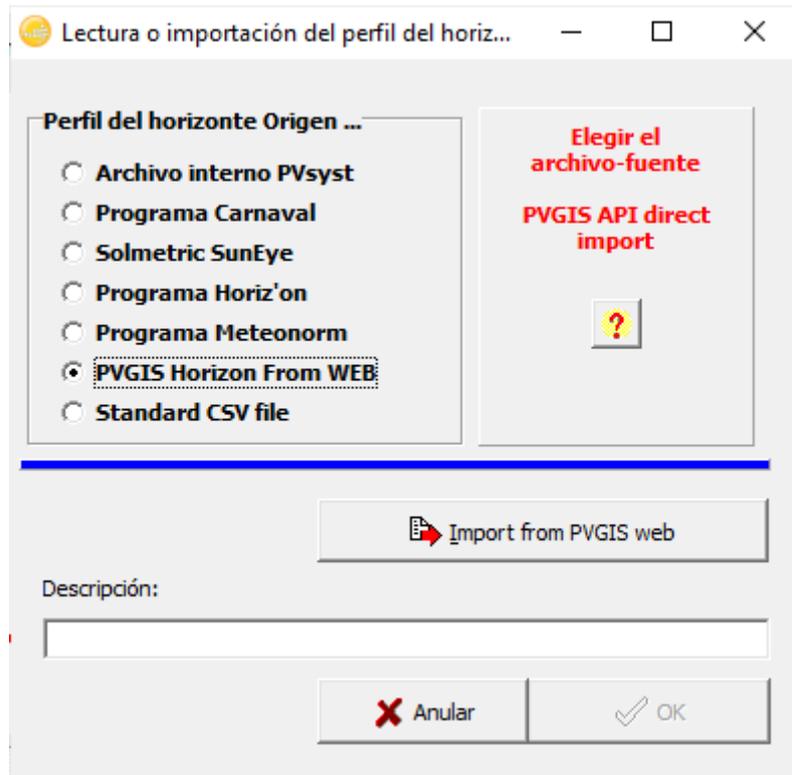


Figura 62 Importación del perfil del horizonte

Luego de su importación se podrá ver el trazado de la línea de Horizonte en “Horizonte” (Figura 47).

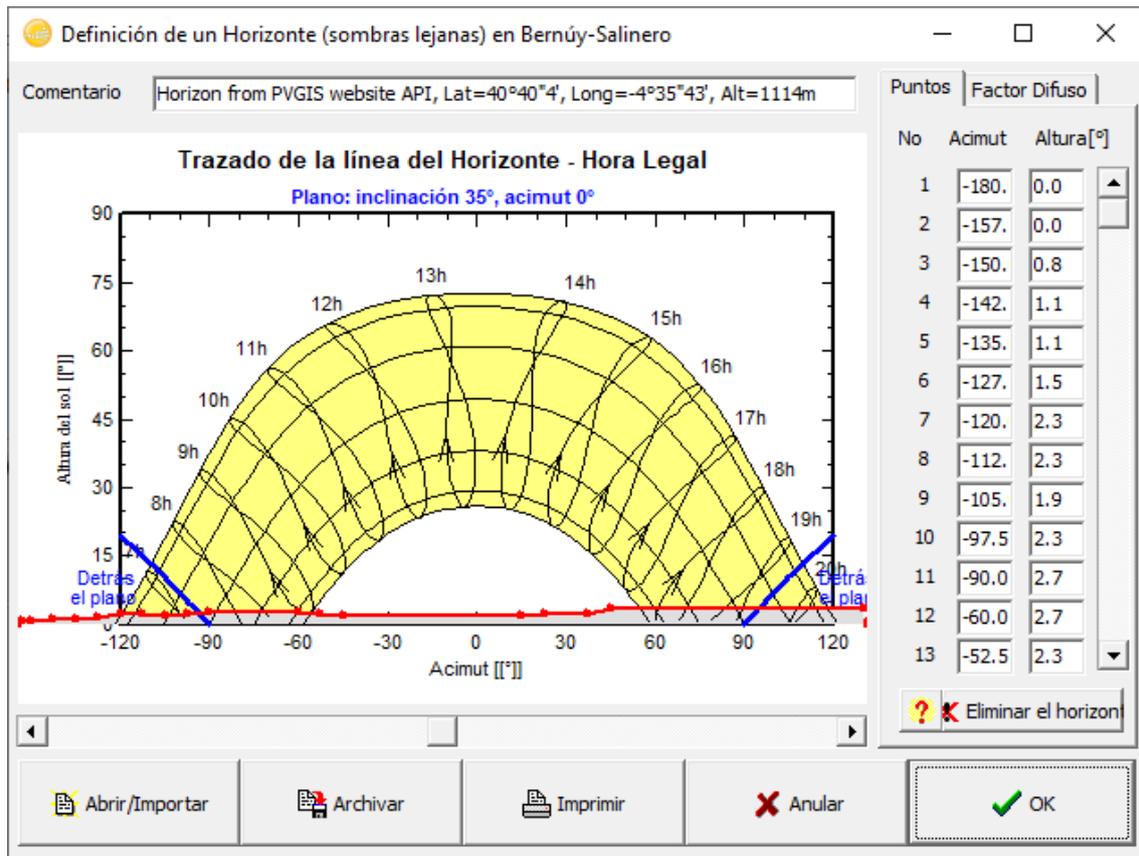


Figura 63 Sombras lejanas

13. CONSTRUCCIÓN Y SOMBREADOS CERCANOS

Para configurar la configuración de los módulos y los sobreados cercanos se accede pulsando el botón “sombreados cercanos” (Figura 47)-



Figura 64 Definición de sombreados cercanos

Al presionar “Construcción Perspectiva”, podremos crear nuestra instalación virtualmente, así como también se podría modelar sombreados cercanos como por ejemplo un árbol o un poste, aunque en este proyecto no se hará, es muy sencillo. A continuación se muestra la situación del campo fotovoltaico sobre la cubierta:

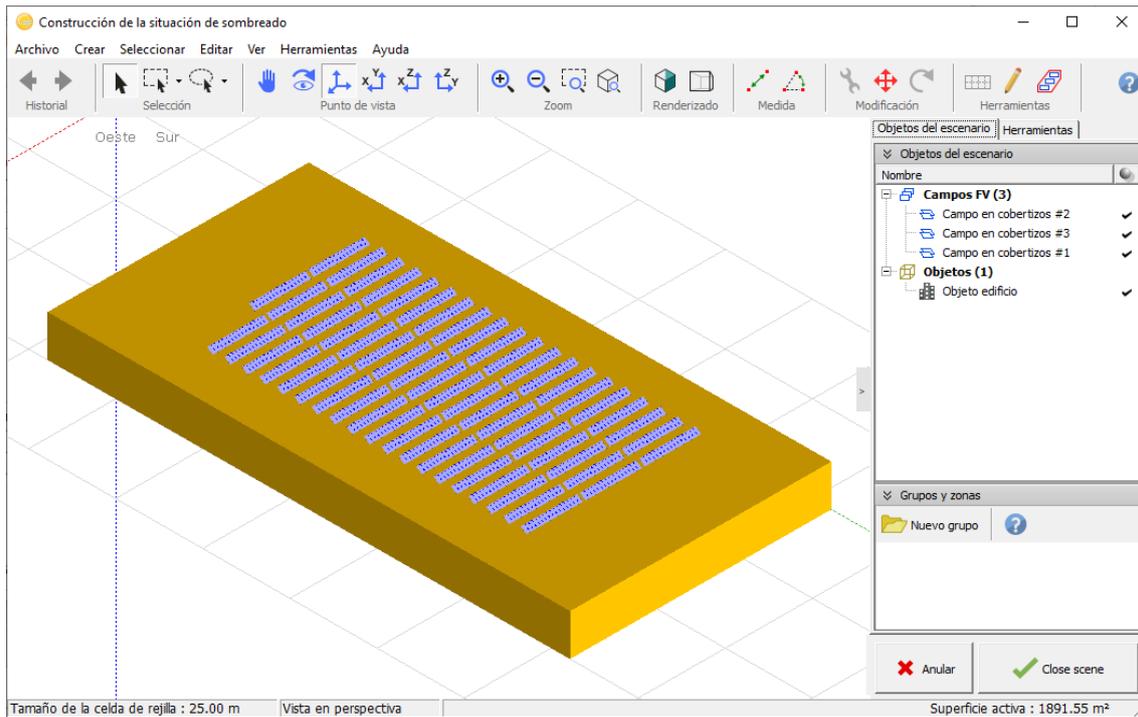


Figura 65 Construcción de la situación de sombreado

Para añadir objetos preconfigurados (cuyas medidas es posible modificar) se debe pulsar la pestaña “Crear”. A continuación se selecciona el tipo de instalación que se va a usar, primero se ha creado un paralelepípedo, (pulsando el botón “objeto de sombreado elemental”) que simulará la cubierta. Después se ha seleccionado planos FV en cobertizos, se ha modificado el número de paneles y su inclinación así como su pitch.

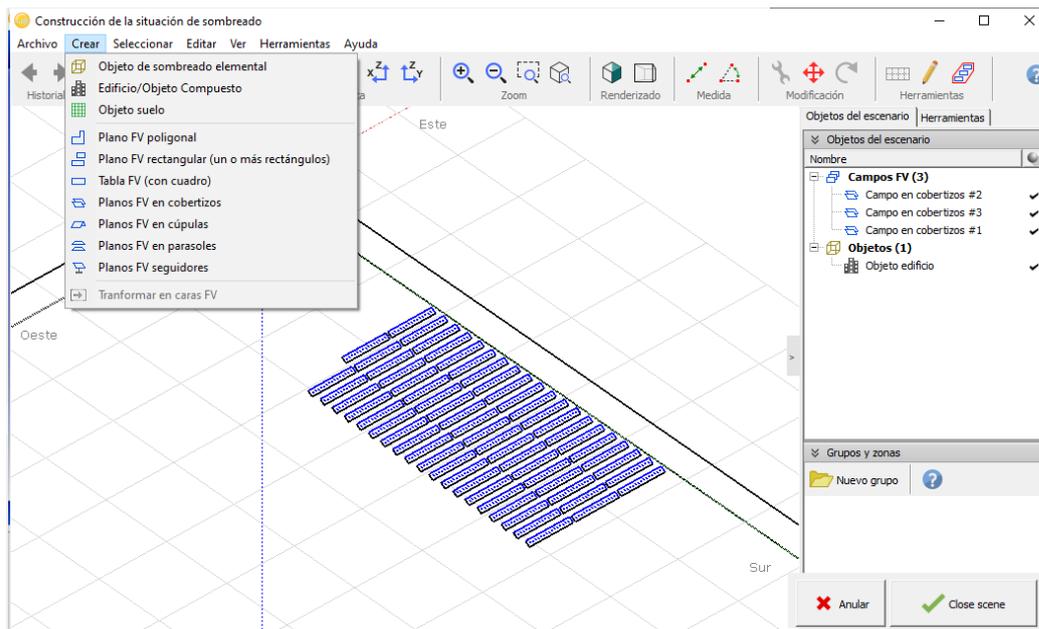


Figura 66 Campos fotovoltaicos

En el apartado por módulos se puede seleccionar cuántos módulos irán en serie y la orientación, ya sea horizontal o vertical, se debe pulsar la opción “adjust to modules” (ajustar al módulo).

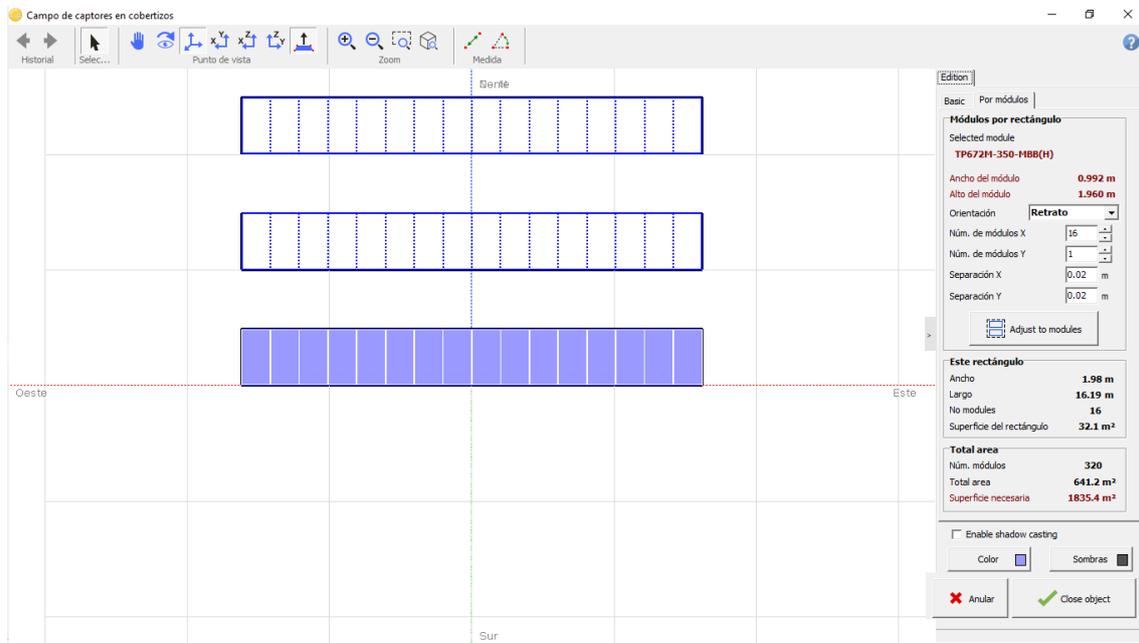


Figura 67 Número de módulos por string y orientación retrato

Según salgamos tendremos que calcular la tabla de sombreados:



Figura 68 Simulación tabla de sombreados

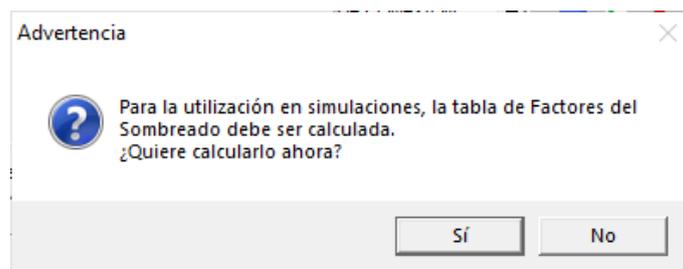


Figura 69 Advertencia tabla de sombreados

A continuación se podrá observar cómo el programa va calculando los valores de sombreado dependiendo del acimut y la altura:

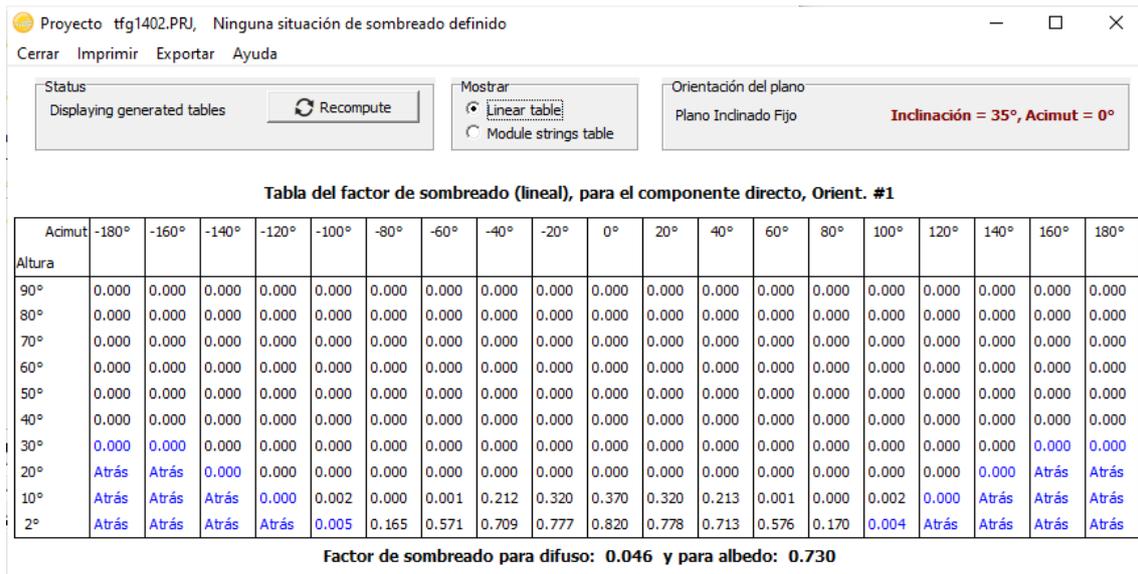


Figura 70 Tabla del factor de sombreado

14. DISPOSICIÓN DE MÓDULOS

En el siguiente apartado, disposición módulos, en el apartado mecánico, se debe pulsar “all subfields” en el “Arreglo de módulos- All subfields” y después “Def módulos”

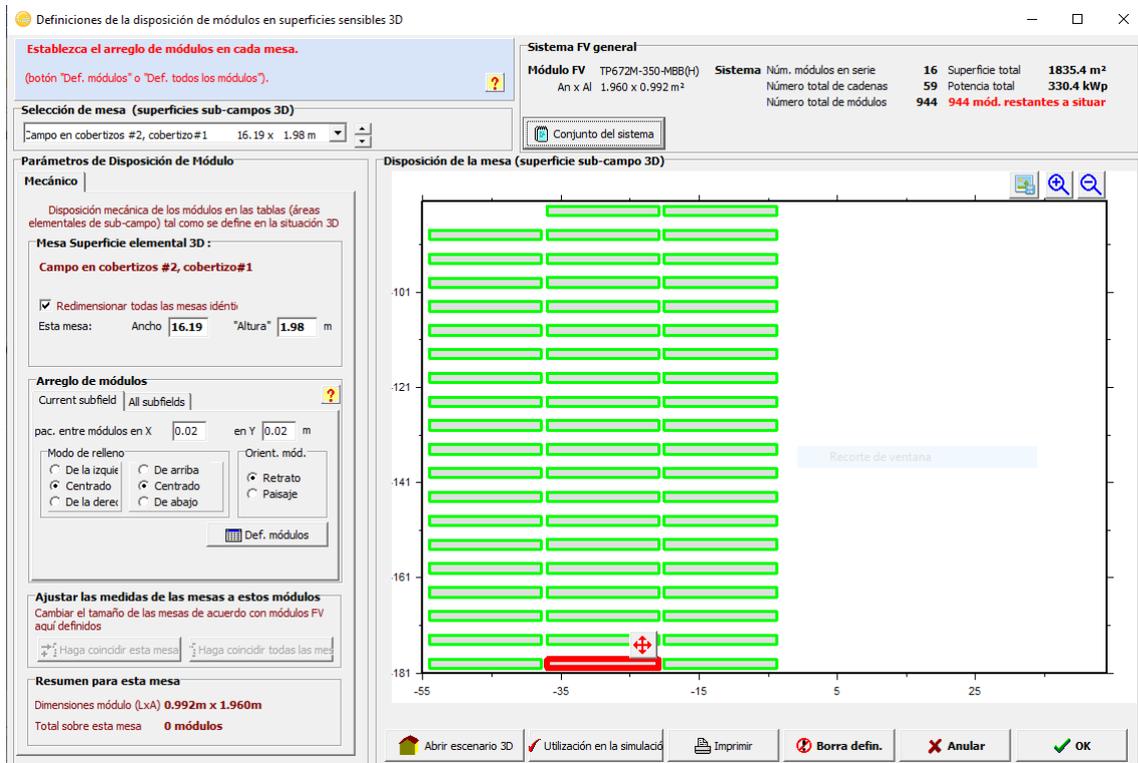


Figura 71 Definiciones de la disposición de módulos en superficies sensibles 3D

Parámetros de Disposición de Módulo

Mecánico

Disposición mecánica de los módulos en las tablas (áreas elementales de sub-campo) tal como se define en la situación 3D

Mesa Superficie elemental 3D :

Campo en cobertizos #2, cobertizo#1

Redimensionar todas las mesas idénticas

Esta mesa: Ancho "Altura" m

Arreglo de módulos

Current subfield | All subfields 

pac. entre módulos en X en Y m

Modo de relleno

De la izquierda
 Centrado
 De la derecha

De arriba
 Centrado
 De abajo

Orient. mód.

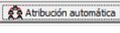
Retrato
 Paisaje

 Def. todos los módulos

Ajustar las medidas de las mesas a estos módulos

Cambiar el tamaño de las mesas de acuerdo con módulos FV aquí definidos

Figura 72 Parámetros de disposición de módulos, definir todos los módulos

Tras esto, deberemos pulsar el botón “Atribución Automática” , en la página Eléctrico.

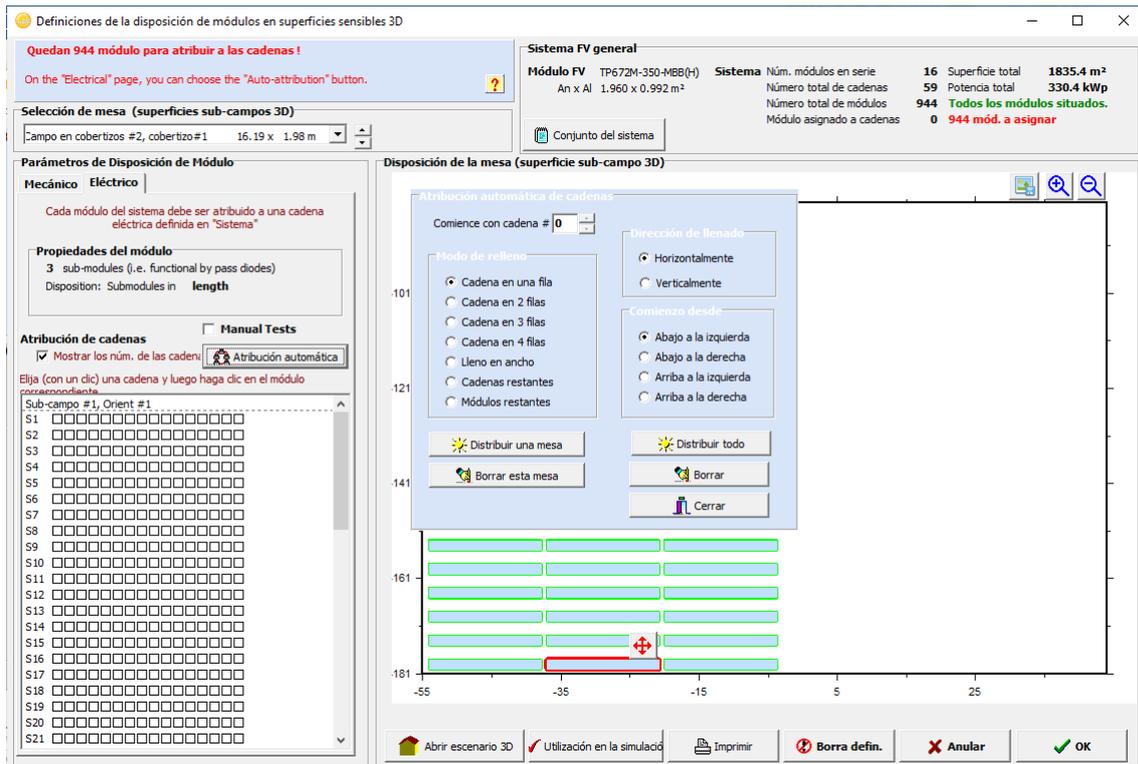


Figura 73 Parámetros de disposición de módulo- Eléctrico

Se pulsa en “ distribuir todo” , “cerrar” y después abajo en utilizar en la simulación. Los dibujos deberían haber cambiado de color. Para que estos cálculos de sombreado se utilicen en la simulación, se debe pulsar “Utilización en la simulación” Utilización en la simulación, abajo.

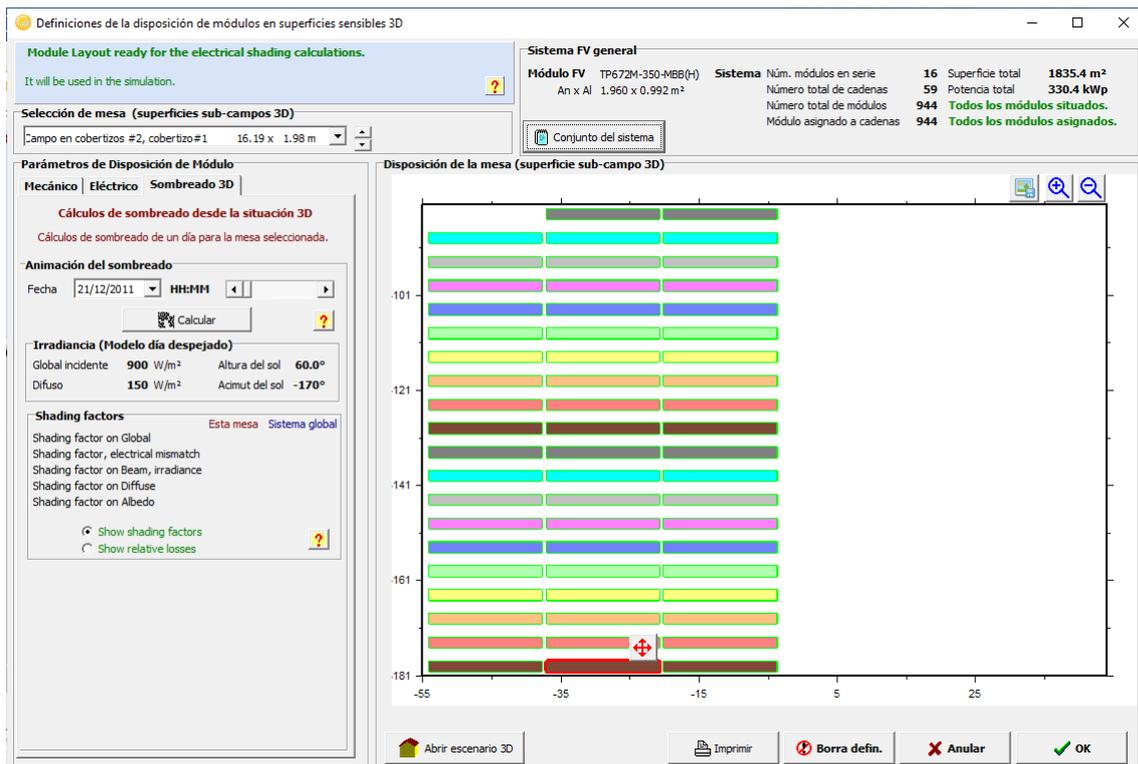


Figura 74 Parámetros de disposición de módulos- Sombreado 3D

En la pestaña sombreado 3D si pulsamos “Calcular”, se puede ver la animación del sombreado para el 21 de Diciembre, es decir, en el solsticio de invierno, que es cuando mayores sombras.

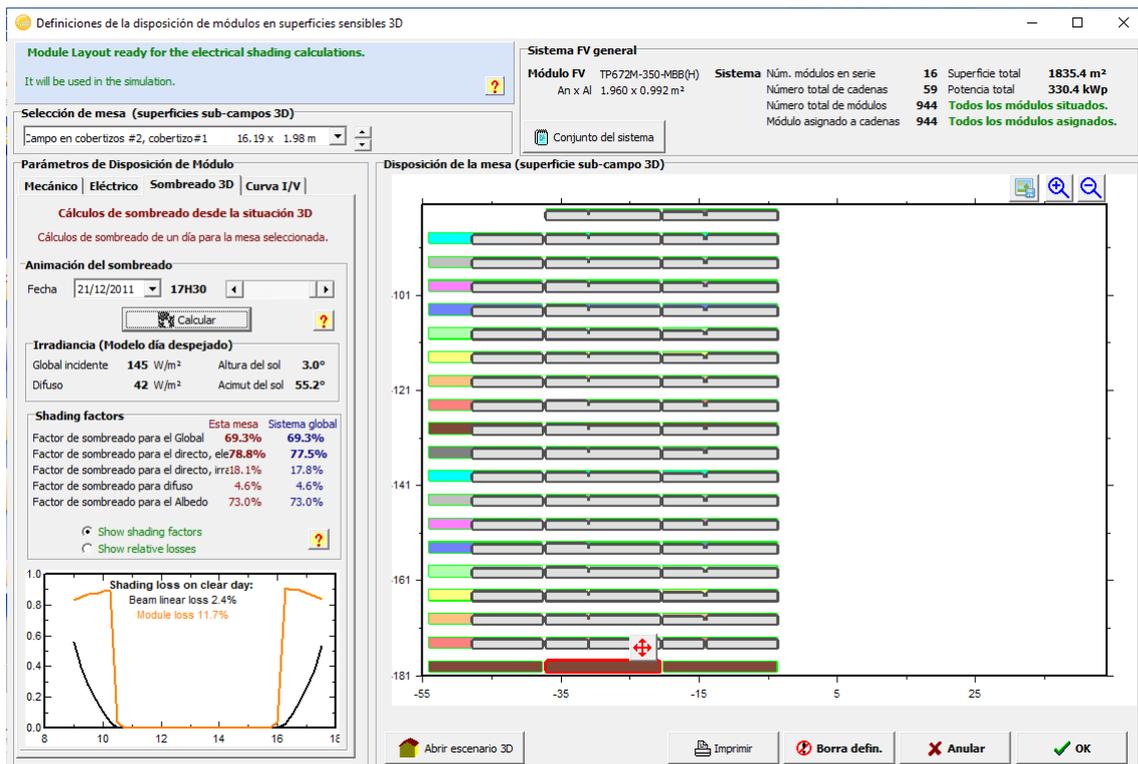


Figura 75 Cálculo de sombras Solsticio de invierno

Por último, en la pestaña Curva I/V se observa el grado de pérdida de potencia mientras las sombras inciden sobre los módulos. Se observan en “Resultados” las pérdidas relativas al sombreado y a la irradiancia, “Shading rel loss, electrical” y “Shading rel loss, irradiance”, se llega a perder hasta un 55 % y un 13 % de la potencia que se podría entregar, demostrando que las sombras no son positivas. También podemos ver la curva P/V:

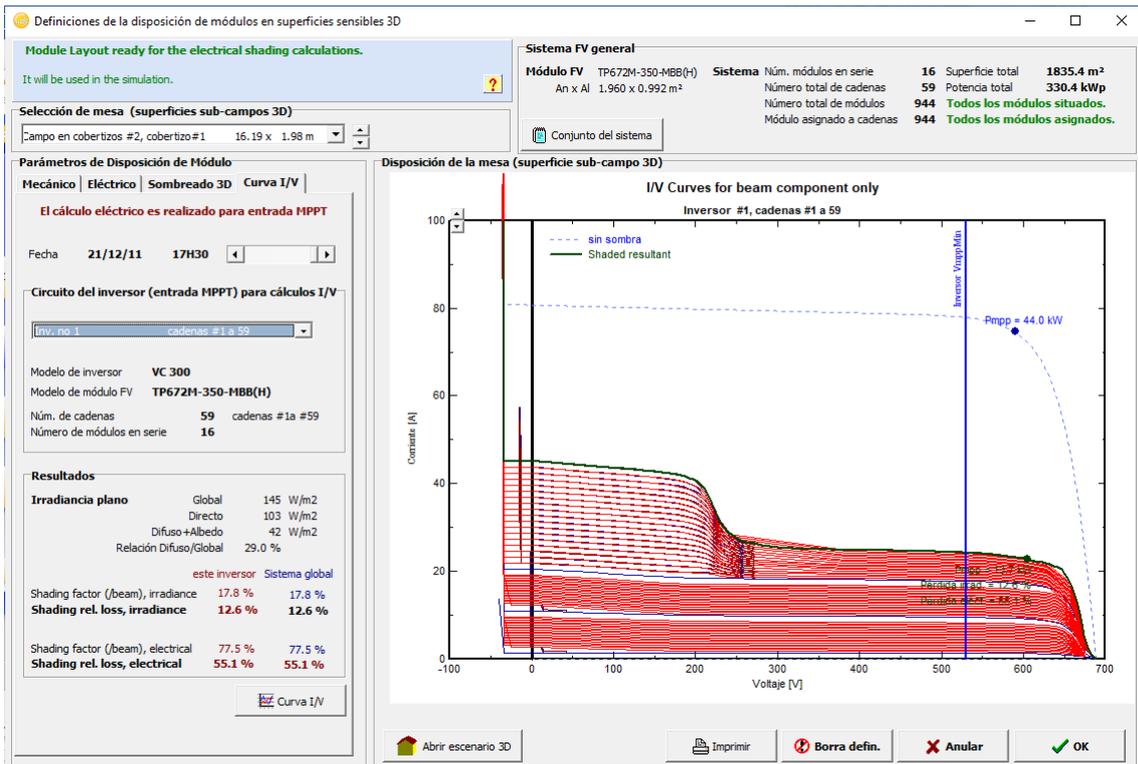


Figura 76 Curva I/V debido a sombras

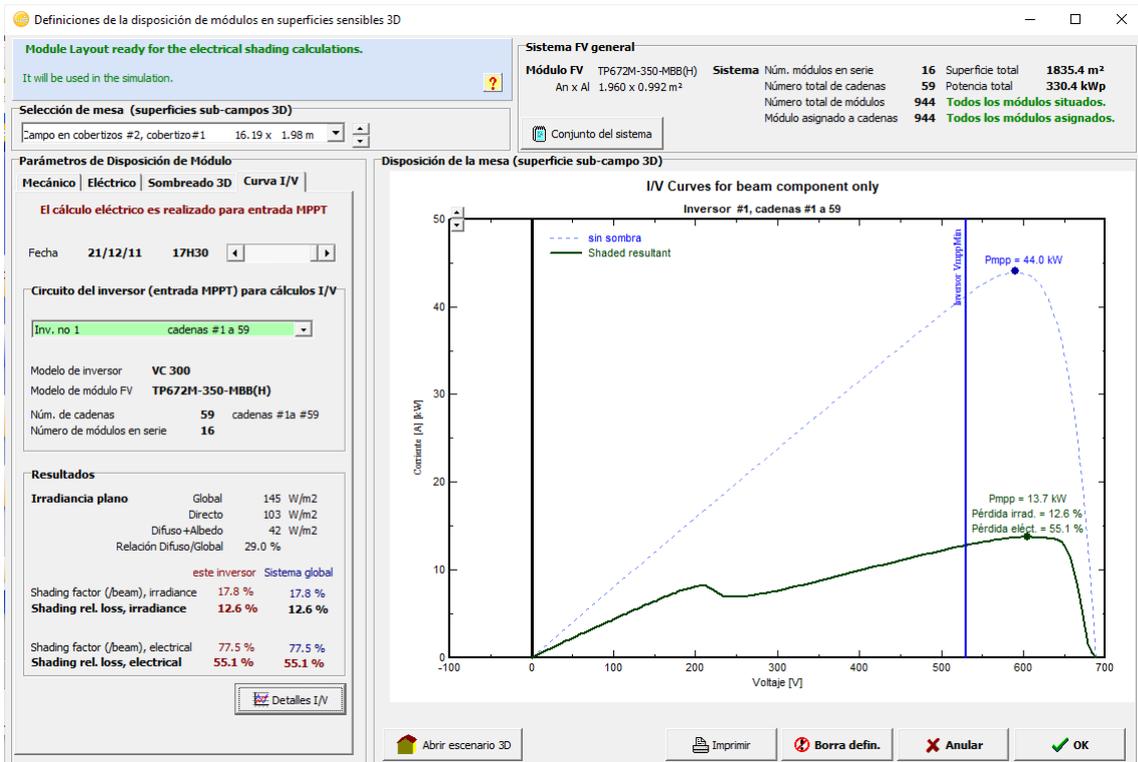


Figura 77 Curva P/V debido a sombras

15. INICIAR SIMULACIÓN

Ya se puede iniciar la simulación y guardar la variante utilizada.

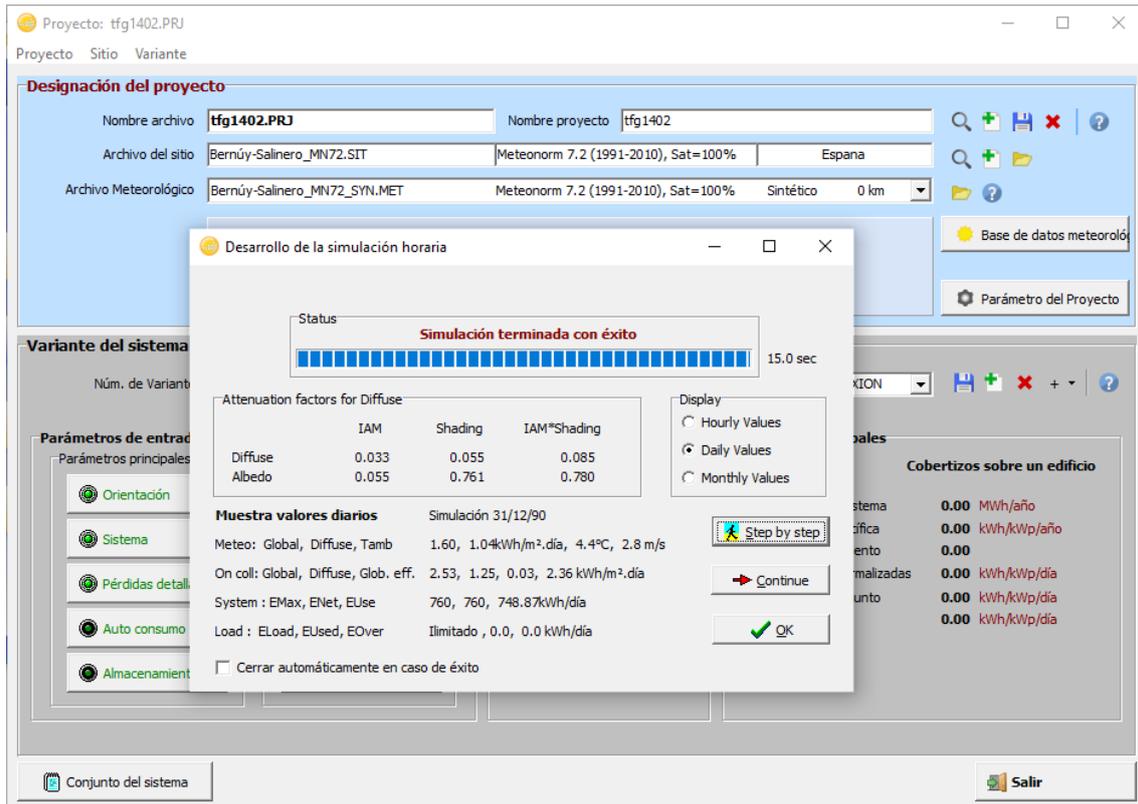


Figura 78 Desarrollo simulación horaria



Figura 79 simulación terminada con éxito

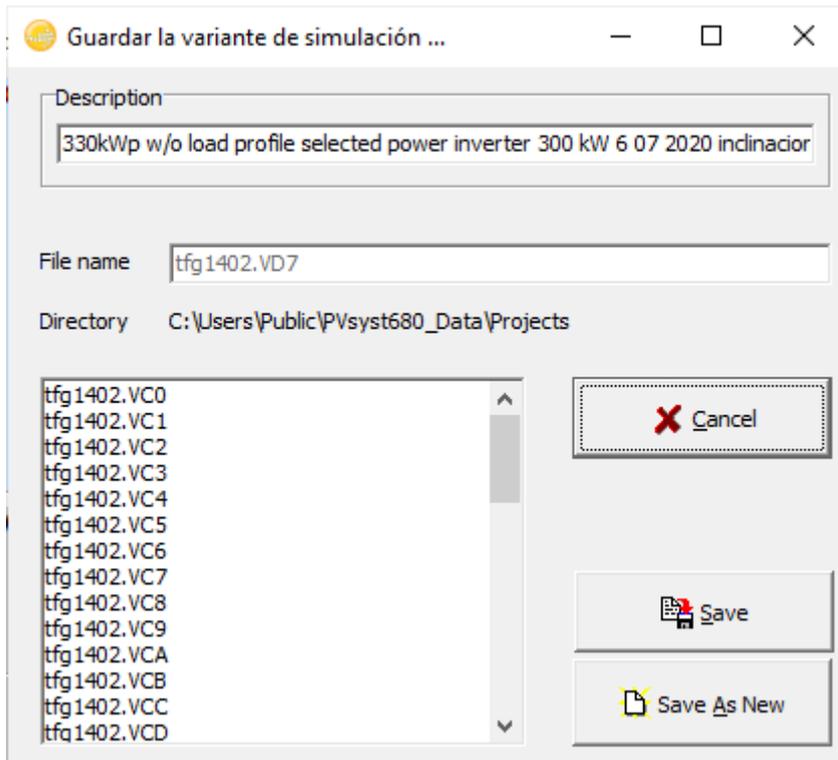
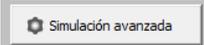


Figura 80 Guardar la variante de simulación

Aparte, si se diese el caso de que se necesita tratar los datos, como es el caso de este proyecto utilizando Excel, está la opción “simulación avanzada” , y en “archivo de salida” podemos seleccionar un .csv con las variables que necesitemos analizar, en mi caso será la energía inyectada a red, que en este proyecto de autoconsumo sin vertido viene a significar la energía que se produce.

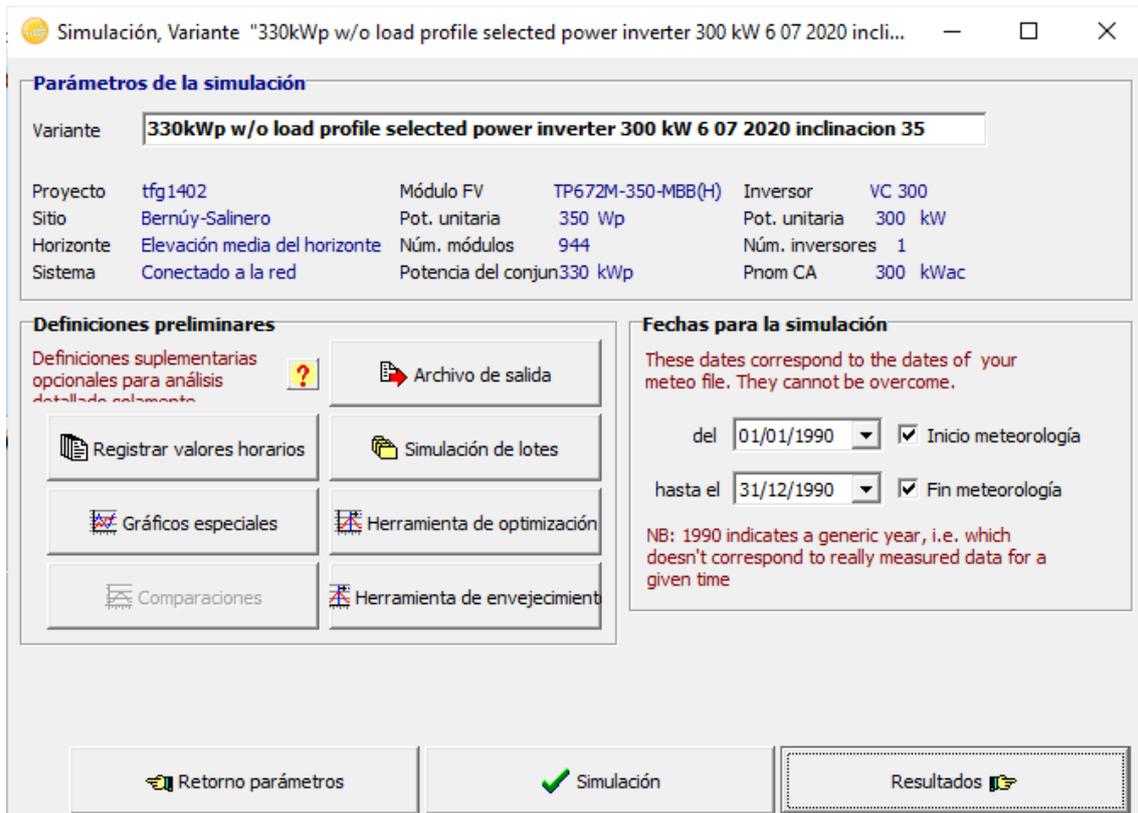


Figura 81 Simulación avanzada

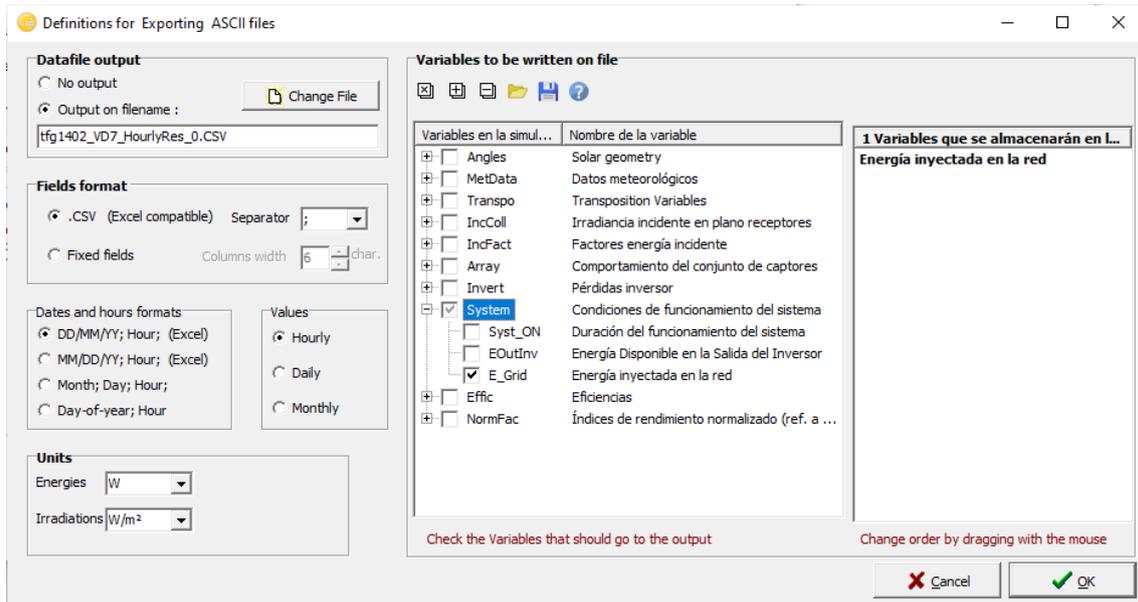


Figura 82 Variables de salida y archivo de salida

Se pulsa en ok, simulación y se mostrará la ubicación del .csv creado

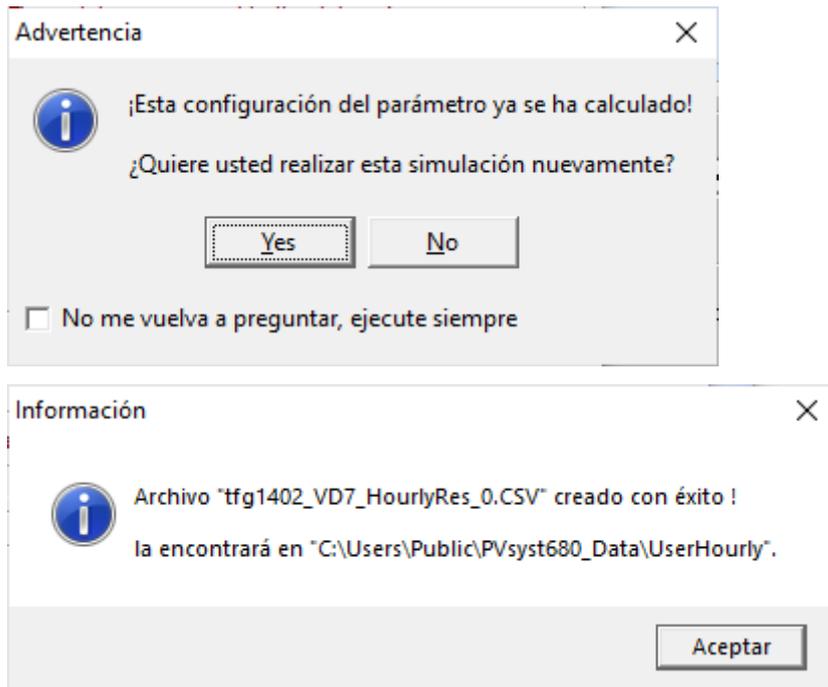


Figura 83 Ubicación del archivo de salida

También en este apartado de simulación avanzada PVSYST permite visualizar gráficos con las variables que se desee, horarios, diarios, o mensuales, como por ejemplo gráficos de la potencia inyectada durante un mes en concreto:

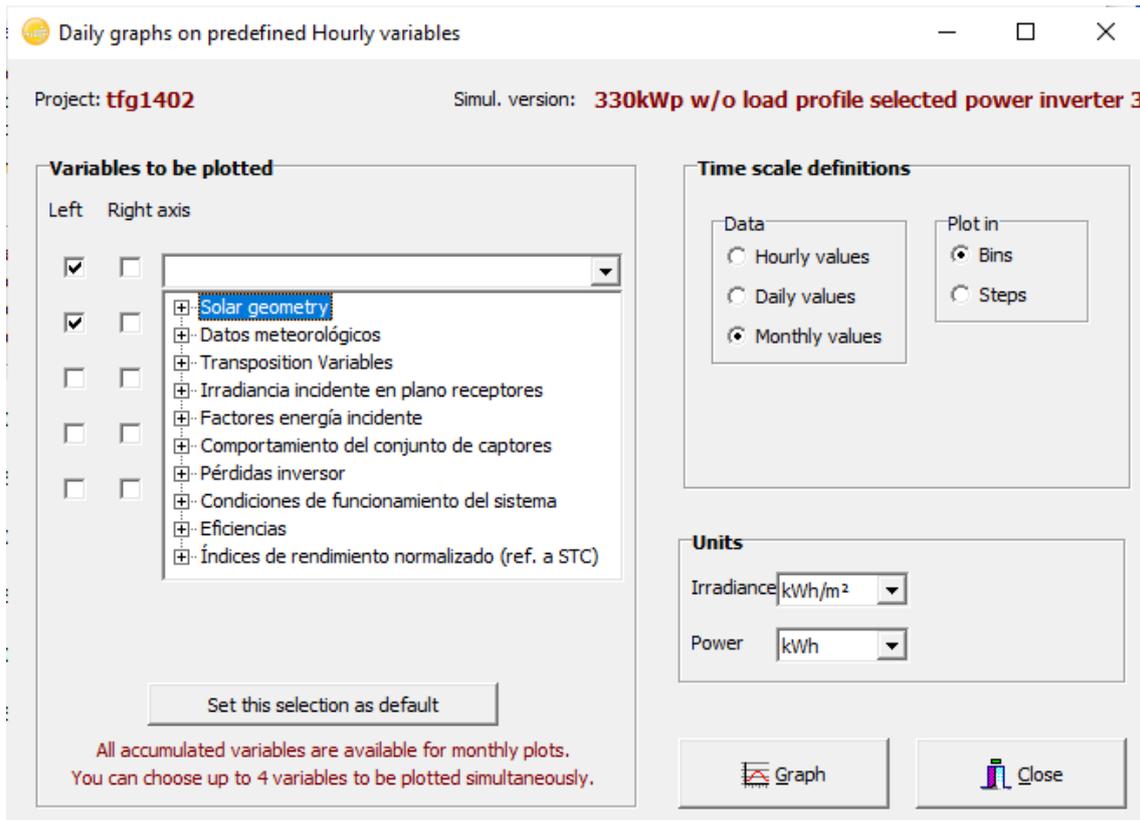
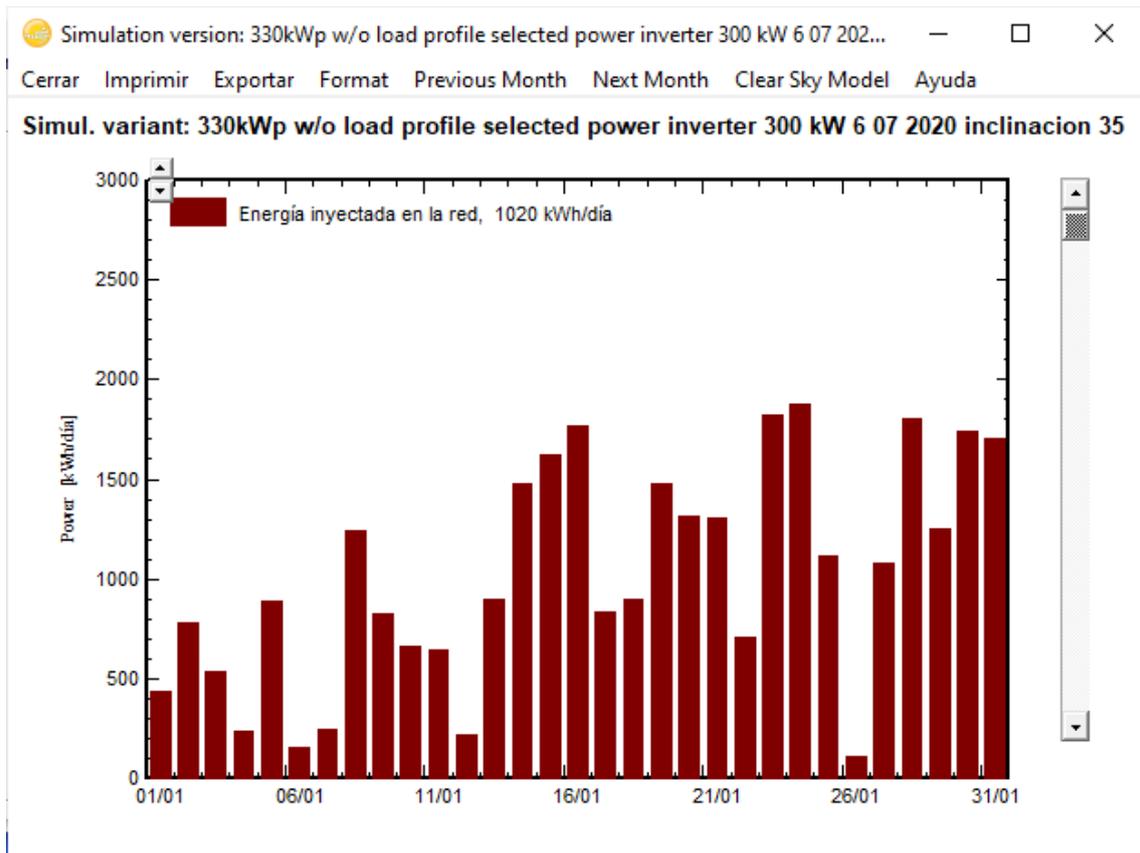


Figura 84 gráficos definidos por el usuario



BIBLIOGRAFÍA

Referencias

- [1] IRENA, «Resumen del futuro de la solar fotovoltaica,» 2019. [En línea]. Available:
] https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Nov/IRENA_Future_of_Solar_PV_summary_2019_ES.pdf?la=en&hash=DE82F7DC53286F720D8E534A2142C2B8D510FB0B.
- [2] IRENA, «Estadísticas de energía renovable 2020,» [En línea]. Available:
] <https://www.irena.org/publications/2020/Jul/Renewable-energy-statistics-2020>.
- [3] IRENA, 2019. [En línea]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Nov/IRENA_Future_of_Solar_PV_summary_2019_ES.pdf?la=en&hash=DE82F7DC53286F720D8E534A2142C2B8D510FB0B.
- [4] IRENA, «Costes de la generación de potencia eléctrica,» [En línea]. Available:
] https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf.
- [5] UNEF, [En línea]. Available: <https://unef.es/2020/07/el-espectacular-crecimiento-conseguido-en-2019-posiciona-al-sector-fotovoltaico-como-un-motor-de-la-recuperacion-economica/>. [Último acceso: Agosto 2020].
- [6] P. MAGAZINE, «Energía fotovoltaica en España desde sus inicios hasta los objetivos de 2030,» [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine.es/comunicados/la-energia-solar-fotovoltaica-en-espana-desde-sus-inicios-a-sus-objetivos-en-2030/>.
- [7] J. F. Pozo, «ESTUDIO DE VIABILIDAD,» [En línea]. Available:
] <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5074/fichero/Volumen+5%252F7.+Estudio+de+Viabilidad.pdf>.
- [8] M. Chinchilla, Apuntes Gefv, 2019.
]
- [9] IRENA, «SOLAR,» [En línea]. Available: <https://www.irena.org/solar>.
]

- [1 0] UNEF, «Crecimiento fotovoltaica en 2019 en España,» [En línea]. Available: fuente <https://unef.es/2020/07/el-espectacular-crecimiento-conseguido-en-2019-posiciona-al-sector-fotovoltaico-como-un-motor-de-la-recuperacion-economica/>.
- [1 1] UNEF, «Informe anual UNEF,» 2019. [En línea]. Available: <https://unef.es/downloads/informe-anual-unef-2019-presentacion-2>.
- [1 2] MITECO, «PNIEC,» [En línea]. Available: https://www.miteco.gob.es/images/es/pniec_2021-2030_borradoractualizado_tcm30-506491.pdf.
- [1 3] E. p. A. c. d. d. R. y. e. PNIEC.. [En línea].
- [1 4] Econoticias, «Frenazo en el mercado de PPAs,» [En línea]. Available: <https://www.ecoticias.com/energias-renovables/203649/fotovoltaicos-advierten-frenazo-desarrollo-PPA-s-Covid-19> <https://www.pv-magazine.es/?s=Impacto+de+la+pandemia+del+Covid-19+en+el+mercado+europeo+de+PPAs+>.
- [1 5] ALEASOFT, «COVID Mercados eléctricos europeos renovables,» [En línea]. Available: <https://aleasoft.com/es/precios-inferiores-20-euros-mwh-mercados-electricos-europeos-renovables-coronavirus/>.
- [1 6] P. MAGAZINE, «Futuros de electricidad europeos al alza,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine.es/2020/08/11/los-futuros-de-electricidad-europeos-al-alza-empujados-por-el-gas-y-el-co2/>.
- [1 7] P. MAGAZINE, «La ola de calor mantiene altos los precios de los mercados eléctricos,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine.es/2020/08/13/la-ola-de-calor-mantiene-altos-los-precios-de-los-mercados-electricos-europeos/>.
- [1 8] EUROPAPRESS, «Frenazo PPAS covid19,» [En línea]. Available: <https://www.europapress.es/economia/energia-00341/noticia-fotovoltaicos-advierten-frenazo-desarrollo-ppas-covid-19-20200715124741.html>.
- [1 9] UNEF, «presentación informe anual 2020 y previsiones a futuro para el sector fv,» [En línea]. Available: <https://unef.es/2020/07/presentacion-informe-anual-unef-2020-y-previsiones-a-futuro-para-el-sector-fotovoltaico/>.
- [2 0] G. a. e. 5. p. idae. [En línea]. Available: <https://www.idae.es/file/14822/download?token=JTij1SZT>.
- [2 1] P. MAGAZINE, «El vecino solidario,» [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine.es/2020/07/31/el-vecino-solidario/>.

- [2] D. Barrantes, «TFG,» [En línea]. Available:
 2] <https://idus.us.es/bitstream/handle/11441/94587/TFG-2779-DASTIS%20BARRANTES.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
- [2] NREL, «Células fotovoltaicas,» [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>.
 3]
- [2] IRENA, «Costes solar fotovoltaica,» [En línea]. Available:
 4] <https://www.irena.org/costs/Charts/Solar-photovoltaic>.
- [2] PV, «Verano caluroso otoño caliente,» [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine.es/2020/08/13/verano-caluroso-otono-caliente/>.
 5]
- [2] P. EXCHANGE, «Noticias índice de precio paneles fv,» [En línea]. Available:
 6] <https://www.pvxchange.com/en/news/price-index>.
- [2] I. SOLAR, «noticias tendencias módulos y sus tecnologías- cast mono,» [En línea].
 7] Available: <https://www.ibr-solar.es/quienes-somos/noticias-prensa/articulo/news/detail/News/tendencias-en-modulos-fotovoltaicos-y-sus-tecnologias-cast-mono>.
- [2] S. SOLAR, «Estructura y aplicaciones diferentes tipos de célula fotovoltaica,» [En línea].
 8] Available: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/celula-fotovoltaica-estructura-tipo-aplicacion/>.
- [2] HISOUR, «Tecnología multi unión,» [En línea]. Available:
 9] <https://www.hisour.com/es/multi-junction-photovoltaic-cell-technology-39624/>.
- [3] HISOUR, «tecnología multi unión,» [En línea]. Available:
 0] <https://www.hisour.com/es/multi-junction-photovoltaic-cell-technology-39624/>.
- [3] SFE, «ESTRUCTURA TIPO, APLICACIÓN CÉLULAS,» [En línea]. Available: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/celula-fotovoltaica-estructura-tipo-aplicacion/>.
 1]
- [3] TECHNOSUN, «Células partidas y multibusbar,» [En línea]. Available:
 2] <https://www.technosun.com/es/blog/conocimiento/celulas-partidas-y-multibusbar-paneles-solares-alta-eficiencia/>.
- [3] E. RENOVABLES, «Tecnología PERC,» [En línea]. Available: <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/por-que-la-tecnologia-perc-se-20180306>.
 3]
- [3] T. INTERVENTO, «Tipos de tecnología fv,» [En línea]. Available: <https://tritec-intervento.cl/tipos-de-tecnologia-en-las-celdas-fotovoltaicas/>.
 4]
- [3] P. MAGAZINE, «Las células del futuro,» [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine-latam.com/2018/08/21/las-celulas-del-futuro/>.
 5]

- [3 6] S. S. Berges, «Modelos de simulación para células solares HIT con efecto S-Shape,» [En línea]. Available: <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/88895/Modelos%20de%20simulaci%C3%B3n%20para%20c%C3%A9lulas%20solares%20HIT%20con%20efecto%20S-Shape%20v1%200.pdf>.
- [3 7] P. MAGAZINE, «Tecnología hjt,» [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine.es/2020/06/04/tecnologia-heterojunction-hjt-esta-lista-para-dar-el-salto-a-proyectos-utility-scale/>.
- [3 8] P. MAGAZINE, «fotovoltaica bifacial con lcoe más bajo en la mayor parte de la superficie terrestre,» [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine-latam.com/2020/06/05/la-fotovoltaica-bifacial-de-un-solo-eje-ofrece-el-lcoe-mas-bajo-en-el-931-de-la-superficie-terrestre-del-mundo/>.
- [3 9] P. MAGAZINE, «interpretación miteco células bifaciales,» [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine.es/2020/08/05/la-interpretacion-del-miteco-de-la-potencia-instalada-con-modulos-bifaciales-carece-de-base-tecnologica/>.
- [4 0] P. MAGAZINE, «Tecnología TopCon,» [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine-latam.com/2018/10/09/topcon-un-paso-mas-alla-del-perc/>.
- [4 1] P. EDUCATION, «Pérdidas de recombinación,» [En línea]. Available: <https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/5-dise%C3%B1o-de-c%C3%A9lulas-de-silicio/p%C3%A9rdidas-de-recombinaci%C3%B3n>.
- [4 2] A. L. REQUENA, «CARACTERIZACIÓN DECÉLULAS SOLARES DE CONTACTOS POSTERIORES IBC,» 2016. [En línea]. Available: <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/105477/TFGfin.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
- [4 3] C. ENERGÉTICO, «Última tecnología placas solares,» [En línea]. Available: <https://www.cambioenergetico.com/blog/ultima-tecnologia-placas-solares/>.
- [4 4] S. SOLAR, «Los paneles más eficientes del mercado,» [En línea]. Available: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/los-10-paneles-solares-mas-eficientes-del-mercado/>.
- [4 5] IDAE, «Pliego de condiciones técnicas FV conectadas a red,» [En línea]. Available: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf.
- [4 6] V. KOZIY, «DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE 15MWn EN LONGREACH,» [En línea]. Available: <https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/76817/TFG%20Longreach%20>

%20Australia%20COMPLETO%20-
%20Volo.%20Koziy_14804415340334049279173402084739.pdf?sequence=2.

- [4] GAVE, «CATÁLOGO,» [En línea]. Available:
7] <https://www.gave.com/flip/099CA00304.01ES/index.html#p=20>.
- [4] B. ELECTRICAL, «SECCIONADOR,» [En línea]. Available:
8] <https://www.directindustry.es/prod/zhejiang-benyi-electrical-co-ltd/product-160655-2278680.html>.
- [4] [En línea]. Available: <https://www.se.com/es/es/product/LV432893/disjuntor---nsx630n-micrologic-2.3-630a-3p3d/>.
- [5] ABB, «SWITCH DISCONNECTOR,» [En línea]. Available:
0] <https://new.abb.com/products/es/1SCA022569R4220/ot1000klaa4bz-encl-switch-disconnector>.
- [5] LACECAL, «ITR,» [En línea]. Available: <https://autosolar.es/pdf/Lacecal-ITR-2.0-manual.pdf>.
- [5] IDAE, «Guía profesional de tramitación del autoconsumo,» [En línea]. Available:
2] <https://www.idae.es/publicaciones/guia-profesional-de-tramitacion-del-autoconsumo>.
- [5] ECONOTICIAS, «10 Pasos tramitación autoconsumo sin vertido,» [En línea]. Available:
3] <https://www.ecoticias.com/energias-renovables/194232/10-pasos-Tramitacion-autoconsumo-fotovoltaico-sin-excedentes>.
- [5] IRENA, 2020. [En línea]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2020.pdf. [Último acceso: Agosto 2020].
- [5] NREL, «Eficiencias células fotovoltaicas,» [En línea]. Available:
5] <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>.
- [5] V. KOZIY, «DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE 15MWn EN LONGREACH,» [En línea]. Available:
6] https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/76817/TFG%20Longreach%20-%20Australia%20COMPLETO%20-%20Volo.%20Koziy_14804415340334049279173402084739.pdf?sequence=2.
- [5] S. ELECTRIC, «Disjuntor,» [En línea]. Available:
7] <https://www.se.com/es/es/product/LV432894/disjuntor---nsx630n-micrologic-2.3-630a-4p4d/>.

- [5 SE, «DISJUNTOR,» [En línea]. Available:
8] <https://www.se.com/es/es/product/LV432949/disjuntor---nsx630n-micrologic-1.3-m-500a-3p3d/>.
- [5 «Estudio de viabilidad,» [En línea]. Available:
9] <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5074/fichero/Volumen+5%252F7.+Estudio+de+Viabilidad.pdf>.

Otras fuentes consultadas

PROYECTO DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO, SEGUN RDL 15/2018 PROMOTOR: MUEBLES DE BAÑO ORDOÑEZ, S.L. SITUACION: CTRA DE PRIEGO S/NFUENTE TÓJAR (CÓRDOBA), AUTOR PROYECTO: ANTONIO JOAQUIN AREVALO SANCHO

PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO DE 96 kW SOBRE CUBIERTA DE UNA PLANTA INDUSTRIAL, DAKOTA BELÉN ROJAS BELENGUER 2020

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA. ESTUDIO NORMATIVO Y ANÁLISIS ECONÓMICO AUTOR: FERNANDO DASTIS BARRANTES 2020

MEMORIA VALORADA: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DESTINADA A AUTOCONSUMO CONECTADA A RED EN: PABELLON POLIDEPORTIVO-ALUMBRADO PÚBLICO 15 kWp EN TRONCHON ABRIL 2019

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO CONECTADA A RED PARA EMPRESA DE CONGELADOS, BERBEGALL MORELL, JOAN, 2019

PROYECTO FIN DE CARRERA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 500kW SOBRE LA CUBIERTA DE UNA NAVE INDUSTRIAL EN LA CIUDAD DE SEVILLA , ESTUDIO DE VIABILIDAD , MANUEL CAMPOS FERNÁNDEZ, ABRIL 2012

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED DE 15MWn EN LONGREACH, AUSTRALIA, VOLODYMYR KOZIY 2017

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO CON EXCEDENTES PARA UN ESPACIO GASTRONÓMICO EN MALLORCA . JOAN PONS LLOBERA 2020

PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO DE 99,84 kWp DE UNA PLANTA INDUSTRIAL ÁNGEL PALACIOS SAURA JULIO DE 2018

SISTEMA GENERADOR CONECTADO A RED DE 100KW MEDIANTE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA APLICADO A UNA NAVE INDUSTRIAL IGNACIO GARCÍA LÓPEZ 2009

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO DE UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR ; ANDRÉS DAVID MURCIA HERNÁNDEZ, 2019

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO DE 97,5 kW PARA DEL AYUNTAMIENTO DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA, PROMOTOR SAGULPA, AUTOR: CELSO RODRÍGUEZ LÓPEZ Y FRANCISCO JAVIER SUÁREZ MARRERO, FEBRERO 2019

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED PARA AUTOCONSUMO, SOBRE CUBIERTA EN EDIFICIO DE SERVICIOS SOCIALES EN TORRELODONES, ABEL RODRIGUEZ VELASCO Y JOSÉ ANTONIO FERNÁNDEZ SANTOS , MAYO DE 2018

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO EN BAJA TENSIÓN DE 19.800 WP.
SOCIADA A SUMINISTRO EXISTENTE. TITULAR CARNES REFRIGERADAS SANTOS, S.L. BORRÁS
SOLER, SALVADOR, JUNIO 2019

PLANOS

Nºrev	Nota de revisión	Fecha	Firma	Compro bado

A

B

C

D

E

F

A

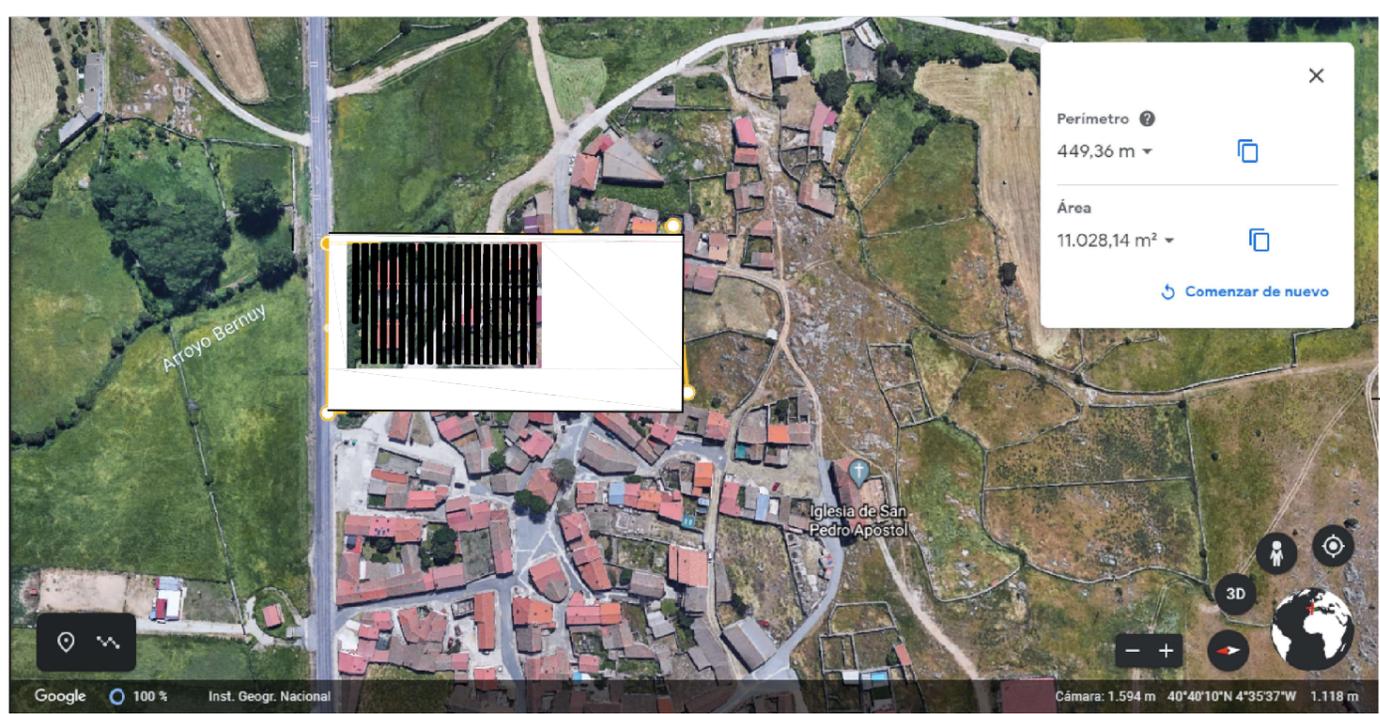
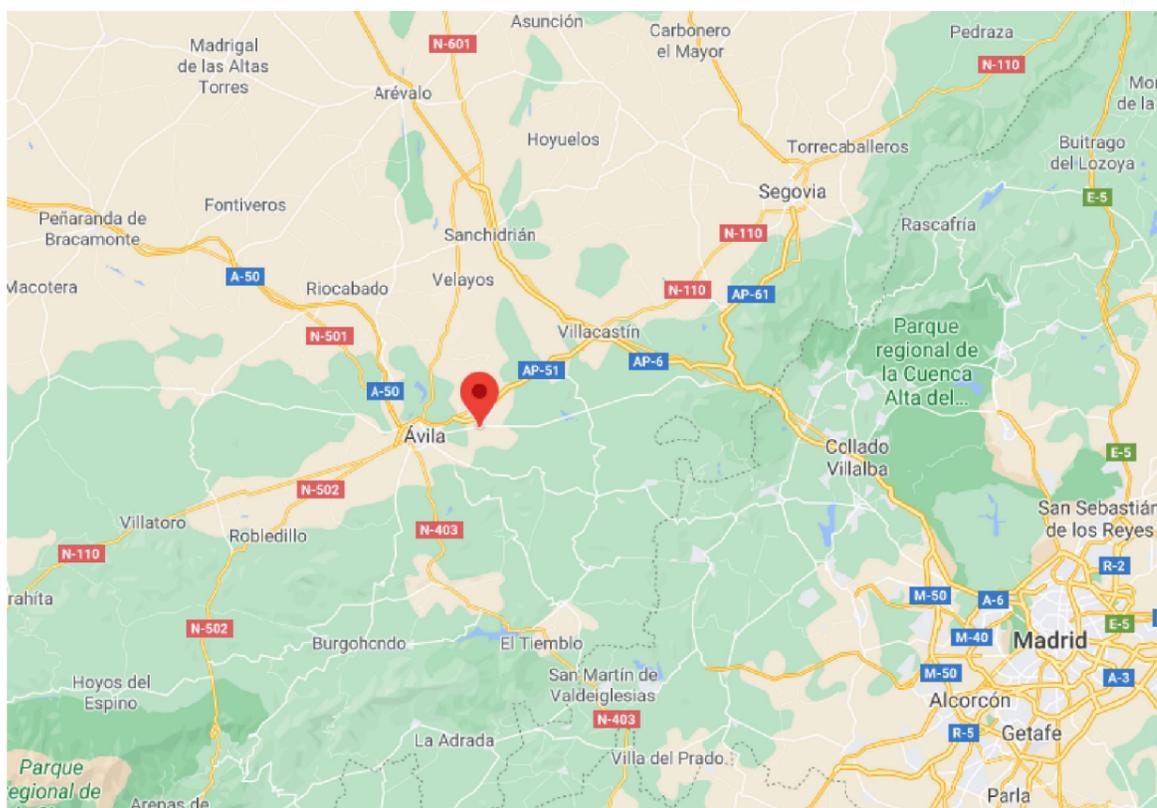
B

C

D

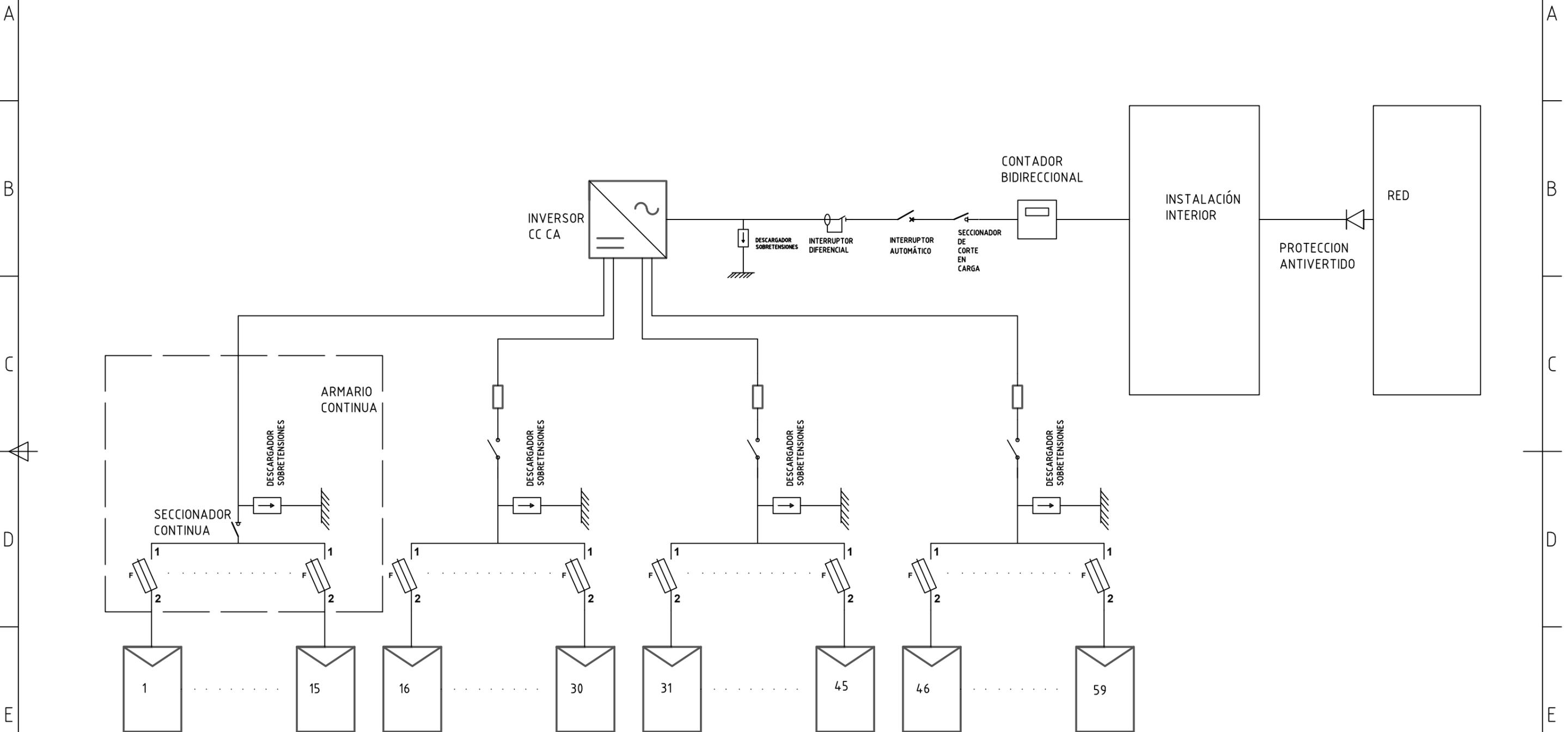
E

F



NOMBRE DE ARCHIVO ubicación cubierta	Nº FSCM	PLANO 1	ESCALA 1:1300
TAM.	UBICACIÓN INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 300 kW DE AUTOCONSUMO SIN VERTIDO A RED		
DIBUJADO 8/26/2020	ALBERTO TRUJILLO SANZ		
COMPROBAR			
APROB.			
REALIZADO			
REV	Nº DIB	1	
CONTRATO Nº			

Nºrev	Nota de revisión	Fecha	Firma	Compro bado



NOMBRE DE ARCHIVO UNIFILAR	Nº FSCM	PLANO 2	ESCALA NO APLICA
TAM.	ESQUEMA UNIFILAR INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 300 kW DE AUTOCONSUMO SIN VERTIDO A RED		
DIBUJADO 8/26/2020			
COMPROBAR			
APROB.	ALBERTO TRUJILLO SANZ		
REALIZADO			
REV	Nº DIB 2		
CONTRATO Nº			

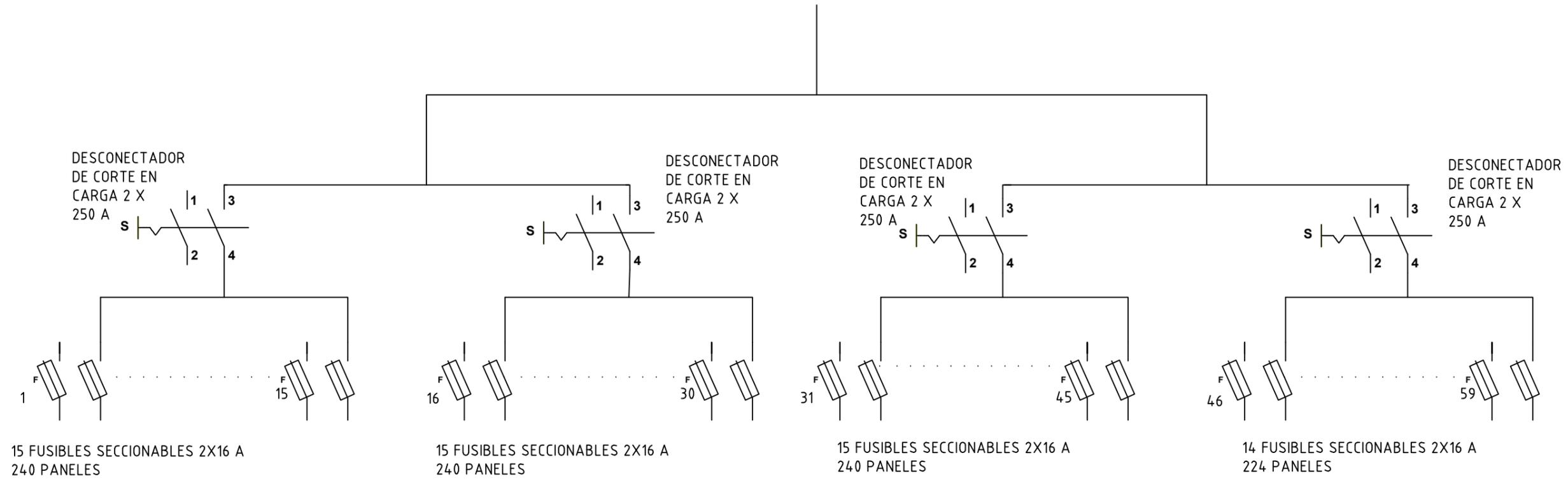
CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

Nºrev	Nota de revisión	Fecha	Firma	Compro bado

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK



NOMBRE DE ARCHIVO esquema fusibles cc	Nº FSCM bueno	PLANO 3	ESCALA 1:1
TAM.	ESQUEMA UNIFILAR FUSIBLES CC INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 300 kW DE AUTOCONSUMO SIN VERTIDO A RED		
DIBUJADO 8/26/2020	ALBERTO TRUJILLO SANZ		
COMPROBAR	Nº DIB 3		
APROB.			
REALIZADO			
REV			
CONTRATO Nº			

ANEXOS



HIPRO II

TP672M - 345 / 350 / 355 / 360W

High Efficiency PERC Monocrystalline Solar Module
72-Cell Series



KEY FEATURES

- 
Maximize limited space
 PERC cell technology, maximum power output 355W
- 
Excellent low light performance
 Advanced surface texturing · Back surface field
- 
Excellent Anti-PID performance
 2 times of industry standard Anti-PID test by TUV Rheinland
- 
Highly reliable due to stringent quality control
 In-house testing goes well beyond certification requirements
- 
Certified to withstand the most challenging environmental conditions
 2400 Pa wind load · 5400 Pa snow load · 25 mm hail stones at 82 km/h
- 
IP68 junction box
 The highest waterproof level
- 
Lower temperature coefficients
 Enhance power generation

ABOUT TALESUN SOLAR

TALESUN Solar is one of the world's largest integrated clean energy providers with 4 GW cell and 5 GW module production capacity globally. Its standard and high-efficiency product offerings are among the most powerful and cost-effective in the industry. Talesun Solar is committed to provide customers with customized; systematized and trustworthy turnkey solutions. Till now, Talesun Solar has accumulatively shipped more than 10 GW modules globally.

SYSTEM & PRODUCT CERTIFICATES

- IEC 61215 / IEC 61730 / UL 1703
- ISO 9001 : 2008 Quality Management System
- ISO 14001 : 2004 Environment Mangement System
- OHSAS 18001 : 2007 Occupational Health and Safety Management System



QUALITY WARRANTY

TALESUN guarantees that defects will not appear in materials and workmanship defined by IEC61215, IEC61730 or UL1703 under normal installation, use and maintenance as specified in Talesun's installation manual for 10 years from the warranty starting date.



PERFORMANCE WARRANTY



TALESUN



Web: www.talesun.com
 Tel: +86 400 885 1098
 Add: No.1 Talesun Road, Shajiang, Chengshu, P.R. China

ELECTRICAL PARAMETERS

Performance at STC (Power Tolerance 0 – +3%)

Maximum Power (Pmax/W)	345	350	355	360
Operating Voltage (Vmpp/V)	38.5	38.7	38.9	39.1
Operating Current (Impp/A)	8.96	9.04	9.13	9.21
Open-Circuit Voltage (Voc/V)	47.0	47.3	47.6	47.8
Short-Circuit Current (Isc/A)	9.54	9.58	9.63	9.70
Module Efficiency η_m (%)	17.7	18.0	18.3	18.5

Performance at NOCT

Maximum Power (Pmax/W)	255	259	263	266
Operating Voltage (Vmpp/V)	35.4	35.7	36.0	36.2
Operating Current (Impp/A)	7.20	7.24	7.30	7.36
Open-Circuit Voltage (Voc/V)	43.5	43.8	44.0	44.2
Short-Circuit Current (Isc/A)	7.71	7.74	7.78	7.84

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25° C, Air Mass AM1.5 NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20° C, Wind Speed 1m/s

MECHANICAL SPECIFICATION

Cell Type	Mono
Cell Dimensions	156.75*156.75mm(6inch)
Cell Arrangement	72(6*12)
Weight	22kg(48.5lbs)
Module Dimensions	1960*992*35mm(77.17*39.06*1.38inch)
Cable Length	1200mm(47.24inch)
Cable Cross Section Size	4mm ² (0.006sq.in)
Front Glass	3.2mm High Transmission, Tempered Glass
No.of Bypass Diodes	3/6
Packing Configuration (1)	30pcs/Pallet,720pcs/40hq
Packing Configuration (2)	30pcs+5pcs/Pallet, 780pcs/40hq
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68

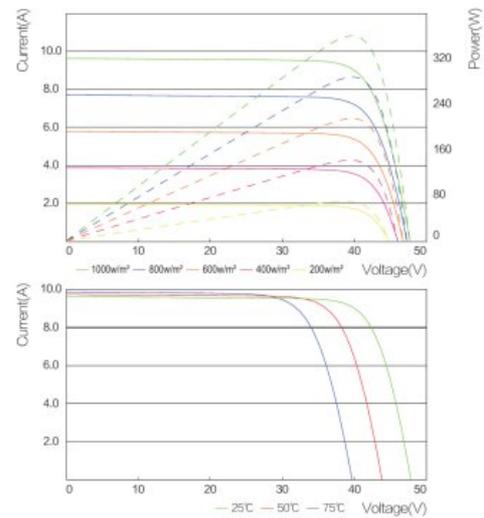
OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1000V/DC(IEC)/1500V/DC(IEC)
Operating Temp.	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse	15A
Static Loading	5400Pa
Conductivity at Ground	≦ 0.1 Ω
Safety Class	II
Resistance	≧ 100M Ω
Connector	MC4 Compatible

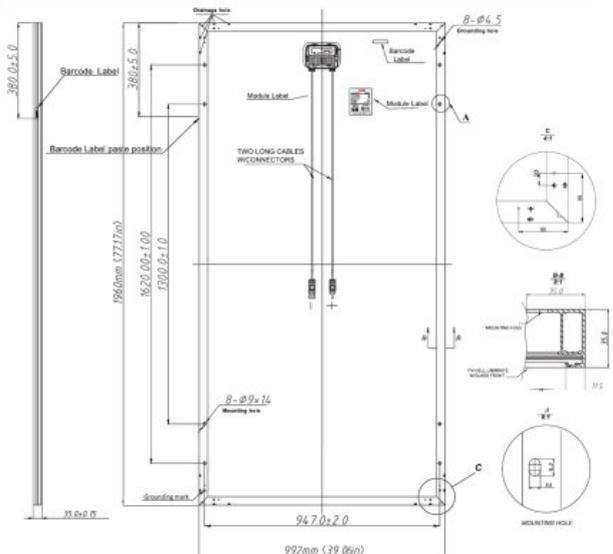
TEMPERATURE COEFFICIENT

Temperature Coefficient Pmax	-0.39%/°C
Temperature Coefficient Voc	-0.30%/°C
Temperature Coefficient Isc	+0.05%/°C
NOCT	45 ± 2°C

I-V CURVE



TECHNICAL DRAWINGS



The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to ongoing innovation, R&D enhancement, Suzhou Talesun Solar Technologies Co., Ltd. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein. 201802EN

Voltwerk VC 200, 300, 350

Central Inverter 200, 300, 350 kVA - transformerless


NE International GmbH

Hansaring 6, 49504 Lotte

Tel (+49) 541-200 79 610

Fax (+49) 541-200 79 608

E-Mail info@ne-international.de

www.ne-international.de



- | Deployable throughout Europe thanks to preset norms and directives
- | Large temperature range of -20 to $+50$ °C
- | Maximum efficiency factor of 98.7 % guarantees maximum yields
- | Maximal availability thanks to overdimensioning of critical components

The new inverters of the Voltwerk VC series are characterised by high efficiency and reliability in all grid situations. They comply with all requirements related to interference resistance and operation security. The large temperature range as well as simple handling and commissioning make the VC series the ideal solution for large power plants throughout Europe.

Efficiency factor and reliability

The optimum adjustment of electronic control unit, applied materials and components permit an extremely high efficiency factor even at lowest input powers. With a maximum system efficiency factor of 98.7% (European efficiency factor 98.5%) the VC inverters are the most efficient ones in their class. By use of aging resistant film capacitors and generously laid-out threshold values for the specification of the individual components this series also guarantees highest reliability.

High ease of use

The integrated VGA touch display with intuitive navigation allows immediate display of the current operating status and a comfortable adjustment of grid and control values. The integrated webserver enables easy access to the central inverter via the internet. For the connection of further monitoring systems a CAN bus is available.

Low installation costs

The novel concept of the VC series supersedes the assignment of combiner boxes, as DC circuit breakers are already integrated into the device. This leads to cost savings and a reduced planning and installation effort. The VC series comes with an integrated earthing kit including pre-fuses for the use of thin film modules. The ground fault monitoring both for positive and negative earthing is done by the inverter control. Positive or negative earthing is monitored by the inverter control.

Safety First

In addition to high reliability and best efficiency factors the security of both the operating personnel and the power plant are top priorities. Therefore all Voltwerk products bear the GS-seal and are certified by Bureau Veritas. However, if critical situations should arise, these are detected and terminated at an early stage by different tracing algorithms. One example is the disconnection of the DC input at high input voltages.

Device			
Input values (solar generator)	VC 200 (Item no. V1-120-013)	VC 300 (Item no. V1-120-012)	VC 350 (Item no. V1-120-023)
Recommended DC power	220 kWp	330 kWp	385 kWp
Maximum DC power	260 kWp	360 kWp	400 kWp
Min. (V_{dcmin}) / Max. DC input voltage (V_{dcmax})	530 V / 1,000 V	530 V / 1,000 V	580 V / 1,000 V
Start-up input voltage ($V_{dcstart}$)	580 V	580 V	640 V
Rated input voltage ($V_{dc,r}$)	540 V	540 V	600 V
Min. (V_{mppmin}) / Max. MPP voltage (V_{mppmax})	530 V / 800 V	530 V / 800 V	580 V / 800 V
Maximum input current (I_{pcmax})	400 A	590 A	650 A
Max. short circuit current	800 A	800 A	800 A
Feed-in from	1,800 W	1,800 W	1,800 W
Number of MPP trackers	1	1	1
Connection design	M 12 bolts on copper bar	M 12 bolts on copper bar	M 12 bolts on copper bar
Number of inputs	4	4	4
MPP precision	≥ 99.9 %	≥ 99.9 %	≥ 99.9 %
Fuse per input (device internal, thermal)	175 to 250A (adjustable)	175 to 250A (adjustable)	175 to 250A (adjustable)
Output data (grid)			
Rated grid voltage ($V_{ac,r}$)¹	400 V	400V	415V
Min. (V_{acmin}) / Max. grid voltage (V_{acmax})¹	240 V / 460 V	240 V / 460 V	252 V / 478 V
Recommended DC output (kWp) / Short circuit voltage	400 A	590 A	650 A
Short circuit voltage factor	1	1	1
AC Rated power ($P_{ac,r}$)	200 kVA	300 kVA	350 kVA
Maximum Power (P_{acmax})	200 kVA	300 kVA	350 kVA
Rated frequency (f)	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Min. (f_{min}) / Max. frequency (f_{max})	45 Hz / 65 Hz	45 Hz / 65 Hz	45 Hz / 65 Hz
Power factor (cos φ)	Adjustable 0.7 ind. to 0.7 cap.	Adjustable 0.7 ind. to 0.7 cap.	Adjustable 0.7 ind. to 0.7 cap.
Required grid type	IT grid	IT grid	IT grid
Distortion factor (at rated capacity)	≤ 3 %	≤ 3 %	≤ 3 %
Connection design	M 12 bolts on copper bar	M 12 bolts on copper bar	M 12 bolts on copper bar
Feed-in type	3-phase rotary current	3-phase rotary current	3-phase rotary current
Max. possible DC into AC	≤ 0,5 %	≤ 0,5 %	≤ 0,5 %
System efficiency factor			
Maximum efficiency factor²	98.7 %	98.7 %	98.7 %
European efficiency factor²	98.3 %	98.5 %	98.5 %
Californian efficiency factor²	98.6 %	98.6 %	98.6 %
Auxiliary supply			
Power consumption (P_{day})³	100 W to 920 W	100 W to 920 W	100 W to 920 W
Stand-by performance / nighttime performance (P_{night})	≤ 100 W	≤ 100 W	≤ 100 W
Energy demand during 8 hours at 25 °C⁴	3.8 kWh	4.2 kWh	4.4 kWh
Data of auxiliary supply	230 V -10% / +15% (acc. to EN 50160) / 50Hz / TN grid (L1, N, PE)		
Buffer time in case of grid outage	≥ 1 s	≥ 1 s	≥ 1 s
Required pre-fuse	B16A	B16A	B16A
Terminal type	Spring-type 1.5 to 2.5 mm ²	Spring-type 1.5 to 2.5 mm ²	Spring-type 1.5 to 2.5 mm ²

¹ Voltage between phases

² At DC and AC rated voltage and Cos φ 1 without involvement of auxiliary power

³ Thermal regulated fans

⁴ Values only for your information. Depends on plant. region and thermal situation

Voltwerk VC Serie

Cooling	VC 200 (Item no. V1-120-013)	VC 300 (Item no. V1-120-012)	VC 350 (Item no. V1-120-023)
Cooling type	Forced air cooling with thermal regulation		
Necessary air flow	4,000 m³/h	4,000 m³/h	4,000 m³/h
Sum of maximum counterpressure	70 pa	70 pa	70 pa
Necessary air quality	Cooling air must be filtered with filters type G3 or G4 according EN 779		
Environmental / ambient conditions			
Temperature range⁵	-20 to +50 °C	-20 to +50 °C	-20 to +50 °C
Maximum temperature for permanent rated capacity	+ 50 °C	+ 50 °C	+ 45 °C
Relative humidity (non-condensing)	0-95 %	0-95 %	0-95 %
Installation altitude above sea level	≤ 2,000m	≤ 2,000m	≤ 2,000m
Place of installation	Interior	Interior	Interior
Noise emission	< 85 dB	< 85 dB	< 85 dB
Safety / protective equipment			
Protection type	IP 20 in accordance with EN 60529		
Protection class	Class I in acc. with EN 61140	Class I in acc. with EN 61140	Class I in acc. with EN 61140
Ground fault monitoring on PV-input	Yes, with adjustable reaction type		
Earthing options	Earthing kit including pre-fuse is integrated		
DC overvoltage protection	Automatic disconnection	Automatic disconnection	Automatic disconnection
Overload	Working point adjustment	Working point adjustment	Working point adjustment
Excess temperature	Derating	Derating	Derating
Decoupling PV-Generator - Grid	none, galvanic insulation is done by the MV-Transformer		
Surge protection PV input	Type II acc. to IEC 61643-1	Type II acc. to IEC 61643-1	Type II acc. to IEC 61643-1
Surge protection AC output	Type I / II acc. to IEC 61643-1	Type I / II acc. to IEC 61643-1	Type I / II acc. to IEC 61643-1
Surge protection auxiliary supply	Typ II and Typ III according to IEC 61643-1		
Grid monitoring			
Pre-configured standards for grid monitoring⁶	VDE 0126-1-1, ENEL, RD661, RD1565, RD1663, EN50438:2007, ÖVE E 2750, BDEW MV-guideline		
Dimensions / Weight			
Dimensions (W x H x D)⁷	1,600 x 1,800 x 800 mm	1,600 x 1,800 x 800 mm	1,600 x 1,800 x 800 mm
Weight	1,250 kg	1,250 kg	1,250 kg
Standards			
Transient emissions (EMC)	DIN EN 61000-6-4:2007-09	DIN EN 61000-6-4:2007-09	DIN EN 61000-6-4:2007-09
Interference resistance (EMC)	DIN EN 61000-6-2:2006-03	DIN EN 61000-6-2:2006-03	DIN EN 61000-6-2:2006-03
Grid quality	DIN EN 61000-3-11:2001-04 / DIN EN 61000-3-12:2005-09		
Equipment reliability	DIN EN 50178:1998-04	DIN EN 50178:1998-04	DIN EN 50178:1998-04
CE-conformity	Yes	Yes	Yes
GS approval	Yes	Yes	Yes
Conformity with German Renewable Energies Act § 6,1 EEG 2009 §6.1	Yes	Yes	Yes
Conformity with MV Directive (BDEW) of June 2008	Yes (additional equipment might be necessary)		
Miscellaneous			
Display	Touch-Display, VGA, 65536 colours		
Monitoring	Data logger with 2 GB storage capacity		
Interface	CAN, Ethernet		
Language	German, English, Spanish, Italian, French, Greek		

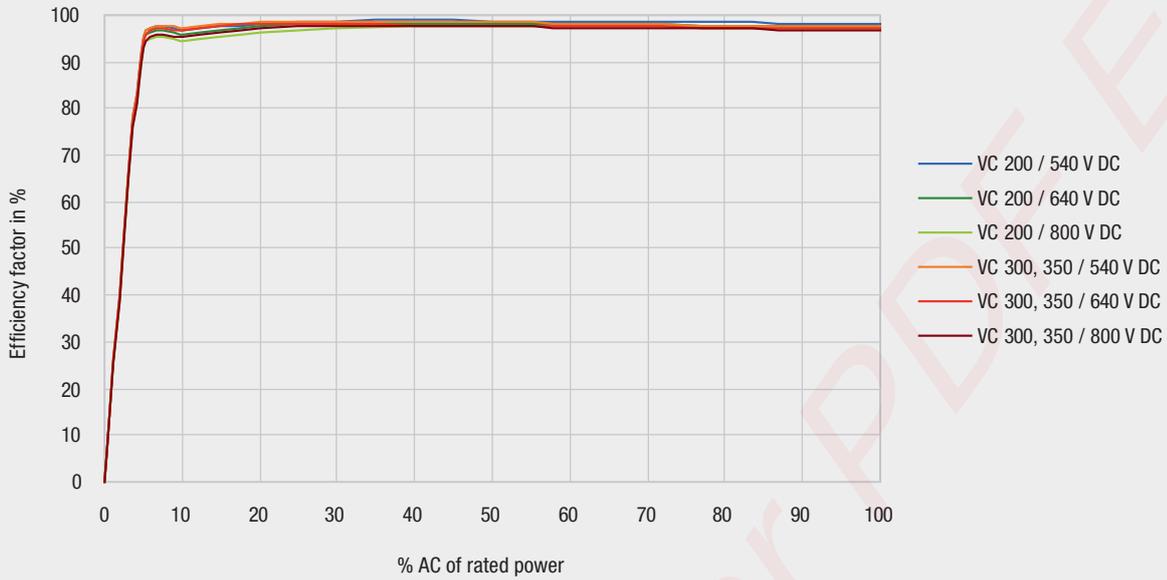
⁵ Between -10°C and -20°C the display may work restrictedly

⁶ Related to shut-down values (voltage/frequency); deviation from listed standards are possible in terms of additional requirements. Further approvals and certificates of non-objection on www.voltwerk.com

⁷ Incl. transp. packaging 200mm higher & plus 100mm in length and wide of inverters; Height w. installed fan 2,000 mm

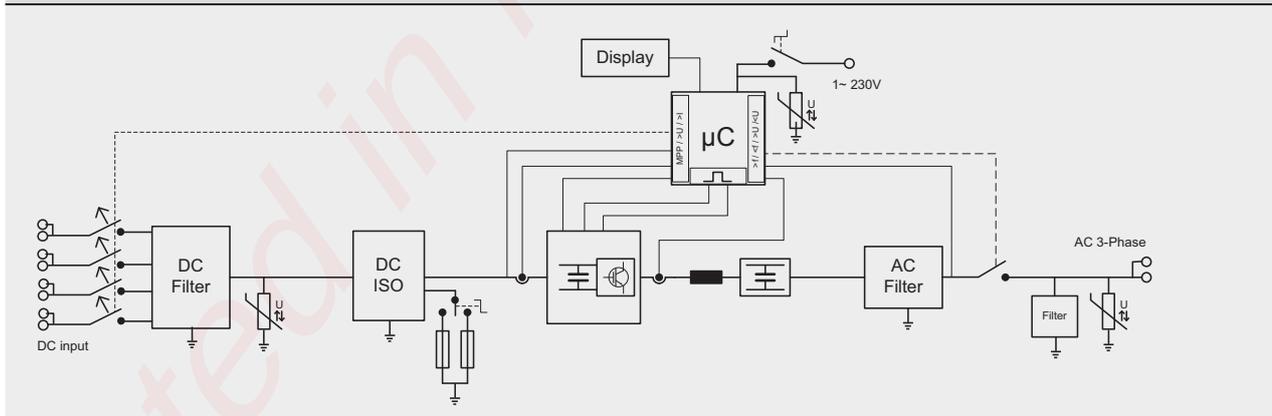
Voltwerk VC Serie

Efficiency curves with different input voltages⁸



	VC 200			VC 300			VC 350		
P_{nenn}	540 VDC	640 VDC	800 VDC	540 VDC	640 VDC	800 VDC	540 VDC	640 VDC	800 VDC
5 %	94.0 %	92.0 %	90.0 %	96.0 %	93.8 %	91.1 %	96.0 %	93.8 %	91.1 %
10 %	97.0 %	95.0 %	93.0 %	97.8 %	96.6 %	95.4 %	97.8 %	96.6 %	95.4 %
20 %	97.8 %	96.6 %	95.4 %	98.5 %	97.7 %	96.8 %	98.5 %	97.7 %	96.8 %
25 %	98.0 %	97.0 %	96.0 %	98.6 %	97.8 %	97.0 %	98.6 %	97.8 %	97.0 %
30 %	98.5 %	97.7 %	96.8 %	98.6 %	97.9 %	97.3 %	98.6 %	97.9 %	97.3 %
50 %	98.7 %	98.1 %	97.5 %	98.7 %	98.1 %	97.6 %	98.7 %	98.1 %	97.6 %
75 %	98.7 %	98.1 %	97.6 %	98.7 %	98.1 %	97.6 %	98.7 %	98.1 %	97.6 %
100 %	98.7 %	98.1 %	97.7 %	98.7 %	98.1 %	97.7 %	98.7 %	98.1 %	97.7 %

Internal layout



⁸ With AC rated tension, Cos φ = 1 and external auxiliary supply

voltwerk electronics GmbH
 Anckelmannsplatz 1
 20537 Hamburg/Germany
 info@voltwerk.com
 www.voltwerk.com



Available at:

NE International GmbH
 Hansaring 6, 49504 Lotte
 Tel (+49) 541-200 79 610
 Fax (+49) 541-200 79 608



E-Mail info@ne-international.de
 www.ne-international.de



**PLAZO DE ENTREGA
INMEDIATO**

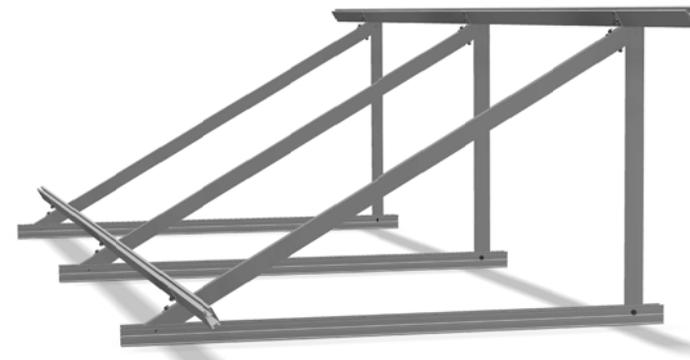
CVE915XL Premontado



Triángulo plegado premontado



Triángulo abierto premontado.
Fijación al suelo a 90°.



Perfiles completamente mecanizados,
embalados y listos para su montaje.

Cargas y Características técnicas:

Peso propio paneles	121 N/m ²
Sobrecarga de uso	No está prevista ni para mantenimiento
Viento	España 29 m/s Eurocódigo 1 Portugal 27 m/s Eurocódigo 1
Periodo retorno	10 años
Altura máxima	España 5 m. / Portugal 8 m.
Categoría del terreno	III. Áreas con recubrimiento regular de vegetación o edificios u obstáculos aislados con separación máxima de 20 veces la altura del obstáculo (por ejemplo, pueblos, terreno suburbano, bosques)
Carga de nieve	Válido para España y Portugal para zona III. 200 N/m ²

MATERIALES

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

Cláusulas:

- (1) El montador de una instalación fotovoltaica debe garantizar antes del montaje que la cubierta soporta las cargas transmitidas, para su correcta instalación.
- (2) Se deberán respetar todas las recomendaciones indicadas en los planos de montaje.
- (3) Se debe comprobar que los puntos de anclaje para los módulos son compatibles con las especificaciones del fabricante.
- (4) Distribuir los módulos para que su colocación sea simétrica a lo largo del soporte y dejando los sobrantes en los extremos.
- (5) Se deberá seguir el plan de mantenimiento que proporciona Cambio Energético
- (6) Documentos relacionados:
 - Plano de montaje.
 - Manual de montaje.
 - Reacciones y anclajes.
 - Certificado de garantía.
- (7) Nos reservamos el derecho a realizar modificaciones en el producto en cualquier momento sin aviso previo si desde nuestro punto de vista son necesarias para la mejora de la calidad. Las ilustraciones pueden ser sólo ejemplos y, por tanto, la imagen que aparece puede diferir del producto suministrado.



Presor central

CARACTERÍSTICAS DEL PRESOR :

- Válido para módulos de 33 hasta 50 mm. de espesor.
- Fácil montaje.



Presor lateral

Válido para :

- Cubierta plana de hormigón.
- Subestructura.
- Suelo.

Disponibilidad de tuercas antirrobo.
Opción de aluminio acabado en crudo y anodizado.

Material 100% reciclable.

Cómoda instalación.

Garantía: Hasta 25 años*

*Ver condiciones especiales de garantía.



**TODO
PREMONTADO**

FICHA TÉCNICA



PANELES FOTOVOLTAICOS

SERVICIO MÓVIL

TENSIÓN 1,8 kV DC - 0,6 / 1 kV AC



EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

Conductor: Cobre estañado clase 5 para servicio móvil (-F)
 Aislamiento: Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)
 Cubierta: Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)
 Norma: TÜV 2 Pfg 1169/08.2007



Ecológico



Código	Sección	Color (*)	Diámetro exterior	Peso	Radio Mín. Curvatura	Resist. Máx. del conductor a 20 °C	Intensidad al Aire ⁽¹⁾	Caída de tensión en DC
	mm ²		mm ²	kg/km	mm ²	Ω/km	A	V/A.km
1614106	1x1,5	■ ■	4,3	35	18	13,7	30	38,17
1614107	1x2,5	■ ■	5,0	50	20	8,21	41	22,87
1614108	1x4	■ ■	5,6	65	23	5,09	55	14,18
1614109	1x6	■ ■	6,3	85	26	3,39	70	9,445
1614110	1x10	■ ■	7,9	140	32	1,95	96	5,433
1614111	1x16	■ ■	8,8	200	35	1,24	132	3,455
1614112	1x25	■ ■	10,5	295	42	0,795	176	2,215
1614113	1x35	■ ■	11,8	395	47	0,565	218	1,574

Disponibilidad bajo pedido hasta 1x300 mm²

(*) Posibilidad de suministrar con cubierta ■

(1) Al aire, a 60 °C Según norma TÜV 2 Pfg 1169/08.2007

HUERTAS SOLARES

TENSIÓN 1,8 kV DC - 0,6 / 1 kV AC

SERVICIO FIJO



GC EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

LA MEJOR PROTECCIÓN MECÁNICA DURANTE EL TENDIDO,
LA INSTALACIÓN Y EL SERVICIO

EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC-0,6/1 kV AC

- Conductor: Cobre Clase 5 para servicio fijo (-k)
- Aislamiento: Polietileno Reticulado XLPE (X)
- Asiento de Armadura: Poliolefina libre de halógenos (Z1)
- Armadura: Fleje corrugado de AL (FA3)
- Cubierta: Elastómero termoestable libre de halógenos (Z). Color Negro
- Norma: AENOR EA 0038



Ecológico



Resistente a la acción de los roedores



Código	Sección	Diámetro exterior	Peso	Radio Mín. Curvatura	Intensidad al Aire ⁽¹⁾	Intensidad Enterrado ⁽²⁾	Caída tensión en DC
	mm ²	mm ²	kg/km	mm ²	A	A	V/A.km
1618110	1x10	12,0	230	120	80	77	4,87
1618111	1x16	13,0	290	130	107	100	3,09
1618112	1x25	14,8	405	150	140	128	1,99
1618113	1x35	15,9	510	160	174	154	1,41
1618114	1x50	17,5	665	175	210	183	0,984
1618115	1x70	19,8	895	200	269	224	0,694
1618116	1x95	21,6	1.125	220	327	265	0,525
1618117	1x120	23,6	1.390	240	380	302	0,411
1618118	1x150	25,6	1.695	260	438	342	0,329
1618119	1x185	27,5	2.010	275	500	383	0,270
1618120	1x240	30,8	2.615	310	590	442	0,204
1618121	1x300	34,4	3.245	345	659	500	0,163

(1) Al aire a 40°C según UNE 20460-5-523 Tabla A.52-1 bis Método F, 2 conductores cargados

(2) Enterrado, 25°C, 0,7 m de profundidad, 1,5 K m/W según UNE 20460-5-523 Tabla A.52-2 bis Método D

BH-250 Series
PV DC Isolation Switch



UL98B

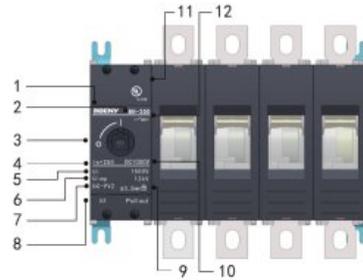
- 1 Brand
- 2 Model
- 3 On Off
- 4 Rated Current
- 5 Nominal Insulation Voltage
- 6 Rated Withstand Voltage
- 7 Utilization Category
- 8 Auxiliary Contact
- 9 Lockable Handle
- 10 Rated Voltage
- 11 Certificate Mark
- 12 Electrical Symbol



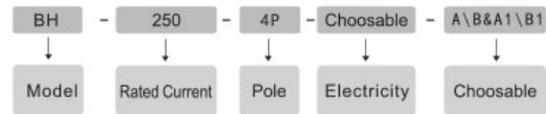
Application

BENY BH-250 series photovoltaic DC isolating switch is suitable for the solar PV systems circuit rated voltage DC 1500V and below, rated current 250A and below. The dc switch plays a role of isolating and breaking the solar DC circuits, provide safety to the solar.

Appearance Introduction



Type Instruction



PV DC Isolation Switch 250A 2P
3P
4P 80A\100A\125A
160A\200A\250A Assembling way

Parameter

Electrical Characteristics		
Rated Working Voltage	Ue	1000V \ 1500V
Rated Current	Ie	250A
Rated impulse withstand voltage	Uimp	12kV
Rated short-time withstand current (1s)	Icw	8kA
Rated short-circuit making capacity	Icm	10kA
Rated conditional short-circuit current(kA)		15kA
Installation Environment		
Utilization category DC		DC-PV2
Number of cycles of operation(With current)		Ie < 250A=1000; 250A ≤ Ie=400
Number of cycles of operation(Without current)		1000
Pole		2\3\4
Mounting		Base Screws Mounting
Screws for mounting(M5)		2.0~3.0N.m
Wiring Screw(M8)		acc.IEC 60947-1 10~15N.m
Ambient temperature allowed between		-40°C ~ +85°C
Storage temperature allowed between		-40°C ~ +85°C
Relative Humidity		90%
Pollution degree		3
IP rating terminals		IP20
Outside the ark handle		IP66
Rated duty		Unintermittent duty
UV resistance		Yes (only with dedicated individual enclosure)



Wiring Graph

Model	Wiring Graph	Ue rated operational voltage DC Volts	Rated operational current	Poles in series	Number of Strings
BH-250-2P	Example	1000V	80A\100A\125A 160A\200A\250A	2	1
BH-250-4P	Example	1000V	80A\100A\125A 160A\200A\250A	2	2
BH-250-3P	Example	1500V	80A\100A\125A 160A\200A\250A	2	1

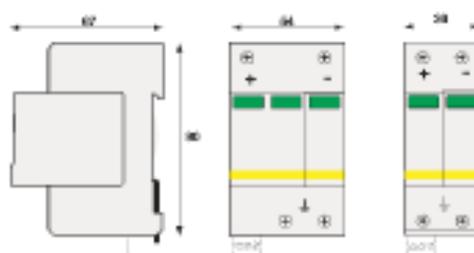
Model	Front Operation			The side operation	
	\	A	B	A1	B1
BH-250-2P					
BH-250-3P					
BH-250-4P					

Protectores de sobretensión PV Clase II



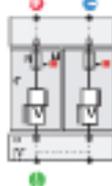
Las protecciones de Clase II se destinan a la protección de las redes de alimentación fotovoltaica contra las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas. Los productos se instalan en paralelo en las redes a proteger y ofrecen una protección en modo común o modo común y diferencial. El esquema eléctrico integra varistores con un sistema de desconexión y sus indicadores asociados.

Dimensiones

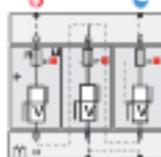


Conexión

PST25PV



PST31PV



V : Varistor de alto energía
F : Fusible térmico
T : Sistema de desconexión térmico

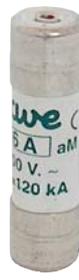
Características técnicas

Descripción		PST25PV	PST31PV
Tensión de régimen perm. máx.	Uc	550VDC	1000VDC
Corriente de descarga nominal	In	20 kA	20 kA
Corriente de descarga máxima	I _{max}	40 kA	40 kA
Nivel de protección (en In)	Up	2,2 kV	3 kV
Teleseñalización		Ref. PST25PVT	Ref. PST31PVT

Características mecánicas

Descripción	PST25PV / PST31PV
Dimensiones	Ver esquema
Conexión	Por terminales de tornillos: 1,5-10mm ² (L/N) o 2,5-25mm ² (PE)
Indicador de desconexión	2 indicadores mecánicos
Montaje	Canil simétrico 35mm
Temperatura de funcionamiento	-40/+85°C
Grado de protección	IP20
Material	Termoplástico UL94-V0

CON INDICADOR DE FUSIÓN

	In (A)	V	embalaje	curva de fusión gG		curva de fusión aM	
				referencia	precio/100u.	referencia	precio/100u.
Tamaño 00 (8x31)							
	2	400	10	29F2GLIF	139,72		
	4	400	10	29F4GLIF	120,85		
	6	400	10	29F6GLIF	120,85		
	10	400	10	29F10GLIF	120,85		
	16	400	10	29F16GLIF	120,85		
	20	400	10	29F20GLIF	120,85		
	25	400	10	29F25GLIF	120,85		
Tamaño 0 (10x38)							
	2	500	10	30F2GLIF	176,14	30F2AMIF	194,64
	4	500	10	30F4GLIF	166,39	30F4AMIF	194,64
	6	500	10	30F6GLIF	166,39	30F6AMIF	186,48
	8	500	10	30F8GLIF	134,52	30F8AMIF	186,48
	10	500	10	30F10GLIF	134,52	30F10AMIF	169,37
	12	500	10	30F12GLIF	134,52	30F12AMIF	169,37
	16	500	10	30F16GLIF	134,52	30F16AMIF	169,37
	20	500	10	30F20GLIF	139,09	30F20AMIF	169,37
	25	500	10	30F25GLIF	139,09	30F25AMIF	169,37
	32	400	10	30F32GLIF	143,78	30F32AMIF	169,37
Tamaño 1 (14x51)							
	2	690	10	31F2GLIF	246,43	31F2AMIF	277,85
	4	690	10	31F4GLIF	240,17	31F4AMIF	271,59
	6	690	10	31F6GLIF	240,17	31F6AMIF	271,59
	8	690	10	31F8GLIF	191,04	31F8AMIF	271,59
	10	690	10	31F10GLIF	191,04	31F10AMIF	271,59
	12	690	10	31F12GLIF	191,04	31F12AMIF	271,59
	16	690	10	31F16GLIF	191,04	31F16AMIF	271,59
	20	690	10	31F20GLIF	191,04	31F20AMIF	271,59
	25	690	10	31F25GLIF	191,04	31F25AMIF	317,10
	32	500	10	31F32GLIF	212,84	31F32AMIF	317,10
	40	500	10	31F40GLIF	212,84	31F40AMIF	317,10
	50	400	10	31F50GLIF	212,84	31F50AMIF	317,10
Tamaño 2 (22x58)							
	16	690	10	32F16GLIF	368,88	32F16AMIF	392,42
	20	690	10	32F20GLIF	350,05	32F20AMIF	392,42
	25	690	10	32F25GLIF	350,05	32F25AMIF	392,42
	32	690	10	32F32GLIF	350,05	32F32AMIF	392,42
	40	690	10	32F40GLIF	354,76	32F40AMIF	392,42
	50	690	10	32F50GLIF	354,76	32F50AMIF	392,42
	63	690	10	32F63GLIF	354,76	32F63AMIF	420,71
	80	500	10	32F80GLIF	394,04	32F80AMIF	420,71
	100	500	10	32F100GLIF	412,86	32F100AMIF	458,37
	125	400	10	32F125GLIF	428,56	32F125AMIF	458,37

TUBOS PARA NEUTRO

descripción	referencia	precio/100u.
tamaño 0	0NEUTRO	78,50
tamaño 1	1NEUTRO	116,20
tamaño 2	2NEUTRO	184,14



BASES PORTAFUSIBLES SECCIONABLES

Tamaño 00 - para fusible 8 x 31



In (A)	polos	módulos	embalaje	referencia	precio
25 A	1P	1	12	201	6,11
	2P	2	6	202	12,51
	3P	3	4	203	23,59

Tamaño 0 - para fusible 10 x 38



In (A)	polos	módulos	embalaje	referencia	precio
32 A	1P	1	12	211	6,67
	1P+N	2	6	211N	15,42
	2P	2	6	212	13,81
	3P	3	4	213	25,44
	3P+N	4	3	213N	33,09

Tamaño 1 - para fusible 14 x 51



In (A)	polos	embalaje	referencia	precio
50 A	1P	6	221	14,24
	2P	3	222	33,75
	3P	2	223	44,66
	3P+N	1	223N	69,94

Tamaño 2- para fusible 22 x 58



In (A)	polos	embalaje	referencia	precio
125 A	1P	3	231	23,75
	2P	2	232	56,98
	3P	1	233	72,45
	3P+N	1	233N	99,87

Kits de acoplamiento



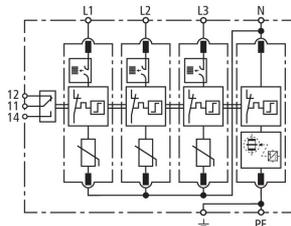
descripción	embalaje	referencia	precio
Kits acoplamiento T00 y T0. 12 juegos de 2 Clips + 1 Pasador	1	21KE	6,95
Kit acoplamiento T1 y T2. 10 juegos de 3 Clips + 1 Pasador	1	23KE	8,78

DG M TT ACI 275 FM (952 341)

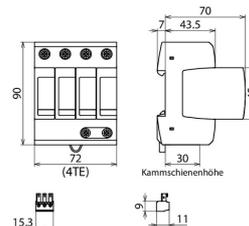
- Combinación de conmutador ACI/vía de chispas integrada en el módulo de protección
- Unidad completa precableada, compuesta por el elemento de base y módulos de protección enchufables
- Alta seguridad del descargador gracias al dispositivo de vigilancia "Thermo-Dynamic-Control" y tecnología ACI



Fotografía no vinculante



Esquema DG M TT ACI 275 FM



Dimensiones del DG M TT ACI 275 FM

Descargador de sobretensiones modular con Advanced-Circuit Interruption (ACI) para los sistemas TT y TN-S (circuito 3+1).

Tipo	DG M TT ACI 275 FM
Art. Nr.	952 341
DPS según la EN 61643-11 / ... IEC 61643-11	Tipo 2 / Clase II
Coordinación energética al equipo final (≤ 10 m)	Tipo 2 + Tipo 3
Tensión nominal AC (U_N)	230 / 400 V (50 / 60 Hz)
Máxima tensión permisible de servicio AC [L-N] (U_C)	275 V (50 / 60 Hz)
Máxima tensión permisible de servicio AC [N-PE] (U_C)	255 V (50 / 60 Hz)
Corriente nominal de descarga (8/20 μ s) [L-N] (I_n)	20 kA
Corriente nominal de descarga (8/20 μ s) [N-PE] (I_n)	80 kA
Nivel de protección [L-N]/[N-PE] (U_P)	$\leq 1,5$ / $\leq 1,5$ kV
Nivel de protección [L-N] / [N-PE] con 5 kA (U_P)	$\leq 1,5$ / $\leq 1,5$ kV
Capacidad de apagado de corriente consecutiva [N-PE] (I_{eff})	100 A _{eff}
Tiempo de respuesta [L-N] (t_A)	≤ 100 ns
Tiempo de respuesta [N-PE] (t_A)	≤ 100 ns
Fusible previo externo adicional requerido	no
Resistencia a cortocircuito AC (I_{SCCR})	25 kA _{eff}
Tensión TOV [L-N] (U_T)	440 V / 120 min. – soportado
Tensión TOV [N-PE] (U_T)	1200 V / 200 ms – soportado
Margen de temperatura de servicio (T_U)	-40 °C ... +80 °C
Estado operativo/fallo	verde / rojo
Numero de puertos	1
Sección de conexión (mín.)	1,5 mm ² rígido / flexible
Sección de conexión (máx.)	35 mm ² rígido / 25 mm ² flexible
Montaje sobre	carril DIN 35 mm EN 60715
Material de la carcasa	termoplástico, rojo, UL 94 V-0
Lugar de instalación	interior
Clase de protección	IP 20
Medidas de montaje	4 módulo(s), DIN 43880
Certificaciones	KEMA
Contactos FM / Forma de los contactos	contacto conmutado
Potencia de conmutación AC	250 V / 0,5 A
Potencia de conmutación DC	250 V / 0,1 A; 125 V / 0,2 A; 75 V / 0,5 A
Sección de conexión para bornas FM	máx. 1,5 mm ² rígido / flexible
Peso	452 g
Número aduanero (Nomenclatura Combinada EU)	85363030
GTIN	4013364376632
UPE	1 unidad(es)

Queda reservado el derecho a introducir modificaciones, en cuanto a la redacción, contenidos técnicos e información relativa a medidas, pesos y materiales en función de los avances de la técnica. Las fotografías no son vinculantes.

Hoja de características del producto

Características

LV432893

disjuntor - NSX630N Micrologic 2.3 630A 3P3D



Principal

Gama	Compact
Nombre del producto	Compact NSX
Gama de producto	NSX400...630
Nombre corto del dispositivo	Compact NSX630N
Tipo de producto o componente	Interruptor automático
Aplicación del dispositivo	Distribución
Número de polos	3P
Descripción de polos protegidos	3t
[In] Corriente nominal	630 A en 40 °C
[Ue] Tensión nominal de empleo	690 V CA 50/60 Hz
Tipo de red	CA
Frecuencia de red	50/60 Hz
Poder de seccionamiento	Sí acorde a EN 60947-2 Sí acorde a IEC 60947-2
Categoría de empleo	Categoría A
[Icu] rated ultimate short-circuit breaking capacity	85 kA en 240 V CA 50/60 Hz acorde a UL 508 22 kA Icu en 525 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 85 kA Icu en 220/240 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 10 kA Icu en 660/690 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 30 kA Icu en 500 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 20 kA en 600 V CA 50/60 Hz acorde a UL 508 50 kA en 480 V CA 50/60 Hz acorde a UL 508 50 kA Icu en 380/415 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 42 kA Icu en 440 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2
Performance level	N 50 kA 415 V CA
Unidad de control	Micrologic 2.3
Tecnología de unidad de disparo	Electrónico
Funciones de protección de unidad de control	LSol
Tipo de control	Maneta
Circuit breaker mounting mode	Fijo

Aviso Legal: Esta documentación no pretende sustituir ni debe utilizarse para determinar la adecuación o la fiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de los usuarios

Complementario

[Ui] Tensión nominal de aislamiento	800 V CA 50/60 Hz
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	8 kV
[Ics] rated service short-circuit breaking capacity	11 kA en 525 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 85 kA en 220/240 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 10 kA en 660/690 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 50 kA en 380/415 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 30 kA en 500 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 42 kA en 440 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2
Durabilidad mecánica	15000 ciclos
Soporte de montaje	Placa posterior
Conexión superior	Frontal
Conexión hacia abajo	Parte frontal
Tipo de protección	Prot.cont. sobrec. (per.largo) Short time short-circuit protection with fixed delay Prot.contra cortocirc.(inst.)
Calibre de la unidad de disparo	630 A en 40 °C
Long-time pick-up adjustment type Ir (thermal protection)	9 regulaciones
[Ir] long-time protection pick-up adjustment range	0,9...1 x I _o
Long-time protection delay adjustment type tr	Fijo
[Tr] long-time protection delay adjustment range	16 s en 6 x Ir
Memoria térmica	20 minutos antes y después de desconexión
Short-time protection pick-up adjustment type Isd	9 regulaciones
[Isd] Short-time protection pick-up adjustment range	1.5...10 x Ir
Short-time protection delay adjustment type tsd	Fijo
Instantaneous protection pick-up adjustment type Ii	Fijo
[Ii] instantaneous protection pick-up adjustment range	6900 A
Composición de los contactos auxiliares	Sin
Width (W)	140 mm
Height (H)	255 mm
Depth (D)	110 mm
Peso del producto	6,2 kg

Entorno

Normas	EN/IEC 60947 UL 508
Certificaciones de producto	CCC EAC Marine
Categoría de sobretensión	Clase II
Clase de protección contra descargas eléctricas	Clase II
Grado de contaminación	3 acorde a IEC 60664-1
Grado de protección IP	IP40 acorde a IEC 60529
Grado de protección IK	IK07 acorde a IEC 62262
Temperatura ambiente de funcionamiento	-35...70 °C

Temperatura ambiente de almacenamiento	-55...85 °C
--	-------------

Unidades de embalaje

Tipo de unidad del paquete 1	PCE
Número de unidades en el paquete 1	1
Peso del paquete 1	5,690 kg
Paquete 1 Altura	15,800 cm
Paquete 1 ancho	16,200 cm
Paquete 1 Longitud	29,400 cm
Tipo de unidad del paquete 2	S04
Número de unidades en el paquete 2	3
Peso del paquete 2	18 kg
Paquete 2 Altura	30 cm
Ancho del paquete 2	40 cm
Longitud del paquete 2	60 cm
Tipo de unidad del paquete 3	P12
Número de unidades en el paquete 3	12
Paquete 3 Peso	83,344 kg
Paquete 3 Altura	80 cm
Ancho del paquete 3	80 cm
Paquete 3 Longitud	120 cm

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Directiva RoHS UE	Conforme Declaración RoHS UE
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto
Perfil de circularidad	Información de fin de vida útil
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.

Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------

PRODUCT-DETAILS

OT1000KLAA4BZ

OT1000KLAA4BZ Encl. Switch Disconnecter



Información General

Extended Product Type	OT1000KLAA4BZ
Product ID	1SCA022569R4220
EAN	6417019183626
Catalog Description	OT1000KLAA4BZ Encl. Switch Disconnecter

Long Description

The enclosed switch is using a galvanised steel enclosure, with polyester coating. It is suitable for outdoor use with respect to UV light and ingress protection. The enclosure have inbuilt gas pressure relief function to protect the user in case of an internal arc. The door is earthed via the hinges. The enclosure is prepared for single and parallel cables. Cable entry types can be blank , ring-flange or C-flange type (FL21). Cable entry plates needs to be added. There are different cable configurations, like top/bottom or bottom/bottom. The handle is padlockable for 3 padlocks, cover is interlocked, and interlock function can be bypassed for thermographing.

Clasificación

Last Ordering Date	2020-12-31 All Countries
Replacement Product ID (NEW)	OT1000KLUU4BZ

Descargas Populares

Data Sheet, Technical Information	1SCC340015C0201
Instructions and Manuals	1SCC340005M0007

Dimensiones

Product Net Width	800 mm
Product Net Height	1200 mm
Product Net Depth / Length	230 mm
Product Net Weight	67.29 kg

Technical

Rated Operational Current AC-22A (I_e)	(380 ... 415 V) 1000 A (690 V) 1000 A
Rated Operational Current AC-23A (I_e)	(380 ... 415 V) 1000 A (690 V) 1000 A
Rated Operational Power AC-23A (P_e)	(380 ... 415 V) 560 kW (500 V) 710 kW (690 V) 1000 kW
Conventional Thermal Current (I_{the})	Fully Enclosed 1000 A
Rated Insulation Voltage (U_i)	acc. to IEC/EN 60664-1 1000 V
Rated Operational Voltage	Main Circuit 1000 V
Rated Short-Circuit Making Capacity (I_{cm})	(690 V AC) 92 kA
Rated Short-time Withstand Current (I_{cw})	for 1 s 50 kA
Power Loss	at Rated Operating Conditions per Pole 19 W
Pollution Degree	3
Handle Color	Black
Handle Type	Pistol handle
Standards	IEC 60947-1, -3
Number of Poles	4
Connecting Capacity Main Circuit	Hole Diameter 12 mm Screw Clamp / PE Terminal 8pcs, 25..120 mm ²
Cable Entry Position	Up/Down
Cable Outlets Per Side	Open / Open
Degree of Protection	acc. to IEC 60529 IP65
Enclosure Material	Steel sheet
Maximum Mounted Auxiliary Contacts	2 NO, 1 NC
Mounted Auxiliary Contacts	0 NO, 0 NC

Ambiente

RoHS Status	Following EU Directive 2011/65/EU
-------------	-----------------------------------

Certificados y Declaraciones (Número de Documento)

Declaration of Conformity - CE	1SCC340039D2703
Instructions and Manuals	1SCC340005M0007
RoHS Information	1SCC340049D0202

Información de Embalaje

Package Level 1 Units	1 piece
Package Level 1 Width	815 mm
Package Level 1 Depth / Length	1310 mm
Package Level 1 Height	425 mm
Package Level 1 Gross Weight	73 kg
Package Level 1 EAN	6417019183626

Clasificaciones

Object Classification Code	Q
ETIM 5	EC000216 - Switch disconnecter
ETIM 6	EC000216 - Switch disconnecter
ETIM 7	EC000216 - Switch disconnecter
WEEE Category	4. Large Equipment (Any External Dimension More Than 50 cm)

Categorías

Productos y sistemas de baja tensión → Interruptores-seccionadores de seguridad → Interruptores desconectores en caja → Enclosed Switch-Disconnectors



Hoja de características del producto 56145

Características

Earth-leakage relay RH10M - 300 mA - 415 V



Principal

Gama	Vigirex
Gama de producto	Vigirex
Nombre corto del dispositivo	RH10M
Tipo de producto o componente	Residual current protection relay ((*))
Compatibilidad de gama	Vigirex RH TOA Toroidales diferenciales cerrados tipo A y tipo abiertos TOA Vigirex RH A Toroidales diferenciales cerrados tipo A y tipo abiertos TOA
Aplicación del relé	Reles de protección frente a corriente residual

Complementario

Sistema de conexión a tierra	TN-S IT TT
[Us] tensión de alimentación asignada	380...415 V CA 50/60 Hz
Consumo de potencia en W	4 VA
Tipo de medición	Medición interna de corriente de fugas a tierra, rango: 80...100 %
Tipo de ajuste de la temporización del disparo diferencial	Instantáneo 0,3 A
Función de prueba	Test remoto Local
Monitorización	Componentes electrónicos - tipo de cable: continuo) Alimentación - tipo de cable: continuo) Enlace relé/sensor - tipo de cable: continuo)
[Ithe] intensidad térmica convencional en la envolvente	8 A
Carga mínima	10 mA en 12 V
Peso del producto	0,3 kg
Resistencia mecánica	Resistencia al fuego acorde a IEC 60695-2-1 Protección IK 2 joules, estado 1 IK07 acorde a EN 50102 Protección IP, estado 1 IP20 acorde a IEC 60529 Protección IP, estado 1 IP30 acorde a IEC 60529 Protección IP, estado 1 IP40 acorde a IEC 60529

Vibraciones 13,2-100 Hz, estado 1 0,7 g
 Vibraciones 2-13,2 Hz, estado 1 +/- 1 mm

Clase de protección contra fugas a tierra	Clase A si Clase AC
Categoría de sobretensión	IV
Inviolabilidad de los ajustes	Protegido por cubierta precintable
Soporte de montaje	Carril DIN
Altura	97 mm
Anchura	54 mm
Profundidad	74 mm
Pasos de 9 mm	6
Conexiones - terminales	Alimentación auxiliar, estado 1 bornero cable(s) 0,2...2,5 mm ² Flexible AWG 24...AWG 12 Alimentación auxiliar, estado 1 bornero cable(s) 0,2...2,5 mm ² rígido AWG 24...AWG 12 Alimentación auxiliar, estado 1 bornero cable(s) 0,25...2,5 mm ² Flexible AWG 24...AWG 12 Contactos de defecto, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,2...2,5 mm ² Flexible AWG 24...AWG 12 Contactos de defecto, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,2...4 mm ² rígido AWG 24...AWG 12 Contactos de defecto, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,25...2,5 mm ² Flexible AWG 24...AWG 12 Contactos de test y borna de reset de defecto, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,14...1 mm ² Flexible AWG 26...AWG 16 Contactos de test y borna de reset de defecto, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,14...1,5 mm ² rígido AWG 26...AWG 16 Contactos de test y borna de reset de defecto, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,25...0,5 mm ² Flexible AWG 26...AWG 16 Toroidal, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,14...1 mm ² Flexible AWG 26...AWG 16 Toroidal, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,14...1,5 mm ² rígido AWG 26...AWG 16 Toroidal, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,25...0,5 mm ² Flexible AWG 26...AWG 16 Presencia de tensión, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,2...2,5 mm ² Flexible AWG 24...AWG 12 Presencia de tensión, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,2...4 mm ² rígido AWG 24...AWG 12 Presencia de tensión, estado 1 terminal de tornillo cable(s) 0,25...2,5 mm ² Flexible AWG 24...AWG 12
Longitud de cable pelado para conectar bornas	Alimentación auxiliar, estado 1 7 mm para superior conexión Contactos de defecto, estado 1 8 mm para inferior conexión Contactos de test y borna de reset de defecto, estado 1 5 mm para inferior conexión Toroidal, estado 1 5 mm para superior conexión Presencia de tensión, estado 1 8 mm para inferior conexión
Par de apriete	Alimentación auxiliar, estado 1 0,6 N.m superior Contactos de defecto, estado 1 0,6 N.m inferior Contactos de test y borna de reset de defecto, estado 1 0,25 N.m inferior Toroidal, estado 1 0,25 N.m superior Presencia de tensión, estado 1 0,6 N.m inferior

Entorno

Temperatura ambiente de funcionamiento	-35...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-55...85 °C
Compatibilidad electromagnética	Emisiones conducidas e irradiadas, estado 1 B acorde a CISPR 11 Prueba de inmunidad de radio frecuencia conducida, estado 1 3 acorde a IEC 61000-4-6 Prueba de inmunidad ante descarga electrostática, estado 1 4 acorde a IEC 61000-4-2 Susceptibilidad conducida de energía elevada, estado 1 4 acorde a IEC 61000-4-5 Susceptibilidad conducida de baja energía, estado 1 4 acorde a IEC 61000-4-4 Susceptibilidad radiada, estado 1 3 acorde a IEC 61000-4-3
Clase de protección contra descargas eléctricas	Clase II

Unidades de embalaje

Peso del paquete 1	0,368 kg
Paquete 1 Altura	8,800 cm
Paquete 1 ancho	8,100 cm
Paquete 1 Longitud	9,200 cm

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Directiva RoHS UE	Conforme Declaración RoHS UE
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto
Perfil de circularidad	Información de fin de vida útil
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.

Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : tfg1402

Sitio geográfico Bernúy-Salinerero País **Espana**

Ubicación Latitud 40.67° N Longitud -4.60° W
 Tiempo definido como Hora Legal Huso horario UT+1 Altitud 1114 m
 Albedo 0.20

Datos meteorológicos: Bernúy-Salinerero Meteoronorm 7.2 (1991-2010), Sat=100% - Sintético

Variante de simulación : 330kWp w/o load profile selected power inverter 300 kW 6 07 2020
 inclinación 35 4 CAJAS DE CONEXION cuadrado pequeño

Fecha de simulación 26/07/20 21h06 (versión 6.86)

Parámetros de la simulación Tipo de sistema **Cobertizos sobre un edificio**

Orientación plano captador Inclinación 35° Acimut 0°

Configuración de los cobertizos Núm. de cobertizos 59 Conjuntos en cobertizo idénticos
 Separación entre cobertizos 5.00 m Ancho receptor 1.98 m
 Ángulo límite de sombreado Ángulo de perfil límite 40.7° Factor de ocupación del suelo (GCR) 39.6 %

Modelos empleados Transposición Perez Difuso Perez, Meteoronorm

Horizonte Elevación Media 2.1°

Sombreados cercanos Cálculo eléctrico detallado (según disposición de módulos)

Necesidades del usuario : Carga ilimitada (red)

Características del conjunto FV

Módulo FV Si-mono Modelo **TP672M-350-MBB(H)**
 Base de datos PVsyst original Fabricante Talesun Solar (suzhou)
 Número de módulos FV En serie 16 módulos En paralelo 59 cadenas
 Núm. total de módulos FV Núm. módulos 944 Pnom unitaria 350 Wp
 Potencia global del conjunto Nominal (STC) **330 kWp** En cond. de funciona. 298 kWp (50°C)
 Caract. funcionamiento del conjunto (50°C) U mpp 556 V I mpp 535 A
 Superficie total Superficie módulos **1835 m²** Superficie célula 1660 m²

Inversor Modelo **VC 300**
 Parámetros definidos por el usuario Fabricante Voltwerk
 Características Voltaje de funcionam. 530-800 V Pnom unitaria 300 kWac
 Paquete de inversores Núm. de inversores 1 unidades Potencia total 300 kWac
 Relación Pnom 1.10

Factores de pérdida del conjunto FV

Factor de pérdidas térmicas U_c (const) 29.0 W/m²K U_v (viento) 0.0 W/m²K / m/s

Pérdida óhmica en el Cableado Res. global conjunto 17 mOhm Fracción de pérdidas 1.5 % en STC

Pérdida Calidad Módulo Fracción de pérdidas -0.8 %

Pérdidas de "desajuste" Módulos Fracción de pérdidas 1.0 % en MPP

Pérdidas de "desajuste" cadenas Fracción de pérdidas 0.10 %

Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM): Fresnel, antireflectante, n(vidrio)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Sistema Conectado a la Red: Definición del horizonte

Proyecto : tfg1402

Variante de simulación : 330kWp w/o load profile selected power inverter 300 kW 6 07 2020
inclinación 35 4 CAJAS DE CONEXION cuadrado pequeño

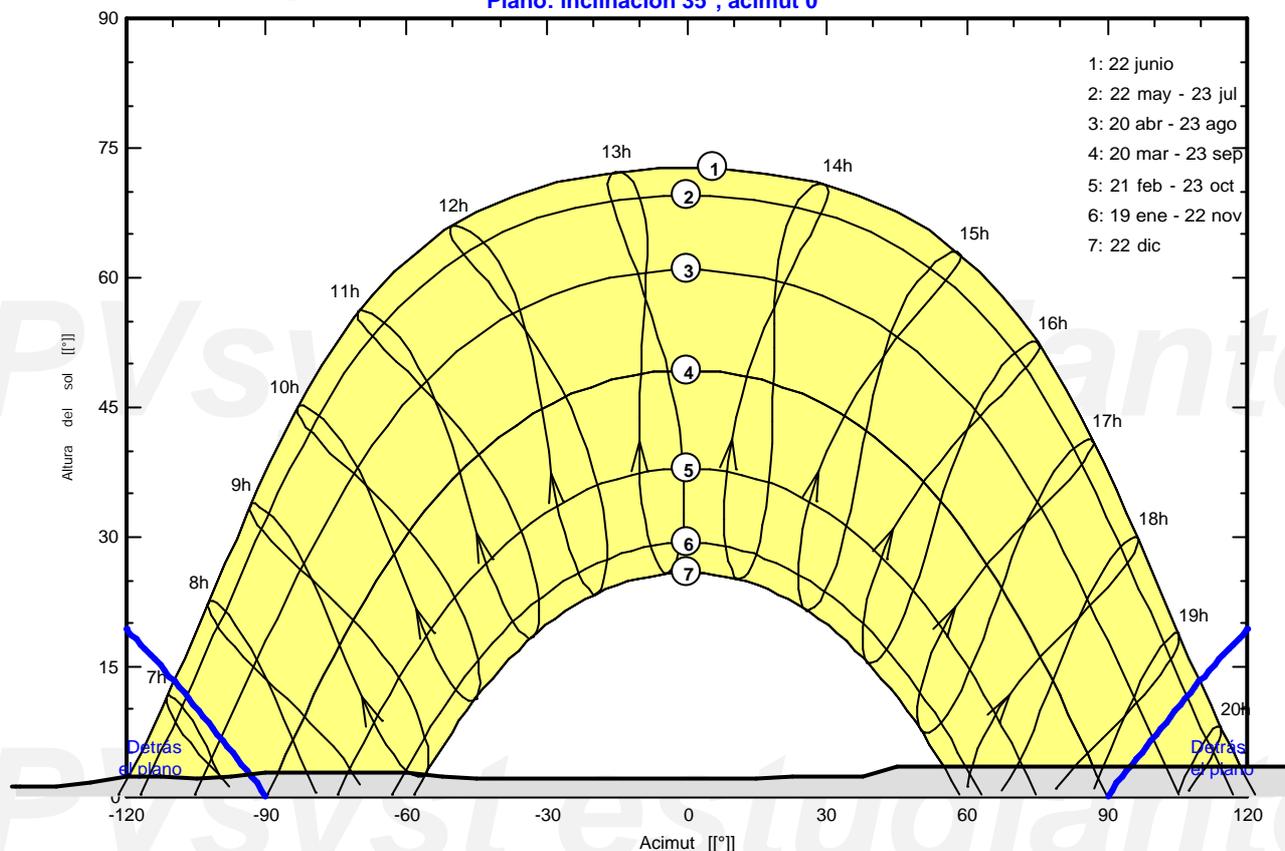
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos sobre un edificio	
Horizonte	Elevación Media	2.1°	
Sombreados cercanos	Cálculo eléctrico detallado	(según disposición de módulos)	
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	TP672M-350-MBB(H)	Pnom 350 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	944	Pnom total 330 kWp
Inversor	Modelo	VC 300	Pnom 300 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Horizonte	Elevación Media	2.1°	Factor Difuso	0.98
	Factor Albedo	100 %	Fracción Albedo	0.89

Altura [°]	0.0	0.0	0.8	1.1	1.1	1.5	2.3	2.3	1.9	2.3	2.7
Acimut [°]	-180	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-113	-105	-98	-90
Altura [°]	2.7	2.3	1.9	1.9	2.3	2.3	3.4	3.4	0.4	0.4	0.0
Acimut [°]	-60	-53	-45	15	23	38	45	135	143	173	180

Horizon from PVGIS website API, Lat=40°40'4", Long=-4°35'43", Alt=1114m

Plano: inclinación 35°, acimut 0°



Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : tfg1402

Variante de simulación : 330kWp w/o load profile selected power inverter 300 kW 6 07 2020
 inclinación 35 4 CAJAS DE CONEXION cuadrado pequeño

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos sobre un edificio	
Horizonte	Elevación Media	2.1°	
Sombreados cercanos	Cálculo eléctrico detallado	(según disposición de módulos)	
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	TP672M-350-MBB(H)	Pnom 350 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	944	Pnom total 330 kWp
Inversor	Modelo	VC 300	Pnom 300 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

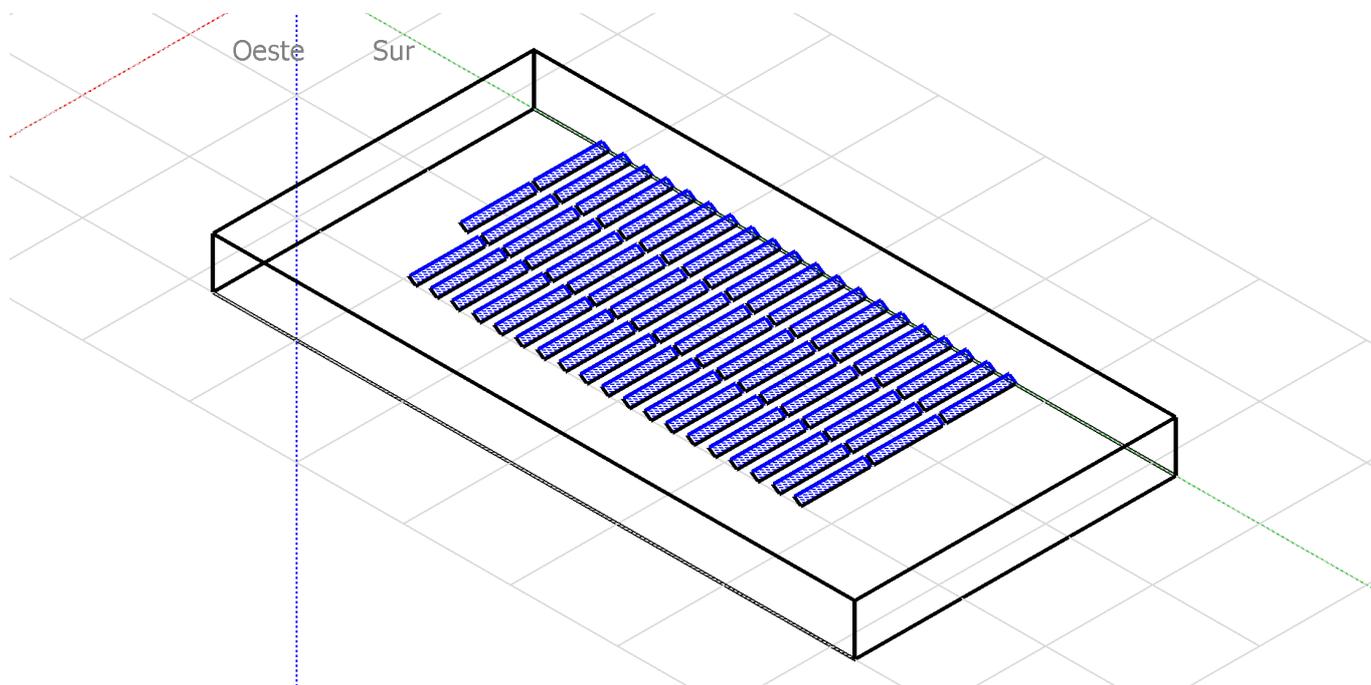
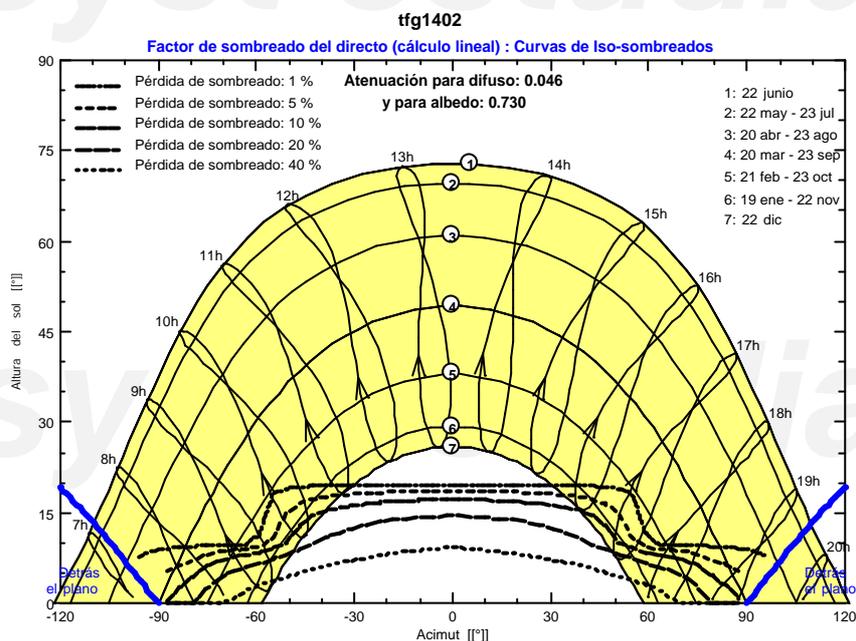


Diagrama de Iso-sombreados



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : tfg1402

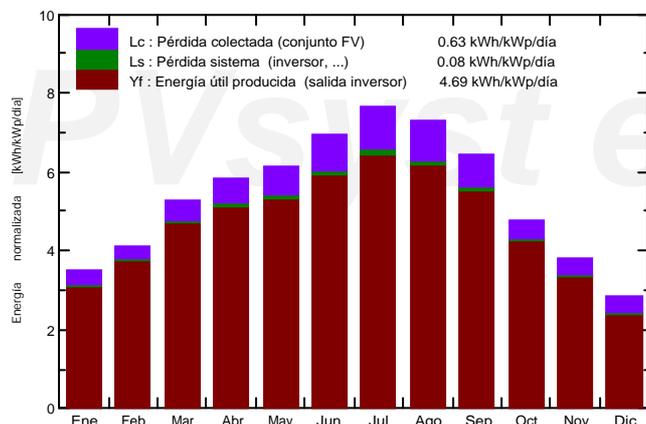
Variante de simulación : 330kWp w/o load profile selected power inverter 300 kW 6 07 2020 inclinacion 35 4 CAJAS DE CONEXION cuadrado pequeño

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos sobre un edificio	
Horizonte	Elevación Media	2.1°	
Sombreados cercanos	Cálculo eléctrico detallado	(según disposición de módulos)	
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	TP672M-350-MBB(H)	Pnom 350 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	944	Pnom total 330 kWp
Inversor	Modelo	VC 300	Pnom 300 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

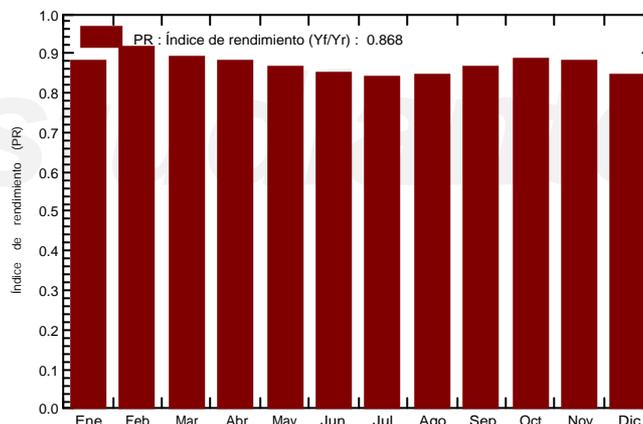
Resultados principales de la simulación

Producción del sistema **Energía producida 565.0 MWh/año** Producción específica 1710 kWh/kWp/año
 Índice de rendimiento (PR) 86.85 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 330 kWp



Índice de rendimiento (PR)



330kWp w/o load profile selected power inverter 300 kW 6 07 2020 inclinacion 35 4 CAJAS DE CONEXION cuadrado pequeño
 Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	63.0	25.19	2.51	108.5	103.0	32.10	31.56	0.880
Febrero	78.1	31.45	4.03	115.1	110.2	35.49	34.90	0.918
Marzo	130.2	48.22	7.34	163.6	155.4	48.95	48.19	0.891
Abril	159.8	60.08	9.17	174.9	165.3	51.68	50.86	0.880
Mayo	197.2	70.65	13.91	190.4	178.9	55.52	54.65	0.869
Junio	228.2	64.69	19.26	209.1	197.0	59.70	58.77	0.851
Julio	253.1	48.33	21.11	237.6	225.5	67.28	66.21	0.843
Agosto	216.4	48.04	20.60	226.2	215.3	64.29	63.32	0.847
Septiembre	158.6	46.48	16.31	192.7	183.7	55.88	55.02	0.864
Octubre	105.1	38.43	11.86	148.7	142.1	44.34	43.64	0.888
Noviembre	69.8	29.46	5.70	113.9	108.3	33.67	33.11	0.879
Diciembre	51.5	26.04	2.98	88.4	83.3	25.23	24.77	0.848
Año	1710.8	537.04	11.28	1969.0	1868.0	574.12	565.00	0.868

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

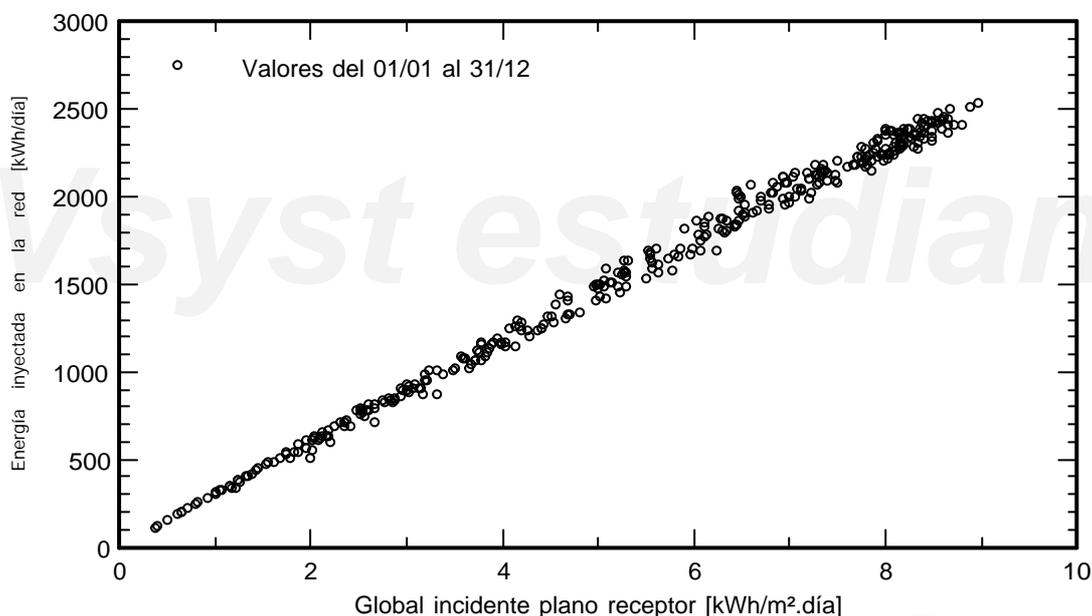
Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : tfg1402

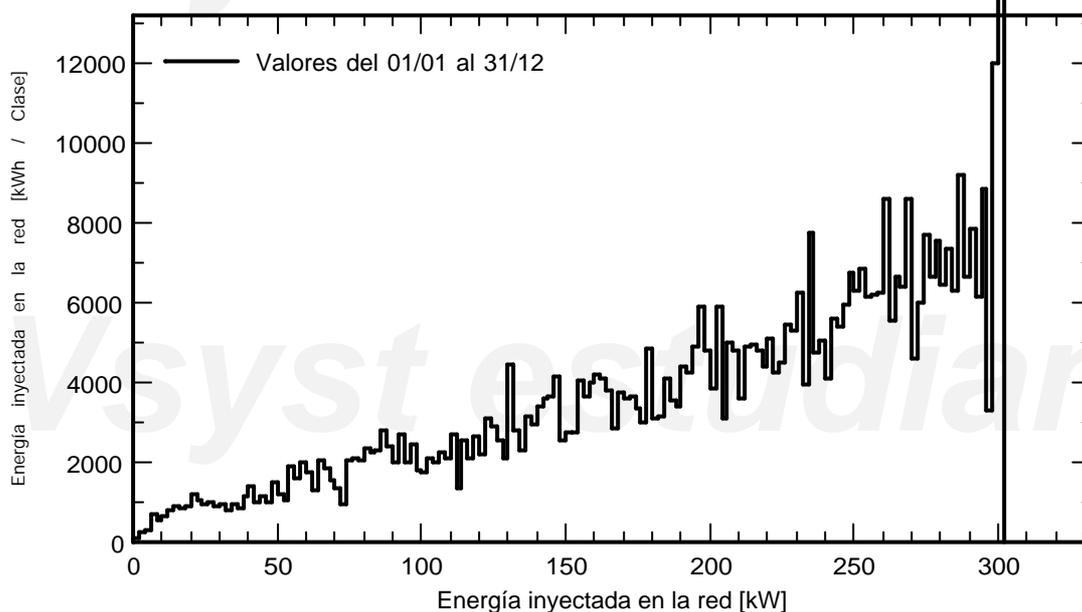
Variante de simulación : 330kWp w/o load profile selected power inverter 300 kW 6 07 2020
 inclinacion 35 4 CAJAS DE CONEXION cuadrado pequeño

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos sobre un edificio	
Horizonte	Elevación Media	2.1°	
Sombreados cercanos	Cálculo eléctrico detallado	(según disposición de módulos)	
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	TP672M-350-MBB(H)	Pnom 350 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	944	Pnom total 330 kWp
Inversor	Modelo	VC 300	Pnom 300 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : tfg1402

Variante de simulación : 330kWp w/o load profile selected power inverter 300 kW 6 07 2020
inclinacion 35 4 CAJAS DE CONEXION cuadrado pequeño

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos sobre un edificio	
Horizonte	Elevación Media	2.1°	
Sombreados cercanos	Cálculo eléctrico detallado	(según disposición de módulos)	
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	TP672M-350-MBB(H)	Pnom 350 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	944	Pnom total 330 kWp
Inversor	Modelo	VC 300	Pnom 300 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año

