



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA


Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Instalación fotovoltaica de autoconsumo de 56 kW para un
colegio

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería Eléctrica

AUTOR/A: Alfaro Castell, Lluís

Tutor/a: Saiz Jimenez, Juan Ángel

Cotutor/a: Peñalvo López, Elisa

CURSO ACADÉMICO: 2021/2022



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Trabajo de Fin de Grado

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO PARA UN COLEGIO DE 56 KW DE POTENCIA FOTOVOLTAICA INSTALADA

Universidad Politécnica de Valencia

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Alumno: Lluís Alfaro Castell - lalcas@etsid.upv.es

Grado: Ingeniería eléctrica

Tutor: Juan Ángel Saiz Jiménez - jas aiz@die.upv.es

Curso académico: 2021/2022

ÍNDICE DEL PROYECTO

DOCUMENTO 01: MEMÓRIA DESCRIPTIVA

1. OBJETO DEL TFG	5
2. NORMATIVA DE APLICACIÓN.....	5
3. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO.....	6
4. ESPECIFICACIONES DEL LUGAR.....	7
5. ESPECIFICACIONES ELÉCTRICAS	8
5.1 DESCRIPCIÓN DE LA FACTURACIÓN	8
6. CONSUMOS DEL COLEGIO	9
6.1 CONSUMOS MES A MES	10
7. ESTUDIO DE PRODUCCION	23
7.1 RESULTADOS OBTENIDOS.....	24
7.2 CÁLCULO DE EXCEDENTES	37
8. ELECCION DEL METODO DE INSTALACION	38
9. ESTUDIO PARA LA CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	39
9.1 SUPERFICIE DISPONIBLE	39
9.2 ESTUDIO DE RADIACIÓN	39
9.3 DISPOSICIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS.....	43
10. CARACTERÍSTICAS DE LOS ELEMENTOS	45
10.1 PANELES	45
10.2 INVERSOR.....	46
10.3 SMART POWER SENSOR.....	47
10.4 ESTRUCTURAS	47
11. CÁLCULOS ELÉCTRICOS DE LA INSTALACIÓN	48
11.1 CÁLCULOS DE CONEXIÓN	48
11.2 SELECCIÓN DEL CONDUCTOR.....	49
11.2.1 TRAMO 1: PANELES FOTOVOLTAICOS HASTA EL INVERSOR.....	49
11.2.2 TRAMO 2: INVERSOR AL CUADRO GENERAL FOTOVOLTAICO... 51	
11.2.3 TRAMO 3: CUADRO GENERAL FOTOVOLTAICO A LA RED INTERIOR.....	52
11.2.4 CABLEADO DE TIERRA.....	54
11.3 PROTECCIONES	55
11.3.1 PROTECCIONES EN CORREINTE CONTINUA	55

11.3.2	PROTECCIONES EN CORRIENTE ALTERNA.....	55
11.4	TOMA A TIERRA.....	56
11.4.1	CÁLCULO DE TOMA A TIERRA.....	56
11.4.2	TOMA A TIERRA DE LOS MÓDULOS	57
11.4.3	TOMA A TIERRA DEL INVERSOR.....	58
12.	PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS DIRECTOS E INDIRECTOS.....	59
12.1	PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS DIRECTOS.....	59
12.2	PROTECCION CONTRA CONTACTOS INDIRECTOS	59
13.	ESTUDIO DE AUTOCONSUMO.....	60
14.	ESTUDIO DE VIENTOS	61
14.1	ESFUERZOS DEL VIENTO	61
14.2	CARGAS PERMANENTES	62
15.	AHORRO EN EMISIONES DE CO2	64
16.	MONITORIZACIÓN	65
17.	ESTUDIO ECONÓMICO.....	67
17.1	COSTE DE LA INSTALACIÓN.....	67
17.2	BALANCE ECONÓMICO.....	67
17.3	RETORNO OPERATIVO DE LA INVERSIÓN	72
17.4	BONIFICACIONES Y AYUDAS.....	73
17.5	RETORNO OPERATIVO DE LA INVERSIÓN CON AYUDAS.....	74
18.	TRAMITACIÓN DE LA INSTALACIÓN	76
18.1	LICENCIA DE OBRA.....	76
18.2	ACCESO Y CONEXIÓN A LA RED ELECTRICA.....	77
18.3	LEGALIZACIÓN	77
	DOCUMENTO 02: PLIEGO DE CONDICIONES	79
1.	OBJETO	79
2.	COMPROBACIONES INICIALES.....	79
3.	ENTENDIMIENTO DEL PROYECTO	80
4.	ORDEN DE LOS TRABAJOS	80
5.	PERSONAL.....	80
6.	GENERALIDADES.....	81
6.1	SISTEMAS GENERADORES FOTOVOLTAICOS	81
6.2	INVERSORES	82
6.3	ESTRUCTURAS.....	84

6.4 CABLEADO	85
6.5 PROTECCIONES	85
7. CONEXIÓN A RED.....	85
8. ARMONICOS.....	85
9. INSTALACION DE LOS MODULOS FOTOVOLTAICOS.....	86
10. INSTALACION DEL INVERSOR	86
11. INSTALACION DE LA PUESTA A TIERRA	87
12. MEDIDAS DE SEGURIDAD	87
DOCUMENTO 03: PRESUPUESTO	89
BIBLIOGRAFIA	90
DOCUMENTO 04: PLANOS	91
ANEXO 1	107
ANEXO 2	112

1. OBJETO DEL TFG

El objetivo principal de la implementación de la instalación fotovoltaica de autoconsumo para el Colegio IES Berenguer Dalmau es generar un ahorro en el gasto energético de la red y de esta forma, también disminuir el coste en la factura de la luz, de una forma sostenible y limpia de emisiones.

En el siguiente proyecto se explica y describe de la forma más concreta y precisa la instalación eléctrica completa realizada, así como, todos los elementos necesarios y sus especificaciones para el correcto funcionamiento de la misma.

Además, se muestra un estudio de irradiancia mensual prevista en el lugar con la que se calcula la producción prevista por la instalación para tres casos diferentes. Estos datos obtenidos se comparan con los consumos anuales del colegio para poder determinar qué caso y configuración es más adecuada.

El proyecto también incluye todos los cálculos realizados para la selección de cada uno de los elementos, la sección necesaria y reglamentaria de cada uno de los conductores, así como los cálculos de las protecciones y tomas a tierra a implementar en la instalación.

Se realiza un estudio económico en el que aparece el presupuesto completo de la instalación y su retorno operativo, junto con el ahorro de emisiones de CO₂ que supondrá cada año.

También se detallan los procedimientos a seguir para la elaboración de los trámites administrativos, solicitud de licencia de obra, legalización y subvenciones a percibir por la instalación.

Los planos adjuntos del proyecto muestran de forma concisa la configuración y la disposición de cada uno de los elementos, así como sus acotaciones y los esquemas unifilares y de conexión a red de los circuitos eléctricos del proyecto.

La presente memoria también tendrá un fin administrativo, ya que es necesaria para la obtención de las licencias, permisos y subvenciones correspondientes.

2. NORMATIVA DE APLICACIÓN

Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. De aplicación a: Instalaciones de potencia inferior a 100 kW (Art. 2)

Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. De aplicación a: Instalaciones de potencia inferior a 100 kW (Art. 2)

Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación y sus modificaciones.

Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

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.

Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.

Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.

Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.

Ley 39/2015, de 1 de octubre, reguladora del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, por el que se regula el permiso de obras (Art. 69).

DECRETO LEY 14/2020, de 7 de agosto, del Consell, de medidas para acelerar la implantación de instalaciones para el aprovechamiento de las energías renovables por la emergencia climática y la necesidad de la urgente reactivación económica.

3. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

La instalación que se presenta en la siguiente memoria tiene lugar en el Colegio IES Berenguer Dalmau, con dirección:

Dirección	Avenida Blasco Ibáñez, 13
Localidad	Catarroja
Provincia	Valencia
C.P.	46470
R. de catastro	3556502YJ2635N0001DU
Coordenadas UTM	(723500, 4365400)



Ilustración 1. Emplazamiento de la instalación.



Ilustración 2. Emplazamiento de la instalación.

4. ESPECIFICACIONES DEL LUGAR

Para la realización de una instalación energética fotovoltaica es necesario conocer y saber interpretar la potencia instalada, el consumo y las horas de actividad del establecimiento en cuestión. Por ello, tras haber realizado un trabajo de campo, así como una búsqueda de información, sabemos que el colegio se divide en los siguientes bloques:

- Enseñanza (Aproximadamente 4835 m²)
- Almacén (163 m²)
- Oficina (172 m²)
- Porche (787 m²)
- Deportivo (1789 m²)

Por otra parte, sabemos que este colegio mantiene un horario de apertura a las 8:00 de la mañana de lunes a viernes, y su cierre es a las 17:00 de lunes a jueves y a las 14:00 los viernes. Al tratarse de un centro de enseñanza, los fines de semana y festivos se mantiene cerrado, así como los meses de julio, agosto, todos los festivos de navidad y de semana santa.

Además, la mayor parte de los espacios utilizados para la enseñanza se encuentran normalmente en desuso a la hora de comer, desde la 13:00 hasta las 15:00, al retomar las clases por la tarde.

Todos estos datos son de gran relevancia para el entendimiento de los consumos y el funcionamiento de nuestra instalación, y de esta forma poder realizarla para obtener la máxima eficiencia de la misma.

Incluso en aquellas horas o días en que no haya actividad en el colegio, continuará habiendo consumo ya que hay un gran número de receptores y equipos que se encuentran en funcionamiento, como pueden ser los sistemas de emergencia y evacuación, así como otros que continúan conectados y consumen energía capacitiva.

5. ESPECIFICACIONES ELÉCTRICAS

5.1 DESCRIPCIÓN DE LA FACTURACIÓN

El tipo de facturación y tarifa contratada por el colegio se trata de una tarifa 3.0A y con una potencia contratada para todos los periodos de 66,30 kW.

Desde el 1 de junio de 2021, se han modificado las tarifas eléctricas y los precios y condiciones de estas. Por lo tanto, se considerará la tarifa 3.0TD, fraccionada en seis periodos diferentes, siendo P1 el valor de potencia contratado anteriormente para potencia punta, en el caso de P2 y P5, tendrán el mismo valor que la potencia llana y, finalmente, P3 y P6 tendrán la misma potencia a la que correspondería a la potencia valle.

El resto de las tarifas, **3.0TD** y **Alta Tensión**, además de tener en cuenta el día de la semana, las horas del día y el territorio nacional, tienen en cuenta el mes del año. Estos se agruparán en **temporadas** denominadas Alta, Media Alta, Media y Baja, dando lugar a un calendario para península con la siguiente estructura:

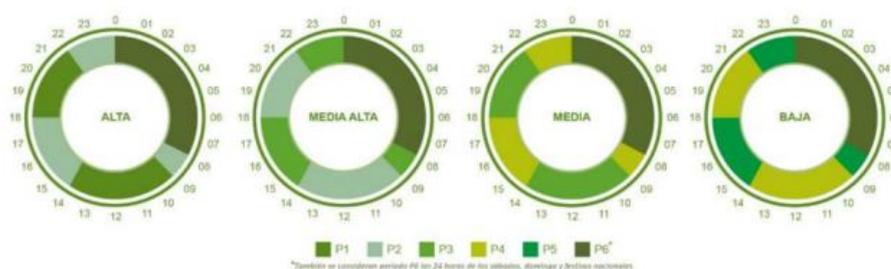


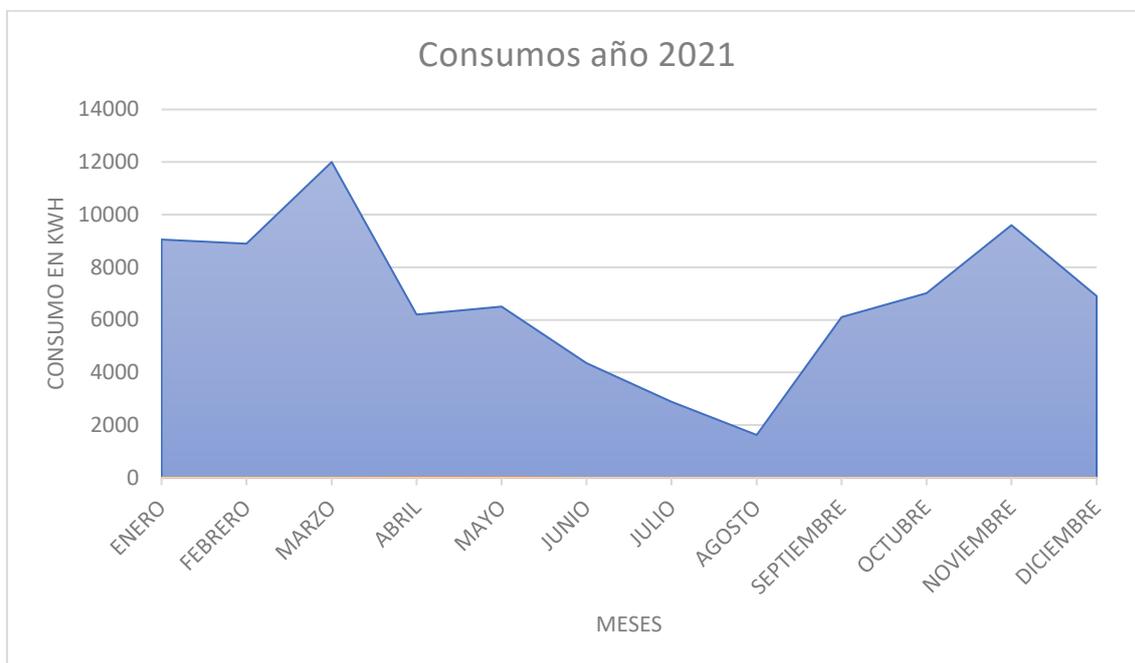
Ilustración 3. Diferentes periodos de consumo eléctrico.

6. CONSUMOS DEL COLEGIO

En el siguiente apartado se estudia la energía consumida por el colegio para poder llevar a cabo una mayor profundización y estimación de la configuración y producción necesaria a implementar en nuestra instalación.

Gracias a las facturas de la luz y el acceso al usuario del propio colegio para observar los consumos y las curvas de carga, podemos entender mejor el tipo de consumo energético del emplazamiento.

En la siguiente gráfica se muestra el consumo de cada uno de los meses del año 2021.



Gráfica 1. Consumos del año 2021.

Al tratarse de una escuela, es previsible que los meses de julio y agosto sean aquellos meses en los que haya una considerable disminución de energía consumida ya que, durante estos meses, el centro permanece cerrado y, por lo tanto, aproximadamente todos los receptores se encuentran desconectados.

El mayor pico de consumo mensual se encuentra en el mes de marzo, en el cual su consumo mensual es muy cercano a los 12 MWh, a comparación del mes de agosto, cuyo consumo solo alcanza los 1,6 MWh.

6.1 CONSUMOS MES A MES

Para el estudio de los consumos para cada uno de los meses se escogerán tres días tipo, que, en nuestro caso serán los siguientes:

- Día tipo 1 → Hace referencia al día de mayor consumo del mes.
- Día tipo 2 → Correspondiente al día de menor consumo del mes.
- Día tipo 3 → Día de consumo común.

La elección del estudio de estos tres días del mes tiene como objetivo reducir la cantidad de días y consumos para cada mes, debido al gran número de días a lo largo del año. De esta forma, ya podremos entender mejor el tipo de gasto energético que se produce en el colegio en cada mes.

Las gráficas nos servirán más adelante para poder realizar una mejor comparativa entre los consumos y las previsiones de producción según las diferentes configuraciones pensadas para esta instalación.

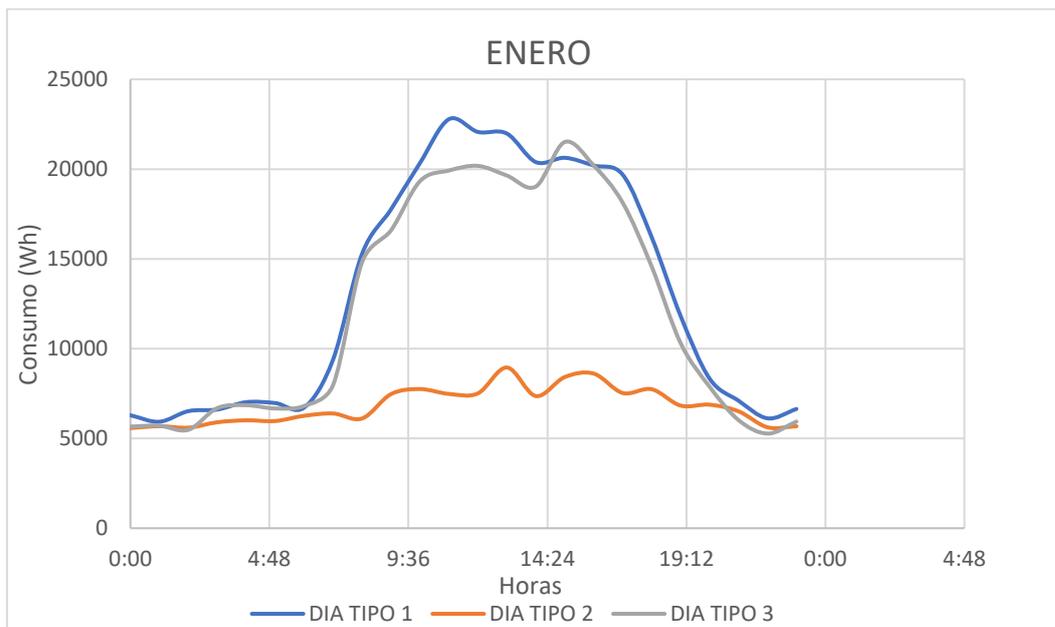
Como se ha explicado anteriormente, los meses en que los consumos son inferiores son aquellos comprendidos entre junio y septiembre, ya que el centro docente permanece cerrado en julio y agosto, y en los dos meses restantes no se imparten clases todas las semanas.

Es de gran importancia el correcto desarrollo y estudio de este proyecto ya que los meses de mayor consumo son aquellos en que la irradiancia para cada una de las horas del día será inferior y de forma opuesta para el resto de meses con menor consumo. Por lo tanto, la decisión del tipo de configuración a implementar para esta instalación no deberá exceder notablemente los consumos en meses de mayor producción o suponer una producción insuficiente para los meses con mayores consumos.

ENERO

Horas	DIA TIPO 1 (Wh)	DIA TIPO 2 (Wh)	DIA TIPO 3 (Wh)
0:00	6290	5580	5660
1:00	5930	5680	5710
2:00	6520	5600	5480
3:00	6610	5900	6690
4:00	7020	6010	6850
5:00	6970	5970	6670
6:00	6720	6260	6810
7:00	9400	6390	7980
8:00	15280	6110	14820
9:00	17760	7470	16590
10:00	20340	7750	19330
11:00	22780	7480	19920
12:00	22070	7510	20180
13:00	21980	8950	19640
14:00	20390	7360	19030
15:00	20630	8420	21510
16:00	20200	8610	20200
17:00	19690	7530	18130
18:00	16210	7740	14580
19:00	11820	6830	10310
20:00	8330	6880	7880
21:00	7100	6510	6020
22:00	6120	5620	5270
23:00	6640	5680	5940

Tabla 1, Consumos del mes de enero.

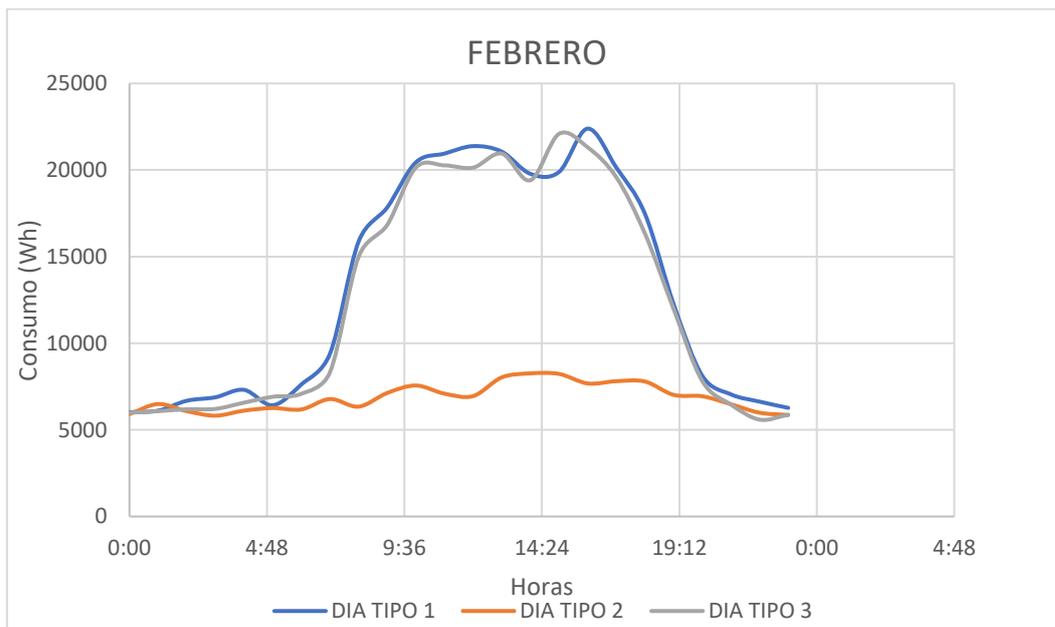


Gráfica 2. Consumos del mes de enero.

FEBRERO

Horas	DIA TIPO 1 (Wh)	DIA TIPO 2 (Wh)	DIA TIPO 3 (Wh)
0:00	6020	5910	5990
1:00	6110	6490	6080
2:00	6680	6080	6190
3:00	6880	5820	6210
4:00	7310	6110	6570
5:00	6420	6260	6910
6:00	7620	6180	7080
7:00	9390	6780	8320
8:00	15870	6340	14990
9:00	17840	7130	16830
10:00	20440	7560	20140
11:00	20950	7090	20270
12:00	21380	6950	20140
13:00	21060	8030	20950
14:00	19780	8260	19410
15:00	19890	8230	22090
16:00	22390	7680	21310
17:00	20140	7810	19580
18:00	17470	7790	16330
19:00	12260	7020	11980
20:00	8120	6940	7820
21:00	7050	6480	6460
22:00	6630	5990	5590
23:00	6270	5860	5870

Tabla 2. Consumos del mes de febrero.

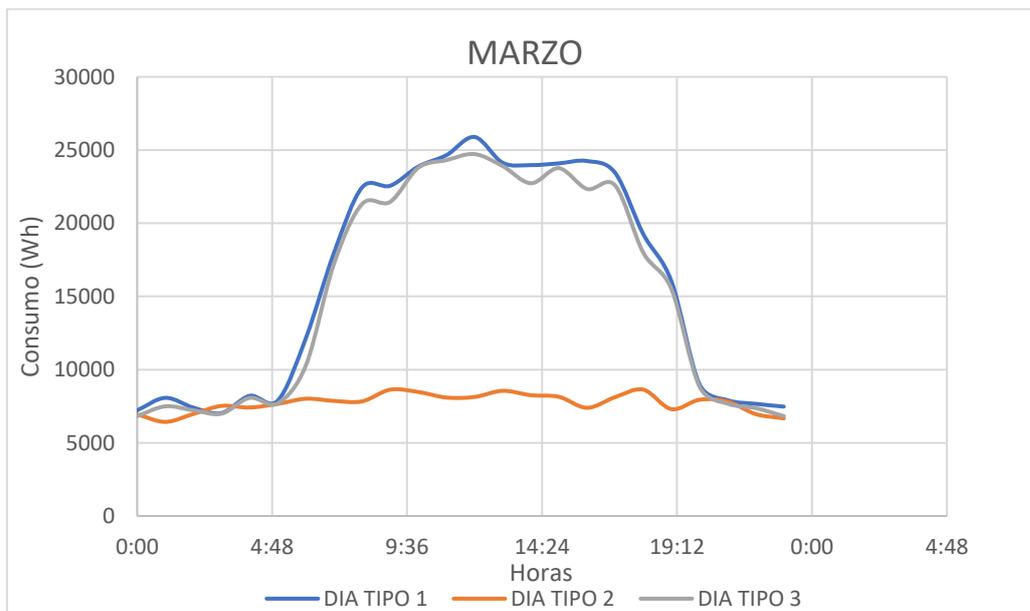


Gráfica 3. Consumos del mes de febrero.

MARZO

Horas	DIA TIPO 1 (Wh)	DIA TIPO 2 (Wh)	DIA TIPO 3 (Wh)
0:00	7220	6940	6830
1:00	8070	6430	7490
2:00	7400	6970	7220
3:00	7030	7520	6990
4:00	8210	7410	8070
5:00	7880	7660	7690
6:00	12150	8010	10280
7:00	17980	7860	17240
8:00	22450	7830	21310
9:00	22560	8630	21460
10:00	23870	8470	23790
11:00	24650	8090	24310
12:00	25890	8130	24720
13:00	24130	8550	23900
14:00	23970	8250	22730
15:00	24090	8140	23760
16:00	24250	7390	22340
17:00	23440	8120	22580
18:00	19260	8630	17990
19:00	16040	7300	15510
20:00	8990	7940	8840
21:00	7910	7820	7670
22:00	7660	6960	7370
23:00	7470	6670	6820

Tabla 3. Consumos del mes de marzo.

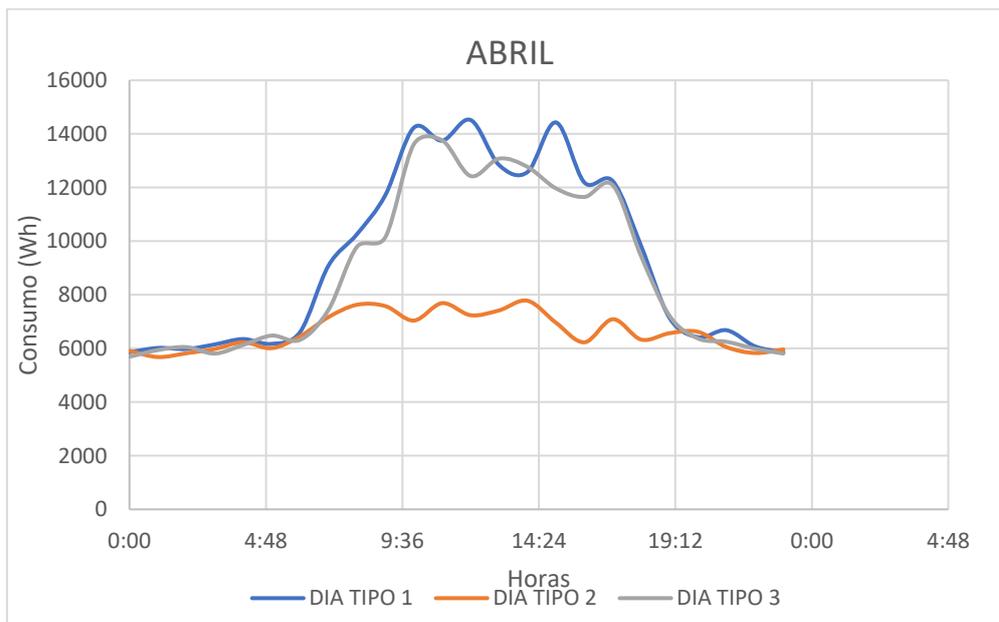


Gráfica 4. Consumos del mes de marzo.

ABRIL

Horas	DIA TIPO 1 (Wh)	DIA TIPO 2 (Wh)	DIA TIPO 3 (Wh)
0:00	5860	5910	5690
1:00	6020	5680	5940
2:00	5980	5820	6050
3:00	6150	5980	5810
4:00	6350	6230	6130
5:00	6170	6010	6480
6:00	6610	6450	6320
7:00	9090	7170	7440
8:00	10260	7630	9790
9:00	11720	7580	10150
10:00	14230	7040	13610
11:00	13750	7690	13760
12:00	14520	7240	12430
13:00	12840	7420	13080
14:00	12580	7780	12770
15:00	14430	6960	11970
16:00	12190	6230	11650
17:00	12240	7090	12090
18:00	9810	6330	9430
19:00	7130	6570	7210
20:00	6420	6620	6370
21:00	6680	6050	6250
22:00	6080	5830	5990
23:00	5850	5960	5810

Tabla 4. Consumos del mes de abril.

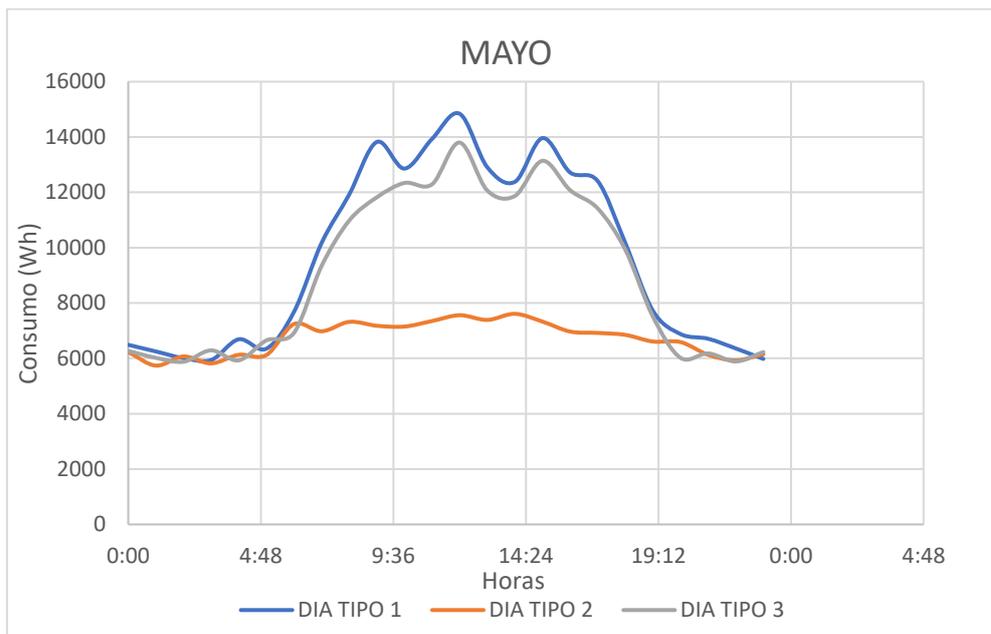


Gráfica 5. Consumos del mes de abril.

MAYO

Horas	DIA TIPO 1 (Wh)	DIA TIPO 2 (Wh)	DIA TIPO 3 (Wh)
0:00	6490	6230	6270
1:00	6250	5740	6020
2:00	6010	6070	5880
3:00	5940	5820	6290
4:00	6690	6130	5930
5:00	6350	6120	6650
6:00	7680	7240	6920
7:00	10170	6980	9340
8:00	11920	7320	10980
9:00	13820	7180	11820
10:00	12860	7150	12340
11:00	13930	7350	12290
12:00	14840	7560	13800
13:00	12910	7390	12070
14:00	12380	7610	11870
15:00	13960	7330	13140
16:00	12720	6970	12080
17:00	12410	6920	11420
18:00	10170	6850	9930
19:00	7720	6610	7510
20:00	6880	6590	6020
21:00	6710	6130	6180
22:00	6360	5930	5890
23:00	5980	6150	6230

Tabla 5. Consumos del mes de mayo.

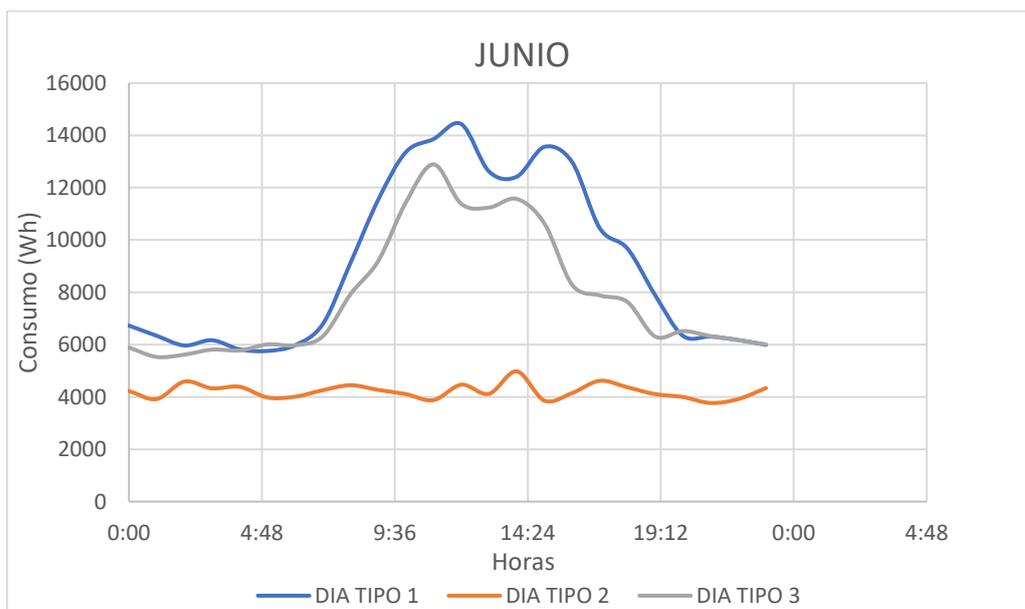


Gráfica 6. Consumos del mes de mayo.

JUNIO

Horas	DIA TIPO 1 (Wh)	DIA TIPO 2 (Wh)	DIA TIPO 3 (Wh)
0:00	6730	4230	5890
1:00	6340	3920	5530
2:00	5970	4590	5620
3:00	6170	4330	5810
4:00	5820	4390	5780
5:00	5760	3980	6010
6:00	5980	4010	5980
7:00	6790	4260	6320
8:00	9130	4450	7930
9:00	11540	4270	9200
10:00	13360	4110	11440
11:00	13860	3880	12890
12:00	14430	4470	11380
13:00	12620	4120	11240
14:00	12420	4980	11570
15:00	13560	3860	10630
16:00	12980	4150	8290
17:00	10450	4620	7880
18:00	9670	4370	7630
19:00	7890	4110	6310
20:00	6340	4000	6520
21:00	6310	3770	6330
22:00	6180	3920	6170
23:00	5990	4340	6010

Tabla 6. Consumos del mes de junio.

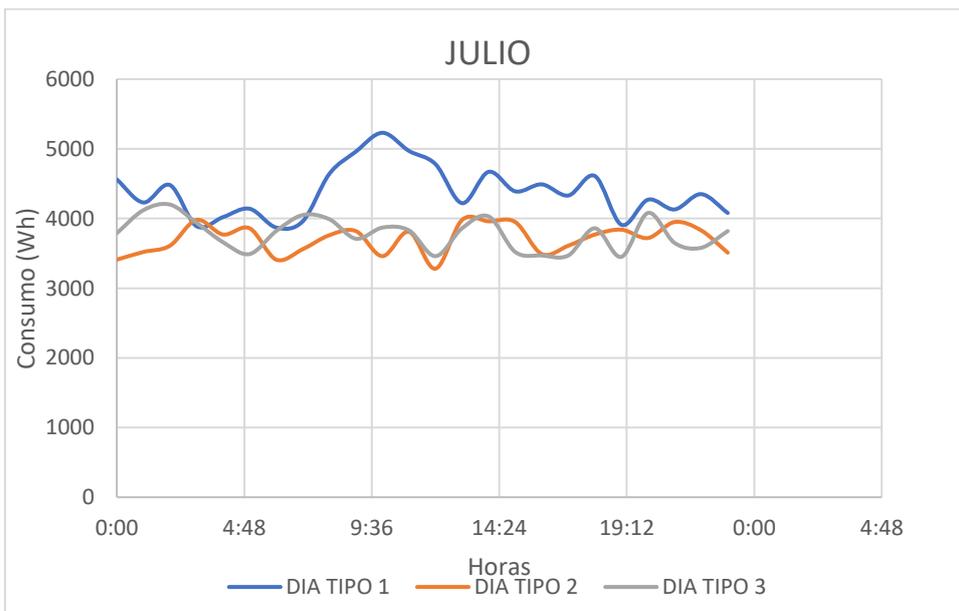


Gráfica 7. Consumos del mes de junio.

JULIO

Horas	DIA TIPO 1 (Wh)	DIA TIPO 2 (Wh)	DIA TIPO 3 (Wh)
0:00	4560	3410	3790
1:00	4230	3520	4120
2:00	4480	3610	4200
3:00	3890	3980	3940
4:00	4020	3770	3660
5:00	4140	3860	3490
6:00	3870	3410	3820
7:00	3960	3560	4050
8:00	4640	3760	3990
9:00	4960	3820	3710
10:00	5230	3460	3870
11:00	4970	3810	3830
12:00	4780	3280	3460
13:00	4220	3980	3860
14:00	4670	3960	4030
15:00	4390	3950	3520
16:00	4490	3490	3470
17:00	4330	3610	3470
18:00	4610	3770	3860
19:00	3910	3840	3450
20:00	4270	3720	4080
21:00	4130	3950	3650
22:00	4350	3830	3580
23:00	4080	3510	3820

Tabla 7. Consumos del mes de julio.

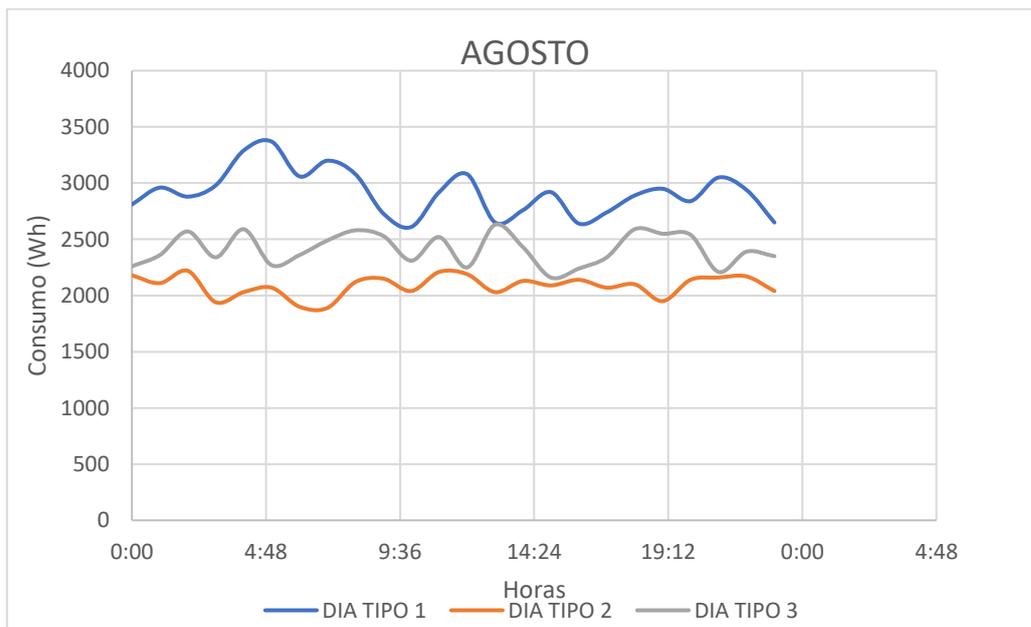


Gráfica 8. Consumos del mes de julio.

AGOSTO

Horas	DIA TIPO 1 (Wh)	DIA TIPO 2 (Wh)	DIA TIPO 3 (Wh)
0:00	2810	2180	2260
1:00	2960	2110	2360
2:00	2880	2220	2570
3:00	2980	1940	2340
4:00	3290	2030	2590
5:00	3370	2070	2270
6:00	3060	1900	2360
7:00	3200	1890	2490
8:00	3080	2120	2580
9:00	2730	2150	2530
10:00	2610	2040	2310
11:00	2920	2210	2520
12:00	3080	2190	2250
13:00	2650	2030	2630
14:00	2760	2130	2430
15:00	2920	2090	2160
16:00	2640	2140	2240
17:00	2740	2070	2340
18:00	2890	2100	2590
19:00	2950	1950	2550
20:00	2840	2140	2540
21:00	3050	2160	2210
22:00	2940	2170	2390
23:00	2650	2040	2350

Tabla 8. Consumos del mes de agosto.

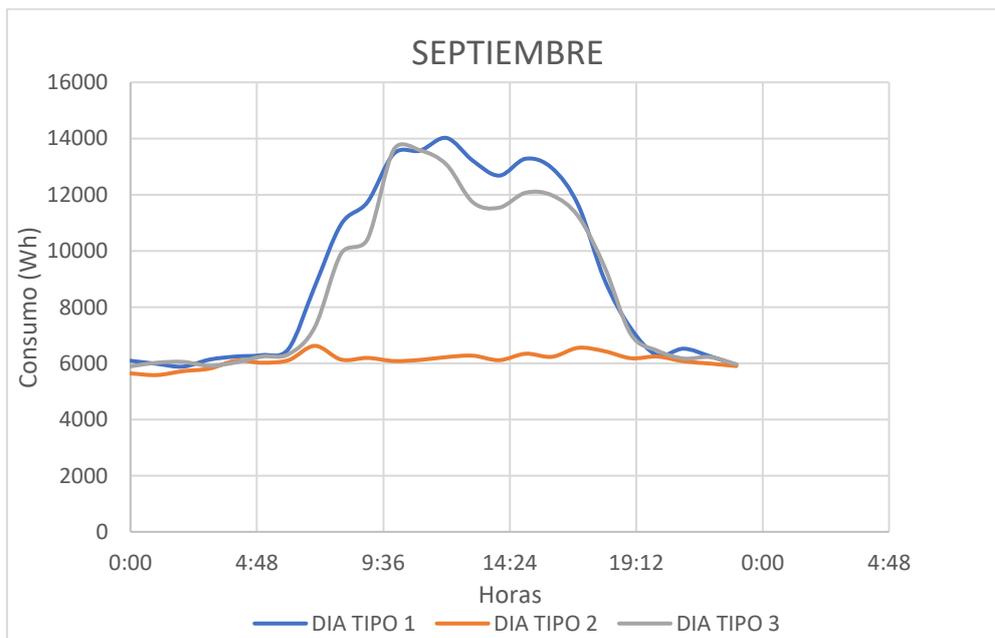


Gráfica 9. Consumos del mes de agosto.

SEPTIEMBRE

Horas	DIA TIPO 1 (Wh)	DIA TIPO 2 (Wh)	DIA TIPO 3 (Wh)
0:00	6090	5640	5890
1:00	5980	5580	6020
2:00	5880	5720	6050
3:00	6130	5810	5910
4:00	6240	6090	6030
5:00	6290	6020	6240
6:00	6510	6110	6320
7:00	8740	6620	7290
8:00	10950	6130	9910
9:00	11740	6190	10420
10:00	13460	6080	13610
11:00	13570	6120	13580
12:00	14020	6220	13070
13:00	13210	6270	11730
14:00	12680	6110	11540
15:00	13280	6340	12070
16:00	12950	6230	11980
17:00	11630	6550	11230
18:00	8970	6430	9430
19:00	7240	6180	7030
20:00	6290	6240	6450
21:00	6520	6070	6170
22:00	6250	5990	6220
23:00	5950	5900	5960

Tabla 9. Consumos del mes de septiembre.

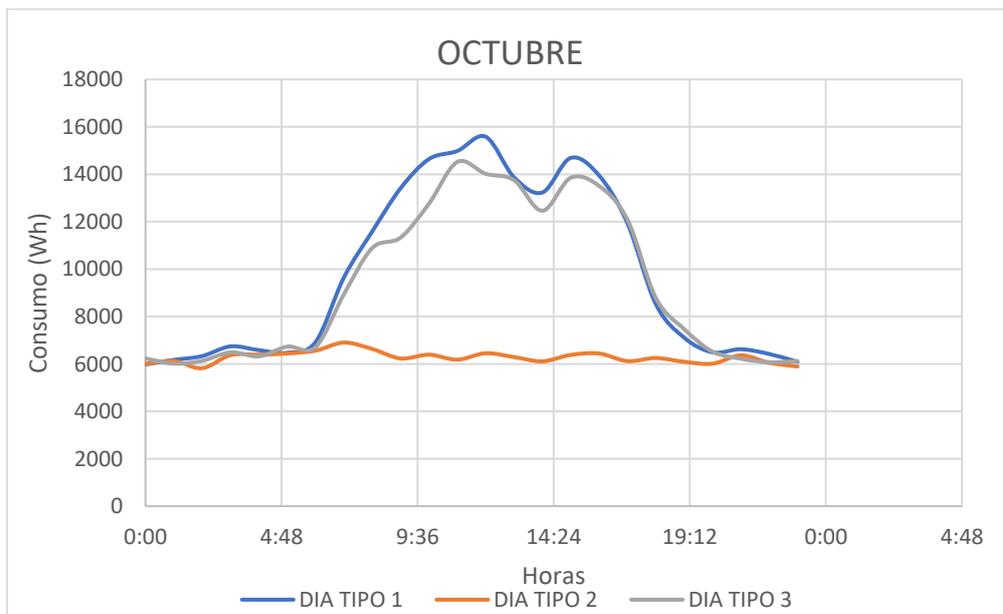


Gráfica 10. Consumos del mes de septiembre.

OCTUBRE

Horas	DIA TIPO 1 (Wh)	DIA TIPO 2 (Wh)	DIA TIPO 3 (Wh)
0:00	5980	6010	6230
1:00	6170	6120	6010
2:00	6330	5820	6130
3:00	6740	6370	6490
4:00	6580	6390	6320
5:00	6470	6440	6730
6:00	6920	6560	6710
7:00	9650	6900	8940
8:00	11590	6630	10890
9:00	13410	6230	11330
10:00	14640	6390	12760
11:00	14980	6180	14520
12:00	15580	6450	14020
13:00	13870	6290	13750
14:00	13230	6110	12460
15:00	14690	6380	13850
16:00	13950	6440	13510
17:00	11940	6120	12090
18:00	8530	6250	8790
19:00	7110	6090	7470
20:00	6490	6010	6520
21:00	6620	6360	6220
22:00	6420	6050	6070
23:00	6090	5890	6120

Tabla 10. Consumos del mes de octubre.

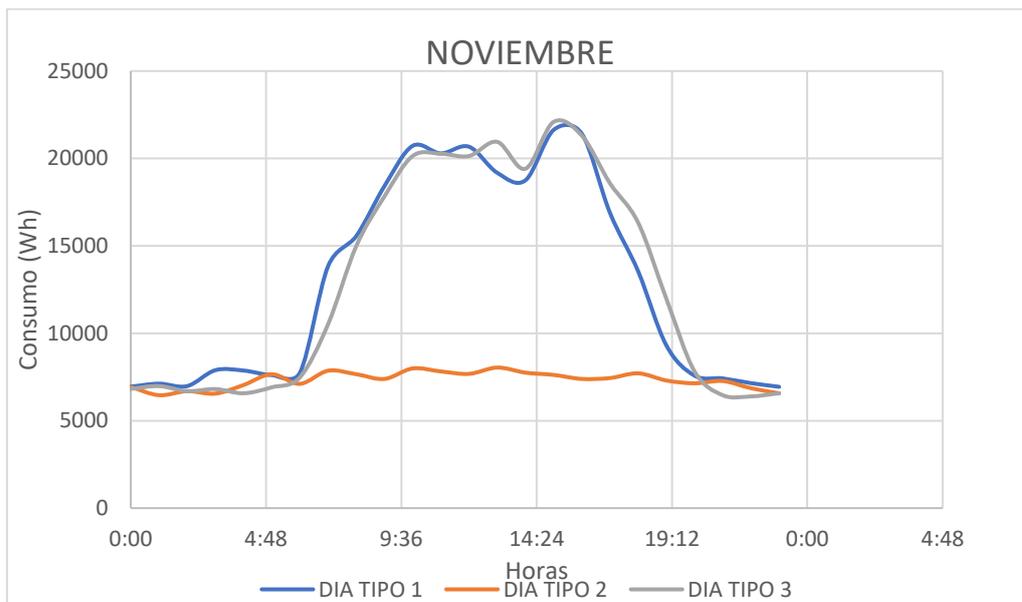


Gráfica 11. Consumos del mes de octubre.

NOVIEMBRE

Horas	DIA TIPO 1 (Wh)	DIA TIPO 2 (Wh)	DIA TIPO 3 (Wh)
0:00	6950	6930	6820
1:00	7120	6460	6980
2:00	6980	6690	6690
3:00	7890	6550	6810
4:00	7870	7040	6570
5:00	7610	7660	6910
6:00	7740	7110	7480
7:00	13840	7860	10520
8:00	15560	7660	14990
9:00	18420	7390	17830
10:00	20720	7990	20140
11:00	20290	7820	20270
12:00	20670	7680	20140
13:00	19180	8040	20950
14:00	18750	7750	19410
15:00	21630	7620	22090
16:00	21420	7390	21310
17:00	16890	7440	18580
18:00	13550	7710	16330
19:00	9310	7300	11980
20:00	7580	7140	7820
21:00	7420	7270	6460
22:00	7150	6860	6390
23:00	6940	6570	6570

Tabla 11. Consumos del mes de noviembre.

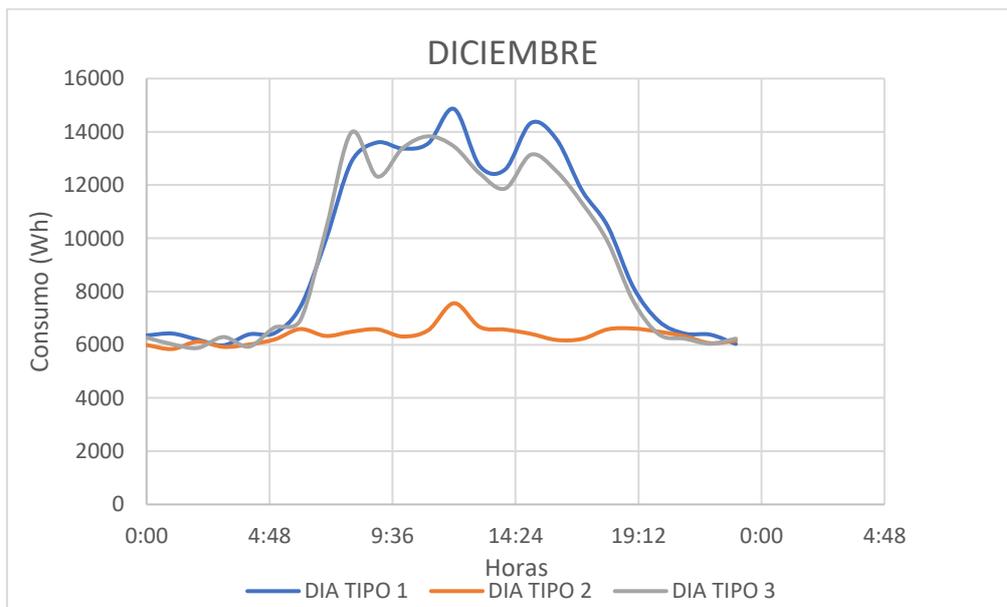


Gráfica 12. Consumos del mes de noviembre.

DICIEMBRE

Horas	DIA TIPO 1 (Wh)	DIA TIPO 2 (Wh)	DIA TIPO 3 (Wh)
0:00	6350	5990	6270
1:00	6420	5840	6020
2:00	6190	6120	5880
3:00	5980	5920	6290
4:00	6390	6010	5930
5:00	6440	6200	6650
6:00	7420	6590	6920
7:00	9950	6330	10340
8:00	12880	6490	13980
9:00	13600	6580	12320
10:00	13370	6310	13390
11:00	13570	6550	13830
12:00	14860	7560	13450
13:00	12720	6670	12440
14:00	12590	6570	11870
15:00	14330	6410	13140
16:00	13720	6180	12520
17:00	11790	6220	11320
18:00	10450	6580	9870
19:00	8160	6610	7640
20:00	6880	6490	6390
21:00	6420	6320	6230
22:00	6380	6060	6040
23:00	6030	6150	6230

Tabla 12. Consumos del mes de diciembre.



Gráfica 13. Consumos del mes de diciembre.

7. ESTUDIO DE PRODUCCION

En este apartado se va a realizar una investigación a fondo para poder determinar la producción de nuestra instalación para distintas configuraciones o estrategias de implementación. Se llevará a cabo de tres puntos de vista diferentes. En primer lugar, con un número de placas suficiente para abarcar el consumo anual del colegio, es decir, sin excedentes. Por otra parte, se aumentará el número de módulos, con el fin de tener una producción mayor al consumo anual (excedentes). En último lugar, se estudiará un aumento de módulos mayor.

El estudio de los tres diferentes casos se efectuará para cada uno de los meses del año.

Esta previsión de producción se puede llevar a cabo ya que concretamos un modelo de panel solar de antemano, un número estimado de paneles para que los valores en cada caso se aproximen a nuestro objetivo y faltaría obtener la irradiancia horaria media de cada mes. La potencia nominal del módulo escogido será de 455 Wp.

Para obtener estos valores, debemos acceder a la página web PV-GIS, introducir las coordenadas del emplazamiento y la inclinación deseada de los paneles. Una vez estos datos estén configurados, deberemos descargar los valores de esta irradiancia global.

La potencia producida por las placas se obtendrá mediante la siguiente expresión:

$$P_p = \frac{G \cdot P_N \cdot n}{1000} \cdot 0,82$$

Siendo:

- $P_p \rightarrow$ Potencia producida por los módulos (W)
- $G \rightarrow$ Valor de la irradiancia global ($\frac{W}{m^2}$)
- $P_N \rightarrow$ Potencia nominal de cada módulo (W)
- $n \rightarrow$ Número de módulos

En la expresión anterior multiplicamos por un coeficiente de 0,82 debido a que tenemos previstas unas pérdidas de producción de un 18%. Estas pérdidas se deben a altas temperaturas a las que se encuentran expuestas las placas, suciedad, mantenimiento... Este valor escogido de pérdidas es bastante desfavorable y para de esta manera prever la peor de las situaciones.

Una vez calculada la potencia producida estimada de la instalación, debemos obtener el valor de la energía producida:

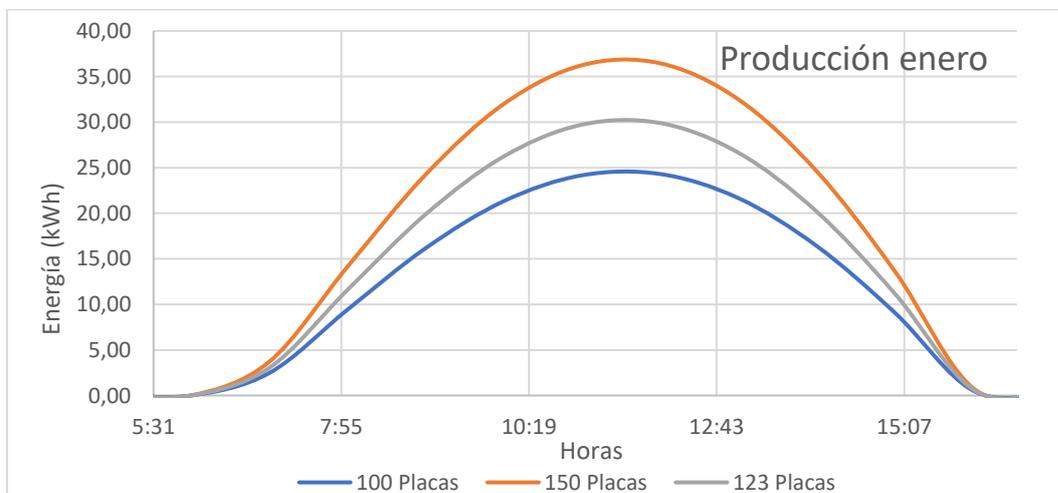
$$E_p = \frac{P_p}{1000}$$

7.1 RESULTADOS OBTENIDOS

ENERO

Horas	Irradiancia (W/m ²)	Potencia C1 (W)	Potencia C2 (W)	Potencia C3 (W)	Energía C1 (kWh)	Energía C2 (kWh)	Energía C3 (kWh)
0:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	66,13	2467,31	3034,79	3700,97	2,47	3,03	3,70
8:00	252,47	9419,66	11586,18	14129,48	9,42	11,59	14,13
9:00	433,39	16169,78	19888,83	24254,67	16,17	19,89	24,25
10:00	571,86	21336,10	26243,40	32004,14	21,34	26,24	32,00
11:00	647,76	24167,93	29726,55	36251,89	24,17	29,73	36,25
12:00	651,42	24304,48	29894,51	36456,72	24,30	29,89	36,46
13:00	580,51	21658,83	26640,36	32488,24	21,66	26,64	32,49
14:00	439,84	16410,43	20184,83	24615,65	16,41	20,18	24,62
15:00	243,47	9083,87	11173,15	13625,80	9,08	11,17	13,63
16:00	14,49	540,62	664,96	810,93	0,54	0,66	0,81
17:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		145559,00	179037,56	218338,49	145,56	179,04	218,34

Tabla 13. Energía producida en enero.

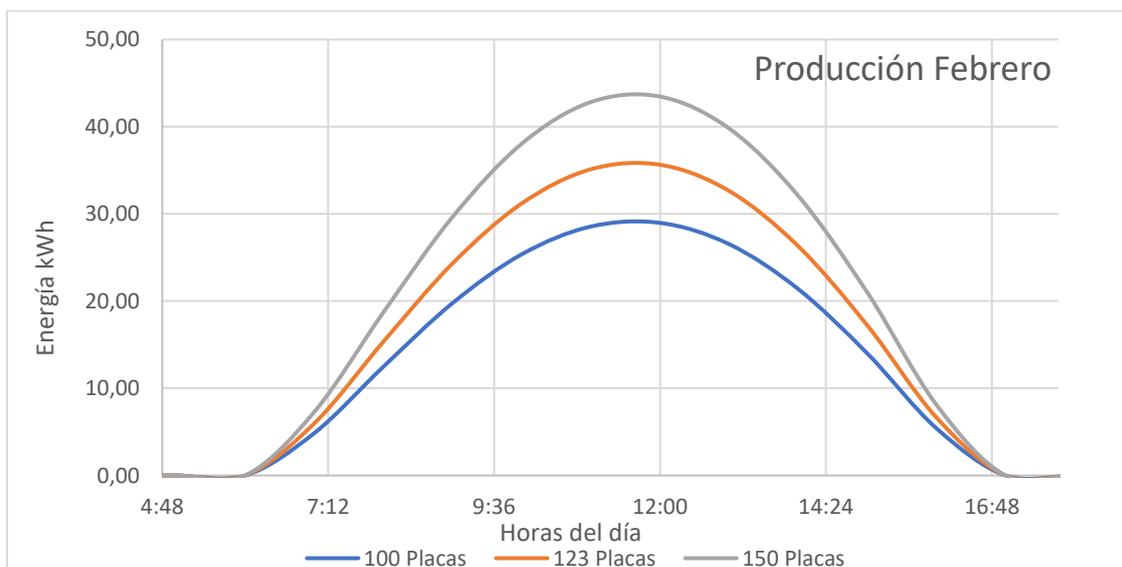


Gráfica 14. Producción del mes de enero.

FEBRERO

Horas	Irradiancia (W/m ²)	Potencia C1 (W)	Potencia C2 (W)	Potencia C3 (W)	Energía C1 (kWh)	Energía C2 (kWh)	Energía C3 (kWh)
0:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	130,34	4862,99	5981,47	7294,48	4,86	5,98	7,29
8:00	334,56	12482,43	15353,39	18723,65	12,48	15,35	18,72
9:00	530,04	19775,79	24324,22	29663,69	19,78	24,32	29,66
10:00	679,94	25368,56	31203,33	38052,84	25,37	31,20	38,05
11:00	765,28	28552,60	35119,69	42828,90	28,55	35,12	42,83
12:00	776,55	28973,08	35636,89	43459,62	28,97	35,64	43,46
13:00	711,12	26531,89	32634,22	39797,83	26,53	32,63	39,80
14:00	573,05	21380,50	26298,01	32070,74	21,38	26,30	32,07
15:00	374,92	13988,27	17205,57	20982,40	13,99	17,21	20,98
16:00	144,64	5396,52	6637,72	8094,78	5,40	6,64	8,09
17:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		187312,62	230394,52	280968,92	187,31	230,39	280,97

Tabla 14. Energía producida en febrero.

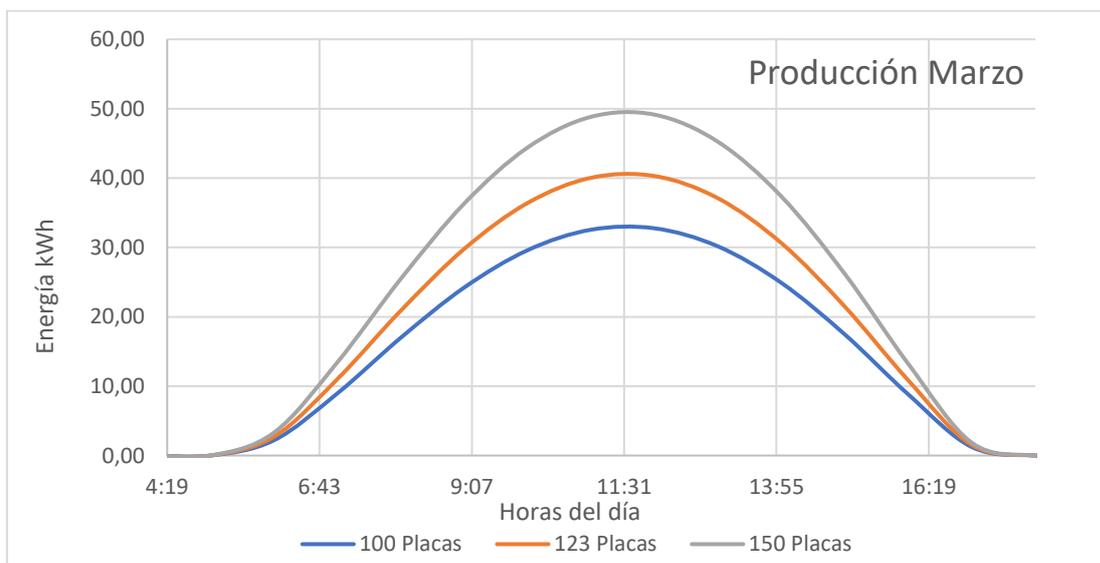


Gráfica 15. Producción del mes de febrero.

MARZO

Horas	Irradiancia (W/m ²)	Potencia C1 (W)	Potencia C2 (W)	Potencia C3 (W)	Energía C1 (kWh)	Energía C2 (kWh)	Energía C3 (kWh)
0:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	58,7	2190,10	2693,82	3285,15	2,19	2,69	3,29
7:00	239,81	8947,31	11005,19	13420,97	8,95	11,01	13,42
8:00	454,85	16970,45	20873,66	25455,68	16,97	20,87	25,46
9:00	648,95	24212,32	29781,16	36318,49	24,21	29,78	36,32
10:00	793,47	29604,37	36413,37	44406,55	29,60	36,41	44,41
11:00	872,48	32552,23	40039,24	48828,34	32,55	40,04	48,83
12:00	877,95	32756,31	40290,27	49134,47	32,76	40,29	49,13
13:00	807,97	30145,36	37078,79	45218,04	30,15	37,08	45,22
14:00	666,86	24880,55	30603,07	37320,82	24,88	30,60	37,32
15:00	467,29	17434,59	21444,55	26151,88	17,43	21,44	26,15
16:00	235,6	8790,24	10811,99	13185,35	8,79	10,81	13,19
17:00	32,83	1224,89	1506,61	1837,33	1,22	1,51	1,84
18:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		229708,72	282541,72	344563,07	229,71	282,54	344,56

Tabla 15. Energía producida en marzo.

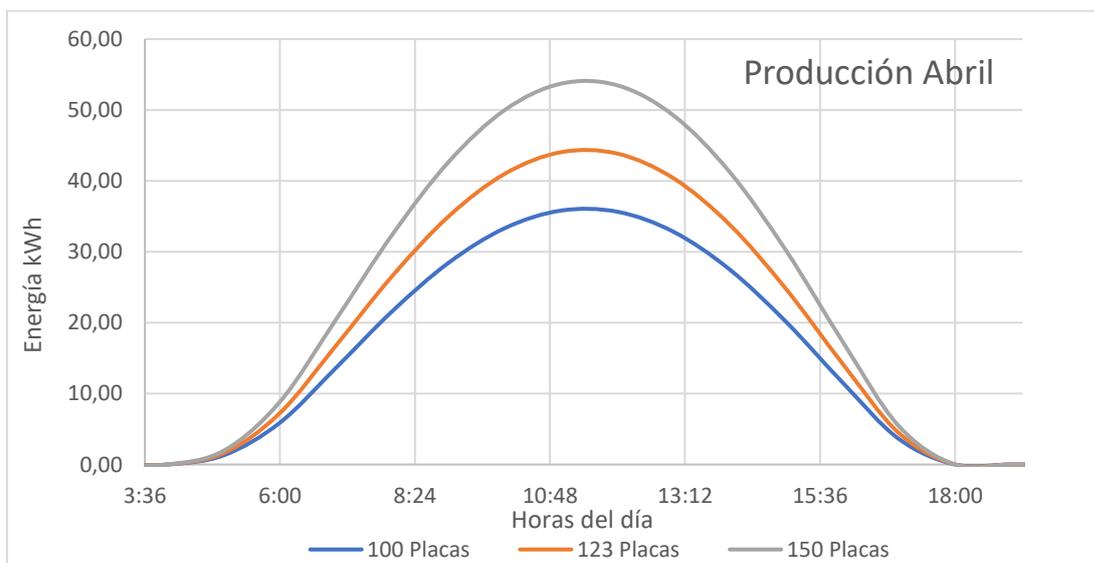


Gráfica 16. Producción del mes de marzo.

ABRIL

Horas	Irradiancia (W/m ²)	Potencia C1 (W)	Potencia C2 (W)	Potencia C3 (W)	Energía C1 (kWh)	Energía C2 (kWh)	Energía C3 (kWh)
0:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	34,7	1294,66	1592,43	1941,99	1,29	1,59	1,94
6:00	158,03	5896,10	7252,20	8844,15	5,90	7,25	8,84
7:00	366,16	13661,43	16803,56	20492,14	13,66	16,80	20,49
8:00	579,9	21636,07	26612,36	32454,10	21,64	26,61	32,45
9:00	762,93	28464,92	35011,85	42697,38	28,46	35,01	42,70
10:00	893,78	33346,93	41016,73	50020,40	33,35	41,02	50,02
11:00	960,03	35818,72	44057,02	53728,08	35,82	44,06	53,73
12:00	955,52	35650,45	43850,05	53475,68	35,65	43,85	53,48
13:00	879,37	32809,29	40355,43	49213,94	32,81	40,36	49,21
14:00	736,29	27470,98	33789,31	41206,47	27,47	33,79	41,21
15:00	538,59	20094,79	24716,60	30142,19	20,09	24,72	30,14
16:00	310,23	11574,68	14236,86	17362,02	11,57	14,24	17,36
17:00	96,84	3613,10	4444,11	5419,65	3,61	4,44	5,42
18:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		271332,12	333738,51	406998,19	271,33	333,74	407,00

Tabla 16. Energía producida en abril.

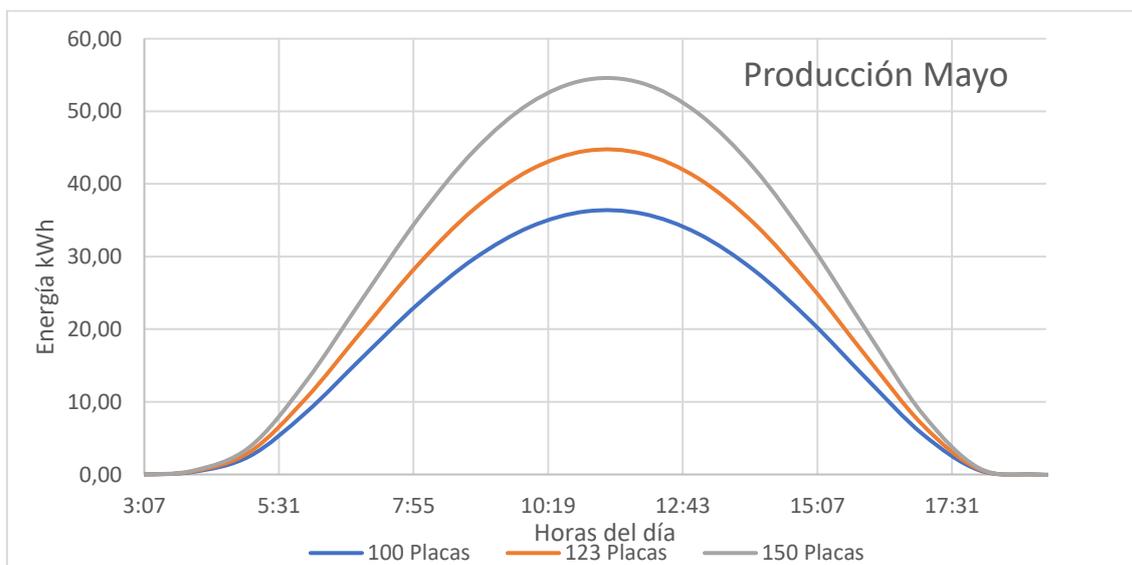


Gráfica 17. Producción del mes de abril.

MAYO

Horas	Irradiancia (W/m ²)	Potencia C1 (W)	Potencia C2 (W)	Potencia C3 (W)	Energía C1 (kWh)	Energía C2 (kWh)	Energía C3 (kWh)
0:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	9,8	365,64	449,73	548,46	0,37	0,45	0,55
5:00	67,82	2530,36	3112,35	3795,55	2,53	3,11	3,80
6:00	228,4	8521,60	10481,57	12782,41	8,52	10,48	12,78
7:00	430,45	16060,09	19753,91	24090,13	16,06	19,75	24,09
8:00	629,32	23479,93	28880,31	35219,89	23,48	28,88	35,22
9:00	796,48	29716,67	36551,50	44575,00	29,72	36,55	44,58
10:00	913,93	34098,73	41941,44	51148,09	34,10	41,94	51,15
11:00	971,01	36228,38	44560,91	54342,57	36,23	44,56	54,34
12:00	962,51	35911,25	44170,84	53866,87	35,91	44,17	53,87
13:00	887,95	33129,41	40749,18	49694,12	33,13	40,75	49,69
14:00	752,09	28060,48	34514,39	42090,72	28,06	34,51	42,09
15:00	566,57	21138,73	26000,63	31708,09	21,14	26,00	31,71
16:00	353,03	13171,55	16201,01	19757,32	13,17	16,20	19,76
17:00	148,45	5538,67	6812,56	8308,00	5,54	6,81	8,31
18:00	16,04	598,45	736,10	897,68	0,60	0,74	0,90
19:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		288549,94	354916,43	432824,92	288,55	354,92	432,82

Tabla 17. Energía producida en mayo.

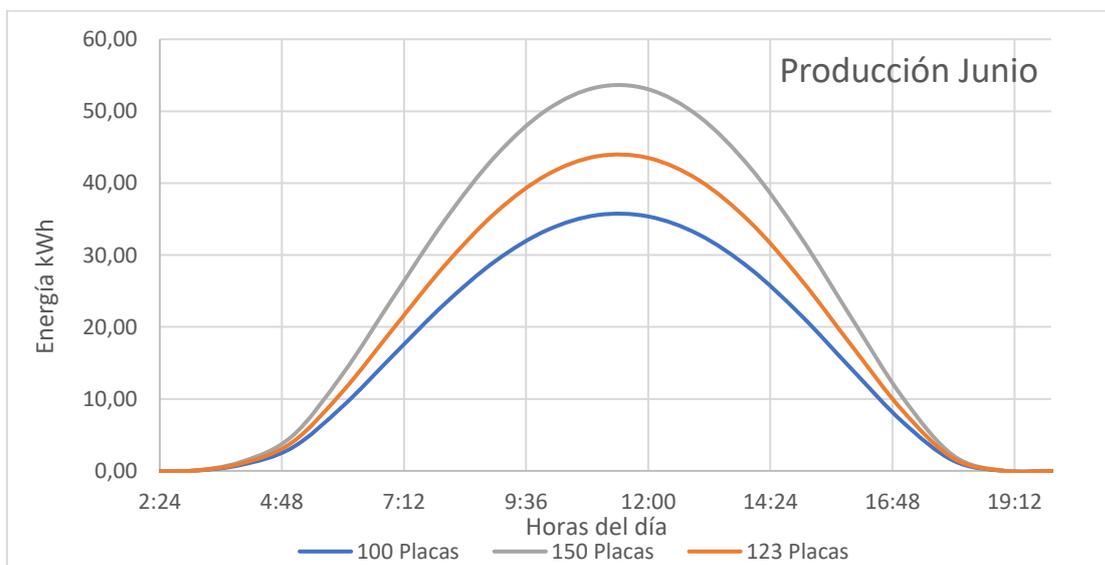


Gráfica 18. Producción del mes de mayo.

JUNIO

Horas	Irradiancia (W/m ²)	Potencia C1 (W)	Potencia C2 (W)	Potencia C3 (W)	Energía C1 (kWh)	Energía C2 (kWh)	Energía C3 (kWh)
0:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	22,31	832,39	1023,83	1248,58	0,83	1,02	1,25
5:00	86,04	3210,15	3948,49	4815,23	3,21	3,95	4,82
6:00	241,46	9008,87	11080,91	13513,31	9,01	11,08	13,51
7:00	433,05	16157,10	19873,23	24235,64	16,16	19,87	24,24
8:00	622,18	23213,54	28552,65	34820,30	23,21	28,55	34,82
9:00	782,32	29188,36	35901,68	43782,54	29,19	35,90	43,78
10:00	896,13	33434,61	41124,57	50151,92	33,43	41,12	50,15
11:00	953,1	35560,16	43739,00	53340,24	35,56	43,74	53,34
12:00	948	35369,88	43504,95	53054,82	35,37	43,50	53,05
13:00	880,19	32839,89	40393,06	49259,83	32,84	40,39	49,26
14:00	754,02	28132,49	34602,96	42198,73	28,13	34,60	42,20
15:00	580,35	21652,86	26633,02	32479,29	21,65	26,63	32,48
16:00	378,98	14139,74	17391,88	21209,62	14,14	17,39	21,21
17:00	182,26	6800,12	8364,15	10200,18	6,80	8,36	10,20
18:00	37,79	1409,94	1734,23	2114,92	1,41	1,73	2,11
19:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		290950,10	357868,62	436425,14	290,95	357,87	436,43

Tabla 18. Energía producida en junio.

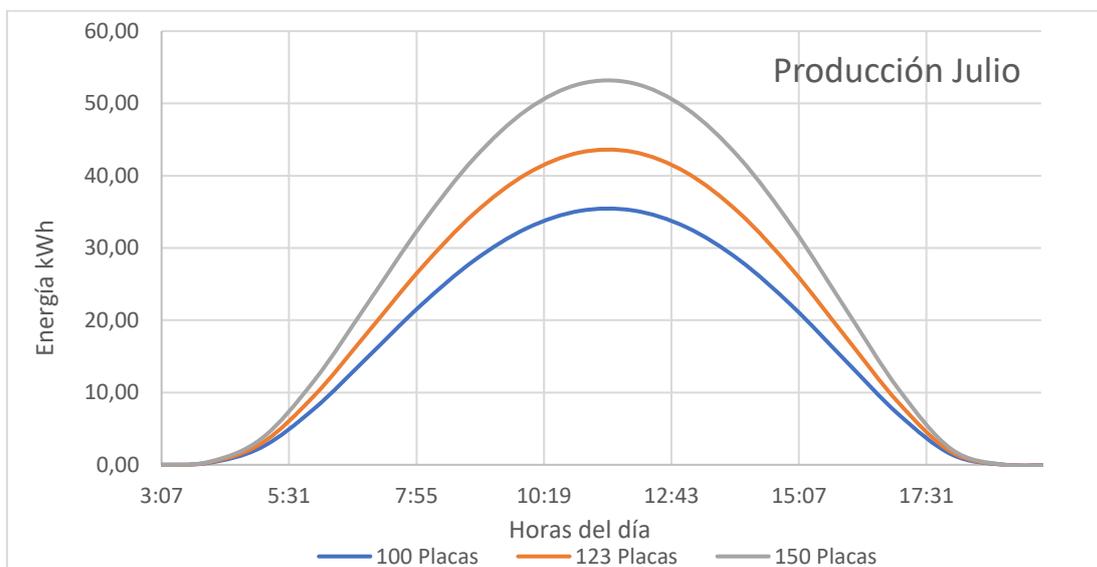


Gráfica 19. Producción en el mes de junio.

JULIO

Horas	Irradiancia (W/m ²)	Potencia C1 (W)	Potencia C2 (W)	Potencia C3 (W)	Energía C1 (kWh)	Energía C2 (kWh)	Energía C3 (kWh)
0:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	6,98	260,42	320,32	390,64	0,26	0,32	0,39
5:00	64,63	2411,35	2965,95	3617,02	2,41	2,97	3,62
6:00	209,3	7808,98	9605,05	11713,47	7,81	9,61	11,71
7:00	398,9	14882,96	18306,04	22324,44	14,88	18,31	22,32
8:00	591,1	22053,94	27126,35	33080,91	22,05	27,13	33,08
9:00	756,96	28242,18	34737,88	42363,27	28,24	34,74	42,36
10:00	877,66	32745,49	40276,96	49118,24	32,75	40,28	49,12
11:00	941,73	35135,95	43217,21	52703,92	35,14	43,22	52,70
12:00	943,26	35193,03	43287,43	52789,55	35,19	43,29	52,79
13:00	881,1	32873,84	40434,82	49310,76	32,87	40,43	49,31
14:00	759,09	28321,65	34835,63	42482,47	28,32	34,84	42,48
15:00	587,56	21921,86	26963,89	32882,80	21,92	26,96	32,88
16:00	385,89	14397,56	17708,99	21596,33	14,40	17,71	21,60
17:00	186,37	6953,46	8552,76	10430,20	6,95	8,55	10,43
18:00	37,9	1414,05	1739,28	2121,07	1,41	1,74	2,12
19:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		284616,72	350078,57	426925,08	284,62	350,08	426,93

Tabla 19. Energía producida en julio.

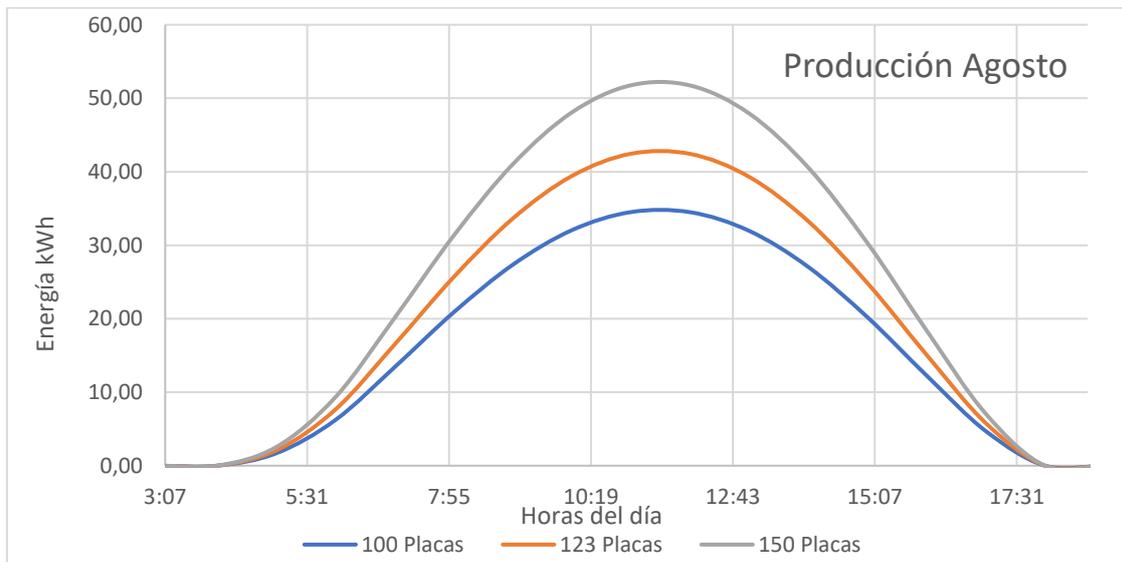


Gráfica 20. Producción en el mes de julio.

AGOSTO

Horas	Irradiancia (W/m ²)	Potencia C1 (W)	Potencia C2 (W)	Potencia C3 (W)	Energía C1 (kWh)	Energía C2 (kWh)	Energía C3 (kWh)
0:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	45,56	1699,84	2090,81	2549,77	1,70	2,09	2,55
6:00	166,84	6224,80	7656,50	9337,20	6,22	7,66	9,34
7:00	359,36	13407,72	16491,50	20111,58	13,41	16,49	20,11
8:00	559,54	20876,44	25678,02	31314,66	20,88	25,68	31,31
9:00	733,25	27357,56	33649,80	41036,34	27,36	33,65	41,04
10:00	859,26	32058,99	39432,56	48088,49	32,06	39,43	48,09
11:00	925,07	34514,36	42452,66	51771,54	34,51	42,45	51,77
12:00	924,35	34487,50	42419,62	51731,25	34,49	42,42	51,73
13:00	855,92	31934,38	39279,28	47901,56	31,93	39,28	47,90
14:00	724,11	27016,54	33230,35	40524,82	27,02	33,23	40,52
15:00	540,58	20169,04	24807,92	30253,56	20,17	24,81	30,25
16:00	327,85	12232,08	15045,46	18348,13	12,23	15,05	18,35
17:00	125,75	4691,73	5770,83	7037,60	4,69	5,77	7,04
18:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		266670,99	328005,31	400006,48	266,67	328,01	400,01

Tabla 20. Energía producida en agosto.

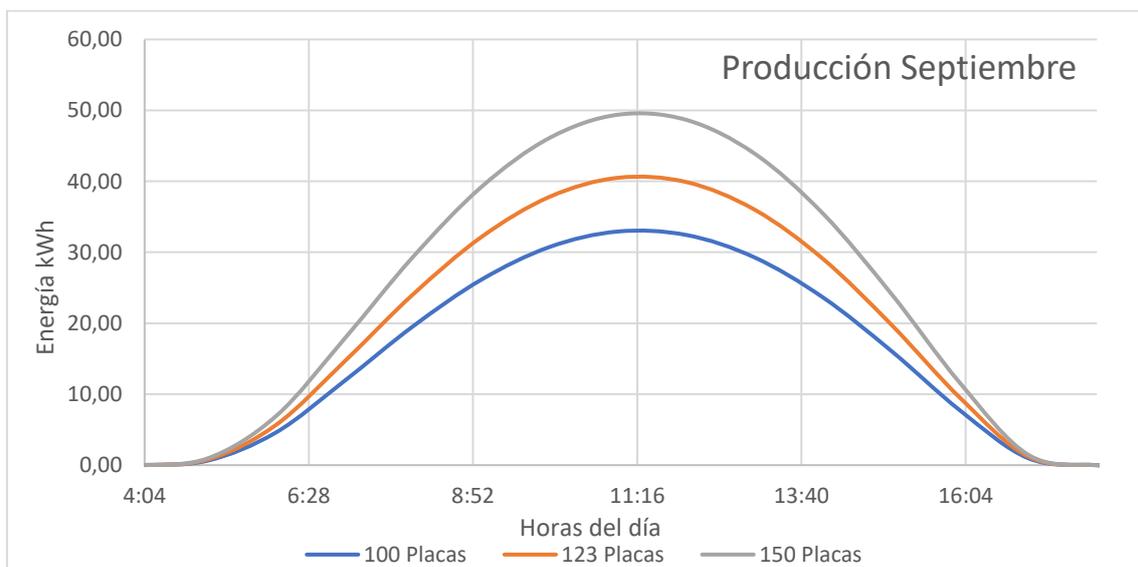


Gráfica 21. Producción en el mes de agosto.

SEPTIEMBRE

Horas	Irradiancia (W/m ²)	Potencia C1 (W)	Potencia C2 (W)	Potencia C3 (W)	Energía C1 (kWh)	Energía C2 (kWh)	Energía C3 (kWh)
0:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	16,97	633,15	778,78	949,73	0,63	0,78	0,95
6:00	123,36	4602,56	5661,15	6903,84	4,60	5,66	6,90
7:00	318,01	11864,95	14593,89	17797,43	11,86	14,59	17,80
8:00	523,86	19545,22	24040,62	29317,82	19,55	24,04	29,32
9:00	700,31	26128,57	32138,14	39192,85	26,13	32,14	39,19
10:00	824,22	30751,65	37824,53	46127,47	30,75	37,82	46,13
11:00	882,62	32930,55	40504,58	49395,83	32,93	40,50	49,40
12:00	869,38	32436,57	39896,98	48654,85	32,44	39,90	48,65
13:00	784,1	29254,77	35983,37	43882,16	29,25	35,98	43,88
14:00	632,72	23606,78	29036,34	35410,17	23,61	29,04	35,41
15:00	430,18	16050,02	19741,52	24075,02	16,05	19,74	24,08
16:00	206,35	7698,92	9469,67	11548,38	7,70	9,47	11,55
17:00	25,73	959,99	1180,78	1439,98	0,96	1,18	1,44
18:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		236463,69	290850,34	354695,54	236,46	290,85	354,70

Tabla 21. Energía producida en septiembre.

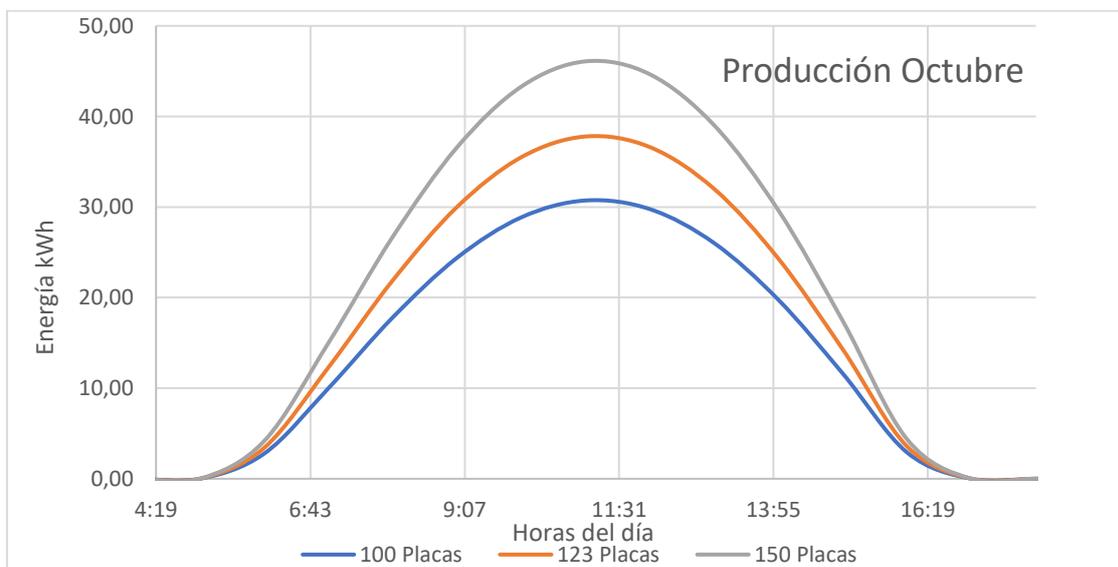


Gráfica 22. Producción en el mes de septiembre.

OCTUBRE

Horas	Irradiancia (W/m ²)	Potencia C1 (W)	Potencia C2 (W)	Potencia C3 (W)	Energía C1 (kWh)	Energía C2 (kWh)	Energía C3 (kWh)
0:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	74,17	2767,28	3403,76	4150,92	2,77	3,40	4,15
7:00	267,77	9990,50	12288,31	14985,75	9,99	12,29	14,99
8:00	477,14	17802,09	21896,57	26703,14	17,80	21,90	26,70
9:00	653,82	24394,02	30004,65	36591,04	24,39	30,00	36,59
10:00	773,59	28862,64	35501,05	43293,96	28,86	35,50	43,29
11:00	823,48	30724,04	37790,57	46086,06	30,72	37,79	46,09
12:00	797,84	29767,41	36613,91	44651,12	29,77	36,61	44,65
13:00	697,2	26012,53	31995,41	39018,80	26,01	32,00	39,02
14:00	529,07	19739,60	24279,71	29609,40	19,74	24,28	29,61
15:00	311	11603,41	14272,19	17405,12	11,60	14,27	17,41
16:00	77,56	2893,76	3559,33	4340,65	2,89	3,56	4,34
17:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		204557,30	251605,48	306835,95	204,56	251,61	306,84

Tabla 22. Energía producida en octubre.

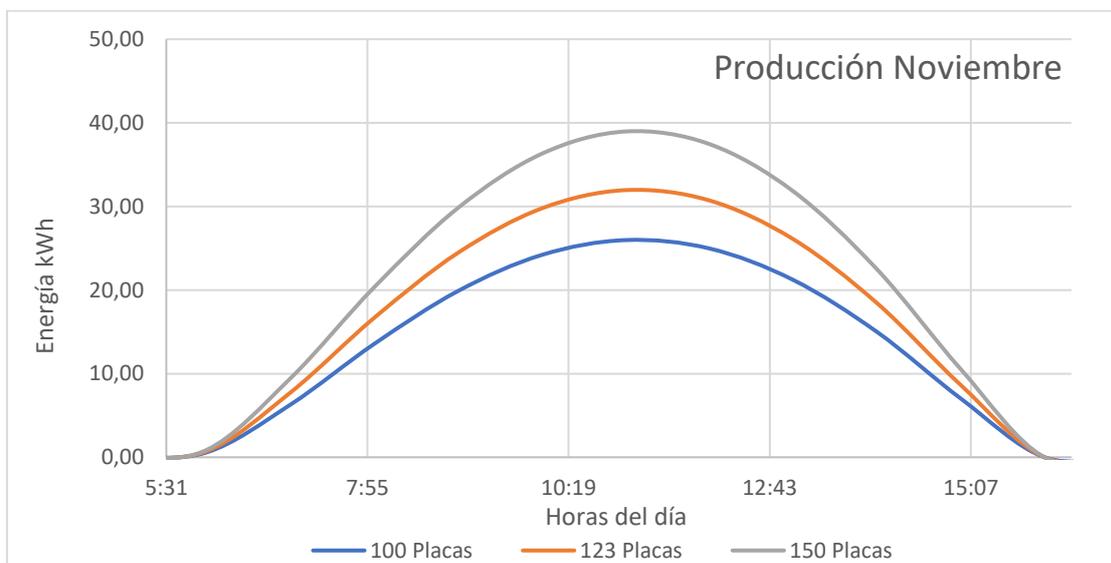


Gráfica 23. Producción en el mes de octubre.

NOVIEMBRE

Horas	Irradiancia (W/m ²)	Potencia C1 (W)	Potencia C2 (W)	Potencia C3 (W)	Energía C1 (kWh)	Energía C2 (kWh)	Energía C3 (kWh)
0:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	15,54	579,80	713,15	869,70	0,58	0,71	0,87
7:00	168,48	6285,99	7731,77	9428,98	6,29	7,73	9,43
8:00	363,22	13551,74	16668,64	20327,61	13,55	16,67	20,33
9:00	532,8	19878,77	24450,88	29818,15	19,88	24,45	29,82
10:00	648,63	24200,39	29766,47	36300,58	24,20	29,77	36,30
11:00	696,21	25975,60	31949,98	38963,39	25,98	31,95	38,96
12:00	669,32	24972,33	30715,96	37458,49	24,97	30,72	37,46
13:00	568,51	21211,11	26089,66	31816,66	21,21	26,09	31,82
14:00	401,75	14989,29	18436,83	22483,94	14,99	18,44	22,48
15:00	188,1	7018,01	8632,15	10527,02	7,02	8,63	10,53
16:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		158663,01	195155,51	237994,52	158,66	195,16	237,99

Tabla 23. Energía producida en noviembre.

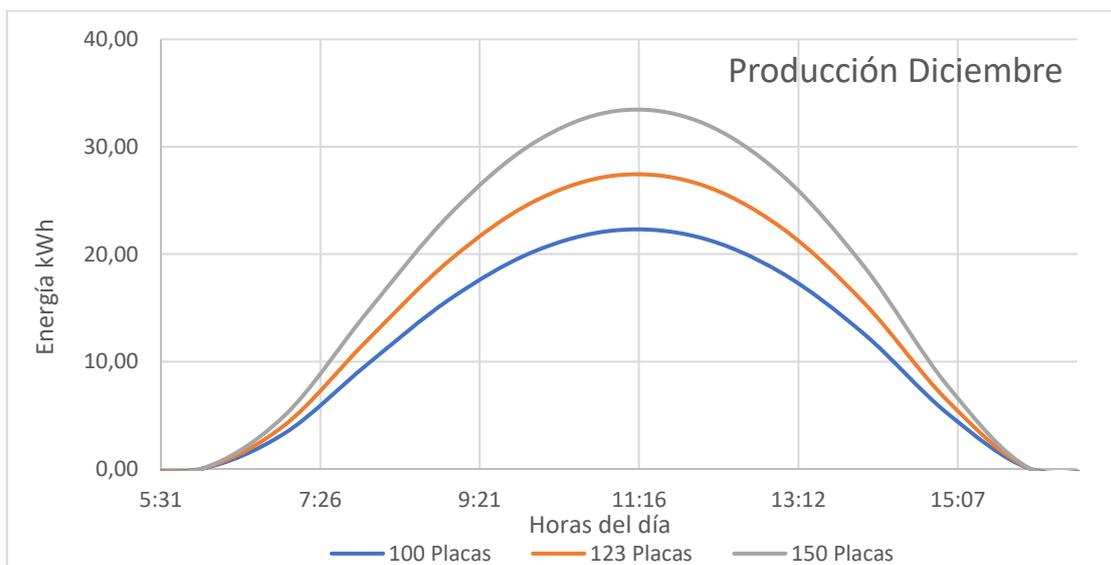


Gráfica 24. Producción en el mes de noviembre.

DICIEMBRE

Horas	Irradiancia (W/m ²)	Potencia C1 (W)	Potencia C2 (W)	Potencia C3 (W)	Energía C1 (kWh)	Energía C2 (kWh)	Energía C3 (kWh)
0:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	87,56	3266,86	4018,24	4900,30	3,27	4,02	4,90
8:00	259,9	9696,87	11927,15	14545,30	9,70	11,93	14,55
9:00	423,62	15805,26	19440,47	23707,89	15,81	19,44	23,71
10:00	541,42	20200,38	24846,47	30300,57	20,20	24,85	30,30
11:00	595,59	22221,46	27332,40	33332,19	22,22	27,33	33,33
12:00	578,28	21575,63	26538,02	32363,44	21,58	26,54	32,36
13:00	489,06	18246,83	22443,60	27370,24	18,25	22,44	27,37
14:00	335,36	12512,28	15390,11	18768,42	12,51	15,39	18,77
15:00	137,86	5143,56	6326,57	7715,33	5,14	6,33	7,72
16:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		128669,13	158263,03	193003,70	128,67	158,26	193,00

Tabla 24. Energía producida en diciembre.



Gráfica 25. Producción en el mes de diciembre.

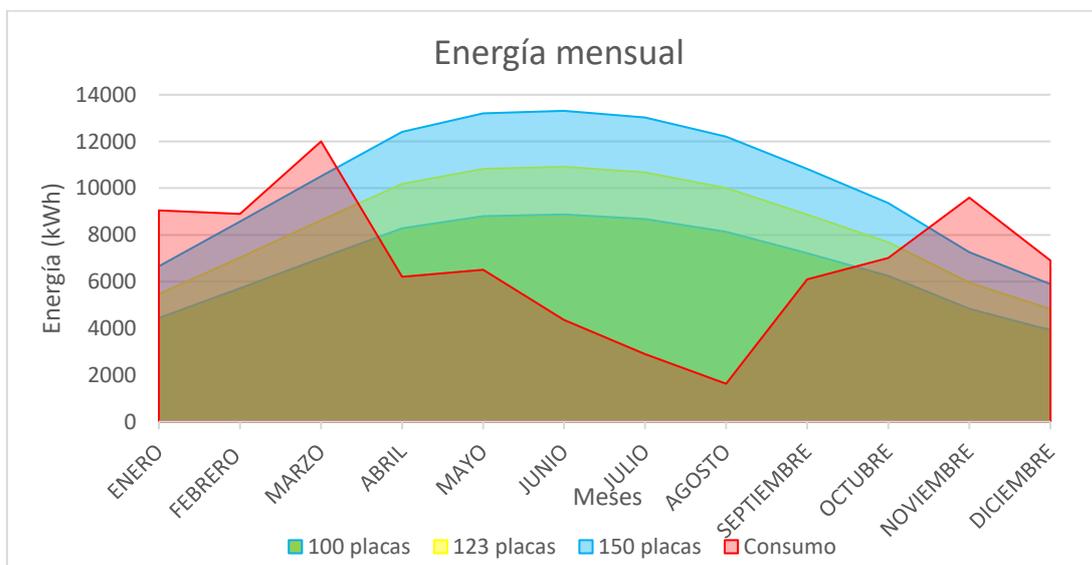
Los datos aportados en las tablas y gráficas anteriores muestran los valores de potencia y energía producida en un día promedio de cada mes, por lo tanto, si queremos saber la producción total del mes, será necesario multiplicar estos valores por el número de días que tenga cada uno de los meses. Para simplificar este proceso, se ha multiplicado en todos los meses por 30,5 días, ya que al fin y al cabo solo se trata de estimaciones que realizamos para prever el funcionamiento de nuestra instalación.

Por lo tanto, la energía obtenida en cada mes para cada uno de los tres casos es de:

Energía mensual	100 placas (kWh)	123 placas (kWh)	150 placas (kWh)
ENERO	4439,55	5460,65	6659,32
FEBRERO	5713,03	7027,03	8569,55
MARZO	7006,12	8617,52	10509,17
ABRIL	8275,63	10179,02	12413,44
MAYO	8800,77	10824,95	13201,16
JUNIO	8873,98	10914,99	13310,97
JULIO	8680,81	10677,40	13021,22
AGOSTO	8133,47	10004,16	12200,20
SEPTIEMBRE	7212,14	8870,94	10818,21
OCTUBRE	6239,00	7673,97	9358,50
NOVIEMBRE	4839,22	5952,24	7258,83
DICIEMBRE	3924,41	4827,02	5886,61
	82038,13	101029,90	123207,19

Tabla 25. Energía producida cada mes para cada caso.

Con los datos obtenidos, podemos realizar una comparativa entre la producción de los tres diferentes planteamientos de la instalación y con los consumos del colegio a lo largo del año:



Gráfica 26. Energía mensual para cada caso.

7.2 CÁLCULO DE EXCEDENTES

Se denomina excedente energético a toda aquella energía producida, en este caso por la propia instalación fotovoltaica, y que no se consume. Partiendo de esto, y viendo los datos de producción de los tres casos propuestos, podemos calcular los excedentes energéticos que se tendrían en la instalación.

Por otra parte, en las instalaciones de autoconsumo con excedentes, la energía sobrante puede ser inyectada a la red, a cambio de una compensación económica por la compañía comercializadora mediante una disminución en el importe de la factura.

Los excedentes generados para cada uno de los casos estudiados se calculan mediante la siguiente expresión:

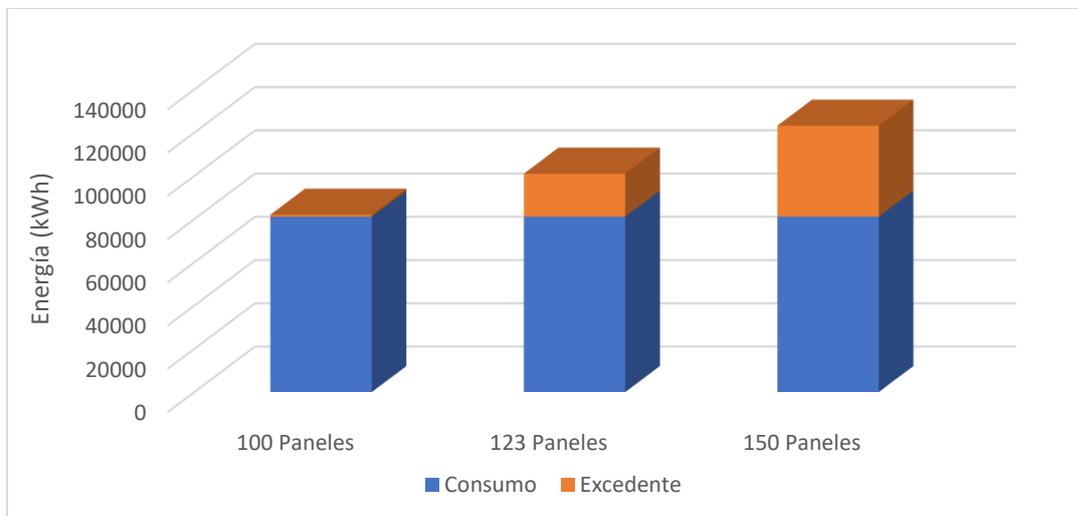
$$\text{Excedentes} = \frac{\text{Energía}_{\text{producida}} - \text{Energía}_{\text{consumida}}}{\text{Energía}_{\text{consumida}}} \cdot 100$$

Por lo tanto:

- Caso 1 $\rightarrow \text{Excedentes}_{\text{caso 1}} = \frac{82038,13 - 81120}{81120} \cdot 100 = 1,13\%$
- Caso 2 $\rightarrow \text{Excedentes}_{\text{caso 2}} = \frac{101029,9 - 81120}{81120} \cdot 100 = 24,54\%$
- Caso 3 $\rightarrow \text{Excedentes}_{\text{caso 3}} = \frac{123207,19 - 81120}{81120} \cdot 100 = 51,88\%$

De esta forma, podemos afirmar que con la instalación de 100 módulos se tendría unos excedentes del 1,13%, es decir, prácticamente nulos. En el caso dos, en el que aumentamos la potencia instalada con 23 módulos más, el excedente que tenemos corresponde a un 24,54%, aproximadamente 20000 kWh sobrantes.

Finalmente, la última opción estudiada cuenta con un 51,88% de energía excedente. Este aumento de energía tan elevado respecto al caso 1 se debe a la gran diferencia de paneles instalados.



Gráfica 27. Excedentes anuales.

8. ELECCION DEL METODO DE INSTALACION

Tras haber realizado el estudio de producción de energía para los 12 meses del año y para cada uno de los tres casos, procedemos a elegir la configuración más apropiada para el tipo de instalación que buscamos.

Los tres planteamientos pueden ser válidos, pero es responsabilidad del técnico competente elegir aquel que cumpla con las mejores previsiones en cuanto a producción, costes, espacio, mantenimiento... Por ello, a continuación, se analizarán la ventajas y desventajas de cada una de las configuraciones.

Para el primer caso, la implementación de 100 módulos fotovoltaicos supone el método menos costoso debido al menor número de elementos, la disminución de la potencia necesaria en los inversores, así como del propio mantenimiento de la instalación. Sin embargo, la energía producida por el conjunto podría no ser suficiente en el caso de un aumento del consumo, ya que apenas hay excedentes y toda la energía prácticamente es auto consumida. Esto supondría que, para los meses de mayor consumo, sería necesario abastecerse en parte de energía de la red.

En la disposición de 123 módulos, la energía excedentaria supone aproximadamente un 24,54%, por lo que estaríamos produciendo mayor energía anual de la que consumimos, la cual es aportada a la red a cambio de una compensación económica que remite en la factura de la luz. A diferencia del caso 1, supondría un mayor coste debido a un mayor número de elementos a disponer, la necesidad de una superficie mayor para la implementación de la instalación y una mayor producción de energía. La amortización de la instalación sería más tardía debido a las razones citadas anteriormente, sin embargo, el precio de la instalación por watio pico instalado sería inferior.

Finalmente, el caso 3 se contempla desde la disposición de 150 paneles fotovoltaicos, generando una cantidad considerablemente superior de energía respecto a los otros casos estudiados y con un 51,88% de excedentes energéticos. La diferencia de coste en comparación también supone un incremento bastante elevado. En el caso de escoger esta opción, sería de gran interés el estudio de la incorporación de baterías de litio para poder almacenar parte de esta energía sobrante que se aporta a la red. Por otra parte, al tratarse de un colegio, y observando la comparativa entre la curva de consumo y de producción, los meses en los que se genera más energía y tenemos un menor consumo, y por ello unos mayores excedentes, son los meses correspondientes a verano. Por ello, este caso supone el menos rentable de los tres.

Por lo tanto, tras haber estudiado las tres posibilidades y su compatibilidad con los consumos, nos decantamos por el caso dos, en el que se implantarán un total de 123 placas, suponiendo un total de 55,965 kW de potencia fotovoltaica instalada.

9. ESTUDIO PARA LA CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN

9.1 SUPERFICIE DISPONIBLE

La superficie prevista para la implementación de los módulos y equipos fotovoltaicos se encuentra en la azotea del edificio principal, que consta de más de 800 m^2 de superficie, lo que nos facilita el estudio y la posibilidad de instalar un gran número de paneles solares con el suficiente espacio entre filas.



Ilustración 4. Superficie disponible para la colocación de paneles solares.

Este espacio se trata de una superficie plana situada aproximadamente a 5 metros de altura, en la cual no está presente ninguna sombra que pueda afectar a la producción de la instalación y con un azimut respecto al Sur de 22° .

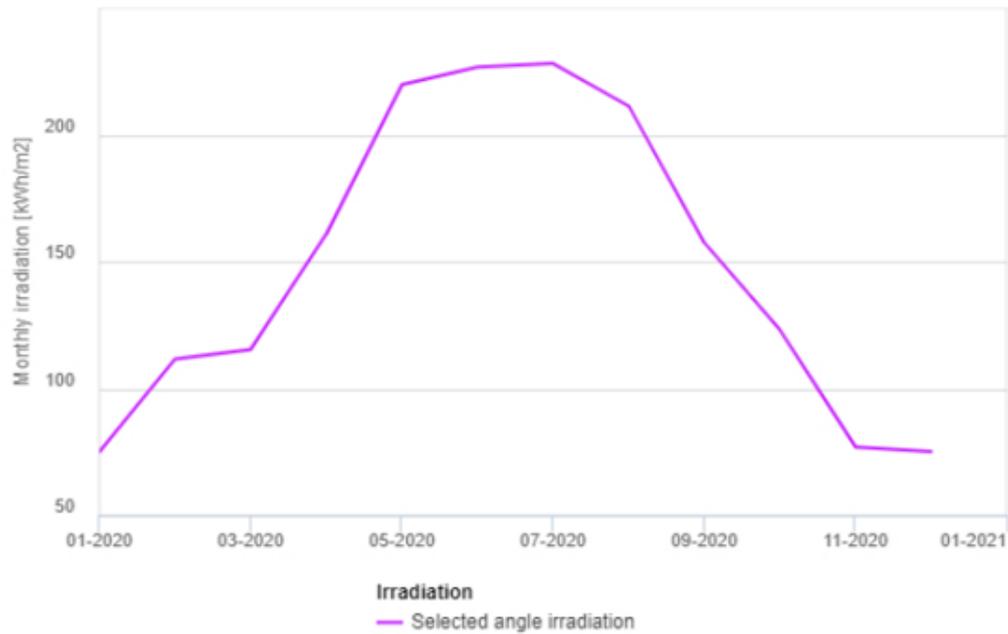
9.2 ESTUDIO DE RADIACIÓN

Al tratarse de una superficie plana, será necesaria la implementación de estructuras para proporcionar una inclinación a los módulos fotovoltaicos y obtener una mayor irradiancia y, por lo tanto, una mejor producción. Sin embargo, esta inclinación deberá tener una consonancia con el espacio necesario entre filas, su coste y su correcto funcionamiento.

Para obtener los valores de irradiancia en la ubicación exacta de nuestra instalación haremos uso de la herramienta PV-GIS:

- **Inclinación de los módulos a 0°:**

Monthly solar irradiation estimates



Gráfica 28. Irradiancia mensual para una inclinación de 0°.

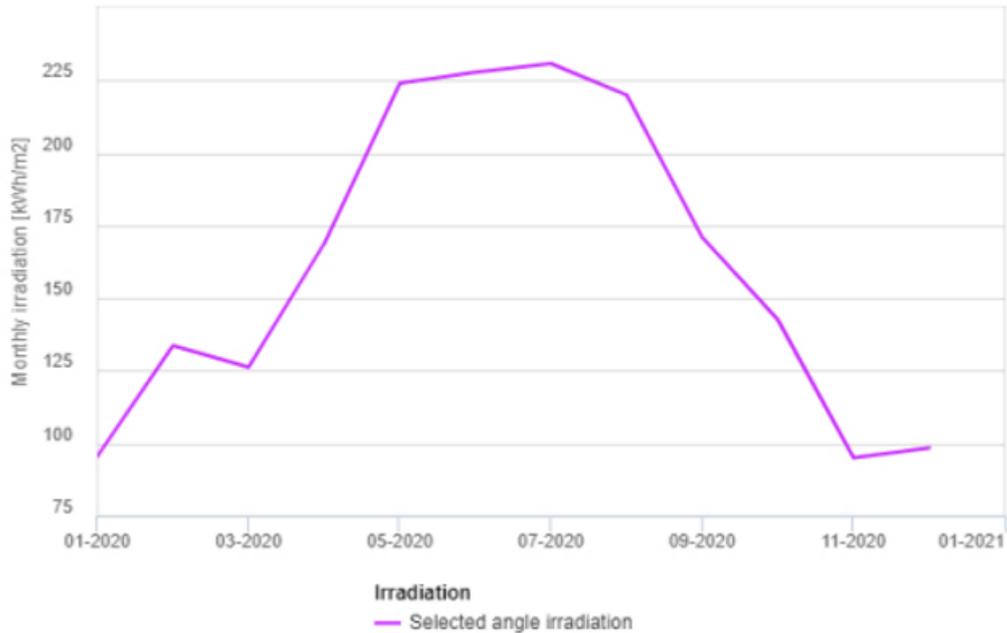
Global irradiation at angle

Month	2020
January	75.02
February	111.56
March	115.32
April	160.8
May	219.64
June	226.69
July	228.01
August	211.21
September	157.46
October	123.11
November	76.98
December	75.24

Tabla 26. Irradiancia mensual para una inclinación de 0°.

- **Inclinación de los módulos a 10°:**

Monthly solar irradiation estimates



Gráfica 29. Irradiancia mensual para una inclinación de 10°.

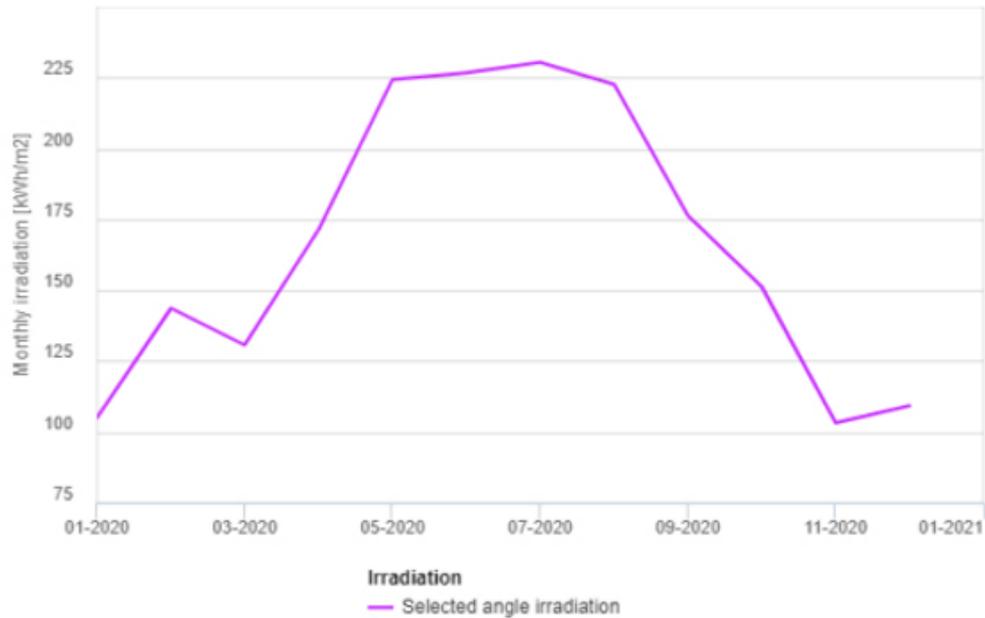
Global irradiation at angle

Month	2020
January	95.63
February	133.73
March	126.21
April	168.81
May	224.01
June	227.79
July	230.83
August	220.04
September	170.93
October	142.62
November	95.01
December	98.18

Tabla 27. Irradiancia mensual para una inclinación de 15°.

- **Inclinación de los módulos a 15°:**

Monthly solar irradiation estimates



Gráfica 30. Irradiancia mensual para una inclinación de 15°.

Global irradiation at angle

Month	2020
January	105.13
February	143.63
March	130.7
April	171.48
May	224.38
June	226.67
July	230.35
August	222.58
September	176.27
October	151.2
November	103.23
December	109.26

Tabla 28. Irradiancia mensual para una inclinación de 15°.

Al comparar estas tres inclinaciones normalizadas para la orientación de los módulos fotovoltaicos, escogemos una inclinación de 15° , ya que presenta los valores de irradiancia más optimistas.

En este estudio de radiación no se han tenido en cuenta inclinaciones mayores, ya que supondría la necesidad de un espacio mayor entre filas para evitar sombras no deseadas.

9.3 DISPOSICIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS

Una vez conocido el espacio total del que disponemos, el tamaño y la inclinación de cada uno de los módulos fotovoltaicos y las estructuras a emplear, podemos proceder a la disposición y configuración de la instalación.

Estará formada por 123 módulos, los cuales se podrán agrupar en tres zonas.

- 1ª Zona → 8 filas de 3 módulos cada una, haciendo un total de 24 módulos.
- 2ª Zona → 5 filas, siendo la primera de 3 paneles, seguidamente dos líneas de 11 placas, y las dos últimas de 7 paneles. Siendo la suma de todas ellas de 39 paneles
- 3ª Zona → Distribuida en 7 líneas. Un panel colocado de forma individual, le siguen dos filas de 12 paneles cada una, y a continuación tres filas más con 11 paneles por fila. Finalmente hay colocados 2 módulos más. Esta tercera zona es la más abundante con un total de 60 placas fotovoltaicas.

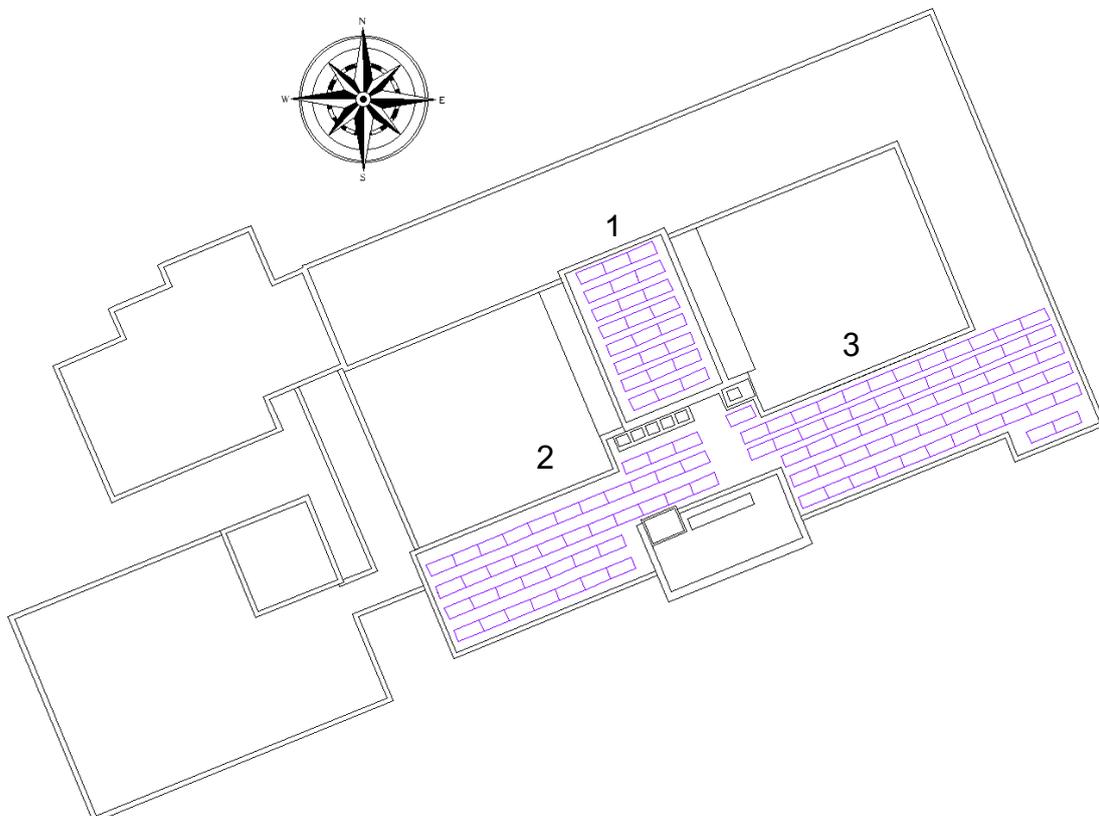


Ilustración 5. Disposición de los paneles fotovoltaicos.

Por otra parte, para el cálculo de la separación mínima entre paneles solares para evitar sombras, será necesario conocer la latitud del lugar, la longitud de las placas y su inclinación. Sabiendo que la latitud del lugar es de 39.4096, la longitud del panel es de 1,052 m, ya que están colocados en horizontal, y su inclinación es de 15°:

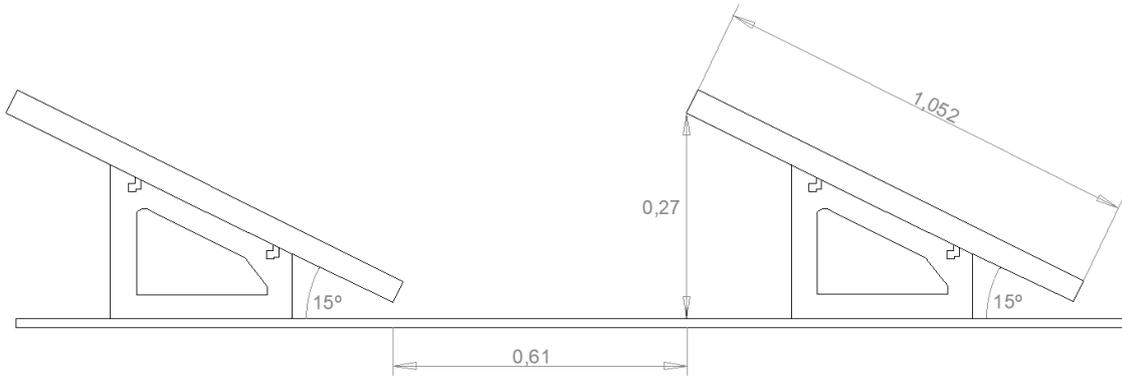


Ilustración 6. Distancia entre paneles fotovoltaicos.

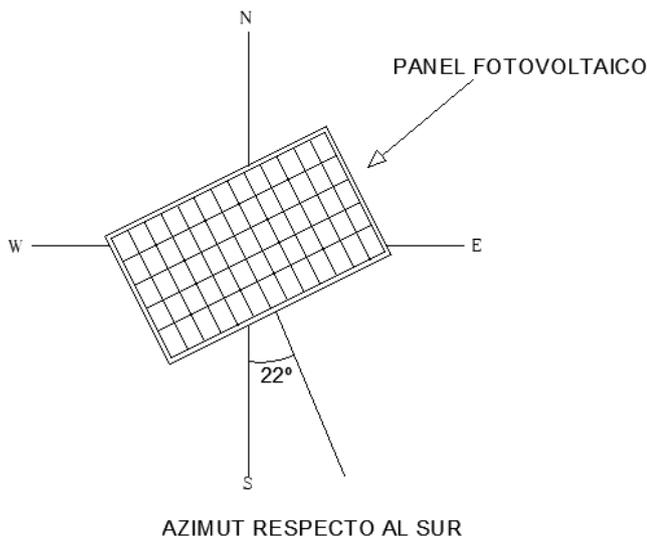


Ilustración 7. Orientación de los paneles fotovoltaicos.

10. CARACTERÍSTICAS DE LOS ELEMENTOS

10.1 PANELES

Los paneles fotovoltaicos que se implementarán en la instalación serán de 455W del fabricante JA SOLAR. Su elección se debe a la relación entre la superficie a ocupar, su eficiencia y el coste de los mismos. Este modelo tiene un rendimiento del 20,5%.

Adjuntamos sus características:

	SPECIFICATIONS	
	Cell	Mono
Weight	24.7kg±3%	
Dimensions	2112±2mm×1052±2mm×35±1mm	
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)	
No. of cells	144 (6×24)	
Junction Box	IP68, 3 diodes	
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)	
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)	

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	445	450	455	460	465	470
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.56	49.70	49.85	50.01	50.15	50.31
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.21	41.52	41.82	42.13	42.43	42.69
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.32	11.36	11.41	11.45	11.49	11.53
Maximum Power Current(Imp) [A]	10.80	10.84	10.88	10.92	10.96	11.01
Module Efficiency [%]	20,0	20,3	20,5	20,7	20,9	21,2
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0,044%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0,272%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0,350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR	OPERATING CONDITIONS	
Rated Max Power(Pmax) [W]	336	340	344	348	352	355	Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46,65	46,90	47,15	47,38	47,61	47,84	Operating Temperature	-40 °C~+85 °C
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38,95	39,19	39,44	39,68	39,90	40,10	Maximum Series Fuse Rating	20A
Short Circuit Current(Isc) [A]	9,20	9,25	9,29	9,33	9,38	9,42	Maximum Static Load,Front*	5400Pa(112 lb/ft ²)
Max Power Current(Imp) [A]	8,64	8,68	8,72	8,76	8,81	8,86	Maximum Static Load,Back*	2400Pa(50 lb/ft ²)
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G						NOCT	45±2 °C
							Safety Class	Class II
							Fire Performance	UL Type 1

*For NexTracker installations ,Maximum Static Load, Front is 1800Pa while Maximum Static Load, Back is 1800Pa.

Ilustración 8. Características técnicas de los módulos fotovoltaicos.

10.2 INVERSOR

Al tratarse de una instalación de 55,965 kW de potencia instalada, se precisará de 2 inversores de 25 kW para que puedan trabajar de la forma más eficiente posible. Los dos inversores escogidos serán de la marca SMA, modelo SUNNY TRIPOWER 25000TL (STP 25000TL-30):



Datos técnicos	Sunny Tripower 15000TL	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Entrada (CC)			
Potencia máx. del generador fotovoltaico	27000 Wp	36000 Wp	45000 Wp
Potencia asignada de CC	15330 W	20440 W	25550 W
Tensión de entrada máx.	1000 V	1000 V	1000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	240 V a 800 V/600 V	320 V a 800 V/600 V	390 V a 800 V/600 V
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V	150 V/188 V	150 V/188 V
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	33 A/33 A	33 A/33 A	33 A/33 A
Corriente de cortocircuito máx. por entrada A/B	43 A/43 A	43 A/43 A	43 A/43 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A:3; B:3	2/A:3; B:3	2/A:3; B:3
Salida (CA)			
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	15000 W	20000 W	25000 W
Potencia máx. aparente de CA	15000 VA	20000 VA	25000 VA
Tensión nominal de CA		3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V	
Rango de tensión de CA		180 V a 280 V	
Frecuencia de red de CA/rango		50 Hz/44 Hz a 55 Hz 60 Hz/54 Hz a 65 Hz	
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red		50 Hz/230 V	
Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida	29 A/21,7 A	29 A/29 A	36,2 A/36,2 A
Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable		1/0 inductivo a 0 capacitivo	
THD		≤ 3%	
Fases de inyección/conexión		3/3	
Rendimiento			
Rendimiento máx. /europeo	98,4%/98,0%	98,4%/98,0%	98,3%/98,1%

Ilustración 9. Características técnicas del inversor.

10.3 SMART POWER SENSOR

Es un dispositivo electrónico que determina los valores de medición eléctricos de forma precisa para cada conductor de fase y los comunica a través de ethernet en la red local.



Ilustración 10. SMA Energy Meter.

10.4 ESTRUCTURAS

Cuando hablamos de estructuras, hacemos referencia al tipo de soporte sobre el cual colocamos los módulos fotovoltaicos. Para esta instalación se ha decidido utilizar Solar Bloc, es decir, módulos individuales de hormigón reforzado de poca altura, diseñados específicamente para cada instalación. En este caso, los Solar Bloc tendrán una inclinación de 15° y dispuestos para la colocación de los módulos en horizontal.



Ilustración 11. Solar Block.

11. CÁLCULOS ELÉCTRICOS DE LA INSTALACIÓN

11.1 CÁLCULOS DE CONEXIÓN

Una vez ya hemos escogido el modelo de módulo fotovoltaico y de inversor, así como el número de ellos que se van a emplear, obtendremos el número de módulos que podrán ir conectados al sistema inversor:

$$N^{\circ} \text{ placas máx adm} = \frac{P_{\text{max inv.}}}{P_{\text{max placa}}} = \frac{45000}{455} = 98,9 \approx 98 \text{ módulos}$$

Siendo:

- $N^{\circ} \text{ placas máx adm}$ → Número máximo de placas que acepta el inversor.
- $P_{\text{máx inv.}}$ → Potencia máxima admisible por el inversor (Wp).
- $P_{\text{max placa}}$ → Potencia máxima generada por cada placa (Wp).

Sin embargo, la potencia del inversor escogida para el cálculo es la potencia máxima pico de entrada, por lo que el número de paneles a conectar por inversor deberá ser inferior. Por ello, y debido a que la instalación será de 123 módulos, necesitaremos utilizar 2 inversores.

A continuación, calculamos el número máximo de módulos en serie que podremos conectar a cada inversor, el cual se obtendrá a partir del cociente entre la tensión de trabajo del inversor y la tensión pico del módulo, así como mediante el cociente entre la tensión máxima de entrada del inversor y la tensión en circuito abierto de las placas. Escogeremos el valor más desfavorable:

$$N^{\circ} \text{ placas en serie} = \frac{V_t}{V_p} = \frac{800}{41,82} = 21,12 \approx 21 \text{ módulos en serie}$$

$$N^{\circ} \text{ placas en serie} = \frac{V_{i \text{ max}}}{V_{op}} = \frac{1000}{49,85} = 20,06 \approx 20 \text{ módulos en serie}$$

Por lo que elegimos la opción más restrictiva, ya que será el caso más desfavorable y de esta manera garantizaremos al máximo la seguridad y el correcto funcionamiento de la instalación.

Entonces, la tensión pico de trabajo será el producto entre la tensión pico de la placa fotovoltaica y el número de módulos en serie. Ya que disponemos de 123 placas y 2 inversores con 3 entradas MPPT cada uno, se ha decidido configurar los strings en 3 agrupaciones de 20 y otras tres agrupaciones de 21 módulos.

$$U_{\text{trabajo}} = N^{\circ} \text{ placas serie} \cdot V_p$$

$$U_{\text{trabajo } 1} = 20 \cdot 41,82 = 836,4 \text{ V}$$

$$U_{\text{trabajo } 2} = 21 \cdot 41,82 = 878,22 \text{ V}$$

De esta forma habrá 3 líneas en paralelo por inversor, de las cuales, en el caso del inversor 1 habrá 20 paneles en serie por línea, y para el caso del otro inversor habrá 21 paneles en serie por línea.

Realizamos una comprobación por la cual en esta configuración no se supera la intensidad máxima admisible de cada MPPT:

$$I_{m\acute{a}x} = I_p \cdot \text{Número de líneas en paralelo}$$

Siendo:

- $I_{m\acute{a}x}$ → Intensidad máxima que podrá llegar a circular en cada entrada del inversor (A).
- I_p → Intensidad de máxima potencia de cada módulo fotovoltaico (A).

$$I_{m\acute{a}x} = 10,88 \cdot 1 = 10,88 \text{ A} < 33 \text{ A}$$

Ya que la corriente que circula por la entrada del MPPT es inferior a la corriente máxima admisible del mismo, es idónea la configuración.

Finalmente, calculando la potencia del campo fotovoltaico de nuestra instalación, esta será:

$$P_{instalada} = 455 \cdot 123 = 55965 \text{ W} = 55,965 \text{ kW}$$

11.2 SELECCIÓN DEL CONDUCTOR

11.2.1 TRAMO 1: PANELES FOTOVOLTAICOS HASTA EL INVERSOR

Fundamentándonos en el reglamento ITC-BT-40 del REBT, la caída de tensión máxima admisible para este tramo, que va desde el generador de baja tensión hasta el punto de interconexión a la instalación interior, es de 1,5%.

$$S_{min} = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot e \cdot U} = \frac{2 \cdot L_{tramo} \cdot I_{cc \acute{m}ax}}{\gamma \cdot e \cdot U_{trabajo}}$$

Siendo:

- S_{min} → Sección mínima necesaria para no superar la caída de tensión establecida (mm^2).
- L_{tramo} → Longitud máxima desde el módulo más alejado hasta la entrada del sistema inversor (m).
- $I_{cc \acute{m}ax}$ → Intensidad de cortocircuito de entrada al inversor (A).
- γ → Conductividad del cobre a 20°C según norma UNE 202002:2000 ($\frac{S}{m}$).
- e → Caída de tensión máxima admisible.
- $U_{trabajo}$ → Tensión total de módulos en serie (V).

Por lo tanto, con los datos que disponemos, podemos calcular la sección mínima que cumpla las condiciones de la caída de tensión:

$$S_{min} = \frac{2 \cdot 40 \cdot 11,41}{56 \cdot 0,015 \cdot 836,4} = 1,299 \rightarrow 1,5 \text{ mm}^2$$

$$S_{min} = \frac{2 \cdot 40 \cdot 11,41}{56 \cdot 0,015 \cdot 878,22} = 1,237 \rightarrow 1,5 \text{ mm}^2$$

Por otra parte, también comprobaremos el dimensionamiento de las líneas mediante el criterio de la intensidad máxima admisible, donde el principal fenómeno perjudicial es el calentamiento de conductores.

En este caso, seguiremos las instrucciones marcadas por el reglamento ITC-BT-19, donde aparecen las secciones normalizadas de conductores para instalaciones de interior o receptoras en base a la intensidad máxima admisible en servicio permanente de los conductores aislados.

$$I_z = n \cdot I_0 \cdot (k_1 \cdot k_2 \cdot k_3)$$

Siendo:

- $I_z \rightarrow$ Intensidad máxima admisible del cable en función a sus características y condiciones de instalación (A).
- $n \rightarrow$ Número de conductores por fase.
- $I_0 \rightarrow$ Intensidad máxima admisible del cable a una temperatura ambiente de 40°C (A).
- $k_1 \rightarrow$ Factor de corrección correspondiente a temperaturas ambiente distintas de 40°C.
- $k_2 \rightarrow$ Factor de corrección correspondiente a agrupaciones de más de un circuito.
- $k_3 \rightarrow$ Factor de corrección por condiciones de instalación.

Para que el cable cumpla de forma satisfactoria las condiciones requeridas, se le aplica un factor de seguridad de 1,25 a la intensidad más desfavorable que pueda circular por las series fotovoltaicas, $I_{cc \text{ máx}}$.

$$I_b = 1,25 \cdot I_{cc \text{ máx}} = 1,25 \cdot 11,41 = 14,26 \text{ A}$$

El valor de I_0 deberá ser superior a I_b , por consiguiente, basándonos en la tabla 1 del ITC BT-19 para temperaturas de cable de 40°C, conductores aislados en tubo, montaje superficial y con una protección de 2xPVC, escogemos una sección de 4 mm²

$$I_z = 1 \cdot 27 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,9) = 24,3 \text{ A}$$

Finalmente, comprobamos que cumpla el criterio de caída de tensión para la sección escogida.

$$e_{máx} = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot S_{mín} \cdot U} = \frac{2 \cdot 40 \cdot 11,41}{56 \cdot 4 \cdot 836,4} = 0,0049 = 0,49\% < 1,5\% \rightarrow \text{Idóneo}$$

Por lo tanto, emplearemos el conductor PV ZZ-F (AS) 0,6/1kV 2x4 mm², ya que al encontrarse expuesto a elevadas temperaturas es conveniente utilizar cable solar, que tiene una mayor resistencia a la radiación y a las altas temperaturas.

11.2.2 TRAMO 2: INVERSOR AL CUADRO GENERAL FOTOVOLTAICO

El montaje del cuadro general fotovoltaico se realizará lo más próximo al inversor, de esta forma reduciremos y simplificaremos el cableado necesario para su conexión. Tanto el cuadro como el inversor se colocarán en la azotea, cubiertos por una protección de metacrilato que se añadirá para evitar que se encuentren a la intemperie y así ocasionar un mayor número de inconvenientes a la instalación. Gracias a la cubierta a instalar, los elementos estarán protegidos frente a fenómenos atmosféricos, contactos indirectos, altas temperaturas y otros factores que puedan afectar negativamente al correcto funcionamiento de la instalación.

Al igual que en el tramo anterior, la caída de tensión máxima admisible según la ITC-BT- 40 del REBT deberá ser como máximo de un 1,5%, por lo tanto, hay que realizar los cálculos necesarios de nuevo para asegurarnos que la sección escogida para el conductor de este tramo no supere esta c.d.t.

Al colocar el inversor muy próximo al cuadro general fotovoltaico, la longitud de los conductores a disponer será reducida. Estableceremos una longitud de 2 metros.

La expresión a emplear para el criterio de la caída de tensión en esta ocasión será:

$$S_{min} = \frac{P_{max\ inv} \cdot L_{tramo}}{\gamma \cdot e \cdot U_{trabajo}^2}$$

Siendo:

- S_{min} → Sección mínima necesaria para no superar la caída de tensión establecida (mm²).
- L_{tramo} → Longitud máxima desde el inversor a la entrada del cuadro general fotovoltaico (m).
- $P_{máx\ inv}$ → Potencia máxima del inversor (A).
- γ → Conductividad del cobre a 20°C según norma UNE 202002:2000 ($\frac{S}{m}$).
- e → Caída de tensión máxima admisible.
- $U_{trabajo}$ → Tensión total de módulos en serie (V).

$$S_{min} = \frac{45000 \cdot 2}{56 \cdot 0,015 \cdot 380^2} = 0,742\ mm^2 \rightarrow 1,5\ mm^2$$

Por otra parte, también comprobaremos el dimensionamiento de las líneas mediante el criterio de la intensidad máxima admisible, donde el principal fenómeno perjudicial es el calentamiento de conductores.

En este caso, seguiremos las instrucciones marcadas por el reglamento ITC BT-19, donde aparecen las secciones normalizadas de conductores para instalaciones de interior o receptoras en base a la intensidad máxima admisible en servicio permanente de los conductores aislados.

$$I_z = n \cdot I_0 \cdot (k_1 \cdot k_2 \cdot k_3)$$

Siendo:

- $I_z \rightarrow$ Intensidad máxima admisible del cable en función a sus características y condiciones de instalación (A).
- $n \rightarrow$ Número de conductores por fase.
- $I_0 \rightarrow$ Intensidad máxima admisible del cable a una temperatura ambiente de 40°C (A).
- $k_1 \rightarrow$ Factor de corrección correspondiente a temperaturas ambiente distintas de 40°C.
- $k_2 \rightarrow$ Factor de corrección correspondiente a agrupaciones de más de un circuito.
- $k_3 \rightarrow$ Factor de corrección por condiciones de instalación.

Para que el cable cumpla de forma satisfactoria las condiciones requeridas, se le aplica un factor de seguridad de 1,25 a la intensidad más desfavorable que pueda circular por las series fotovoltaicas, $I_{cc \text{ máx}}$.

$$I_b = 1,25 \cdot I_{cc \text{ max}} = 1,25 \cdot 11,41 = 14,26 \text{ A}$$

El valor de I_0 deberá ser superior a I_b , por consiguiente, basándonos en la tabla 1 del ITC BT-19 para temperaturas de cable de 40°C, conductores aislados en tubo, montaje superficial y con una protección de PVC, escogemos una sección de 4 mm²

$$I_z = 1 \cdot 27 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,9) = 24,3 \text{ A}$$

Finalmente, comprobamos que cumpla el criterio de caída de tensión para la sección escogida.

$$e_{\text{máx}} = \frac{P_{\text{max inv}} \cdot L}{\gamma \cdot S_{\text{mín}} \cdot U} = \frac{45000 \cdot 2}{56 \cdot 4 \cdot 380^2} = 0,0028 = 0,28\% < 1,5\% \rightarrow \text{Idóneo}$$

Por lo tanto, el conductor a emplear será RZ1-K (AS) 0,6/1kV 4x1x4 mm²

11.2.3 TRAMO 3: CUADRO GENERAL FOTOVOLTAICO A LA RED INTERIOR

La caída de tensión máxima admisible, según la ITC-BT- 40 del REBT, entre el cuadro general fotovoltaico y el punto de conexión de la red interior del colegio deberá ser como máximo de un 1,5%.

Debido a que el cuadro general se sitúa en la azotea y el punto de conexión está colocado en la planta inferior del edificio, la longitud del conductor a utilizar en

este tramo es de 22 metros. Por lo que, teniendo ya todos los datos necesarios, nos disponemos al cálculo de la sección mínima del conductor.

$$S_{min} = \frac{P_{max\ inv} \cdot L_{tramo}}{\gamma \cdot e \cdot U_{trabajo}^2}$$

Siendo:

- S_{min} → Sección mínima necesaria para no superar la caída de tensión establecida (mm^2).
- L_{tramo} → Longitud máxima desde el inversor a la entrada del cuadro general fotovoltaico (m).
- $P_{máx\ inv}$ → Potencia máxima del inversor (A).
- γ → Conductividad del cobre a 20°C según norma UNE 202002:2000 ($\frac{S}{m}$).
- e → Caída de tensión máxima admisible.
- $U_{trabajo}$ → Tensión total de módulos en serie (V).

$$S_{min} = \frac{45000 \cdot 22}{56 \cdot 0,015 \cdot 380^2} = 8,16\ mm^2 \rightarrow 10\ mm^2$$

Por otra parte, también comprobaremos el dimensionamiento de las líneas mediante el criterio de la intensidad máxima admisible, donde el principal fenómeno perjudicial es el calentamiento de conductores.

En este caso, seguiremos las instrucciones marcadas por el reglamento ITC BT-19, donde aparecen las secciones normalizadas de conductores para instalaciones de interior o receptoras en base a la intensidad máxima admisible en servicio permanente de los conductores aislados.

$$I_z = n \cdot I_0 \cdot (k_1 \cdot k_2 \cdot k_3)$$

Siendo:

- I_z → Intensidad máxima admisible del cable en función a sus características y condiciones de instalación (A).
- n → Número de conductores por fase.
- I_0 → Intensidad máxima admisible del cable a una temperatura ambiente de 40°C (A).
- k_1 → Factor de corrección correspondiente a temperaturas ambiente distintas de 40°C.
- k_2 → Factor de corrección correspondiente a agrupaciones de más de un circuito.
- k_3 → Factor de corrección por condiciones de instalación.

Para que el cable cumpla de forma satisfactoria las condiciones requeridas, se le aplica un factor de seguridad de 1,25 a la intensidad más desfavorable que pueda circular por las series fotovoltaicas, $I_{cc\ máx}$.

$$I_b = 1,25 \cdot I_{cc\ max} = 1,25 \cdot 11,41 = 14,26\ A$$

El valor de I_0 deberá ser superior a I_b , por consiguiente, basándonos en la tabla 1 del ITC BT-19 para temperaturas de cable de 40°C, conductores aislados en tubo, montaje superficial y con una protección de PVC, escogemos una sección de 4 mm²

$$I_z = 1 \cdot 27 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,9) = 24,3 \text{ A}$$

Finalmente, comprobamos que cumpla el criterio de caída de tensión para la sección escogida.

$$e_{m\acute{a}x} = \frac{P_{\max inv} \cdot L}{\gamma \cdot S_{m\acute{i}n} \cdot U} = \frac{45000 \cdot 22}{56 \cdot 4 \cdot 380^2} = 0,031 = 3,1\% > 1,5\% \rightarrow \text{No Id\acute{o}neo}$$

Probaremos a repetir el cálculo con la sección obtenida en el criterio de la caída de tensión:

$$e_{m\acute{a}x} = \frac{P_{\max inv} \cdot L}{\gamma \cdot S_{m\acute{i}n} \cdot U} = \frac{45000 \cdot 22}{56 \cdot 10 \cdot 380^2} = 0,012 = 1,2\% < 1,5\% \rightarrow \text{Id\acute{o}neo}$$

Por lo tanto, el conductor a emplear será RZ1-K (AS) 0,6/1kV 4x1x10 mm²

11.2.4 CABLEADO DE TIERRA

En la elección de la sección del conductor a tierra no es necesario realizar cálculos, ya que vienen determinados en la tabla número 2 de la ITC-BT-18:

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	Sección mínima de los conductores de protección S _p (mm ²)
S ≤ 16	S _p = S
16 < S ≤ 35	S _p = 16
S > 35	S _p = S/2

Tabla 29. Conductores de protección (ITC-BT-18).

Siguiendo estos valores indicados, podemos determinar que, para cada uno de los cables de protección, su sección será igual a la sección del conductor que se encuentre en ese tramo. Por lo tanto, podemos definir que los conductores a disponer en la instalación serán los siguientes:

Tramo	Origen	Destino	Conductor	Sección
1	Módulos	Inversor	PV ZZ-F (AS)	4 mm ²
2	Inversor	Cuadro generador	RZ1-K (AS)	4 mm ²
3	Cuadro generador	Red interior	RZ1-K (AS)	10 mm ²
T.1	Tierra	Módulos	PV ZZ-F (AS)	4 mm ²
T.2	Tierra	Inversor	RZ1-K (AS)	4 mm ²
T.3	Tierra	Cuadro gen.	RZ1-K (AS)	10 mm ²

Tabla 30. Resumen de las características de los conductores.

11.3 PROTECCIONES

11.3.1 PROTECCIONES EN CORRIENTE CONTINUA

Es necesario la implementación de protecciones para proteger la parte de corriente continua de la instalación frente a sobreintensidades. Para ello se ha escogido la instalación de fusibles ubicados en portafusibles para cada una de las líneas en serie de paneles fotovoltaicos. El tipo de fusible a escoger será “gG”, que se caracteriza por ser de uso general y para instalaciones sin puntas de corriente importantes.

Nos fundamentaremos en la ITC-BT-22 para la elección del fusible correspondiente, de donde obtenemos las siguientes expresiones:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad \text{y} \quad I_f \leq 1,45 \cdot I_Z$$

Siendo:

- I_B → Intensidad de diseño (A).
- I_N → Intensidad nominal del fusible a utilizar(A).
- I_Z → Intensidad máxima admisible (A).
- I_f → Intensidad para el correcto funcionamiento de la protección (A).

En apartados anteriores ya hemos calculado el valor de $I_B = 1,25 \cdot 11,41 = 14,26 \text{ A}$ y también el de $I_Z = 24,3 \text{ A}$. Solo nos faltaría averiguar los valores de I_N y I_f , tomando como valor de referencia $I_f = 1,9 \cdot I_N$ y siendo este último un valor normalizado comprendido entre la intensidad de diseño y la máxima admisible.

$$14,26 \leq I_N \leq 24,3 \quad \text{y} \quad 1,9 \cdot I_N \leq 1,45 \cdot 24,3 = 35,24 \text{ A}$$

Por lo tanto, el valor de la intensidad nominal del fusible a implementar será de 16 A, ya que cumple con las dos restricciones:

$$14,26 \leq 16 \leq 24,3 \rightarrow \text{Idóneo}$$

$$1,9 \cdot 16 \leq 1,45 \cdot 24,3 \rightarrow 30,4 \leq 35,24 \rightarrow \text{Idóneo}$$

Es decir, el tipo de fusible a implementar en la parte de corriente continua de la instalación será un gG de 16 A.

11.3.2 PROTECCIONES EN CORRIENTE ALTERNA

Para este tramo no es necesario calcular las protecciones frente a sobreintensidades y sobre tensiones ya que vienen incorporadas en el propio inversor. El inversor SMA Sunny Tripower 25000TL presenta las siguientes protecciones:

Dispositivos de protección

Punto de desconexión en el lado de entrada	•
Monitorización de toma a tierra/de red	• / •
Descargador de sobretensión de CC: DPS tipo II	○
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica	• / • / -
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	•
Clase de protección (según IEC 62109-1)/categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II

Ilustración 12. Protecciones del inversor.

11.4 TOMA A TIERRA

11.4.1 CÁLCULO DE TOMA A TIERRA

La principal función de la toma a tierra es impedir el paso de la corriente de un aparato eléctrico a la persona que este en contacto con el mismo. Ya que, en nuestra instalación, tanto el inversor como los módulos conducen electricidad y a su vez están expuestos al contacto humano, es necesario realizar y conectar a tierra los elementos de la instalación. Además de protegernos de posibles corrientes de fuga, también sirven para cuidar la instalación y los circuitos.

Con ayuda de la normativa ITC-BT-18 y ITC-BT-24, en las cuales se describe el proceso para la puesta a punto de estos sistemas, procederemos a su cálculo.

Es necesario conocer la resistencia por metro del terreno en el cual procederemos a hacer la puesta a tierra. Para ello, utilizaremos un telurómetro y una vez obtenido el valor de la resistividad del terreno, lo compararemos con la tabla 3 de la ITC-BT-18, para comprobar la naturaleza del propio terreno.

El valor obtenido con ayuda del telurómetro es de $465 \Omega \cdot m$, y viendo el terreno en el que se tiene pensado colocar la puesta a tierra y comparándolo con la tabla, podemos confirmar que se trata de *Suelo pedregoso cubierto de césped*.

NATURALEZA DEL TERRENO	Resistividad en $\Omega \cdot m$
Terrenos Pantanosos	De algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba Húmeda	5 a 100
Arcilla Plástica	50
Marga y Arcillas Compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena Arcillosa	50 a 500
Arena Silícea	200 a 300
Suelo Pedregoso Cubierto de Césped	300 a 500
Suelo Pedregoso Desnudo	1,500 a 3,000
Calizas Blandas	100 a 300
Calizas Compactas	1,000 a 5,000
Calizas Agrietadas	500 a 1,000
Pizarras	50 a 300
Roca de Mica o Cuarzo	500 a 5000
Granito y Gres procedentes de Alteraciones	1,500 a 10,000
Roca Ígnea	5,000 a 15,000

Ilustración 13. Tabla 3 ITC-BT-18, Resistividad del terreno.

Teniendo este dato, con un diferencial a emplear con sensibilidad de 30mA y con la expresión $R_t(\Omega) \leq \frac{V}{I_{dif}}$, obtenemos:

$$R_t(\Omega) \leq \frac{V}{I_{dif}} \leq \frac{24}{0,03} \leq 800 \Omega$$

- R_t → Resistencia mínima de la toma a tierra (Ω).
- V → Tensión de contacto límite (V).
- I_{dif} → Intensidad del diferencial (A).

11.4.2 TOMA A TIERRA DE LOS MÓDULOS

Para la protección de toma a tierra de los paneles fotovoltaicos es necesario calcular el número mínimo de picas a emplear, así como la resistencia creada por el cable. La ecuación a emplear es la siguiente:

$$R_t(\Omega) = \frac{1}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}}$$

Siendo las incógnitas de la ecuación:

- R_1 → Dos veces la resistencia por metro del terreno, dividido por la longitud del cable. $R_1 = \frac{2 \cdot \rho}{L_{cable}} = \frac{2 \cdot 465}{40} = 23,25 \Omega$
- R_2 → El cociente entre la resistencia por metro del terreno y la longitud a la que hemos colocado la pica por el número necesario de picas.

$$R_2 = \frac{\rho}{D \cdot n^{\circ} \text{picas}} = \frac{465}{2 \cdot n^{\circ} \text{picas}}$$

Para poder calcular el número de picas necesario a colocar, sustituimos R_1 y R_2 en la ecuación anterior y, ya que sabemos el valor de R_t :

$$800 \geq \frac{1}{\frac{1}{23,25} + \frac{1}{\frac{465}{2 \cdot n^{\circ} \text{picas}}}} \rightarrow \text{Suponiendo que colocamos solo 1 pica}$$

$$800 \geq \frac{1}{\frac{1}{23,25} + \frac{1}{\frac{465}{2}}} = 21,136$$

Por lo tanto, podemos afirmar que la colocación de una pica única para el sistema de puesta a tierra de los módulos fotovoltaicos es más que suficiente. Esta pica será de cobre, tendrá una longitud de dos metros y estará enterrada.

11.4.3 TOMA A TIERRA DEL INVERSOR

En este apartado también calculamos el número de picas a emplear, al igual que en el apartado anterior, la única diferencia en el cálculo será la longitud del inversor a la toma de tierra, la cual en este caso será de 25 metros.

$$R_t(\Omega) = \frac{1}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}}$$

Siendo las incógnitas de la ecuación:

- $R_1 \rightarrow$ Dos veces la resistencia por metro del terreno, dividido por la longitud del cable. $R_1 = \frac{2 \cdot \rho}{L_{cable}} = \frac{2 \cdot 465}{20} = 46,5 \Omega$
- $R_2 \rightarrow$ El cociente entre la resistencia por metro del terreno y la longitud a la que hemos colocado la pica por el número necesario de picas.

$$R_2 = \frac{\rho}{D \cdot n^{\circ} \text{picas}} = \frac{465}{2 \cdot n^{\circ} \text{picas}}$$

Para poder calcular el número de picas necesario a colocar, sustituimos R_1 y R_2 en la ecuación anterior y, ya que sabemos el valor de R_t :

$$800 \geq \frac{1}{\frac{1}{46,5} + \frac{1}{\frac{465}{2 \cdot n^{\circ} \text{picas}}}} \rightarrow \text{Suponiendo que colocamos solo 1 pica}$$

$$800 \geq \frac{1}{\frac{1}{46,5} + \frac{1}{\frac{465}{2}}} = 38,75$$

Al igual que en la puesta a tierra de los módulos, solo será necesario la instalación de una pica, por lo que esta pica será común, y como es lógico, compartirá mismas características, es decir, será una pica de cobre con longitud de 2 metros enterrada.

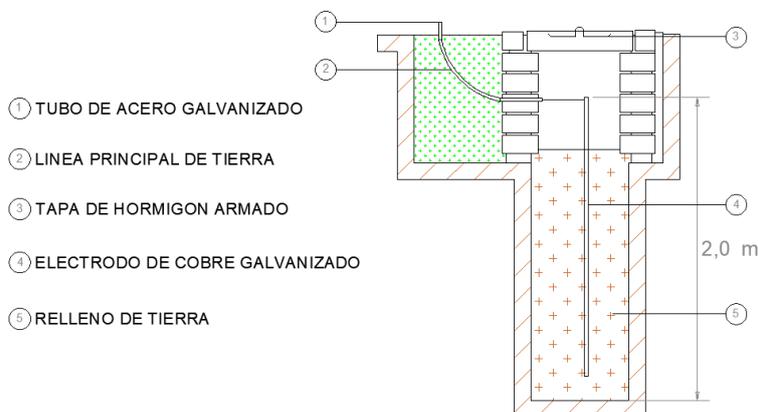


Ilustración 14. Arqueta de puesta a tierra.

12. PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS DIRECTOS E INDIRECTOS

Se entiende como contacto directo e indirecto a todo contacto con partes activas en tensión, o masas o instalaciones puestas accidentalmente en tensión. Para evitar que esto se produzca, se implementan protecciones las cuales están definidas en la ITC-BT-24 del REBT.

12.1 PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS DIRECTOS

Este tipo de protección tiene como objetivo evitar el contacto de personas y animales con las partes activas de los materiales eléctricos de la instalación.

Para ello, los inversores estarán colocados fuera del alcance de las personas externas al colegio y utilizaremos interruptores diferenciales de 30mA como medida auxiliar de protección, para asegurar la seguridad de la instalación

12.2 PROTECCION CONTRA CONTACTOS INDIRECTOS

Los contactos indirectos son debidos a la aparición de algún mal funcionamiento en los receptores o accesorios conectados a la instalación, por los cuales se desvía la corriente eléctrica a través de las partes metálicas de éstos. De esta forma, al entrar en contacto una persona con alguno de estos elementos, se podría originar una sobretensión en la instalación, así como una descarga eléctrica para la persona o animal en contacto con el elemento.

Por estas razones, las protecciones contra contactos indirectos que se implementarán serán la puesta a tierra de las masas y la utilización de elementos de doble aislamiento (Clase II).

Todos aquellos elementos de doble aislamiento, es decir, especificados como Clase II, vienen marcados por el símbolo .

13. ESTUDIO DE AUTOCONSUMO

Para poder calcular la compensación económica a percibir por la compañía eléctrica es necesario calcular primero los excedentes energéticos y la energía que se auto consume en la instalación:

Mes	E. autoconsumida (kWh/mes)	E. consumida (kWh/mes)	E. producida (kWh/mes)	Excedentes (kWh/mes)	Excedentes (%)
Enero	5474,01	9050	5460,65	-3589,35	-39,66
Febrero	7081,83	8900	7027,03	-1872,97	-21,04
Marzo	8626,26	12000	8617,52	-3382,48	-28,19
Abril	6151,85	6200	10179,02	3979,02	64,18
Mayo	6148,26	6500	10824,95	4324,95	66,54
Junio	4307,79	4350	10914,99	6564,99	150,92
Julio	2792,08	2890	10677,4	7787,4	269,46
Agosto	1536,95	1620	10004,16	8384,16	517,54
Septiembre	5753,63	6100	8870,94	2770,94	45,43
Octubre	6848,16	7016	7673,97	657,97	9,38
Noviembre	6054,67	9600	5952,24	-3647,76	-38,00
Diciembre	4797,89	6904	4827,02	-2076,98	-30,08
Total	65573,38	81130	101029,89	19899,89	24,53

Tabla 31. Estudio de energía autoconsumida.

Lo que nos supone que, en los meses de noviembre hasta marzo, estaríamos consumiendo entre un 21% y un 40% de energía de la red, ya que estos son los meses de mayor consumo y a la vez los de menor producción. Sin embargo, en el resto de meses ocurre lo contrario y tendríamos un alto porcentaje de energía excedentaria que sería aportada a la red a cambio de una compensación económica.

14. ESTUDIO DE VIENTOS

Un factor a tener en cuenta a la hora de colocar instalaciones fotovoltaicas es el viento, ya que la aparición de vientos suficientemente fuerte puede hacer volar los módulos y ocasionar tanto un problema en la producción de la planta como otro tipo de daños. Los vientos que pueden incrementar más este suceso son los provenientes del hemisferio norte.

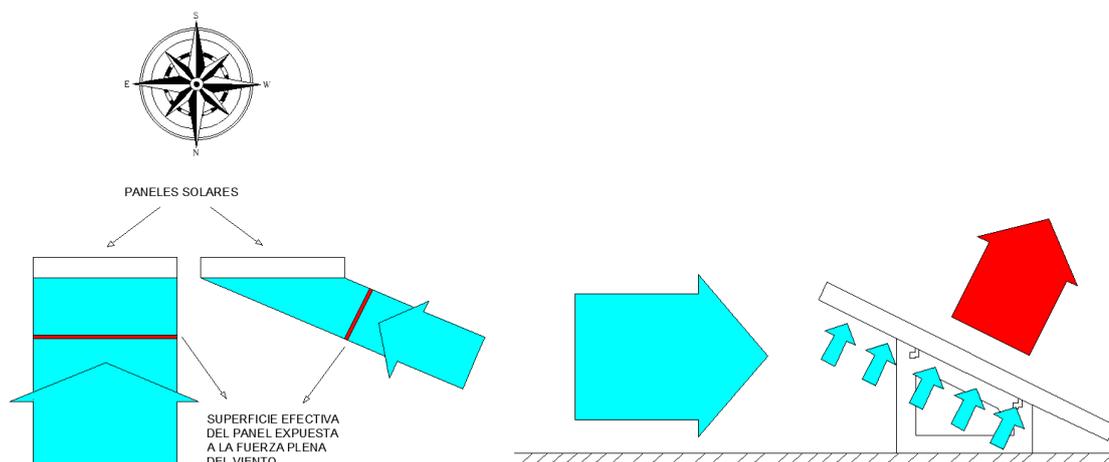


Ilustración 15. Influencia del viento en los paneles fotovoltaicos 1.

Ilustración 16. Influencia del viento en los paneles fotovoltaicos 2.

14.1 ESFUERZOS DEL VIENTO

Es necesario calcular los esfuerzos y la presión máxima que se podría llegar a ejercer sobre los módulos, con el fin de evitar cualquier tipo de inconveniente para el caso más desfavorable posible.

Observando los valores de la velocidad del viento durante el transcurso del pasado año 2021 y el transcurso de este 2022 en Valencia, el mes con mayores ráfagas de viento constantes registró aproximada unos 65 km/h. Sin embargo, se han llegado a registrar vientos de hasta unos 85 km/h. Por lo tanto, tomaremos este valor como valor desfavorable.

Al instalar Solar Block de hormigón armado como estructura no es necesario la adición de lastres, sin embargo, se calcula la presión que podría llegar a ejercer el viento en el caso más desfavorable mediante la siguiente expresión:

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \cdot D \cdot V^2$$

- P_{viento} → Presión que ejerce el viento sobre los paneles ($\frac{N}{m^2}$).
- D → Densidad del aire ($\frac{kg}{m^3}$).

- $V \rightarrow$ Velocidad del viento ($\frac{m}{s}$).

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \cdot 1,29 \cdot 23,61^2 = 359,58 \frac{N}{m^2}$$

Tras haber obtenido la presión ejercida por el viento en los paneles ya podemos calcular la fuerza de arrastre del viento:

$$F = P_{viento} \cdot S \cdot \sin^2 \beta$$

- $F \rightarrow$ Fuerza ejercida por el viento (N).
- $P_{viento} \rightarrow$ Presión que ejerce el viento sobre los paneles ($\frac{N}{m^2}$).
- $S \rightarrow$ Superficie ocupada por los módulos colocados en una misma agrupación (m^2).
- $\beta \rightarrow$ Ángulo de inclinación de los paneles.

Ya que en nuestra instalación hay diferentes agrupaciones de módulos, escogeremos aquella en la que haya un mayor número de módulos en conjunto, ya que será el caso más desfavorable, por lo tanto, en el caso de cumplirse para ese caso, también se cumplirá para el resto.

Al ser el mayor número de paneles en conjunto de 12, su superficie total será de $26,4 m^2$:

$$F = 359,58 \cdot 26,4 \cdot \sin^2 15 = 635,9 N$$

Pasando este valor a kg $\rightarrow M = \frac{635,9}{9,8} = 64,8 kg$

Por lo tanto, en el caso más desfavorable para evitar algún inconveniente en la instalación debido a la influencia de los vientos, es necesario un lastre total de 64,9 kg. Teniendo en cuenta que cada uno de los Solar Block tiene una masa de 69 kg y sumando los 24,7 kg de cada módulo, es más que idóneo.

14.2 CARGAS PERMANENTES

El cálculo de la carga máxima de nuestra instalación es de gran relevancia, ya que nos debemos asegurar si la cubierta en la cual se realiza la instalación es capaz de soportar el peso total.

Para calcular estas cargas permanentes debemos conocer el peso total de cada uno de los elementos a implantar. En el caso de los módulos y las estructuras vienen proporcionados en sus respectivas hojas de características.

En base al Código Técnico de la Edificación, específicamente en el Documento Básico SE-AE Seguridad Estructural Acciones en la edificación.

Mediante la expresión $\rightarrow C_p = \frac{(P_E + P_M) \cdot 9,8}{\text{Área}}$, siendo:

- $C_p \rightarrow$ Carga permanente del conjunto.
- $P_E \rightarrow$ Peso de la estructura.
- $P_M \rightarrow$ Peso del módulo.
- $\text{Área} \rightarrow$ Área ocupada por módulo con estructura.

Sabiendo que cada módulo instalado tiene un peso de 24,7 kg y un área de 2,22 m^2 , y además que cada uno de los Solar Block tiene un peso de 60 kg, aunque al haber 142 estructuras de este peso para 123 módulos, le corresponderá el peso de 1,15 estructuras a cada módulo, siendo un total de 69 kg por módulo. Esto también implicará un pequeño aumento en el área del conjunto, definiendo así un área de 2,45 m^2 .

Con todos estos datos podemos proceder a su cálculo:

$$P_p = \frac{(P_E + P_M) \cdot 9,8}{\text{Área}} = \frac{(69 + 24,7) \cdot 9,8}{2,45} = 374,8 \frac{N}{m^2} = 0,3748 \frac{kN}{m^2}$$

Tabla 3.1. Valores característicos de las sobrecargas de uso

Categoría de uso		Subcategorías de uso		Carga uniforme [kN/m ²]	Carga concentrada [kN]
A	Zonas residenciales	A1	Viviendas y zonas de habitaciones en, hospitales y hoteles	2	2
		A2	Trasteros	3	2
B	Zonas administrativas			2	2
C	Zonas de acceso al público (con la excepción de las superficies pertenecientes a las categorías A, B, y D)	C1	Zonas con mesas y sillas	3	4
		C2	Zonas con asientos fijos	4	4
		C3	Zonas sin obstáculos que impidan el libre movimiento de las personas como vestíbulos de edificios públicos, administrativos, hoteles; salas de exposición en museos; etc.	5	4
		C4	Zonas destinadas a gimnasio u actividades físicas	5	7
		C5	Zonas de aglomeración (salas de conciertos, estadios, etc)	5	4
D	Zonas comerciales	D1	Locales comerciales	5	4
		D2	Supermercados, hipermercados o grandes superficies	5	7
E	Zonas de tráfico y de aparcamiento para vehículos ligeros (peso total < 30 kN)			2	20 ⁽¹⁾
F	Cubiertas transitables accesibles sólo privadamente ⁽²⁾			1	2
G	Cubiertas accesibles únicamente para conservación ⁽³⁾	G1 ⁽⁷⁾	Cubiertas con inclinación inferior a 20°	1 ^{(4),(6)}	2
			Cubiertas ligeras sobre correas (sin forjado) ⁽⁵⁾	0,4 ⁽⁴⁾	1
		G2	Cubiertas con inclinación superior a 40°	0	2

Ilustración 17. Valores de las sobrecargas máximas según la categoría de uso.

Como hemos marcado, la categoría de uso que nos corresponde es la F correspondiente a *Cubiertas transitables accesibles sólo privadamente*, por lo que el valor máximo de carga uniforme es de 1 kN/m^2 .

Sabiendo que nuestra carga permanente es de 0,3748 kN/m^2 , se puede afirmar que nuestra instalación cumple con las especificaciones marcadas.

15. AHORRO EN EMISIONES DE CO_2

La implementación de instalaciones fotovoltaicas no solo supone un gran ahorro económico, sino que también intervienen en el ahorro de emisiones de CO_2 . Para calcular los valores de esta disminución de emisiones se obtiene mediante la comparación del nivel de CO_2 que se hubiera generado en el caso de continuar con el abastecimiento de energía eléctrica a través de la red.

Para ello, buscamos los valores de emisiones medias que se emiten en España a lo largo de un año. En 2021, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicó que, en España, la combinación de emisiones que realizan las centrales energéticas de gas, carbón, nuclear, eólica, hidráulica, fotovoltaica... emitió aproximadamente 250 g de CO_2 /kWh.

Por lo tanto, al disponer de una instalación de 55,965 kW, esta aportará un ahorro de emisiones para el primer año de:

$$\begin{aligned} \text{Ahorro de emisiones } CO_2 &= 101029,9 \frac{kWh}{\text{año}} \cdot 250 \text{ g } \frac{CO_2}{kWh} = 25257475 \text{ g } \frac{CO_2}{kWh} \\ &= 25257,47 \text{ kg } \frac{CO_2}{kWh} \end{aligned}$$

Por lo tanto, la implementación de esta instalación fotovoltaica supondría un ahorro en el primer año de 25257,47 kg $\frac{CO_2}{kWh}$

Sin embargo, para un periodo de 45 años este valor no es proporcional debido a las pérdidas de los módulos y del resto de elementos de la instalación. Según marca el fabricante, estas pérdidas son de un 16,9% de energía generada para los primeros 25 años, por lo que supondremos unas pérdidas lineales de 0,68% anual. Haciendo esta previsión para un plazo de 45 años, supondría unas pérdidas de producción del 30,42%.

Para poder saber con mayor exactitud el valor de ahorro de emisiones de CO_2 para un periodo promedio de duración de una instalación fotovoltaica, aplicamos este porcentaje de pérdidas para cada uno de los años de producción.

Año	Eficiencia (%)	Energía producida (kWh)	Emisiones (kg)	Emisiones totales (kg)
1	1	101029,90	25257,48	25257,48
2	0,9932	101028,91	25257,23	50514,70
3	0,9864	101027,92	25256,98	75771,68
4	0,9796	101026,94	25256,74	101028,42
5	0,9728	101025,97	25256,49	126284,91
10	0,9388	101021,21	25255,30	252563,78
25	0,8368	101007,94	25251,99	631366,30
45	0,7008	100992,63	25248,16	1136364,68

Tabla 32. Ahorro de CO_2 acumulado en un periodo de hasta 45 años.

16. MONITORIZACIÓN

La monitorización de nuestro inversor es un proceso de gran importancia para que, tanto el técnico competente de la instalación como el cliente, pueden observar y comprobar el correcto funcionamiento de la instalación a tiempo real.

El inversor recibirá la información directamente de un medidor que se instalará en el cuadro de contadores y transmitirá estos datos a través de conexión WIFI o por cable. Ya que los inversores implementados en la instalación son SMA, el dispositivo encargado de medir estos consumos será un SMA Energy Meter.

Por lo tanto, tras la puesta a punto del conjunto y su posterior conexión a internet, deberemos acceder a la página SUNNY PORTAL, desde la cual tendremos que crear una cuenta:

SUNNY PORTAL Español

SMA

Sencillo, económico, directo: Webconnect
La sencilla monitorización en línea para pequeñas instalaciones fotovoltaicas

- Visualización de datos en tiempo real en el Sunny Portal
- Intercambio de datos directo con Sunny Portal
- Solución ideal para instalación en un tejado de una vivienda con hasta 4 inversores
- Puesta en servicio sencilla y rápida gracias al asistente de configuración de instalaciones

Current power: 6300 W
Energy: 33,86 kWh
Total: 57622 kWh

Current plant status: System OK
Weather for Niestetal: 18°
Tomorrow: Sunshine, 19°

Entrar

Email

Contraseña

Entrar

Necesito una cuenta.

Mantener conexión

¿Ha olvidado su contraseña >

Más... >

SMA ENERGY APP
Learn more

Instalaciones de ejemplo >

Instalaciones compartidas >

Asistente de configuración de instalaciones
Registre su nueva instalación fotovoltaica en el Sunny Portal
Registrar ahora >

Ilustración 18. Página principal de SUNNY PORTAL.

Una vez nos hayamos registrado en la página rellenando todos los datos que se nos solicitan, recibiremos un mensaje al correo que habremos introducido, en el cual activaremos nuestra cuenta.

Para el registro de nuevas plantas deberemos entrar en “Asistente de configuración de instalaciones” e introducir los datos de la cuenta creada anteriormente:



Ilustración 19. Imagen página principal SUNNY PORTAL.

Una vez seleccionado este apartado tendremos que seguir una serie de pasos:

1. Registro de usuarios.
2. Seleccionar planta.
3. Seleccionar equipos → Introduciendo los números de serie de los inversores
4. Características ampliadas de la planta.
5. Resumen final de la planta.

Una vez configurada la planta, se podrá acceder a los datos y valores de la instalación. Se nos mostrará la potencia fotovoltaica producida en ese mismo instante, estado actual de la planta, la energía fotovoltaica, prevención de CO2, temperatura, etc.



Vista general de planta | Ma

▼ Datos de la planta		
<p>Potencia fotovoltaica actual</p> <p>2017 w</p> <p>Energía y potencia ></p>	<p>Estado actual de la planta</p> <p>Bitácora de la planta ></p>	<p>Energía fotovoltaica</p> <p>0 wh Total</p>
<p>Prevención de CO2</p> <p>- Total</p>	<p>Información sobre la planta</p> <p>Potencia de la planta: 5005 Wp Puesta en marcha: 20/05/2022</p> <p>Perfil de la planta ></p>	<p>Tiempo en Masías</p> <p>20 °C Despejado</p> <p>Mañana ></p>
<p>Lugar</p> <p>Ampliar mapa ></p>	<p>SolarCoin</p> <p>Participar ahora ></p> <p>No volver a mostrar la indicación ></p>	

Ilustración 20. Imagen orientativa del programa.

La imagen no muestra los datos correspondientes a nuestra instalación, simplemente sirve de ejemplo para hacernos una idea lo más clara posible de la aplicación.

17. ESTUDIO ECONÓMICO

17.1 COSTE DE LA INSTALACIÓN

Contabilizando todos los elementos que vamos a necesitar para la configuración completa de la instalación, consta de:

- Paneles solares JA SOLAR de 455Wp (123 unidades)
- Inversor SMA SUNNY TRIPOWER 25000TL (2 unidades)
- Monitorización SMA Energy Meter (1 unidad)
- Estructura Solar Bloc (142 unidades)
- Cableado PV ZZ-F (AS) 0,6/1kV 2x4 mm², RZ1-K (AS) 0,6/1kV 4x1x4 mm² y RZ1-K (AS) 0,6/1kV 4x1x10 mm².
- Protecciones y pequeño material

Existen diferentes empresas distribuidoras de estos elementos como pueden ser betsolar, amara-e o autosolar, que tienen unos precios fijos, sin embargo, nuestro deber es contactar con estas empresas comercializadoras con el fin de poder obtener el menor coste de la instalación posible.

También debemos tener en cuenta el coste de la instalación mecánica y eléctrica de los elementos, el proyecto, los impuestos y la correspondiente tramitación. Para ello será necesario valorar la magnitud del proyecto y todas las dificultades que supondrá.

En el Documento 03 del presente proyecto está detallado de forma desglosada el coste de cada uno de los elementos, trabajos y servicios que se dispondrán. El precio final de la instalación teniendo en cuenta los puntos citados anteriormente será de un total de 51403,67€ (sin IVA) para una instalación de 55,965 kWp.

Esto nos lleva a un coste de la instalación por W_{pico} de:

$$\text{Coste } W_{pico} = \frac{\text{Coste neto}}{\text{Potencia total pico}} = \frac{51403,67}{55965} = 0,92 \text{ €/}W_{pico}$$

17.2 BALANCE ECONÓMICO

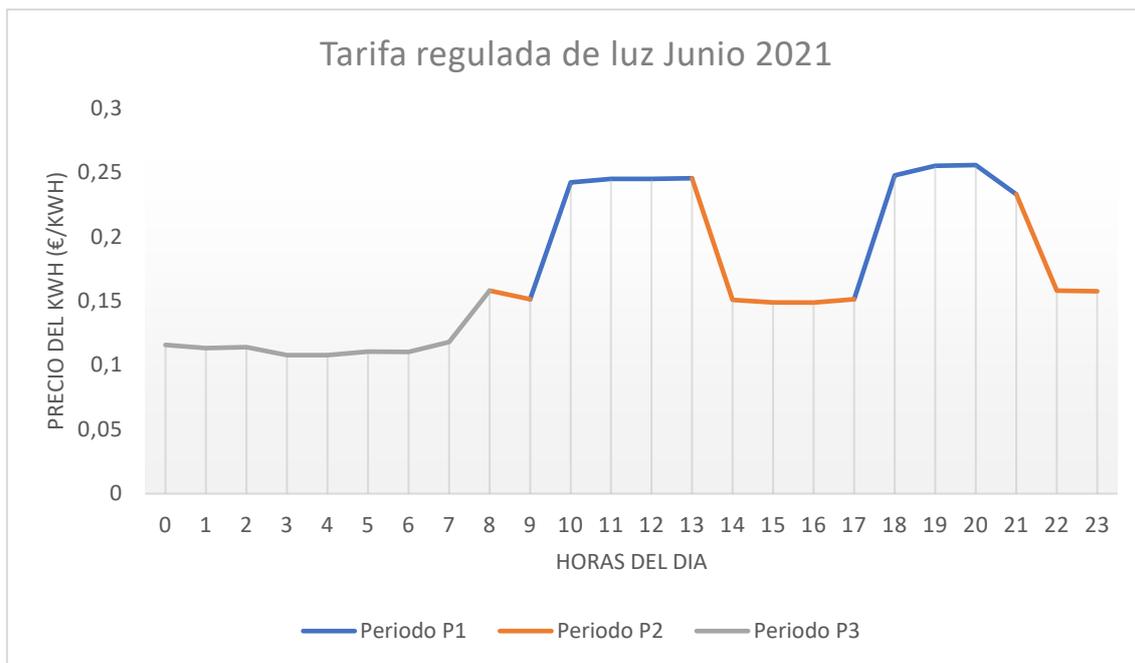
Tras haber obtenido todos los valores de producción y el respectivo ahorro energético que supone nuestra instalación en la industria, realizamos un estudio económico comparando los valores obtenidos con los precios que nos aporta red eléctrica de España sobre la tarifa energética. Estos datos se obtienen a través de la búsqueda de precios de mercado en la gráfica de facturación PVPC de energía activa.

Para un estudio de mayor exactitud se distingue entre los diferentes periodos de consumo a lo largo del día. Los valores de los precios horarios de la energía

durante el transcurso del día se han escogido para un día del mes de julio de 2021, ya que el precio de la energía en aquel momento era estándar y supondrá un estudio de ahorro más desfavorable, ya que actualmente la tarifa de la luz es bastante superior, y por lo tanto el ahorro será incluso mayor.

Hora	Precio energía (€/kWh)	Periodo
0:00	0,11576	P3
1:00	0,11327	P3
2:00	0,11042	P3
3:00	0,1078	P3
4:00	0,10781	P3
5:00	0,11047	P3
6:00	0,11041	P3
7:00	0,11808	P3
8:00	0,15798	P2
9:00	0,15122	P2
10:00	0,24236	P1
11:00	0,24496	P1
12:00	0,24505	P1
13:00	0,24538	P1
14:00	0,15085	P2
15:00	0,14894	P2
16:00	0,14873	P2
17:00	0,15134	P2
18:00	0,24778	P1
19:00	0,25514	P1
20:00	0,25574	P1
21:00	0,25315	P1
22:00	0,15799	P2
23:00	0,15745	P2

Tabla 33. Tarifa de luz regulada de junio 2021.



Gráfica 31. Tarifa de luz regulada junio 2021.

Tras obtener estos precios en función de la discriminación horario, realizamos la media de precio del kWh para cada uno de los periodos, de forma que obtenemos:

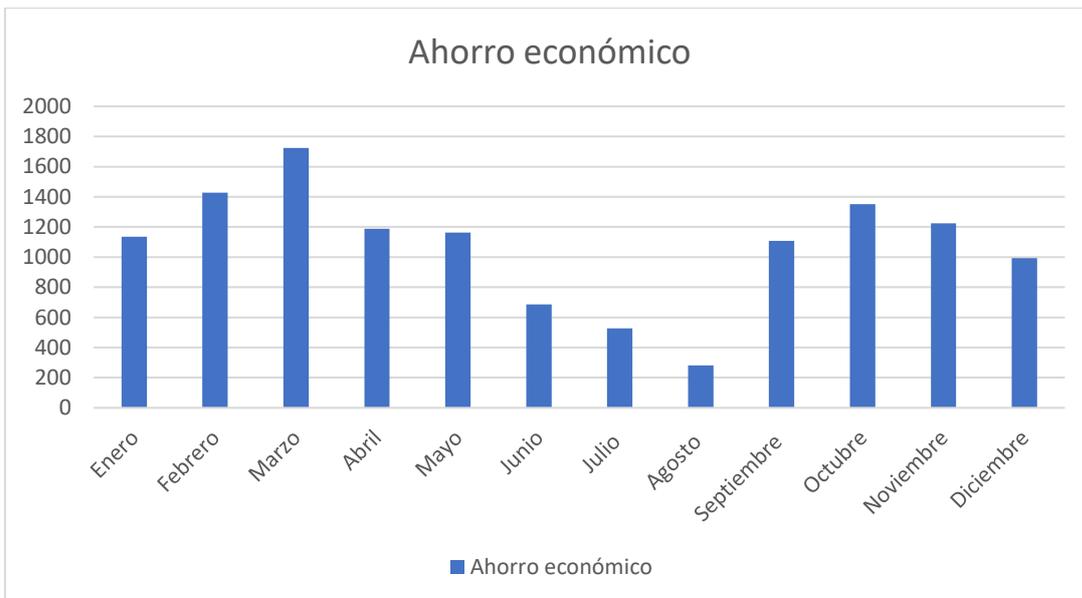
- Periodo 1: 0,2486950 €
- Periodo 2: 0,1530625 €
- Periodo 3: 0,1117525 €

Hay que tener en cuenta que los meses comprendidos desde noviembre hasta enero se necesita un aporte de energía de la red y por lo tanto, ese porcentaje de energía que no cubre nuestra instalación continuará pagándose. Por ello, para esos meses el valor del autoconsumo será inferior al del consumo real. En la siguiente tabla se tienen en cuenta esos consumos de energía de la red y, de esta forma, aproximarnos lo máximo posible al valor real del ahorro que supondrá la instalación.

Mes	Periodo	Consumo (kWh)	Precio (€)	Precio total
Enero	P1	3275,14	0,2486950	1134,80223
	P2	1804,94	0,1530625	
	P3	393,93	0,1117525	
Febrero	P1	3837,82	0,2486950	1428,28556
	P2	2694,57	0,1530625	
	P3	549,44	0,1117525	
Marzo	P1	4514,65	0,2486950	1724,79952
	P2	3450,64	0,1530625	
	P3	660,97	0,1117525	
Abril	P1	2914,49	0,2486950	1188,55153
	P2	2467,91	0,1530625	

	P3	769,45	0,1117525	
Mayo	P1	2761,33	0,2486950	1163,25549
	P2	2373	0,1530625	
	P3	1013,93	0,1117525	
Junio	P1	751,21	0,2486950	686,690085
	P2	2479,09	0,1530625	
	P3	1077,49	0,1117525	
Julio	P1	1256,7	0,2486950	526,940745
	P2	1036,63	0,1530625	
	P3	498,75	0,1117525	
Agosto	P1	629,22	0,2486950	282,044634
	P2	583,87	0,1530625	
	P3	323,86	0,1117525	
Septiembre	P1	2642,94	0,2486950	1107,34893
	P2	2479,68	0,1530625	
	P3	631,01	0,1117525	
Octubre	P1	3457,03	0,2486950	1351,09182
	P2	2720,37	0,1530625	
	P3	670,76	0,1117525	
Noviembre	P1	3355,66	0,2486950	1224,79419
	P2	2145,66	0,1530625	
	P3	553,35	0,1117525	
Diciembre	P1	2884,81	0,2486950	992,88571
	P2	1492,53	0,1530625	
	P3	420,55	0,1117525	

Tabla 34. Ahorro económico mensual por energía consumida.



Gráfica 32. Ahorro económico mensual por energía consumida.

Por lo tanto, el ahorro obtenido en función de los consumos obtenidos para el transcurso del año 2021 para cada uno de los meses sería de:

	E. autoconsumida (kWh/mes)	Ahorro económico (€)
Enero	5474,01	1134,80
Febrero	7081,83	1428,29
Marzo	8626,26	1724,80
Abril	6151,85	1188,55
Mayo	6148,26	1163,26
Junio	4307,79	686,69
Julio	2792,08	526,94
Agosto	1536,95	282,04
Septiembre	5753,63	1107,35
Octubre	6848,16	1351,09
Noviembre	6054,67	1224,79
Diciembre	4797,89	992,89
	Ahorro 1r año:	12811,49

Tabla 35. Ahorro económico en el primer año.

Por otra parte, debemos tener en cuenta la compensación de excedentes energéticos que se vierten a la red. En el apartado 13 de esta memoria se encuentran especificados los excedentes para cada uno de los meses, y teniendo en cuenta que, según los datos que nos aporta la página de Red Eléctrica de España, estos se pagan a 0,06 €/kWh, podemos deducir que:

Mes	Excedentes (kWh/mes)	Compensación económica (€)
Enero	0	0
Febrero	0	0
Marzo	0	0
Abril	3962,02	237,7212
Mayo	4167,95	250,077
Junio	6564,99	393,8994
Julio	7687,4	461,244
Agosto	8169,16	490,1496
Septiembre	2757,94	165,4764
Octubre	657,97	39,4782
Noviembre	0	0
Diciembre	0	0
	Total	2038,0458

Tabla 36. Compensación económica de los excedentes en el 1r año.

Por lo que a lo largo del primer año nos aportaría un descuento de 2038 € en las facturas de la luz.

17.3 RETORNO OPERATIVO DE LA INVERSIÓN

El retorno operativo de la inversión hace referencia al tiempo en que se recupera la inversión realizada para la implementación de la instalación. En este apartado calcularemos este retorno sin tener en cuenta la aplicación de subvenciones económicas, por lo que supondrá un tiempo estimado mayor al que debería ser, y así poder ser conocedores del tiempo necesario para recuperar la inversión en el peor de los casos.

Para su cálculo se tienen en cuenta los siguientes factores:

- Presupuesto de la instalación y su puesta en marcha sin IVA.
- Ahorro económico anual.
- Compensación de excedentes.

Todos estos factores ya han sido calculados con anterioridad, sin embargo, las compensaciones económicas debidas a los excedentes y el ahorro económico anual decrecen entorno a un 2% anual debido a las pérdidas que sufre la instalación con el paso del tiempo, por lo tanto, para un periodo de 10 años:

Año	1	2	3	4	5
Comp. (€)	2038,05	2007,48	1977,36	1947,70	1918,49
Ahorro (€)	12811,49	12606,5066	12404,8025	12206,3256	12011,0244

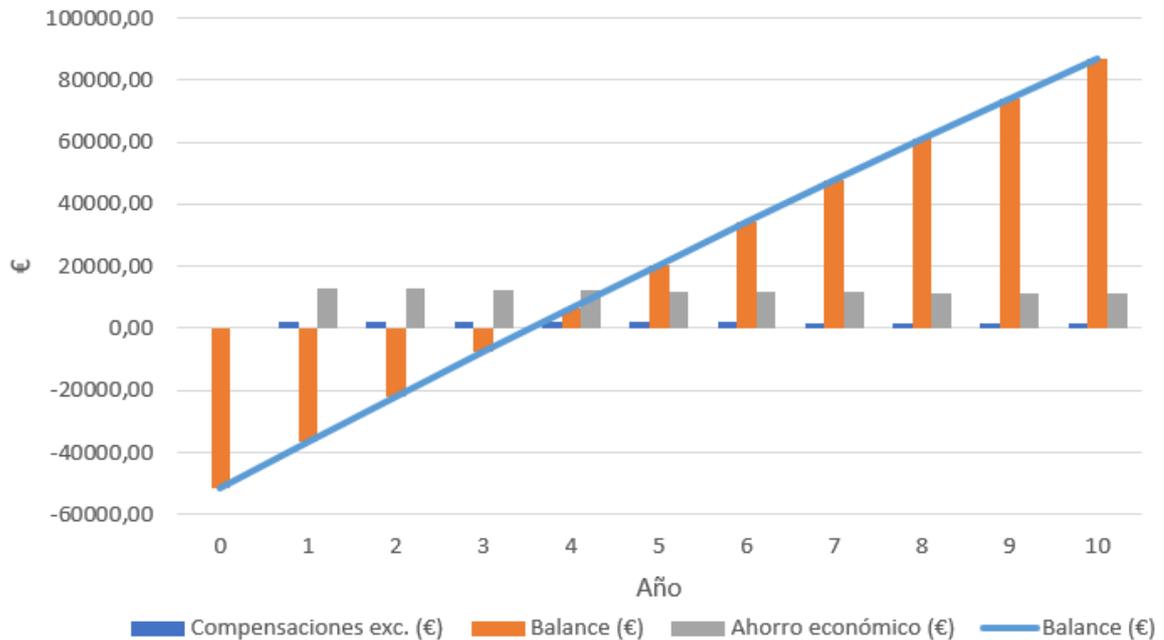
Año	6	7	8	9	10
Comp. (€)	1889,71	1861,36	1833,44	1805,94	1778,85
Ahorro (€)	11818,848	11629,7465	11443,6705	11260,5718	11080,4027

Tabla 37. Ahorro económico y compensación de excedentes en un periodo de 10 años.

Ya calculados los valores, procedemos a obtener el tiempo que ha de transcurrir para amortizar la inversión realizada:

Año	Coste inicial (€)	Ahorro económico (€)	Compensaciones exc. (€)	Balance (€)
0	-51403,67	0,00	0,00	-51403,67
1	-	12811,49	2038,05	-36554,13
2	-	12606,51	2007,48	-21940,15
3	-	12404,80	1977,36	-7557,99
4	-	12206,33	1947,70	6596,04
5	-	12011,02	1918,49	20525,55
6	-	11818,85	1889,71	34234,11
7	-	11629,75	1861,36	47725,22
8	-	11443,67	1833,44	61002,33
9	-	11260,57	1805,94	74068,85
10	-	11080,40	1778,85	86928,10

Tabla 38. Balance económico en un periodo de 10 años.



Gráfica 33. Balance económico en un periodo de 10 años.

Podemos concluir que, para el caso más desfavorable y habiendo realizado los cálculos con precios de la energía inferiores a los actuales, el tiempo de amortización de nuestra instalación fotovoltaica de autoconsumo es de 4,6 años.

17.4 BONIFICACIONES Y AYUDAS

En este apartado vamos a mostrar y justificar las bonificaciones que un usuario o promotor puede recibir, en base al tipo de instalación fotovoltaica y su propia ubicación. Estas ayudas son diferentes para cada comunidad autónoma. Al realizarse este proyecto en la Comunidad Valenciana, se mostrarán las ayudas que se obtienen en este caso.

Se pueden obtener tres tipos de subvenciones diferentes. Estas son: sobre el IBI y a través del IVACE.

Sobre el IBI (Impuesto sobre bienes inmuebles), en función del artículo 74.5 del R.D.L. 2/2004, la bonificación a recibir corresponde al 50% en la cuota del impuesto. Los documentos necesarios a presentar para la solicitud de la mismas son los siguientes:

- Documentación gráfica del proyecto
- Certificado de garantía de los materiales firmado y sellado por el fabricante
- Justificante y factura de compra y pago

En el caso de la ayuda del IVACE, según el Artículo 41.7.1.a del Reglamento UE N°651/2014, esta se basa en la potencia instalada, su ubicación y el caso de implementar sistemas de almacenamiento de energía. Para solicitar la ayuda es necesario presentar:

- Memoria técnica del proyecto
- Documento de referencia catastral
- Solicitud de ayuda
- Factura de compra
- Justificante de registro de instalación de baja tensión
- Documentación gráfica de la instalación
- Declaración responsable firmada por el cliente

B) Administraciones públicas y tercer sector:

Actuaciones	Módulo [Ayuda (€/kWp) o (€/kW)]	Módulo para el caso de autoconsumo colectivo [Ayuda (€/kWp) o (€/kW)]
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (1.000 kWp < P ≤ 5.000 kWp).	500	555
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (100 kWp < P ≤ 1.000 kWp).	650	720
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (10 kWp < P ≤ 100 kWp).	750	835
Instalación Fotovoltaica autoconsumo (P ≤ 10 kWp).	1.000	1.110
Instalación eólica (500 kW < P ≤ 5.000 kW) para autoconsumo.	1.150	1.275
Instalación eólica (20 kW < P ≤ 500 kW) para autoconsumo.	2.700	3.000
Instalación eólica (P ≤ 20 kW) para autoconsumo.	4.100	4.550

Tabla 39. Actuaciones de ayudas IVACE.

En nuestro caso, al tratarse de administración pública y al tener una instalación fotovoltaica de autoconsumo de potencia instalada comprendida entre 10 kWp y 100 kWp, la ayuda a percibir corresponde a 750 €/kWp, por lo tanto:

$$Ayuda\ económica = 55,965\ kWp \cdot 750 \frac{\text{€}}{\text{kWp}} = 41973,75\text{€}$$

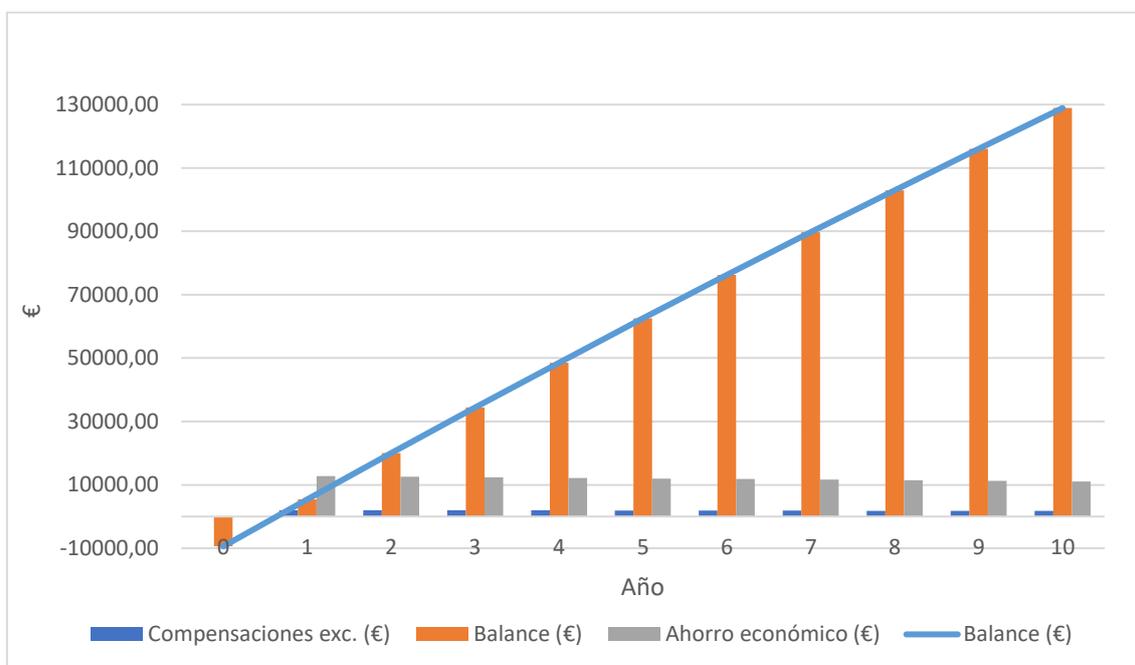
17.5 RETORNO OPERATIVO DE LA INVERSIÓN CON AYUDAS

La amortización de la instalación se ha desglosado en dos apartados diferentes ya que las ayudas económicas que se solicitan pueden no ser concedidas o solo ser proporcionadas una parte, por lo tanto, a continuación, se volverá a calcular este valor en el caso en que las subvenciones se concedan en su totalidad. Como se ha mostrado en el apartado anterior, estas ayudas supondrían un total de 41973,75€, siendo el precio total invertido para la puesta a punto de la instalación de 51403,67€. Por lo que sería abonado el 81,65% del total de la inversión.

Este caso es mucho más optimista y el retorno operativo de la inversión será muy inferior:

Año	Coste inicial (€)	Ahorro económico (€)	Compensaciones exc. (€)	Balance (€)
0	-9430,67	0	0	-9430,67
1	-	12811,49	2038,0458	5418,8658
2	-	12606,50659	2007,475113	20032,8475
3	-	12404,80248	1977,362986	34415,013
4	-	12206,32564	1947,702542	48569,0412
5	-	12011,02443	1918,487003	62498,5526
6	-	11818,84804	1889,709698	76207,1103
7	-	11629,74647	1861,364053	89698,2209
8	-	11443,67053	1833,443592	102975,335
9	-	11260,5718	1805,941938	116041,849
10		11080,40265	1778,852809	128901,104

Tabla 40. Balance económico en un periodo de 10 años con subvenciones.



Gráfica 34. Balance económico en un periodo de 10 años con subvenciones.

Como se puede observar, el retorno operativo en el caso de la obtención del conjunto de subvenciones es inferior al año, y se cumpliría en poco más de un mes.

Por lo tanto, podemos concluir que la amortización de la instalación tendrá lugar en un periodo de entre poco más de un mes hasta 4,6 años, en función de la cantidad económica percibida por las ayudas.

18. TRAMITACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Para poder implementar y llevar a cabo la instalación fotovoltaica de autoconsumo, es necesario realizar una serie de trámites administrativos justificativos para la aprobación de la propia instalación y así, su posterior puesta a punto y conexión a red.

Por lo tanto, se va a explicar de forma detallada y cronológica los procesos a realizar y las documentaciones necesarias a entregar a los órganos competentes.

18.1 LICENCIA DE OBRA

En primer lugar, la licencia de obra se solicita ante el ayuntamiento correspondiente, una vez el cliente ya ha aceptado y está conforme con el proyecto y el presupuesto.

El colegio está ubicado en Catarroja, por lo tanto, será necesario contactar con el ayuntamiento de Catarroja e informarnos del procedimiento requerido, ya que suele variar en función de la localidad.

Para la instalación se precisa de una declaración responsable. Al acceder a la sede electrónica del ayuntamiento, deberemos entrar dentro de “Trámites” → “Declaración responsable” y nos aparecerán los requisitos y documentos a completar. Estos son los siguientes:

- Escritura constitutiva o documento análogo de la entidad.
- Documento acreditativo de la representación.
- Memoria explicativa de la obra o proyecto con identificación clara del emplazamiento.
- Presupuesto detallado de la obra.
- Proyecto técnico firmado por personal técnico competente y visado por el colegio profesional correspondiente.
- Certificación de la capacidad portante de la estructura, donde se acredite que el edificio resiste la sobrecarga de se deriva de la instalación de los paneles.
- Nombramiento de dirección de obra.
- Autorización de la Agencia Estatal de Seguridad Aérea.
- Compromiso de aportación de certificado final de obra firmado y visado.
- Justificante de pago de la autoliquidación del Impuesto de Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO).
- Justificante de pago de la autoliquidación de la Tasa por Licencia Urbanística.

Previo a la solicitud, es necesario solicitar la autoliquidación de la instalación fotovoltaica para poder realizar el pago del ICIO.

Una vez entregada y aceptada esta declaración responsable, se obtendrá un justificante de envío de solicitud con la posterior aceptación si procede. Al recibir estos documentos formalizados, ya se podrá empezar la obra.

18.2 ACCESO Y CONEXIÓN A LA RED ELECTRICA

Al tratarse de una instalación superior a los 15kW, es de obligación solicitar a la empresa distribuidora el permiso necesario para conectar la instalación, ya que puede generar desajustes en la red eléctrica debido a los excedentes. Por ello, es necesario realizar este trámite antes de la puesta en marcha del conjunto.

La empresa distribuidora correspondiente es I-DE REDES INTELIGENTES S.A.U.

Los documentos a presentar son los siguientes:

- Plano de situación y emplazamiento con el punto de conexión de la instalación.
- Fichero con la superficie ocupada por la planta (en formato kmz/kml).
- Esquema unifilar de la instalación.
- Información catastral del lugar.
- Acreditación de la solicitud de alcance del estudio de impacto ambiental.
- Anteproyecto.
- Documentación acreditativa de la representación.

Tras enviar toda la información reglamentaria a la empresa distribuidora y esta se haya aceptado y cumpla con los requisitos, ya se podrá llevar a cabo la conexión de nuestra instalación y verter energía a la red.

18.3 LEGALIZACIÓN

Al tratarse de una instalación superior a los 10kW de potencia fotovoltaica instalada, es necesario realizar el registro de la instalación de baja tensión.

Este trámite se realiza desde la página de la GVA, accediendo a la guía PROP, *“Instalaciones de GENERACIÓN de energía eléctrica de BAJA TENSIÓN destinadas a AUTOCONSUMO de potencia instalada SUPERIOR A 10 kW.”*.

La documentación a presentar es la siguiente:

- Formulario web de datos generales, a cumplimentar y firmar digitalmente
- Certificado de instalación eléctrica en baja tensión, emitido por empresa instaladora.
- Comunicación de nueva instalación.
- Documentación identificativa del titular y, en su caso, de su representante.

- Documentación técnica de la instalación:
 - o Proyecto técnico de la instalación.
 - o Certificado de dirección y terminación de obra.
 - o Declaración responsable de la persona técnica titulada competente.
- Permiso de acceso y permiso de conexión a la red.
- Certificado de inspección periódica.
- Documento del fabricante sobre el cumplimiento de la reglamentación técnica aplicable.

Tras haber enviado la solicitud con todos los documentos necesarios, el PROP es el encargado de enviar una notificación al órgano competente, que notificará a la distribuidora eléctrica del titular de la realización de la instalación. Una vez se haya finalizado este proceso, la comercializadora se pondrá en contacto con el promotor para llevar a cabo un contrato de autoconsumo y compensar la energía vertida a la red

DOCUMENTO 02: PLIEGO DE CONDICIONES

1. OBJETO

El siguiente pliego de condiciones se basa en los requisitos exigidos mínimos dictaminados por el pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red PCT-C-REV – julio 2011 publicado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la energía (IDEA).

El objeto principal de este apartado es fijar las condiciones mínimas a cumplir, tanto técnicas como logísticas, para el presente proyecto de instalación fotovoltaica. Además, tiene como función orientar en el transcurso del proyecto a instaladores y personas relacionadas, definiendo unas especificaciones mínimas a seguir para el cumplimiento de la instalación y de esta forma asegurar su correcto funcionamiento.

Dentro de estas condiciones mínimas a cumplir podemos destacar las siguientes:

- Correcto funcionamiento de la instalación y acorde a las especificaciones que se muestran reflejadas en la memoria.
- Garantizar la seguridad y protección de los trabajadores y personal autorizado durante la realización de los trabajos de instalación.
- Asegurar un grado de aislamiento eléctrico en cuanto a los equipos de producción, materiales conductores, cajas de conexión y cableado.
- Se implementan las protecciones necesarias para para hacer frente a sobrecargas, cortocircuitos, contactos directos e indirectos, así como otros elementos y protecciones acordes a la legislación vigente.
- Certificar la continuidad de producción de la instalación en base a su eficiencia y sus pérdidas previstas a lo largo de los años.

2. COMPROBACIONES INICIALES

Al inicio de la instalación del proyecto se comprobará que todos y cada uno de los elementos de la instalación fotovoltaica se adecuan a lo especificado, ya sea tanto en unidad como en modelo y tamaño. Con ayuda del técnico e instalador autorizado, se marcará y dirigirá el lugar donde corresponda la implementación de la instalación.

Los fundamentos teóricos a seguir se encuentran especificados en la ITC-BT-40, donde se tratan las instalaciones generadoras de baja tensión.

Además, se realizarán las mediciones de los elementos como pueden ser las secciones de los conductores, tubos por los cuales pasaran los conductores y el resto de elementos auxiliares que precisen de medidas exactas.

3. ENTENDIMIENTO DEL PROYECTO

El ingeniero técnico encargado de la realización del proyecto se reunirá con los instaladores y técnicos autorizados para la instalación, con el fin de acordar las correctas advertencias e instrucciones necesarias a llevar a cabo durante este periodo de trabajo. De esta forma, se evitarán maniobras incorrectas e impedir errores de interpretación por parte del equipo de instaladores.

Se señalará y diferenciará toda la maquinaria y elementos a disponer para la realización del proyecto, con el fin de simplificar la tarea de reconocimiento de los técnicos.

4. ORDEN DE LOS TRABAJOS

El director de obra será el responsable de fijar y marcar el orden y los tiempos de cada labor, y de esta forma, dirigir a los operarios según su criterio con el objetivo de cumplir lo establecido.

5. PERSONAL

Es de obligatoriedad la presencia de como mínimo, un técnico titulado competente de grado medio o superior al frente de los trabajos a realizar, cuya función principal será el control del resto de trabajadores y capaz de, en caso de originarse la necesidad de replanteos en las labores marcadas y establecidas, realizarlas de forma satisfactoria y notificarlas tanto al director de obra como al técnico a cargo del proyecto. Tanto el técnico titulado al cargo de estas labores como el director de la obra serán los únicos con la capacidad de realizar estas labores no especificadas de antemano para el correcto funcionamiento de la instalación.

Todos y cada uno de los trabajadores implicados en el proyecto deberán estar notificados y registrados ante el órgano competente con sus datos personales, titulación, experiencia...

6. GENERALIDADES

6.1 SISTEMAS GENERADORES FOTOVOLTAICOS

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

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

– UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.

– UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.

– UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.

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

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

- Los módulos a utilizar se ajustan a las características necesarias de la instalación y cumplen con los valores descritos en su hoja de características.

- Los módulos incluyen los diodos de derivación para evitar posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tienen un grado de protección IP65.

- Los marcos laterales son de acero inoxidable.

- El módulo resulta aceptable, ya que su potencia máxima y corriente de cortocircuito real referidas a condiciones estándar están comprendidas en un margen inferior a $\pm 3\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

- Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

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

6.2 INVERSORES

- Son 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 son las siguientes:
 - Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
 - Autoconmutados.
 - Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
 - No funcionarán en isla o modo aislado.

La caracterización de los inversores se ha realizado según las normas siguientes:

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

- Perturbaciones presentes en la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

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

- Cada inversor dispone de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporan los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

- Cada inversor incorpora los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.

- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

- Las características eléctricas de los inversores son las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM. Además, soporta picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.

- El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, es como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se ha realizado de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

- El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno es inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.

- El factor de potencia de la potencia generada es superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.

- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor inyecta esta potencia a la red.

- Los inversores tienen un grado de protección de IP 65, ya que están instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

- Los inversores están garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

- Los inversores para esta instalación fotovoltaica están garantizados por el fabricante durante un período de 5 años.

6.3 ESTRUCTURAS

- Las estructuras soporte cumplen las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.
- La estructura soporte de módulos resisten, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.
- El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permite 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 son las necesarias, 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 de la estructura se ha realizado 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 se encuentra protegida superficialmente contra la acción de los agentes ambientales.
- La tornillería será realizada en acero inoxidable.
- Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojan sombra sobre los módulos.
- Al tratarse de una instalación integrada en cubierta que hace las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajusta a las exigencias vigentes en materia de edificación.
- Se dispone de las estructuras soporte necesarias para montar los módulos sobre superficie plana (terraza). Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.
- La estructura soporte se ha calculado según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

6.4 CABLEADO

- El cableado que recorrerá la instalación de corriente continua se diferenciará mediante diferentes colores. El cableado negro se corresponderá a la conexión de entrada y el cableado rojo hará referencia a la conexión de salida.
- Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.
- Los conductores son de cobre y tiene la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores tienen la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.
- El cable tiene la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.
- Todo el cableado de continua es de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

6.5 PROTECCIONES

- La instalación cumple con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) son para cada fase.

7. CONEXIÓN A RED

Al tratarse de una instalación de menos de 100 kW, deberá cumplir con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

8. ARMONICOS

La instalación fotovoltaica cumplirá con lo marcado en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

9. INSTALACION DE LOS MODULOS FOTOVOLTAICOS

Para la instalación de los módulos fotovoltaicos hay que tener presente las siguientes consideraciones:

- Los conjuntos de cadenas de módulos en serie se distribuyen mediante tres cadenas de 21 módulos cada una y las otras tres cadenas son de 2° módulos en serie cada una.
- La conexión de los paneles en serie se realizará mediante la unión del extremo negativo con el extremo positivo del siguiente panel.
- Los conductores de conexión de los módulos estarán dispuestos bajo tubo, con el fin de evitar el calentamiento excesivo de los conductores y para una mayor sencillez en la colocación de estos.
- Todas las canalizaciones se colocarán de forma que visualmente no sea molesto, pero, sin embargo, se pueda acceder a ellos sin complicaciones en caso de necesitar realizar alteraciones o cualquier tipo de modificación.
- Se fijará sobre los cuadros un marcado en el cual aparezca la indicación de material metálico, el nombre de la empresa instaladora y la fecha de ejecución.
- Los interruptores se situarán sobre el conductor de fase correspondiente.
- Todas las partes activas estarán conectadas a tierra.
- Todos los conductores que se conecten al cuadro estarán identificados mediante una etiqueta o una señalización, para poder diferenciarlos en caso de alguna modificación.

10. INSTALACION DEL INVERSOR

Como ya se ha explicado anteriormente, se dispondrá de 2 inversores de 25 kW cada uno. Para su implementación será necesario tener en cuenta los siguientes factores:

- Se incorporará un cerramiento de metacrilato que protegerá a ambos inversores de la luz solar directa, lluvias y otros fenómenos atmosféricos, así como, del contacto directo accidental de las personas o animales.
- Su colocación será en vertical y anclada a la pared con ayuda de soportes específicos, dejando una separación entre el inversor y la pared para una correcta refrigeración del dispositivo.
- Se precisará de tornillería y maquinaria específica para el correcto anclaje de los inversores.
- En primer lugar, se conecta el cableado correspondiente a la parte de corriente alterna y después la parte de corriente continua, que corresponde a los paneles fotovoltaicos, de forma que queden conectados

el polo positivo de los módulos junto a el polo positivo del inversor (+ con +), y el polo negativo de los módulos conectado al polo negativo del inversor (- con -).

- Tras realizar las conexiones pertinentes, faltará conectar las protecciones a disponer, en este caso los fusibles y los seccionadores, junto al inversor y la red interior.

11. INSTALACION DE LA PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra tiene como objetivo principal evitar la aparición de diferencias de potencial que puedan ser peligrosas en todo tipo de instalaciones. Además, permiten el paso a tierra de corrientes de defecto, y descargas o sobretensiones debidas a fenómenos atmosféricos.

Cada uno de los elementos a disponer en la puesta a tierra, así como sus cálculos serán en referencia a la ITC-BT-18 y ITC-BT-24.

- El valor de la resistencia de puesta a tierra es de debido cumplimiento con lo especificado en las normas de protección de la instalación.
- A lo largo del tiempo, el valor de la resistencia de puesta a tierra debe mantenerse.
- De forma independiente a las condiciones externas, se debe asegurar la protección mecánica de la puesta a tierra.
- Las corrientes de fuga y de defecto a tierra deben circular sin ningún tipo de inconveniente.

12. MEDIDAS DE SEGURIDAD

Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

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

Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1 MW estarán dotadas de un sistema de tele desconexión y un sistema de telemedida.

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

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

DOCUMENTO 03: PRESUPUESTO

Autor: Lluís Alfaro Castell NIF: 43463454D Correo: llalcas@etsid.upv.es	Cliente: IES Berenguer Dalmau CIF: - Dirección: Av. Blasco Ibáñez, Catarroja Email: -
--	--

Descripción	Unidades	Longitud (m)	Precio unitario (€)	Importe total (€)
Panel Solar Ja Solar 455Wp	123	-	144,0	17712,0
Inversor SMA SUNNY TRIPOWER 25000TL (STP 25000TL-30)	2	-	4688,0	9376,0
SMA Energy Meter	1	-	463,39	463,39
*Estructura Solar Block 15°	142	-	35,99	5110,58
Cableado PV ZZ-F (AS) 0,6/1kV 2x4mm ²	-	230	0,77	177,1
Cableado RZ1-K (AS) 0,6/1Kv 4x1x4mm ²	-	120	0,82	98,4
Cableado RZ1-K (AS) 0,6/1Kv 4x1x10mm ²	-	90	0,88	79,2
Tubo corrugado	-	64	0,45	28,8
Fusible gG 16A 1000V DC	6	-	8,05	48,3
Magnetotérmico 3P+N 40A	2	-	215,80	431,6
Diferencial 3P+N 40A 30mA	2	-	422,43	844,86
Cuadro general de protección DC	1	-	190,0	190,0
Cuadro general de protección AC	1	-	439,9	439,9
Pica de puesta a tierra 2 m Cu	1	-	21,86	21,86
Instalación eléctrica	55,96	-	115,0	6435,40
Instalación mecánica	55,96	-	102,0	5708,43
Proyecto y tramitación	1	-	2900,0	2900,0
Impuesto ICIO	1	-	1560,0	1337,85

Presupuesto Total	51403,67 €
IVA (21%)	10794,77 €
TOTAL	62198,44 €

**Estructura Solar Block 15° incluye la tornillería, las pletinas centrales, laterales y de unión para su correcto montaje.*

El coste total de la instalación con IVA asciende a un total de 62198,44 €

BIBLIOGRAFIA:

Situación y emplazamiento: <https://www.google.com/maps>

<https://www1.sedecatastro.gob.es/cycbienmueble/ovcbusqueda.aspx>

<https://www.google.com/intl/es/earth/>

Descripción de la facturación eléctrica: <https://www.iberdrola.es/blog/luz/nueva-estructura-peajes-electricos-2021>

Datos de consumo: <https://www.i-de.es/consumidores/web/guest/login>

Proveedores de elementos de la instalación: <https://betsolar.es/>

<https://amaranzero.es/catalogo/solar>

<https://solarbloc.es/>

Estudio de irradiancia: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

Estudio de viento en valencia:

https://www.meteoblue.com/es/tiempo/semana/valencia_espa%c3%b1a_2509954

Pliego de condiciones:

https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf

Reglamento eléctrico de baja tensión (REBT): ITC-BT-18, 19, 22, 24, 40.

Emisiones de CO2: <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/emisiones.aspx>

https://canviclimatic.gencat.cat/es/actua/factors_demissio_associats_a_lenergia/

Monitorización:

<https://www.sunnyportal.com/Templates/Start.aspx?ReturnUrl=%2f>

Ayudas: <http://www.gva.es/proc21988>

<https://catarroja.sedipualba.es/carpetaciudadana/tramite.aspx?idtramite=13370>

Tramitaciones:

<https://catarroja.sedipualba.es/carpetaciudadana/tramite.aspx?idtramite=13913>

https://www.gva.es/inicio/atencion_ciudadano/buscadores

DOCUMENTO 04: PLANOS



GOBIERNO DE ESPAÑA

MINISTERIO DE HACIENDA Y FUNCIÓN PÚBLICA

SECRETARÍA DE ESTADO DE HACIENDA

DIRECCIÓN GENERAL DEL CATASTRO

CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA DE DATOS CATASTRALES DE BIEN INMUEBLE

Referencia catastral: 3556502YJ2635N0001DU

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

Localización:

AV BLASCO IBAÑEZ 7
46470 CATARROJA [VALENCIA]

Clase: URBANO

Uso principal: Cultural

Superficie construida: 7.746 m2

Año construcción: 1966

Construcción

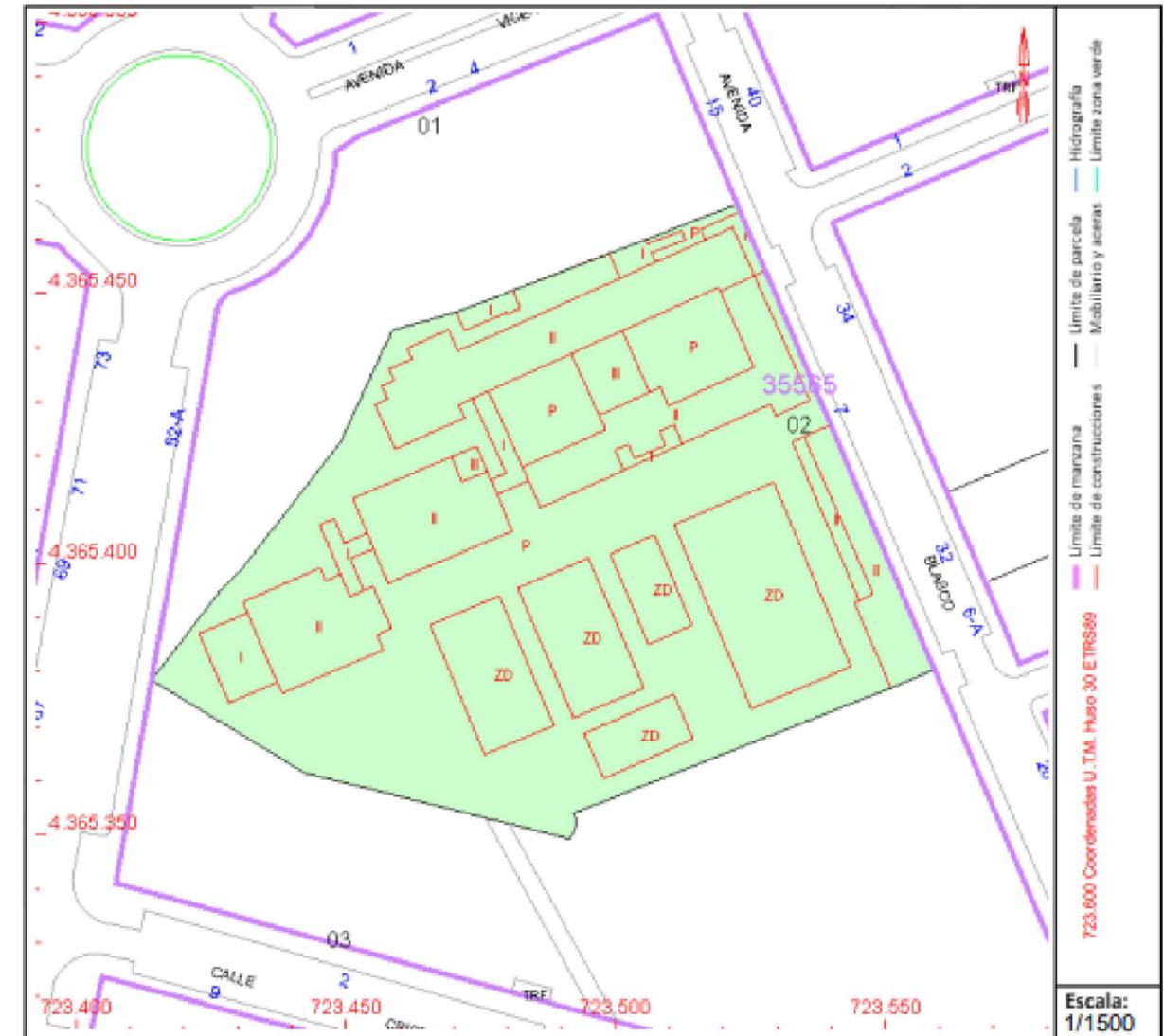
Destino	Escalera / Planta / Puerta	Superficie m ²
ALMACEN	1/00/01	40
ENSEÑANZA	1/00/01	1.093
OFICINA	1/00/01	172
ALMACEN	1/00/01	123
PORCHE 100%	1/00/01	648
ENSEÑANZA	1/01/01	1.855
ENSEÑANZA	1/02/01	128
ENSEÑANZA	1/02/01	25
ENSEÑANZA	1/00/01	313
ENSEÑANZA	1/00/01	516
PORCHE 100%	1/00/01	55
PORCHE 100%	1/00/01	84
DEPORTIVO	1/00/01	360
DEPORTIVO	1/00/01	370
DEPORTIVO	1/00/01	160
DEPORTIVO	1/00/01	737
DEPORTIVO	1/00/01	162
ENSEÑANZA	1/01/01	381
ENSEÑANZA	1/01/01	397
ENSEÑANZA	1/02/01	127

PARCELA

Superficie gráfica: 9.915 m2

Participación del inmueble: 100,00 %

Tipo: Parcela construida sin división horizontal



Este documento no es una certificación catastral, pero sus datos pueden ser verificados a través del "Acceso a datos catastrales no protegidos de la SEC"

Miércoles , 6 de Abril de 2022

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA ELÉCTRICA



Proyecto:

COLEGIO IES BERENGUER DALMAU

Plano: CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA

Autor: LLUIS ALFARO CASTELL

Fecha: Abril 2022

Escala: S/E

Nº Plano:

1



GOBIERNO DE ESPAÑA

MINISTERIO DE HACIENDA Y FUNCIÓN PÚBLICA

SECRETARÍA DE ESTADO DE HACIENDA



DIRECCIÓN GENERAL DEL CATASTRO

Sede Electrónica del Catastro

Provincia de VALENCIA
Municipio de CATARROJA
Coordenadas U.T.M. Huso: 30 ETRS89
ESCALA 1:1,500

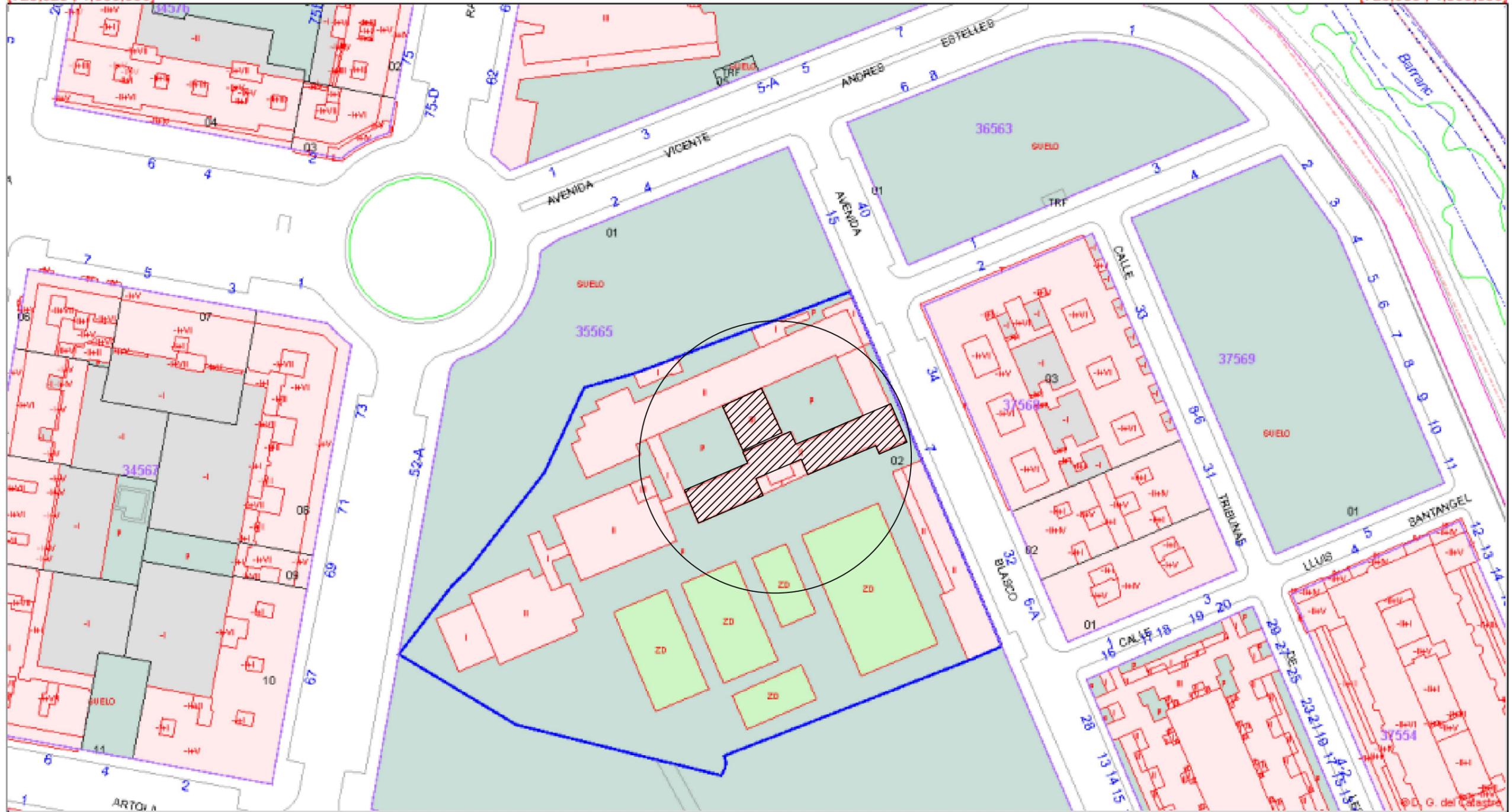


CARTOGRAFÍA CATASTRAL

Parcela Catastral: 3556502YJ2635N

[723,320 ; 4,365,536]

[723,680 ; 4,365,536]



[723,320 ; 4,365,341]

[723,680 ; 4,365,341]

Coordenadas del centro: X = 723,500 Y = 4,365,438

Este documento no es una certificación catastral

© Dirección General del Catastro 06/04/22

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Proyecto:

Plano: EMPLAZAMIENTO

Fecha:

Nº Plano:



COLEGIO IES BERENGUER DALMAU

Autor:

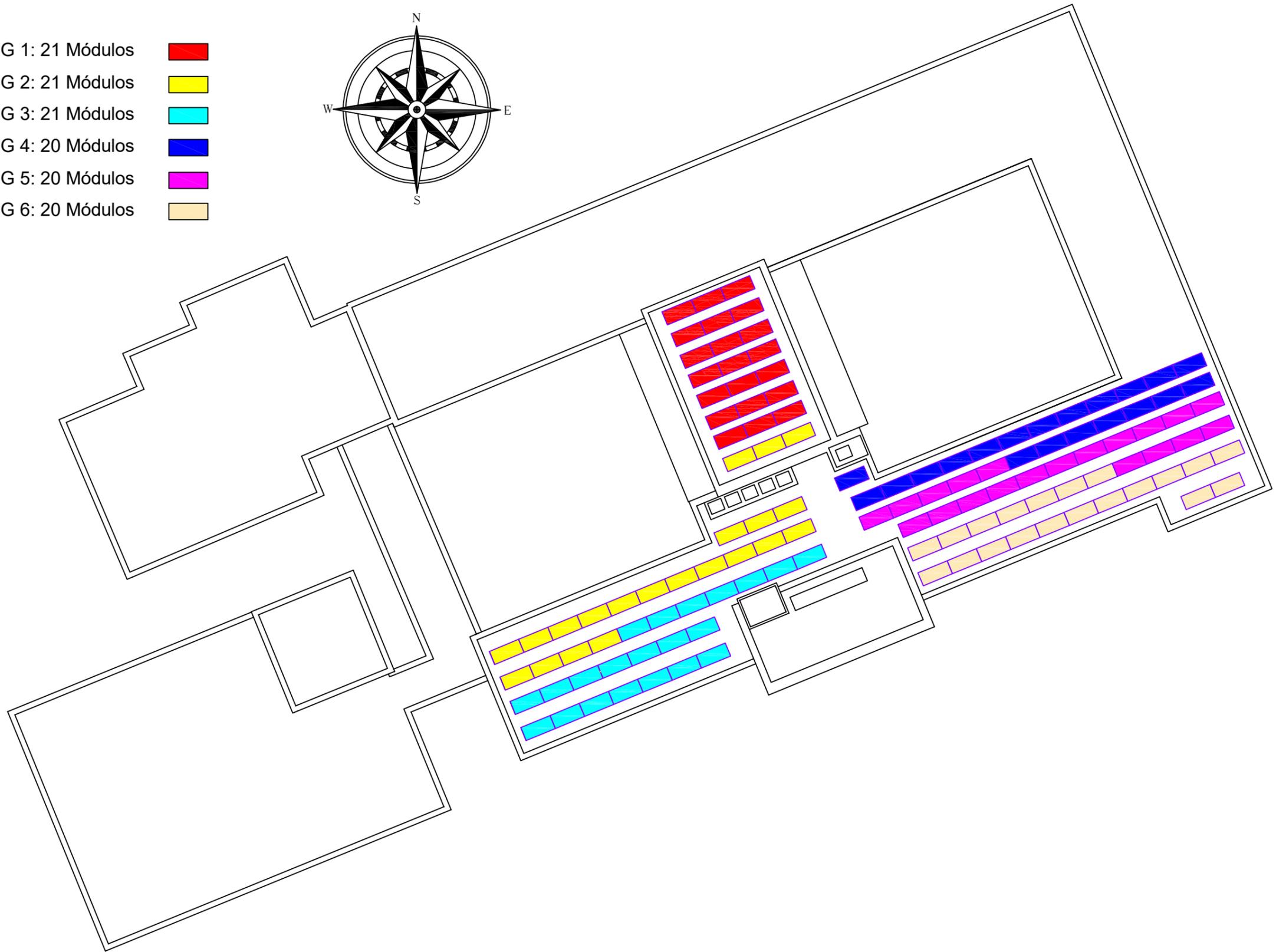
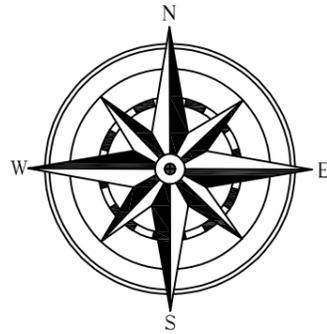
LLUIS ALFARO CASTELL

Escala:

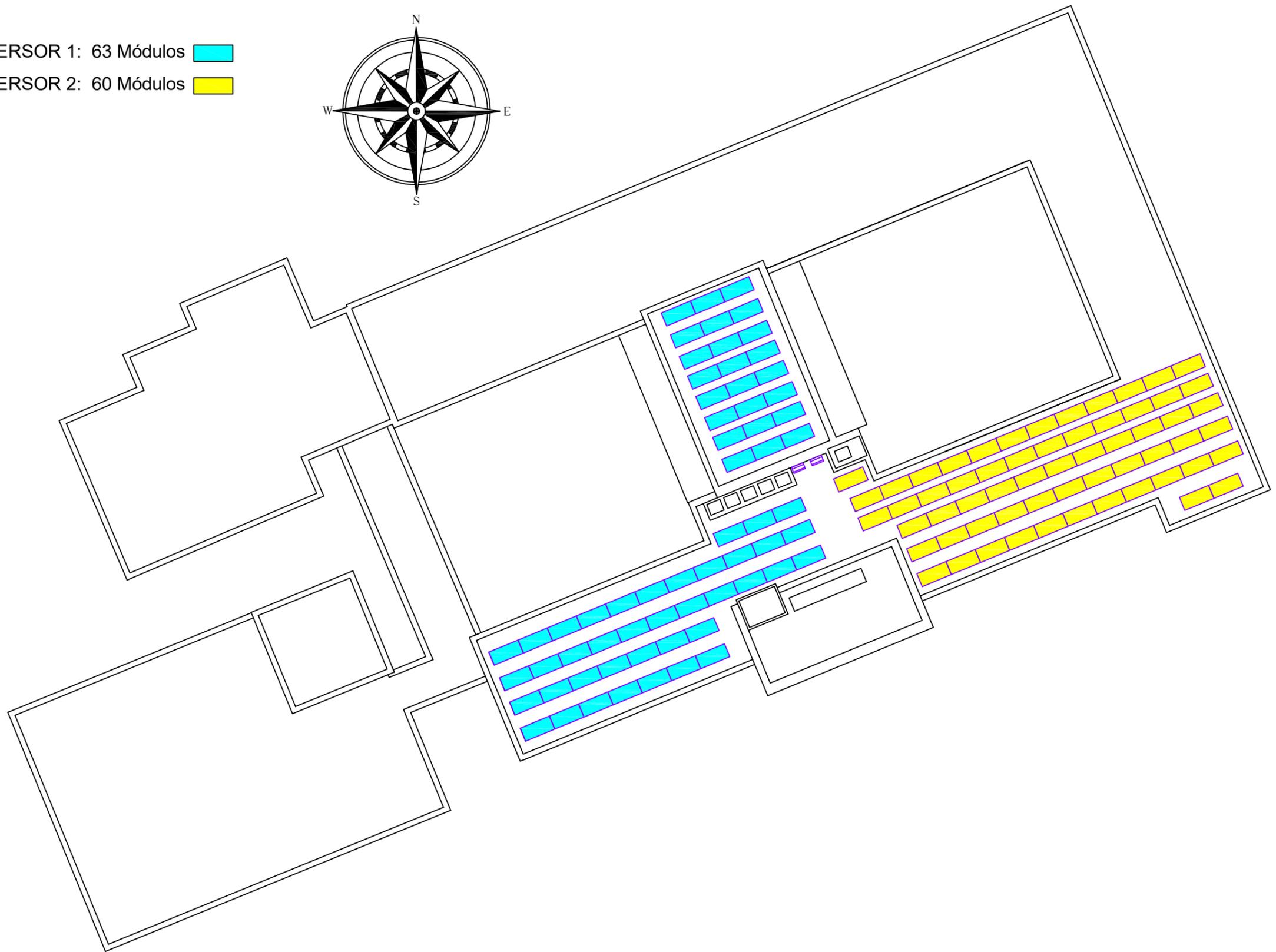
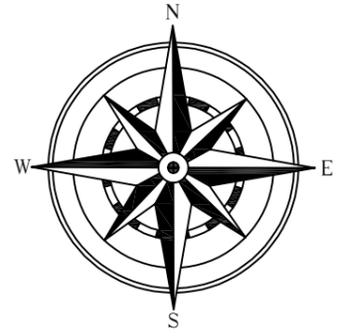
S/E

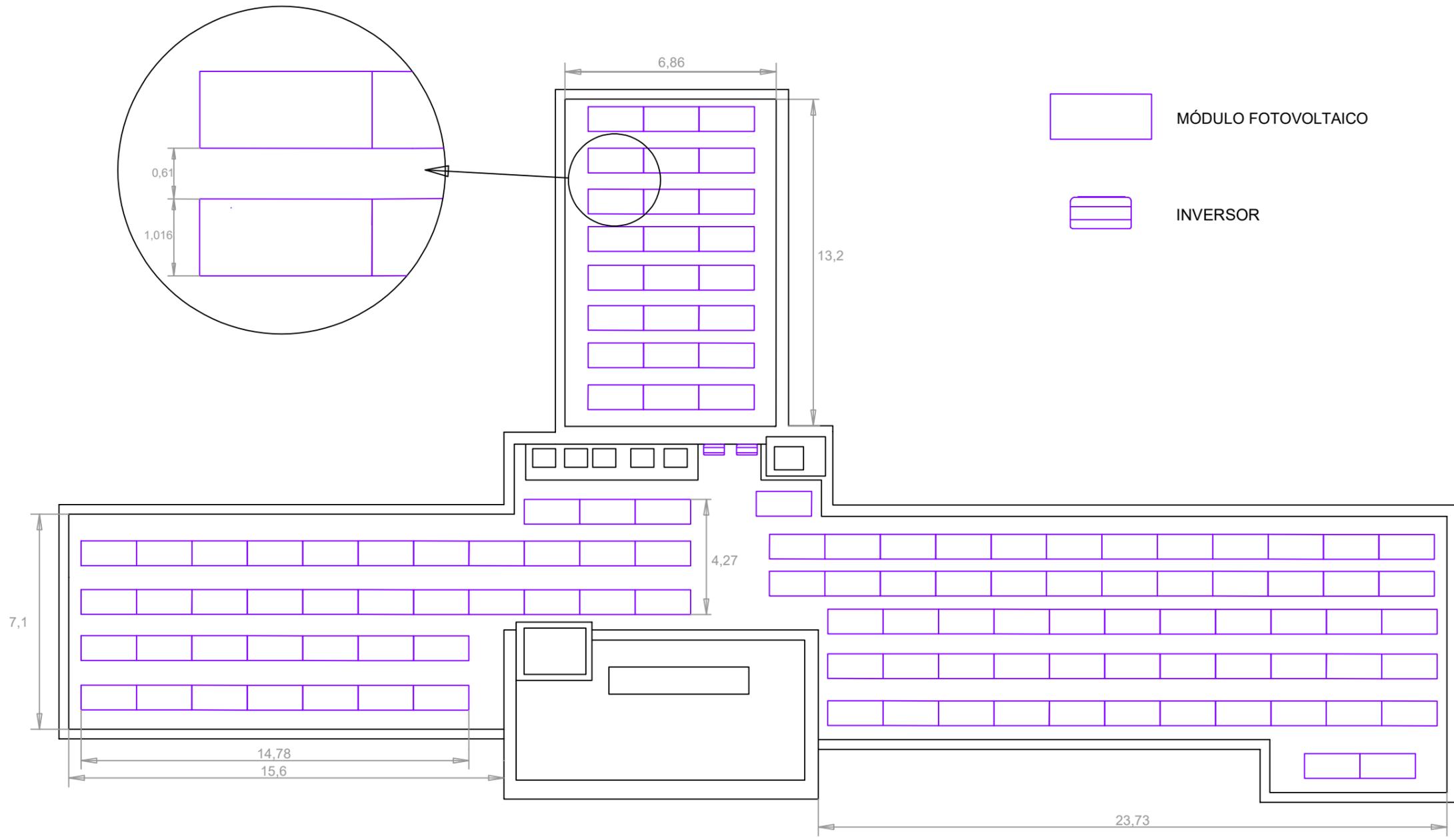
3

- STRING 1: 21 Módulos
- STRING 2: 21 Módulos
- STRING 3: 21 Módulos
- STRING 4: 20 Módulos
- STRING 5: 20 Módulos
- STRING 6: 20 Módulos

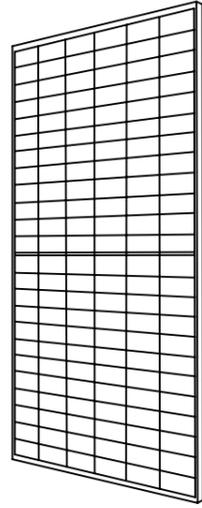


INVERSOR 1: 63 Módulos 
INVERSOR 2: 60 Módulos 

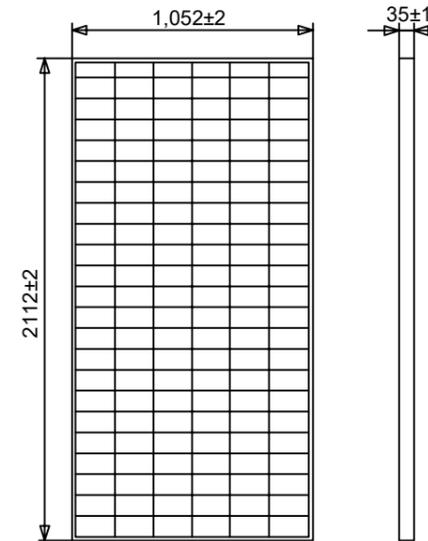
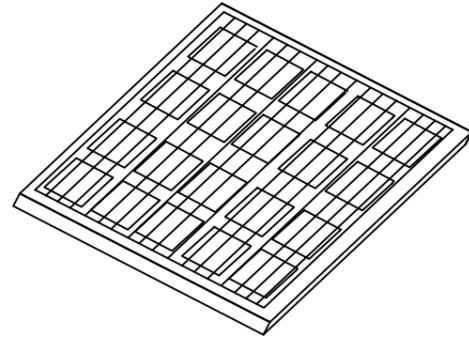




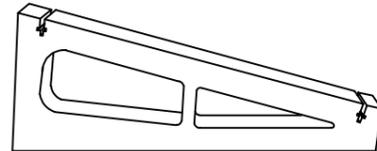
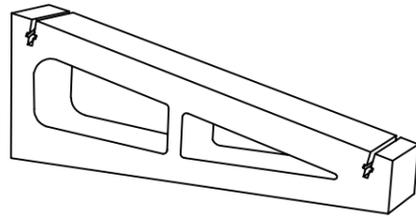
Cotas en metros



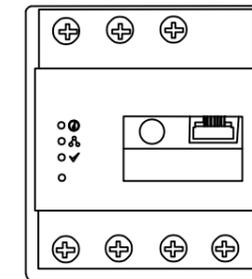
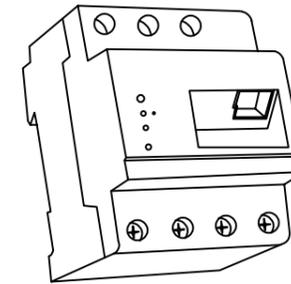
MODULO SELECCIONADO:
- JA SOLAR 455/MR (JAM72S20)



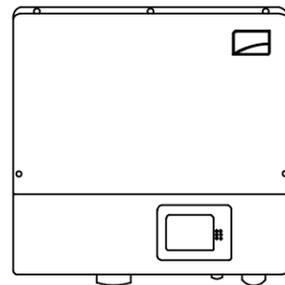
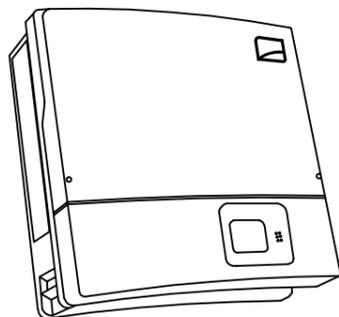
ESTRUCTURA SELECCIONADA:
- SOLAR BLOC DE 15° DE INCLINACION

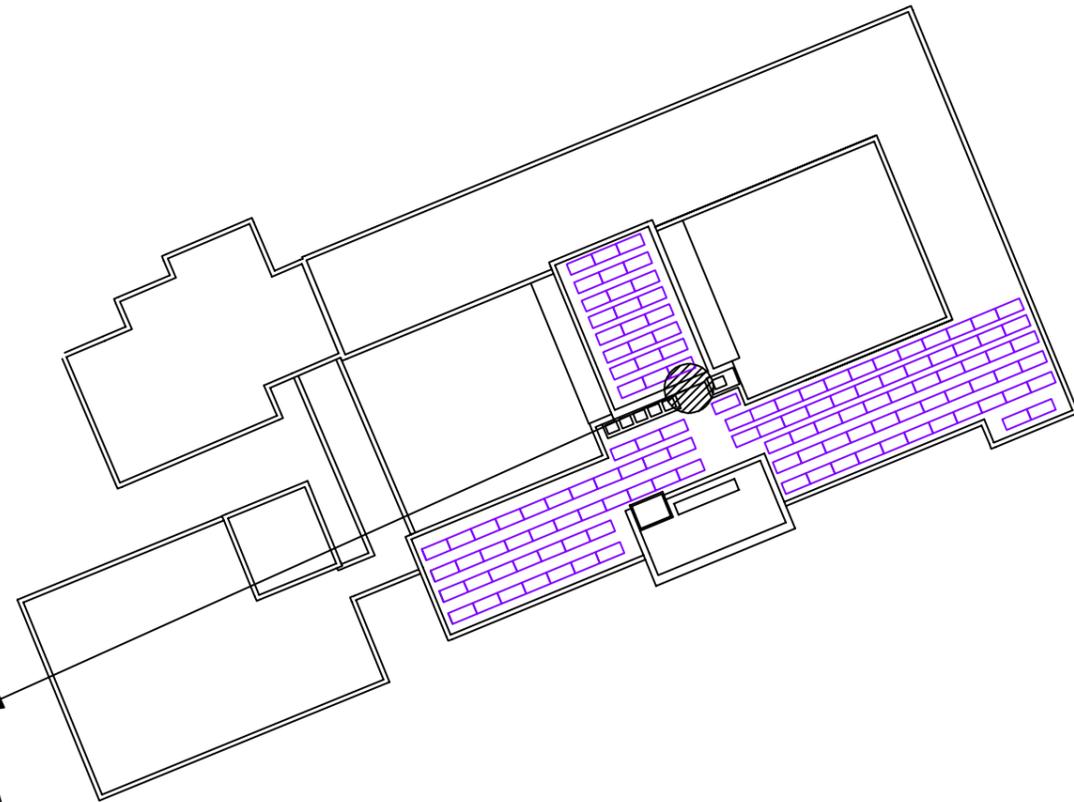
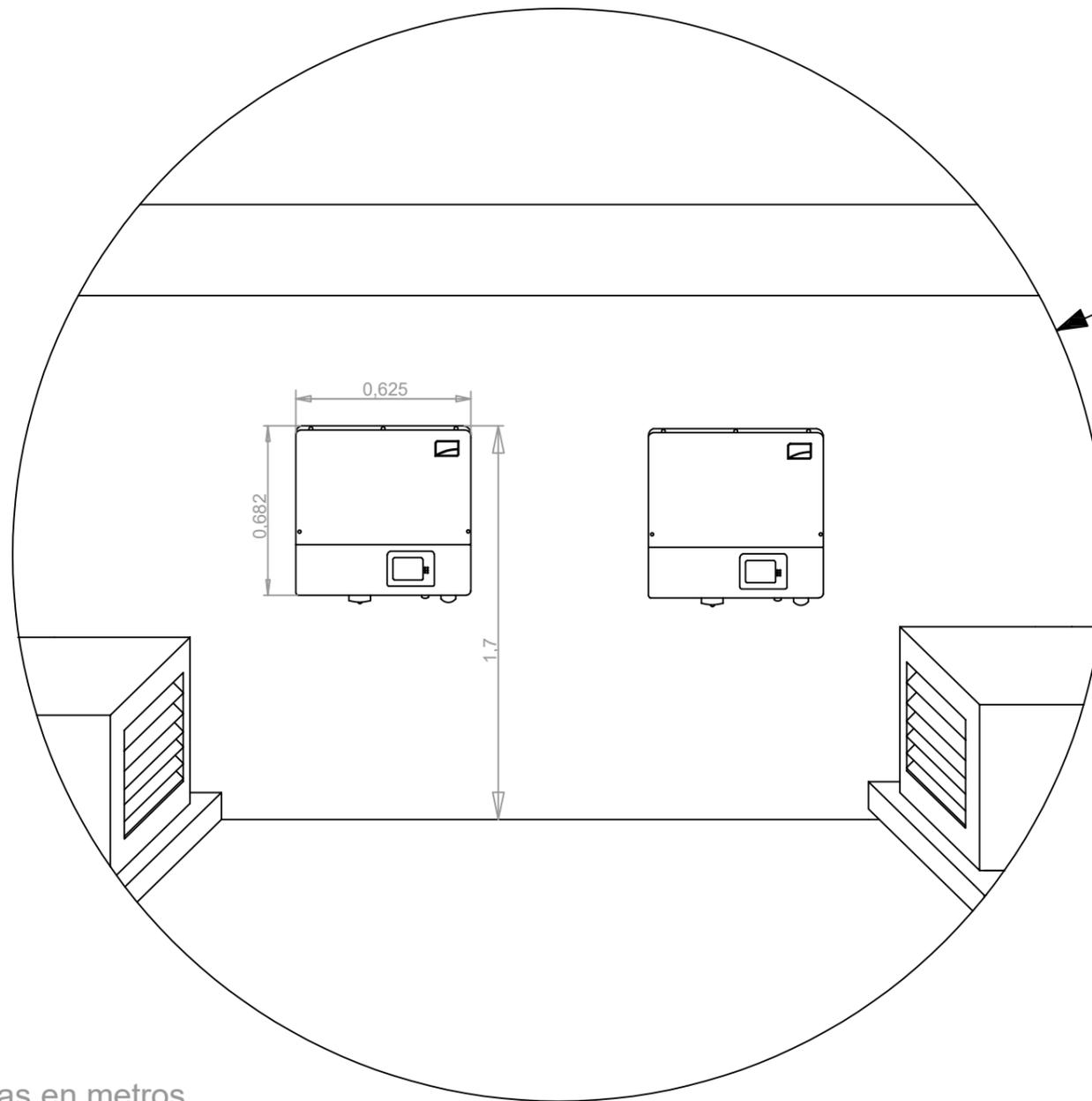


METER SELECCIONADO:
- SMA POWER METER



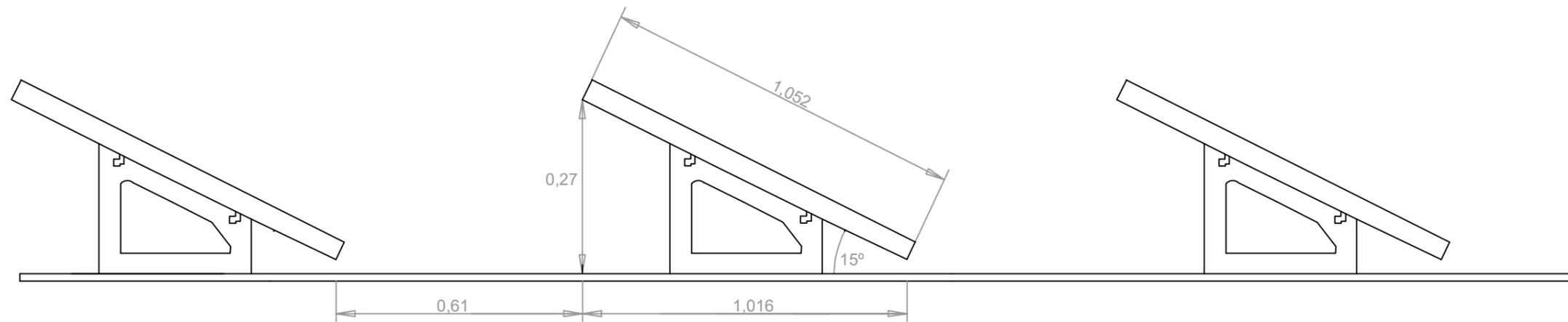
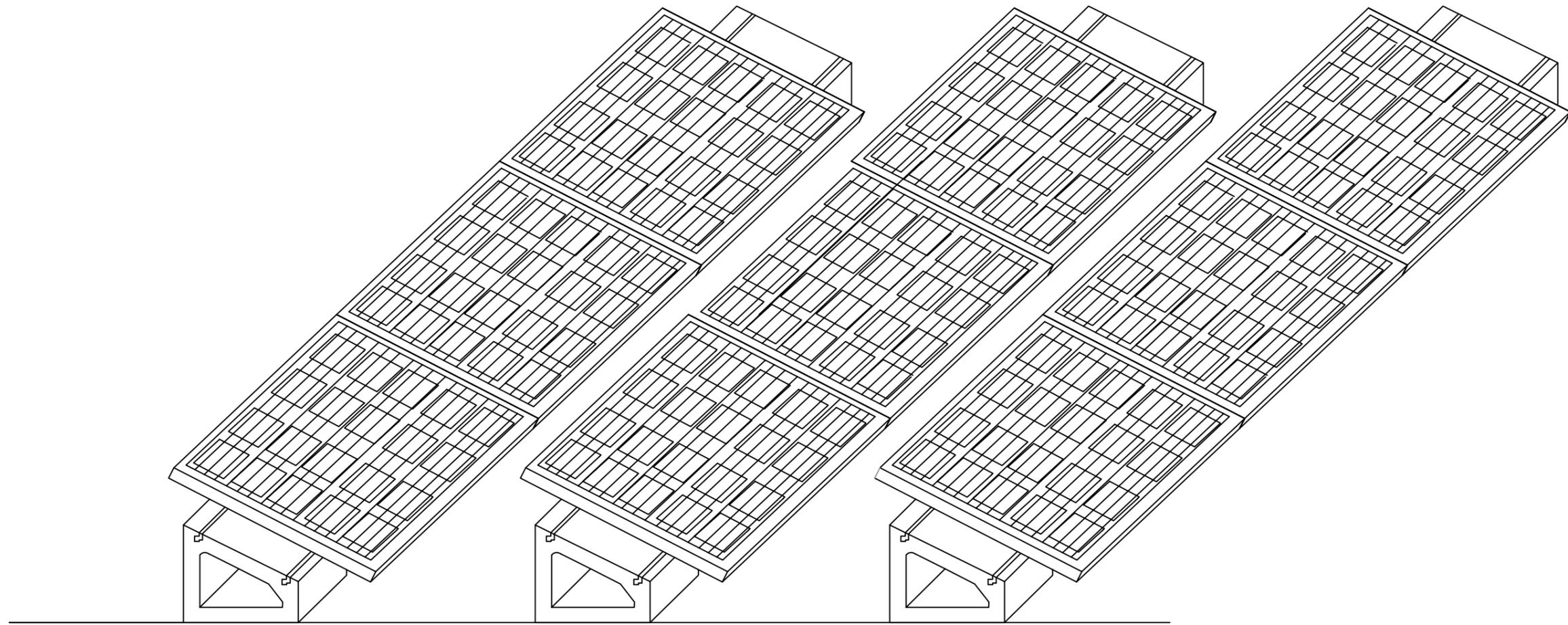
INVERSOR SELECCIONADO:
- SMA SUNNY TRIPOWER 25000TL



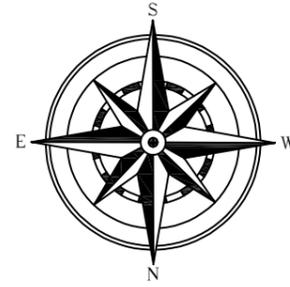


INVERSOR ATORNILLADO Y FIJADO A LA PARED

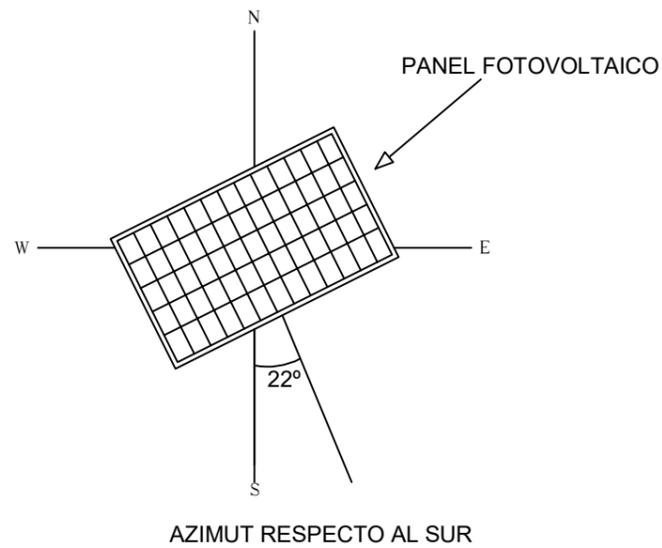
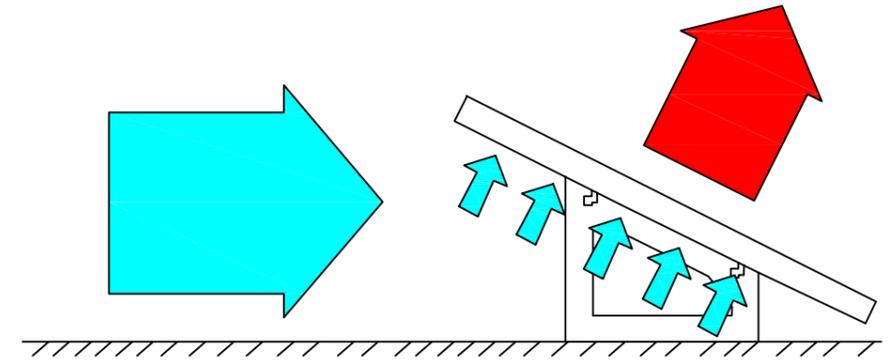
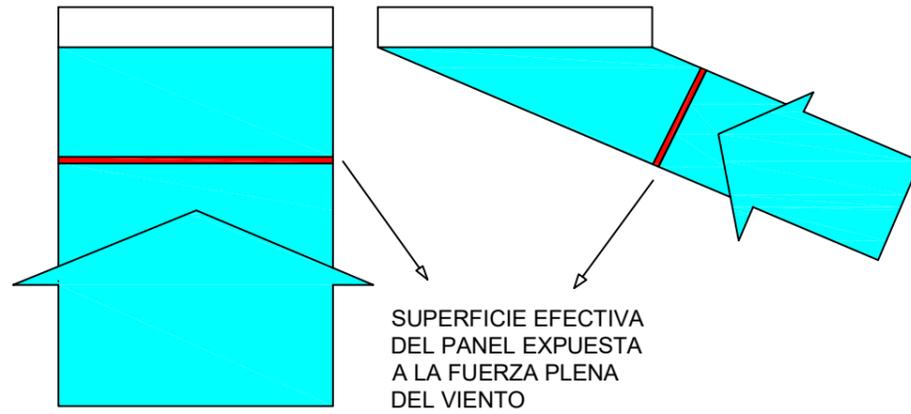
Cotas en metros

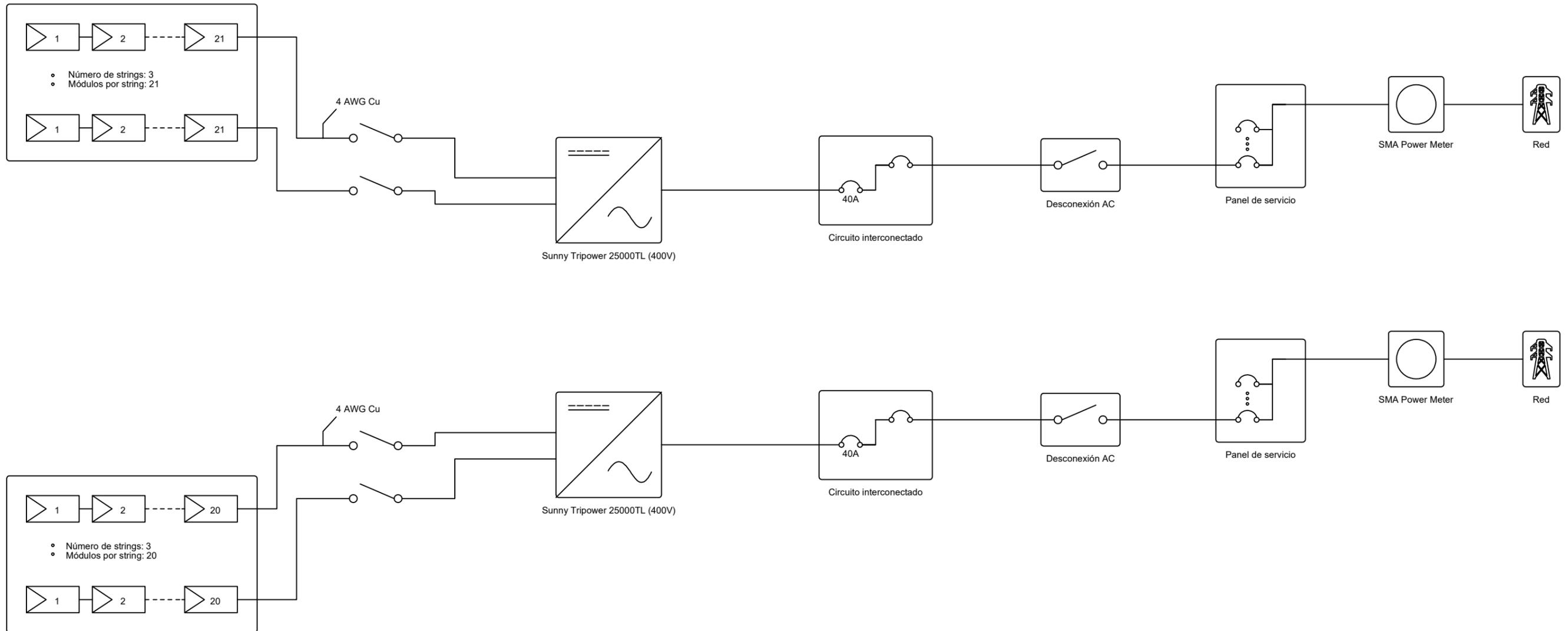


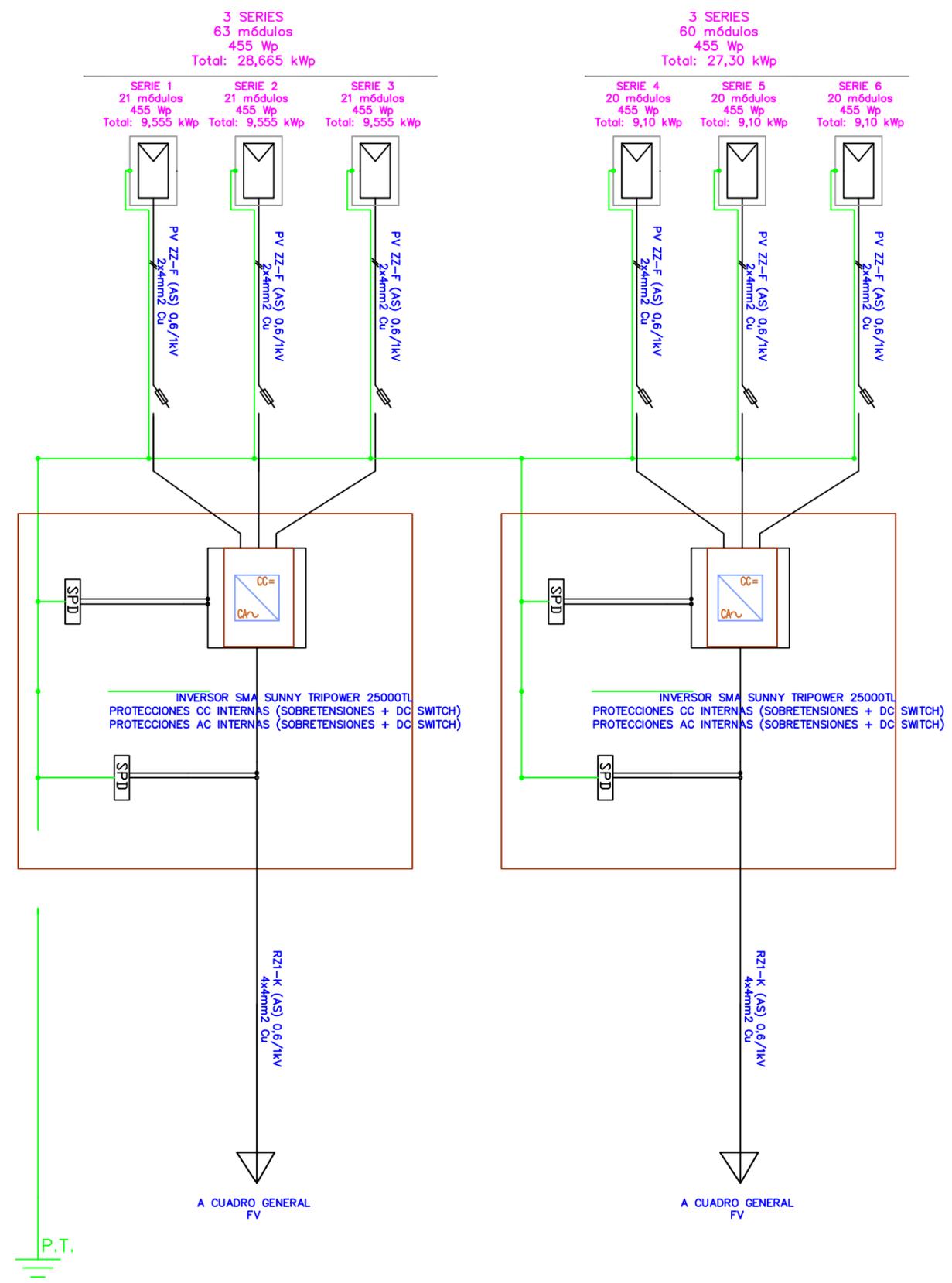
Cotas en metros

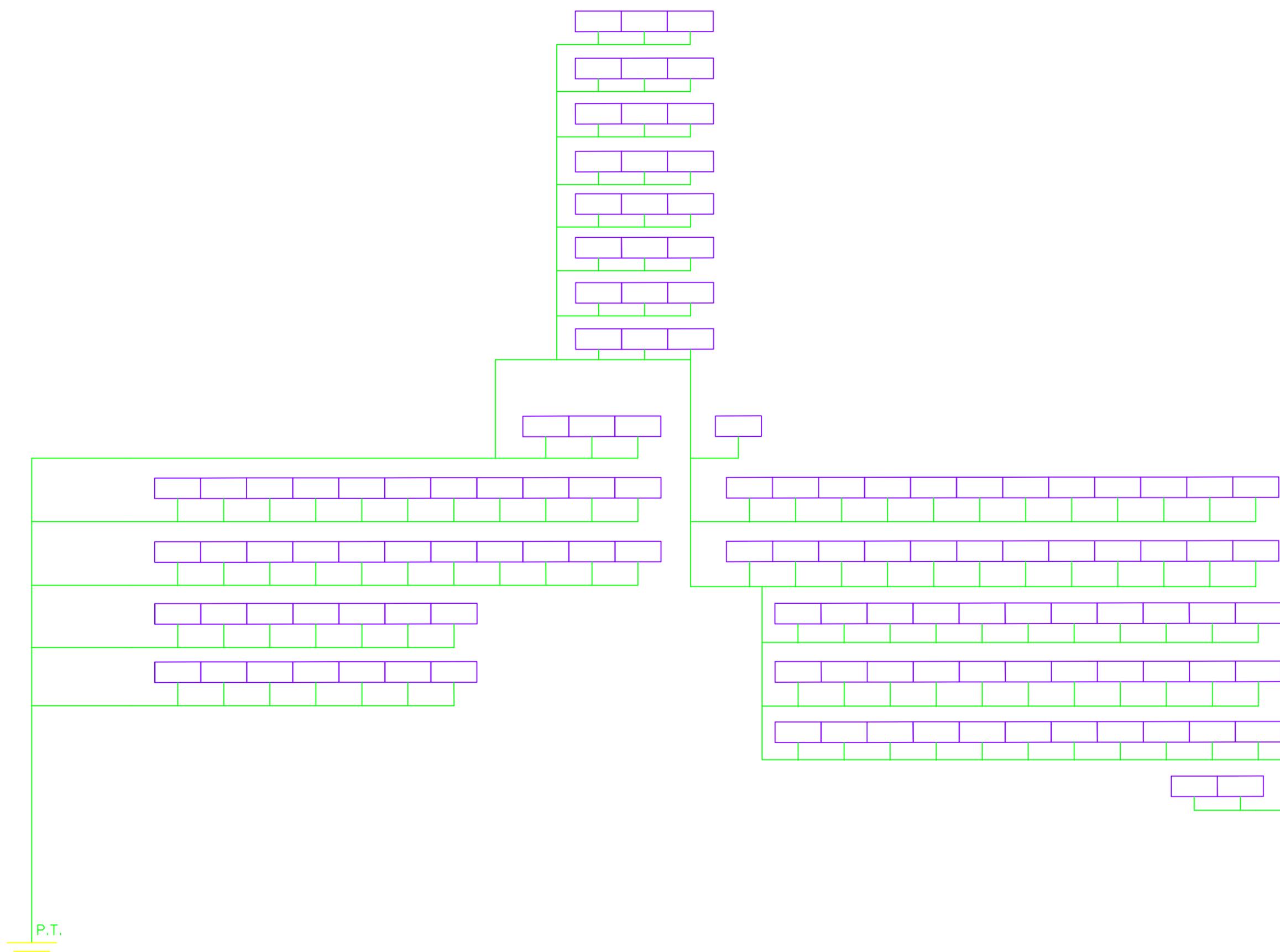


PANELES SOLARES



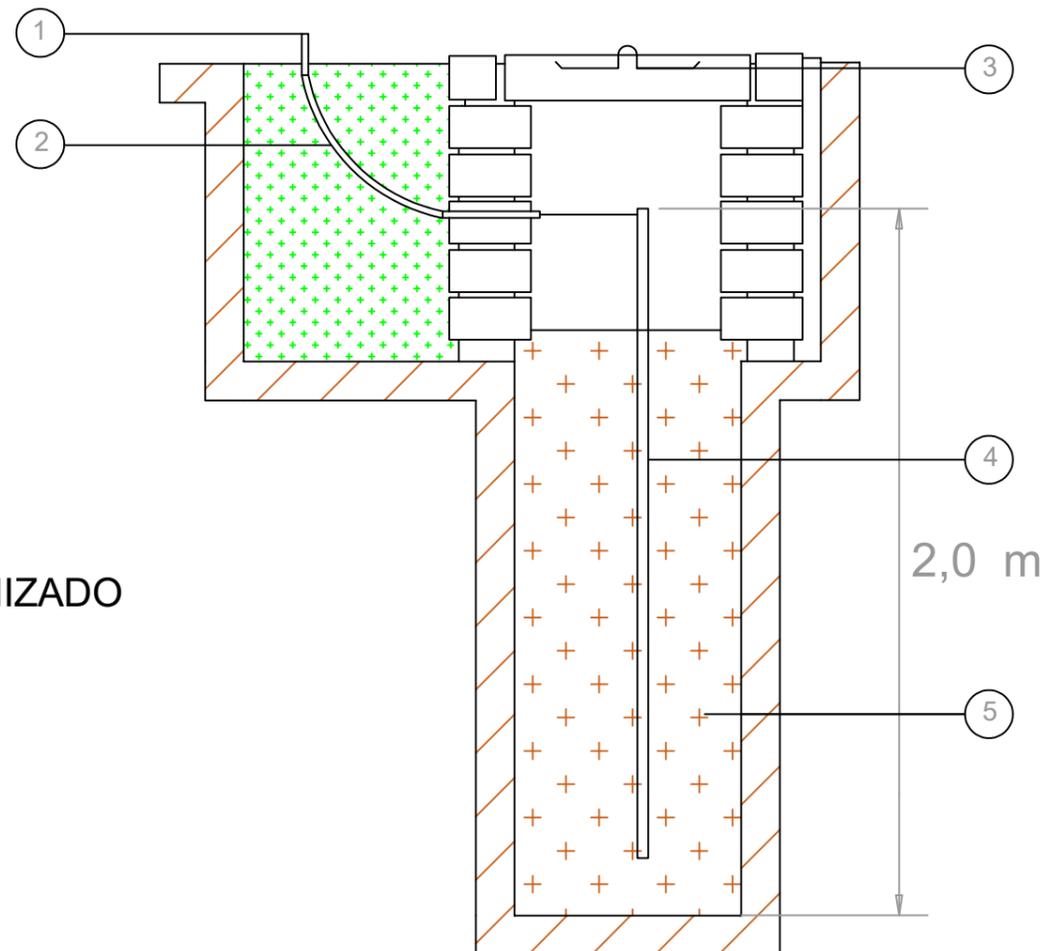


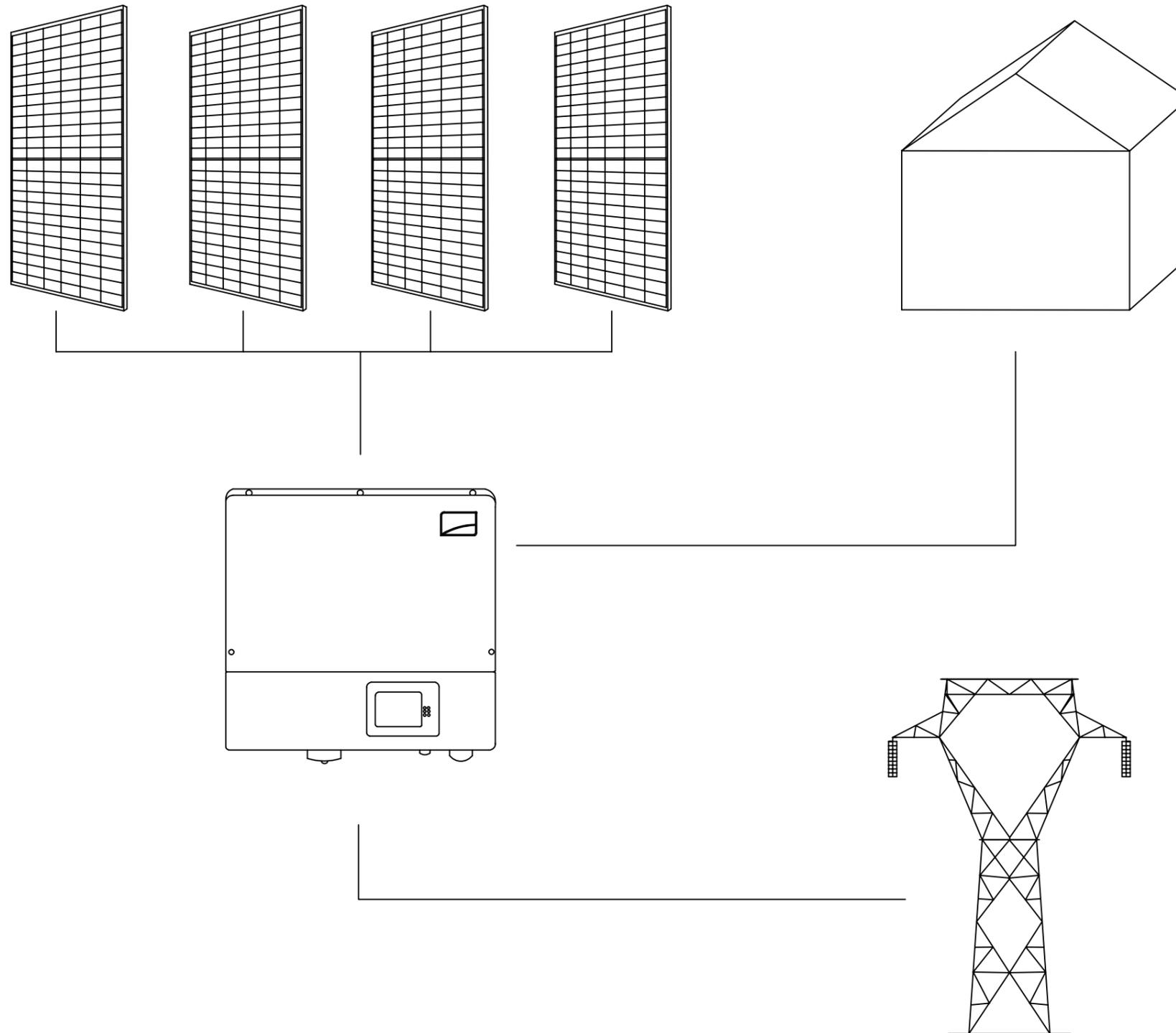




P.T.

- ① TUBO DE ACERO GALVANIZADO
- ② LINEA PRINCIPAL DE TIERRA
- ③ TAPA DE HORMIGON ARMADO
- ④ ELECTRODO DE COBRE GALVANIZADO
- ⑤ RELLENO DE TIERRA





ANEXO 1

Hola,

aquí tienes tu factura de electricidad

Dirección suministro: AVD BLASCO IBAÑEZ
S/N BJ 46470 CATARROJA
Nº factura: [REDACTED]
Fecha de emisión: 13.05.2022
Fecha de cargo: 28.06.2022
Electricidad: del 01.04.2022 al 30.04.2022
Nº Referencia: [REDACTED]

INSTITUTO ES BERENGUER DALMAU
AVDA BLASCO IBAÑEZ S/N BAJO
46470 CATARROJA
VALENCIA

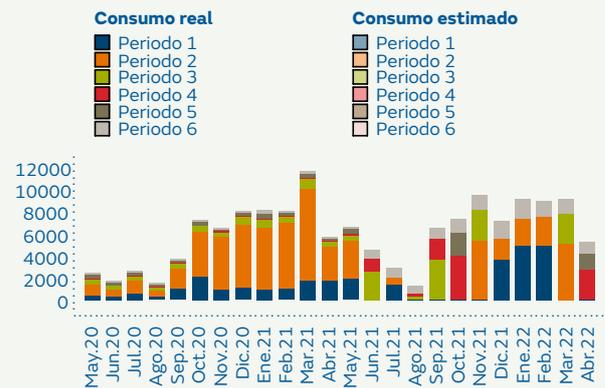
Tu factura de un vistazo

Total a pagar
1.460,94€

Electricidad **1.207,39€**

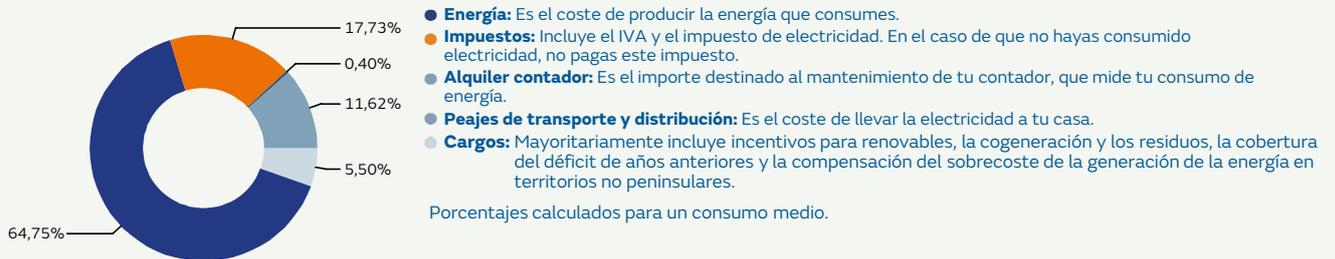
IVA **253,55€**

Tu consumo eléctrico de un vistazo



Este es el destino de los costes de tu factura de electricidad

El importe total de tu factura tiene el siguiente destino:



Estamos a tu lado para ponértelo fácil



Web

Areaclientes.naturgy.es
APP Naturgy Clientes



Atención al cliente y reclamaciones

626 888 222 - 900 100 251
servicioatencioncliente@naturgy.com
☑ Plaça del Gas, 1. 08003 Barcelona



Otros contactos de interés

Averías eléctricas **900 171 171**
Lectura del contador **www.naturgy.es/lecturas**

Para cualquier tipo de reclamación puede contactar con los canales de Atención al cliente. En el caso de no estar de acuerdo con la resolución aportada, o de no haber recibido respuesta pasados 30 días, los consumidores y usuarios pueden acudir a la Junta Arbitral Nacional de Consumo o a la de su Comunidad Autónoma como mecanismo para la resolución alternativa de litigios. Para mayor información sobre el arbitraje y su procedimiento: teléfono 900 100 251 (gratuito) y www.mscbs.gob.es/consumo/resolucionConflictos/sistemaArbitral/organos/home.htm

Detalle de tu factura



Tarifa PLAN NEGOCIO AHORRO
 Contrato: 138901333
 30 días

Concepto		Cálculo	Importe
Consumo electricidad P1	0 kWh	0,400122€/kWh	0,00€
Consumo electricidad P2	0 kWh	0,364632€/kWh	0,00€
Consumo electricidad P3	0 kWh	0,320381€/kWh	0,00€
Consumo electricidad P4	2.747 kWh	0,285938€/kWh	785,47€
Consumo electricidad P5	1.428 kWh	0,244132€/kWh	348,62€
Consumo electricidad P6	1.032 kWh	0,247824€/kWh	255,75€
Descuento consumo electricidad	1.389,84€	30,00 %	-416,95€
Término de potencia P1 (66,300 kW)	30 días	0,040285€/kW día	80,13€
Término de potencia P2 (66,300 kW)	30 días	0,031208€/kW día	62,07€
Término de potencia P3 (66,300 kW)	30 días	0,014759€/kW día	29,36€
Término de potencia P4 (66,300 kW)	30 días	0,012332€/kW día	24,53€
Término de potencia P5 (66,300 kW)	30 días	0,00773€/kW día	15,37€
Término de potencia P6 (66,300 kW)	30 días	0,005601€/kW día	11,14€
Subtotal			1.195,49€
Impuesto electricidad	1.195,49€	0,005	5,98€
Otros conceptos electricidad			
Alquiler de contador	30 días	0,197333€/día	5,92€
Total electricidad			1.207,39€
Base imponible			1.207,39€
Total IVA 21%	1.207,39€	21%	253,55€

Total a pagar

1.460,94€



Importante

Disfruta de un 30,00% de descuento sobre el Término de Energía de la electricidad.



Tus últimas lecturas y consumos de electricidad

Tipo	Fecha / Lect. anterior	Fecha / Lect. actual	Dif. lecturas	F. escala	Ajuste consumo	Base cálculo
Activa P1	31.03.2022 26.577 kWh real	30.04.2022 26.577 kWh real	0 kWh	1,000		0 kWh
Activa P2	59.110 kWh real	59.110 kWh real	0 kWh	1,000		0 kWh
Activa P3	16.769 kWh real	16.769 kWh real	0 kWh	1,000		0 kWh
Activa P4	8.315 kWh real	11.062 kWh real	2.747 kWh	1,000		2.747 kWh
Activa P5	4.386 kWh real	5.814 kWh real	1.428 kWh	1,000		1.428 kWh
Activa P6	13.384 kWh real	14.416 kWh real	1.032 kWh	1,000		1.032 kWh
Reactiva P1	355 kVArh real	355 kVArh real	0 kVArh	1,000		0 kVArh
Reactiva P2	1.887 kVArh real	1.887 kVArh real	0 kVArh	1,000		0 kVArh
Reactiva P3	60 kVArh real	60 kVArh real	0 kVArh	1,000		0 kVArh
Reactiva P4	7 kVArh real	8 kVArh real	1 kVArh	1,000		1 kVArh
Reactiva P5	1 kVArh real	2 kVArh real	1 kVArh	1,000		1 kVArh
Reactiva P6	0 kVArh real	0 kVArh real	0 kVArh	1,000		0 kVArh
Maxímetro P1	0 real	0,000 kW real	0,000 kW	1,000		0,000 kW
Maxímetro P2	0 real	0,000 kW real	0,000 kW	1,000		0,000 kW



Tus últimas lecturas y consumos de electricidad

Maxímetro	Estado	Consumo real (kW)	Potencia contratada (kW)	Potencia máxima (kW)	Potencia máxima (kW)
Maxímetro P3	0 real	0,000 kW real	0,000 kW	1,000	0,000 kW
Maxímetro P4	0 real	50,480 kW real	50,480 kW	1,000	50,000 kW
Maxímetro P5	0 real	43,390 kW real	43,390 kW	1,000	43,000 kW
Maxímetro P6	0 real	16,140 kW real	16,140 kW	1,000	16,000 kW

Consumos y potencias a facturar tras aplicar el reparto de los cargos contabilizados según BOE Nº 1 del 01-01-2003, a partir de la información de sus equipos. Cálculo energía reactiva según Orden ITC/3860/2007 de 28 de diciembre.

Si desea información detallada sobre su/s contrato/s e histórico de consumo, llame al teléfono de atención al cliente.

Puede consultar su consumo horario en el portal web de su distribuidora (<https://www.i-de.es/consumidores/web/guest>).

Tus datos de facturación



Nombre: INSTITUTO ES BERENGUER DALMAU
NIF: [REDACTED]
Dirección fiscal: AVD BLASCO IBAÑEZ S/N BJ 46470 Catarroja

Nº cliente: [REDACTED]

Entidad: [REDACTED]

Datos bancarios: [REDACTED]

Esta factura será cargada en cuenta siguiendo el mandato 000044042733

Tus datos de suministro de electricidad



Nº contrato de acceso (I-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES, S.A.U.): [REDACTED]

Código CUPS: [REDACTED]

Nº de CNAE: [REDACTED]

Peaje de transporte y distribución: 3.0TD

Potencia contratada P1: 66,30 kW

Potencia contratada P2: 66,30 kW

Potencia contratada P3: 66,30 kW

Potencia contratada P4: 66,30 kW

Potencia contratada P5: 66,30 kW

Potencia contratada P6: 66,30 kW

Segmento de cargos: 2

Cuantía de peajes y cargos: 250,67€

Fecha final del contrato: 25.12.2022

Los precios de peajes de acceso publicados en el BOE de fecha 22.12.2021 y los precios de cargos publicados en el BOE de fecha 30.03.2022. Los precios de los peajes, cargos y otros costes regulados serán objeto de revisión según las modificaciones que experimenten.

Cuantía de peajes y cargos: Importe que la compañía comercializadora debe pagar a la compañía distribuidora correspondiente a la facturación de acceso a su red, de acuerdo con el tipo de peaje aplicable de conformidad con el Real Decreto 1164/2001 de 26 de octubre para energía eléctrica.



Comprometidos y sostenibles

Estamos comprometidos con el futuro del planeta. Innovamos para ofrecerte una energía responsable y sostenible. Infórmate sobre nuestras **tarifas eco** en naturgy.es.

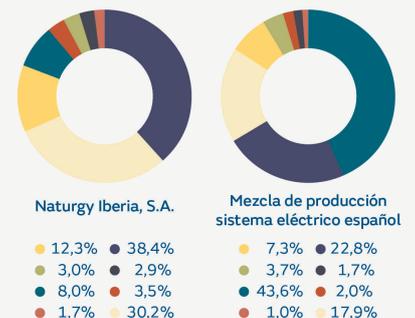
Origen de la electricidad

Si bien la energía eléctrica que llega a nuestros hogares es indistinguible de la que consumen nuestros vecinos u otros consumidores conectados al mismo sistema eléctrico, **ahora sí es posible garantizar el origen de la producción de la energía eléctrica que tú consumes**. A estos efectos, se proporciona el desglose de la mezcla de tecnologías de producción nacional, para así comparar los porcentajes del promedio nacional con los correspondientes a la energía vendida por tu Compañía Comercializadora, Naturgy Iberia, S.A.

Mezcla de la Producción en el sistema eléctrico español 2020.

Origen	Naturgy Iberia, S.A.	Mezcla de producción sistema eléctrico español
Renovable	8,0%	43,6%
Cogeneración de Alta Eficiencia	3,0%	3,7%
Cogeneración	12,3%	7,3%
CC Gas Natural	30,2%	17,9%
Carbón	3,5%	2,0%
Fuel/Gas	2,9%	1,7%
Nuclear	38,4%	22,8%
Otras	1,7%	1,0%

El sistema eléctrico nacional ha importado un 1,3% de producción neta total nacional.

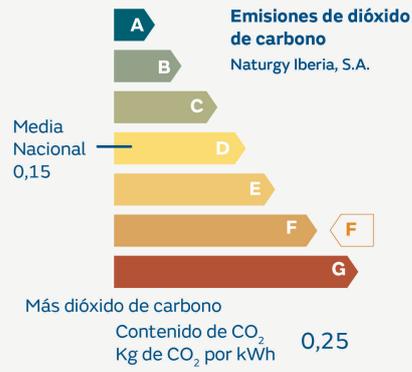


Impacto medioambiental

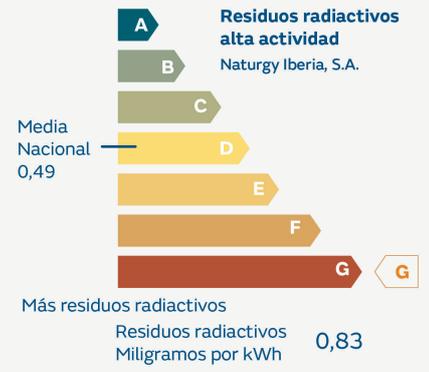
El impacto ambiental de tu electricidad depende de las fuentes energéticas utilizadas para generarla. En una escala de A a G, A indica el mínimo impacto ambiental, G el máximo y D el valor medio nacional.

La energía comercializada por Naturgy Iberia, S.A. tiene los siguientes valores:

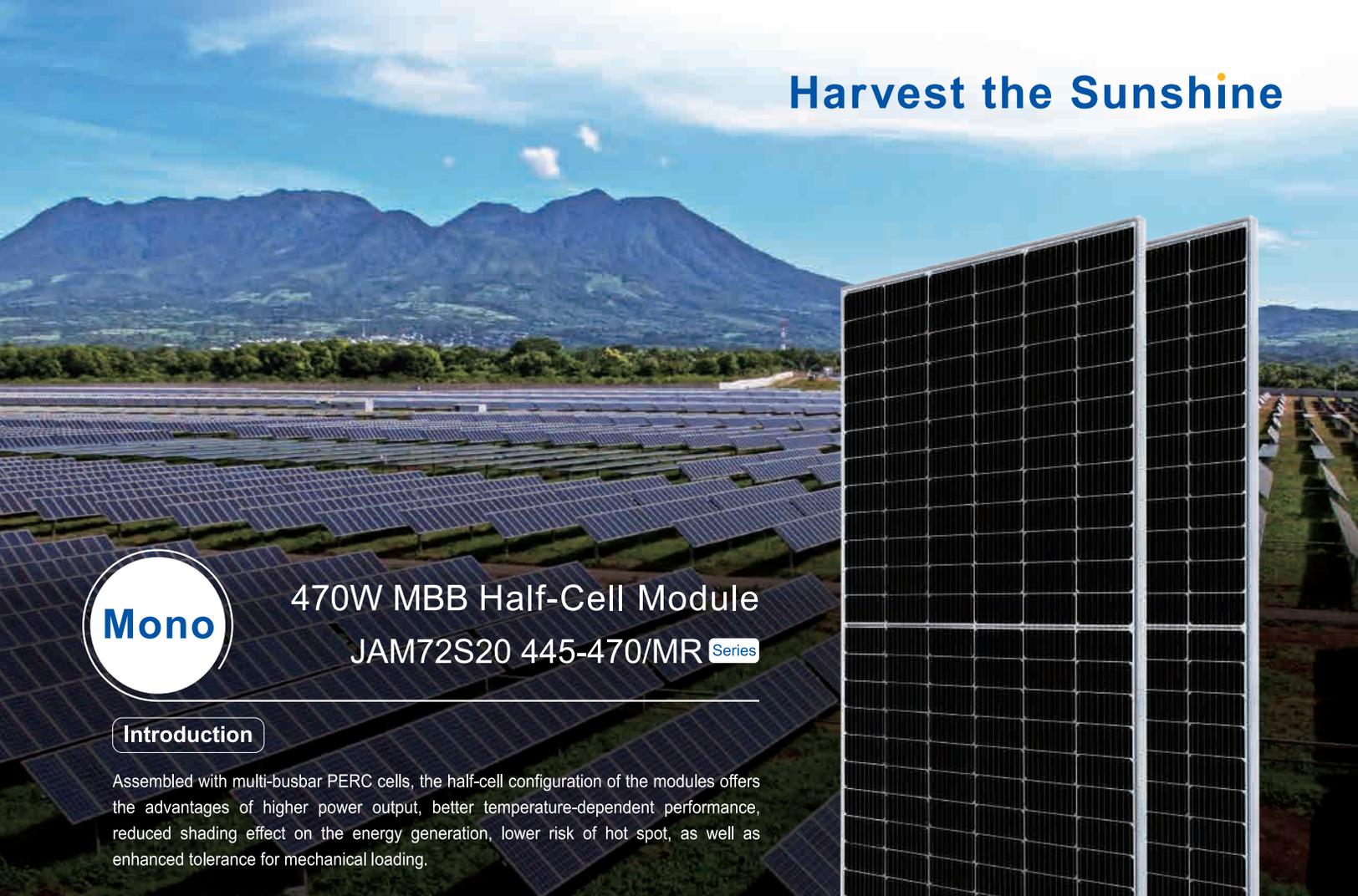
Menos dióxido de carbono



Menos residuos radiactivos



ANEXO 2



Mono

470W MBB Half-Cell Module JAM72S20 445-470/MR Series

Introduction

Assembled with multi-busbar PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

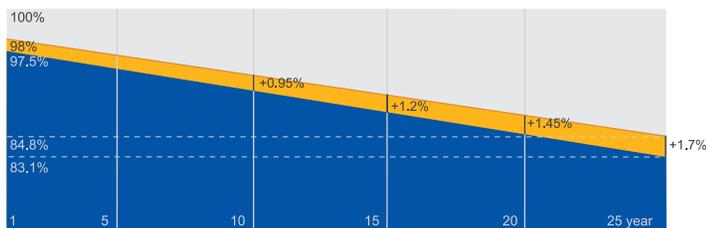


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years



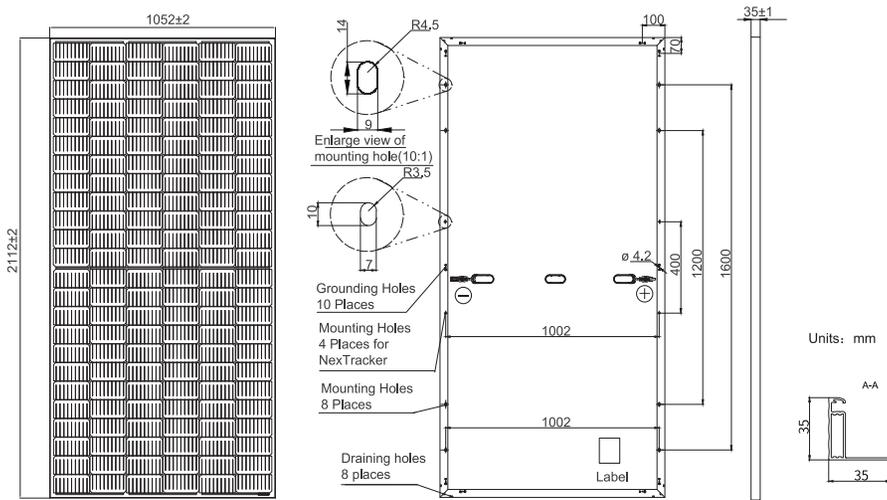
■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001:2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval



MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	24.7kg±3%
Dimensions	2112±2mm×1052±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144 (6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/pallet 682pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	445	450	455	460	465	470
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.56	49.70	49.85	50.01	50.15	50.31
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.21	41.52	41.82	42.13	42.43	42.69
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.32	11.36	11.41	11.45	11.49	11.53
Maximum Power Current(Imp) [A]	10.80	10.84	10.88	10.92	10.96	11.01
Module Efficiency [%]	20.0	20.3	20.5	20.7	20.9	21.2
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.044%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.272%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	336	340	344	348	352	355
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.65	46.90	47.15	47.38	47.61	47.84
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.95	39.19	39.44	39.68	39.90	40.10
Short Circuit Current(Isc) [A]	9.20	9.25	9.29	9.33	9.38	9.42
Max Power Current(Imp) [A]	8.64	8.68	8.72	8.76	8.81	8.86
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C,wind speed 1m/s, AM1.5G					

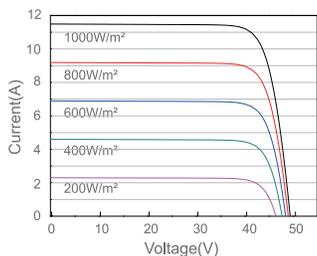
*For NexTracker installations ,Maximum Static Load, Front is 1800Pa while Maximum Static Load, Back is 1800Pa.

OPERATING CONDITIONS

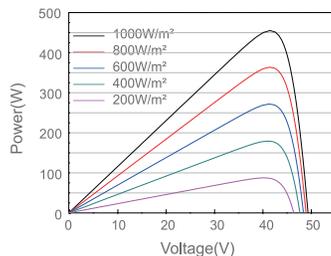
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40 C ~+85 C
Maximum Series Fuse Rating	20A
Maximum Static Load,Front*	5400Pa(112 lb/ft ²)
Maximum Static Load,Back*	2400Pa(50 lb/ft ²)
NOCT	45±2 C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

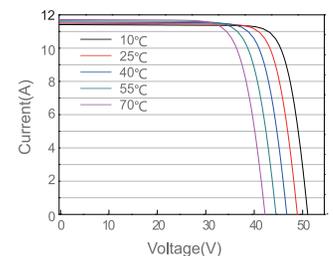
Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Power-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



STP 15000TL-30 / STP 20000TL-30 / STP 25000TL-30



**Servicio inteligente con
SMA Smart Connected**



SMA ShadeFix
STRING LEVEL OPTIMIZATION

Rentable

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

Seguro

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

Flexible

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

Innovador

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

SUNNY TRIPOWER 15000TL / 20000TL / 25000TL

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

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

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

SMA SMART CONNECTED

Servicio técnico integrado para un confort absoluto

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

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



ACTIVACIÓN DE SMA SMART CONNECTED

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



MONITORIZACIÓN AUTOMÁTICA DE INVERSORES

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



COMUNICACIÓN PROACTIVA EN CASO DE ERRORES

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



SERVICIO DE RECAMBIO

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

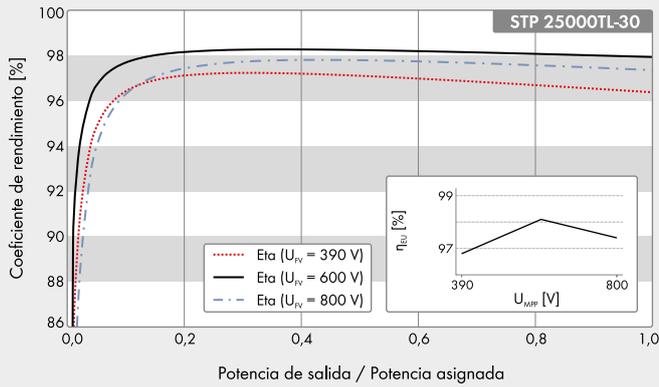


SERVICIO DE RENDIMIENTO

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

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

Curva de rendimiento



Accesorios



Interfaz RS485
DM-485CB-10



Power Control Module
PWCMOD-10



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



Relé multifunción
MFR01-10

● De serie ○ Opcional — No disponible
 Datos en condiciones nominales
 Actualizado: 02/2021

Datos técnicos

Entrada (CC)

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

Salida (CA)

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

Rendimiento

Rendimiento máx./europeo

Dispositivos de protección

Punto de desconexión en el lado de entrada
Monitorización de toma a tierra/de red
Descargador de sobretensión de CC: DPS tipo II
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal
Clase de protección (según IEC 62109-1)/categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)

Datos generales

Dimensiones (ancho/alto/fondo)
Peso
Rango de temperatura de servicio
Emisión sonora, típica
Autoconsumo nocturno
Topología/principio de refrigeración
Tipo de protección (según IEC 60529)
Clase climática (según IEC 60721-3-4)
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)

Equipamiento / función / accesorios

Conexión de CC/CA
Pantalla
Interfaz: RS485, Speedwire/Webconnect
Interfaz de datos: SMA Modbus / SunSpec Modbus
Relé multifunción/Power Control Module
Gestión de sombras SMA ShadeFix/Integrated Plant Control/Q on Demand 24/7
Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller
Garantía: 5/10/15/20 años
Certificados y autorizaciones (otros a petición)

* No es válido para todas las ediciones nacionales de la norma EN 50438

	Sunny Tripower 15000TL	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL	
Potencia máx. del generador fotovoltaico	27000 Wp	36000 Wp	45000 Wp	
Potencia asignada de CC	15330 W	20440 W	25550 W	
Tensión de entrada máx.	1000 V	1000 V	1000 V	
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	240 V a 800 V/600 V	320 V a 800 V/600 V	390 V a 800 V/600 V	
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V	150 V/188 V	150 V/188 V	
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	33 A/33 A	33 A/33 A	33 A/33 A	
Corriente de cortocircuito máx. por entrada A/B	43 A/43 A	43 A/43 A	43 A/43 A	
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A:3; B:3	2/A:3; B:3	2/A:3; B:3	
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	15000 W	20000 W	25000 W	
Potencia máx. aparente de CA	15000 VA	20000 VA	25000 VA	
Tensión nominal de CA		3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V		
Rango de tensión de CA		180 V a 280 V		
Frecuencia de red de CA/rango		50 Hz/44 Hz a 55 Hz 60 Hz/54 Hz a 65 Hz		
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red		50 Hz/230 V		
Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida	29 A/21,7 A	29 A/29 A	36,2 A/36,2 A	
Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable		1/0 inductivo a 0 capacitivo		
THD		≤ 3%		
Fases de inyección/conexión		3/3		
Rendimiento máx./europeo	98,4%/98,0%	98,4%/98,0%	98,3%/98,1%	
Punto de desconexión en el lado de entrada		●		
Monitorización de toma a tierra/de red		● / ●		
Descargador de sobretensión de CC: DPS tipo II		○		
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica		● / ● / -		
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal		●		
Clase de protección (según IEC 62109-1)/categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)		I / AC; III; DC: II		
Dimensiones (ancho/alto/fondo)		661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 in)		
Peso		61 kg (134,48 lb)		
Rango de temperatura de servicio		-25 °C a +60 °C (-13 °F a +140 °F)		
Emisión sonora, típica		51 dB(A)		
Autoconsumo nocturno		1 W		
Topología/principio de refrigeración		Sin transformador/OptiCool		
Tipo de protección (según IEC 60529)		IP65		
Clase climática (según IEC 60721-3-4)		4K4H		
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)		100%		
Conexión de CC/CA		SUNCLIX/Borne de conexión por resorte		
Pantalla		○		
Interfaz: RS485, Speedwire/Webconnect		○ / ●		
Interfaz de datos: SMA Modbus / SunSpec Modbus		● / ●		
Relé multifunción/Power Control Module		○ / ○		
Gestión de sombras SMA ShadeFix/Integrated Plant Control/Q on Demand 24/7		● / ● / ●		
Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller		● / ●		
Garantía: 5/10/15/20 años		● / ○ / ○ / ○		
Certificados y autorizaciones (otros a petición)		ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, DEWA 2.0, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA 2013, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, RIG compliant, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014		
Modelo comercial	STP 15000TL-30	STP 20000TL-30	STP 25000TL-30	

www.SunnyPortal.com

Monitorización, gestión y presentación profesionales de plantas fotovoltaicas





Sencillo

- Rápida instalación con el sistema plug & play
- Visualización gráfica de los valores de medición actuales en Sunny Portal y la interfaz web local

Flexible

- Formato de carcasa compacto que ahorra espacio en el montaje sobre carril DIN en la red de distribución de la casa
- Uso flexible en aplicaciones de > 63 A mediante transformadores de corriente externos

- Modo de uso universal, independiente de los contadores de energía existentes

Potente

- Registro trifásico rápido y bidireccional de los valores de medición para gestionar la energía de manera eficaz*
- Perfecta coordinación con los equipos de SMA para una actividad de regulación estable

SMA ENERGY METER

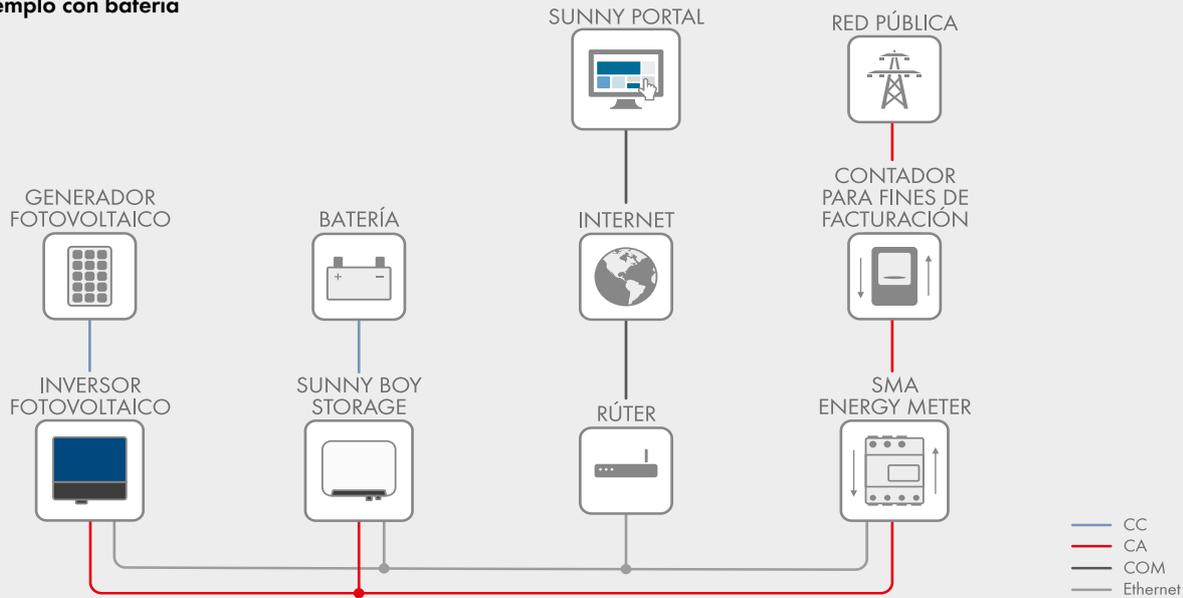
Registro universal de los valores de medición para una gestión inteligente de la energía

Esta potente solución de medición garantiza una gestión inteligente de la energía en plantas fotovoltaicas con equipos de SMA. El SMA Energy Meter determina los valores de medición eléctricos de forma precisa para cada conductor de fase y en forma de valores saldados, y los comunica a través de ethernet en la red local. Esto permite transmitir todos los datos de inyección a red y consumo de red, e incluso los relativos a la generación de energía fotovoltaica de otros inversores fotovoltaicos, con una precisión y frecuencia elevadas a los sistemas de SMA.

La combinación con el SMA Energy Meter supone en todos los casos una configuración de sistema perfectamente coordinada, la cual garantiza un mejor rendimiento y estabilidad para un ahorro de costes máximo y la optimización del autoconsumo.

* También se puede utilizar en sistemas monofásicos.

Ejemplo con batería



Datos técnicos	SMA Energy Meter
Comunicación	
Conexión con el router local	A través de cable ethernet (10/100 Mbit/s, conector RJ45)
Entradas (tensión y corriente)	
Tensión nominal	230 V/400 V
Frecuencia	50 Hz/±5 %
Corriente nominal/límite por cada conductor de fase	5 A/63 A (>63 A combinado con transformadores de corriente externos)
Corriente de arranque	<25 mA
Sección de conexión	De 10 mm ² a 16 mm ² ¹⁾ (para protección de 63 A)
Par de apriete para bornes roscados	2,0 Nm
Condiciones ambientales durante el funcionamiento	
Temperatura ambiente	De -25 °C a +40 °C
Rango de temperatura de almacenamiento	De -25 °C a +70 °C
Clase de protección (según IEC 62103)	II
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP2X
Valor máximo permitido para la humedad relativa del aire (sin condensación)	De 5 % a 90 % ²⁾
Altitud sobre el nivel del mar	De 0 m a 2000 m
Datos generales	
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	70 mm/88 mm/65 mm
Espacios necesarios en el cuadro de distribución del carril DIN	4
Peso	0,3 kg
Lugar de montaje	Armario de distribución o de contadores
Tipo de montaje	Montaje sobre carril DIN
Indicación de estado	2 leds
Autoconsumo	<3 W
Exactitud de medición, ciclo de medición	1 %, 1000 ms
Equipamiento	
Garantía	2 años
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	www.SMA-Solar.com
Actualizado: enero de 2019	
1) mecánica de 1,5 mm ² a 25 mm ²	
2) 95 % solo encendido hasta 30 días al año	
Modelo comercial	EMETER-20

Hoja de características del producto

Características

A9F89440

Magnetotérmico, Acti9 iC60H, 4P, 40 A, C curva, 10000 A (IEC 60898-1), 15 kA (IEC 60947-2)



Principal

Aplicación del dispositivo	Distribución
Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iC60
Tipo de producto o componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre corto del dispositivo	IC60H
Número de polos	4P
Número de polos protegidos	4
[In] Corriente nominal	40 A
Tipo de red	CC CA
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	C
Capacidad de corte	10000 A Icn at 400 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60898-1 42 kA Icu at 12...60 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2 10 kA Icu en 440 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 15 kA Icu at 380...415 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2 30 kA Icu at 220...240 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2 42 kA Icu at 100...133 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2 15 kA Icu at <= 250 V DC conforming to EN/IEC 60947-2
Categoría de empleo	Category A conforming to EN 60947-2 Categoría A acorde a IEC 60947-2
Poder de seccionamiento	Yes conforming to EN 60898-1 Yes conforming to EN 60947-2 Yes conforming to IEC 60898-1 Sí acorde a IEC 60947-2
Normas	EN 60947-2 EN 60898-1 IEC 60947-2 IEC 60898-1

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

Frecuencia de red	50/60 Hz
Límite de enlace magnético	8 x In +/- 20%
[Ics] poder de corte en servicio	15 kA 50 % conforming to EN 60947-2 - 220...240 V AC 50/60 Hz 7.5 kA 50 % conforming to EN 60947-2 - 380...415 V AC 50/60 Hz 5 kA 50 % conforming to EN 60947-2 - 440 V AC 50/60 Hz 15 kA 50 % conforming to IEC 60947-2 - 220...240 V AC 50/60 Hz 7.5 kA 50 % conforming to IEC 60947-2 - 380...415 V AC 50/60 Hz 5 kA 50 % conforming to IEC 60947-2 - 440 V AC 50/60 Hz 7500 A 75 % conforming to EN 60898-1 - 400 V AC 50/60 Hz 7500 A 75 % conforming to IEC 60898-1 - 400 V AC 50/60 Hz 21 kA 50 % conforming to IEC 60947-2 - 12...133 V AC 50/60 Hz 21 kA 50 % conforming to EN 60947-2 - 12...133 V AC 50/60 Hz 15 kA 100 % conforming to IEC 60947-2 - 180...250 V DC 15 kA 100 % conforming to EN 60947-2 - 180...250 V DC
Clase de limitación	3 acorde a EN 60898-1 3 acorde a IEC 60898-1
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	500 V AC 50/60 Hz conforming to EN 60947-2 500 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV conforming to EN 60947-2 6 kV acorde a IEC 60947-2
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta
Señalizaciones en local	Indicador de disparo
Tipo de montaje	Fijo
Soporte de montaje	Carril DIN
Compatibilidad de bloque de distribución y embarrado tipo peine	Top or bottom: YES
Pasos de 9 mm	8
Altura	85 mm
Anchura	72 mm
Profundidad	78,5 mm
Peso del producto	0,5 kg
Color	Blanco
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	10000 ciclos
Conexiones - terminales	Single terminal (top or bottom) 1...35 mm ² rigid Single terminal (top or bottom) 1...25 mm ² flexible
Longitud de cable pelado para conectar bornas	14 mm para arriba o abajo conexión
Par de apriete	3,5 N.m arriba o abajo
Protección contra fugas a tierra	Bloque independiente

Entorno

Grado de protección IP	IP20 acorde a IEC 60529 IP20 conforming to EN 60529
Grado de contaminación	3 conforming to EN 60947-2 3 acorde a IEC 60947-2
Categoría de sobretensión	IV
Tropicalización	2 conforming to IEC 60068-1
Humedad relativa	95 % en 55 °C
Altitud máxima de funcionamiento	0...2000 m
Temperatura ambiente de funcionamiento	-35...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Unidades de embalaje

Peso del empaque (Lbs)	0,489 kg
Paquete 1 Altura	0,750 dm
Paquete 1 ancho	0,700 dm
Paquete 1 Longitud	0,950 dm

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	Declaración de REACH
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
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.
Presencia de halógenos	Producto libre de halógenos

Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------

Hoja de características del producto

Especificaciones



ACTI9 iID40 3PN 40A 30mA AC RCCB

A9R63740

Principal

Gama	Acti9
Nombre del producto	Acti9 iID40
Tipo de producto o componente	Interruptor diferencial (RCCB)
Nombre corto del dispositivo	iID40
Número de polos	3P + N
Posición de neutro	Izquierda
[In] Corriente nominal	40 A
Tipo de red	AC
Sensibilidad de fuga a tierra	30 mA
Retardo de la protección contra fugas a tierra	Instantáneo
Clase de protección contra fugas a tierra	Tipo AC
Poder de seccionamiento	Sí acorde a Icu
Etiquetas de calidad	VDE

Complementario

Ubicación del dispositivo en el sistema	Entrada de grupo
Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	380...415 V AC 50/60 Hz
Tecnología de disparo corriente residual	Independiente de la tensión
Poder de conexión y de corte	I _{dm} 1500 A
Corriente condicional de cortocircuito	10000 A
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	500 V AC 50/60 Hz
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta

Tipo de montaje	Ajustable en clip
Soporte de montaje	Carril DIN
Pasos de 9 mm	8
Altura	91 mm
Anchura	72 mm
Profundidad	74 mm
Peso del producto	345 g
Color	Blanco
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	15000 ciclos
Descripción de las opciones de bloqueo	Dispositivo de cierre con candado
Conexiones - terminales	Terminales de tipo túnel inferior1...35 mm ² rígido Terminales de tipo túnel inferior1...25 mm ² flexible Terminales de tipo túnel superior1...16 mm ² rígido Terminales de tipo túnel superior1...10 mm ² flexible
Longitud de cable pelado para conectar bornas	14 mm para arriba o abajo conexión
Par de apriete	3,5 N.m inferior 2 N.m superior

Entorno

Normas	EN/IEC 61008-2-1
Certificaciones de producto	CE
Grado de protección IP	IP20 acorde a IEC 60529 IP40 - tipo de cable: envolvente modular) acorde a IEC 60529
Grado de contaminación	3
Compatibilidad electromagnética	Resistencia a impulsos 8/20 µs, 250 A acorde a EN/IEC 61008-2-1
Humedad relativa	95 % en 55 °C
Altitud máxima de funcionamiento	2000 m
Temperatura ambiente de funcionamiento	-5...60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Unidades de embalaje

Tipo de unidad del paquete 1	PCE
Número de unidades en empaque	1
Peso del empaque (Lbs)	375,0 g
Paquete 1 Altura	7,5 cm
Paquete 1 ancho	8,5 cm
Paquete 1 Longitud	10 cm
Tipo de unidad del paquete 2	S03
Número de unidades en el paquete 2	27
Peso del paquete 2	10,838 kg
Paquete 2 Altura	30 cm

Ancho del paquete 2	30 cm
Longitud del paquete 2	40 cm

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	Declaración de REACH
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
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.
Presencia de halógenos	Producto con contenido plástico sin halógenos

Cables 0,6/1 kV

RZ1-K (AS) 0,6/1 kV



Descripción

Los cables RZ1-K (AS) 0,6/1kV son adecuados para el transporte y distribución de energía eléctrica en instalaciones fijas, protegidas o no, donde en caso de incendio se requiera una baja emisión de humos y gases corrosivos, como locales de pública concurrencia, hospitales, escuelas, centros comerciales y aeropuertos. Son adecuados para instalaciones interiores y exteriores.

Su gran flexibilidad los hace muy apropiados en instalaciones complejas y de gran dificultad.

Los cables RZ1-K (AS) 0,6/1kV pueden fabricarse en otros colores según la IEC 60502. Nuestros cables se encuentran certificados para la norma IEC 60502.

Normas de Referencia: HD 603 S1 e IEC 60502

Aplicaciones

Según el REBT 2002, para las siguientes instalaciones:

- ITC-BT 09 Redes de alimentación subterránea para instalaciones de alumbrado exterior
- ITC-BT 14 Línea general de alimentación
- ITC-BT 15 Derivación individual
- ITC-BT 20 Instalaciones interiores o receptoras
- ITC-BT 28 Locales de pública concurrencia

Igualmente se pueden utilizar en las siguientes:

- ITC-BT 07 Redes subterráneas para distribución en baja tensión
- ITC-BT 11 Redes de distribución de energía eléctrica. Acometidas subterráneas
- ITC-BT 30 Instalaciones en locales de características especiales

Apropiados para instalaciones en las que se quiera aumentar la protección contra incendios.

Adecuados para instalaciones interiores y exteriores, sobre soportes al aire, en tubos o enterrados.

Características Técnicas

1. Conductor	Cobre electrolítico flexible (Clase V) según UNE-EN 60228, EN 60228 e IEC 60228
2. Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3 según HD 603 S1 e IEC 60502-1
3. Cubierta	Polioléfina termoplástica tipo DMZ-E según UNE-HD 603-1 y ST8 según IEC 60502-1
Tensión nominal	0,6/1 kV
Tensión de ensayo	3.500 V C.A.
Temperatura máxima	90 °C

Otras características

Color según UNE 21089 y HD 308 S2 (marcados con colores para menos de cinco conductores), UNE-EN 50334 y EN 50334 (marcados por inscripción para más de cinco conductores)

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1-2, EN 60332-1-2 e IEC 60332-1-2

No propagación del incendio según UNE-EN 60332-3-24, EN 60332-3-24 e IEC 60332-3-24

Bajo contenido de halógenos según UNE-EN 50267, EN 50267 e IEC 60754-1 y 60754-2

Baja emisión de gases corrosivos según IEC 60754-1 y 60754-2

Baja emisión de humos opacos según UNE-EN 61034-2, EN 61034-2 e IEC 61034-2

El uso de polietileno reticulado (XLPE) admite una mayor densidad de corriente, a igualdad de sección, respecto al aislamiento con PVC

Dimensiones

Sección (mm ²)	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)
1x1,5	13,3	4,80	34
1x2,5	7,98	5,15	44
1x4	4,95	5,60	58
1x6	3,3	6,30	80
1x10	1,91	7,30	121
1x16	1,21	8,40	178
1x25	0,78	10,00	260
1x35	0,554	11,10	349
1x50	0,386	12,90	482
1x70	0,272	14,70	668
1x95	0,206	17,25	890
1x120	0,161	19,00	1.117
1x150	0,129	21,60	1.406
1x185	0,106	23,40	1.723
1x240	0,0801	26,70	2.244
1x300	0,0641	28,50	2.759
1x400	0,0486	34,30	3.635
1x500	0,0384	36,90	4.653
1x630	0,0287	44,50	6.408
2x1,5	13,3	7,75	83
2x2,5	7,98	8,45	108
2x4	4,95	9,50	148
2x6	3,3	10,20	187
2x10	1,91	11,85	280
2x16	1,21	14,10	431
2x25	0,78	18,10	682
2x35	0,554	22,05	921
2x50	0,386	25,70	1.316
2x70	0,272	29,35	1.798

Sección (mm ²)	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)
2x95	0,206	33,80	2.399
3x1,5	13,3	8,95	112
3G1,5	13,3	8,95	112
3G2,5	7,98	9,60	143
3G4	4,95	10,10	181
3G6	3,3	11,10	243
3G10	1,91	13,00	372
3x16	1,21	15,35	551
3x25	0,78	18,90	845
3x35	0,554	21,95	1.195
3x50	0,386	27,30	1.703
3x70	0,272	30,75	2.365
3x95	0,206	35,90	3.121
3x120	0,161	43,50	3.983
3x150	0,129	44,75	4.920
3x185	0,106	50,70	6.083
3x240	0,0801	54,35	8.045
4G1,5	13,3	8,70	115
4G2,5	7,98	9,95	163
4G4	4,95	10,95	223
4G6	3,3	12,60	312
4G10	1,91	14,40	468
4x16	1,21	17,40	726
4x25	0,78	21,15	1.105
4x35	0,554	24,20	1.504
4x50	0,386	29,60	2.276
4x70	0,272	35,80	3.055
4x95	0,206	42,00	4.189
4G95	0,206	41,20	4.003

Dimensiones

Sección (mm ²)	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)
4x120	0,161	46,20	5.126
4x150	0,129	52,65	6.617
4x185	0,106	55,30	8.098
5G1,5	13,3	9,90	142
5G2,5	7,98	10,85	192
5G4	4,95	12,00	267
5G6	3,3	13,95	376
5G10	1,91	15,95	572
5G16	1,21	19,50	892
5G25	0,78	23,30	1.302
5G35	0,554	26,70	1.802
5G50	0,386	33,25	2.705
5G70	0,272	39,20	3.742
5G95	0,206	43,20	4.860
5G120	0,161	48,15	6.176
5G150	0,129	52,95	7.632
6G1,5	13,3	11,15	174
6G2,5	7,98	12,20	234
6G4	4,95	13,80	330
7x1,5	13,3	11,15	189
7G1,5	13,3	11,15	189
7G2,5	7,98	12,40	264
7G4	4,95	14,90	404
7G6	3,3	16,40	537
7G10	1,91	18,30	790

Sección (mm ²)	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)
7G16	1,21	21,30	1.171
8G1,5	13,3	12,10	216
8G2,5	7,98	13,50	302
10G1,5	13,3	13,45	269
10G2,5	7,98	15,40	391
12G1,5	13,3	13,80	291
12G2,5	7,98	15,45	415
14G1,5	13,3	15,55	361
14G2,5	7,98	16,55	477
14G4	4,95	18,35	671
14G6	3,3	20,80	938
14G10	1,91	24,40	1.493
16G1,5	13,3	15,75	377
16G2,5	7,98	17,55	536
18G4	4,95	20,50	824
19G1,5	13,3	17,20	455
19G2,5	7,98	18,60	619
24G1,5	13,3	18,20	523
24G2,5	7,98	21,05	782
27G1,5	13,3	18,50	552
30G1,5	13,3	20,00	635
32G1,5	13,3	20,20	650
37G1,5	13,3	21,05	725
37G2,5	7,98	24,95	1.135
44G1,5	13,3	24,55	938