



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

Curso Académico:

RESUMEN

El siguiente proyecto tiene como objeto el estudio y diseño de una instalación fotovoltaica de 3 MW de potencia nominal con conexión a la red de distribución.

El objetivo de la instalación es la venta de energía a la red de distribución, para que ésta pueda ser rentable en el menor intervalo de tiempo posible. Para ello se ha realizado además un estudio de viabilidad de la instalación.

La instalación estará ubicada en la provincia de Almería, en el municipio de “Cañada de Miralles”. Constará de 30 bloques generadores fotovoltaicos, todos ellos de 100 KW de potencia nominal, para así conseguir una potencia nominal instalada de 3 MW.

SUMMARY

The next project is to study and design of a PV plant of 3 MW rated power with connection to the distribution network.

The aim of the installation is selling power to the grid , so that it can be profitable in the shortest possible time. To do this, it has been conducted a feasibility study of the installation.

The facility will be located in the province of Almeria, in the village of " Cañada de Miralles " . It will consist of 30 photovoltaic generator blocks , all 100 kW rated power , so as to achieve a nominal installed capacity of 3 MW .

RESUM

El següent projecte té com a objecte l'estudi i disseny d'una instal·lació fotovoltaica de 3 *MW de potència nominal amb connexió a la xarxa de distribució.

L'objectiu de la instal·lació és la venda d'energia a la xarxa de distribució, perquè aquesta pugui ser rendible en el menor interval de temps possible. Per a açò s'ha realitzat a més un estudi de viabilitat de la instal·lació.

La instal·lació estarà situada en la província d'Almeria, en el municipi de "la Canyada de Miralles". Constarà de 30 blocs generadors fotovoltaics, tots ells de 100 KW de potència nominal, per a així aconseguir una potència nominal instal·lada de 3 *MW.

ÍNDICE

1. MEMORIA DESCRIPTIVA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	6
1.1. OBJETO DEL PROYECTO.....	7
1.2. LEGISLACIÓN DE APLICACIÓN.....	7
1.3. LOCALIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	7
1.4. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA.....	8
1.4.1. POTENCIA PREVISTA INSTALADA.....	8
1.4.2. IRRADIACIÓN SOBRE LA SUPERFICIE Y ENERGÍA GENERADA.....	9
1.4.3. CONFIGURACIÓN ELÉCTRICA DE 1 BLOQUE GENERADOR.....	16
1.4.4. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	17
1.4.5. ESTRUCTURA DE SOPORTE.....	19
1.4.6. INVERSORES TRIFÁSICOS DE CONEXIÓN A RED.....	20
1.4.7. CABLEADO.....	22
1.4.8. ESQUEMA IT PARTE C.C.....	24
1.4.9. PROTECCIONES PARTE C.C.....	25
1.4.10. ESQUEMA TT PARTE C.A.....	31
1.4.11. PROTECCIONES PARTE C.A.....	32
1.4.12. PUESTAS A TIERRA.....	34
1.4.13. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.....	36
1.4.14. MEDIDA DE LA ENERGÍA.....	38
2. PLANOS DE LA INSTALACIÓN.....	39
2.1. PLANO 01. LOCALIZACIÓN.....	40
2.2. PLANO 02. DISPOSICIÓN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	41
2.3. PLANO 03. DISPOSICIÓN DE 1 BLOQUE GENERADOR.....	42
2.4. PLANO 04. SECCIONES DE 1 BLOQUE GENERADOR.....	43
2.5. PLANO 05. PROTECCIONES PARTE C.C. DE 1 BLOQUE GENERADOR.....	44
2.6. PLANO 06. PROTECCIONES PARTE C.A. DE 1 BLOQUE GENERADOR.....	45
2.7. PLANO 07. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE LAS MASAS DE B.T.....	46
2.8. PLANO 08. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN PREFABRICADO.....	47
2.9. PLANO 09. PUESTAS A TIERRA DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.....	48
2.10. PLANO 10. ESQUEMA UNIFILAR DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.....	49
3. ANEXOS.....	50
3.1. ANEXO 1. ÁNGULO DE INCLINACIÓN ÓPTIMO.....	51
3.2. ANEXO 2. ENERGÍA PREVISTA A OBTENER.....	53

3.2.1.	ESTRUCTURAS FIJAS A 37° DE INCLINACIÓN.....	53
3.2.2.	ESTRUCTURAS CON ÁNGULO VARIABLE EN 1 EJE.....	53
3.2.3.	ESTRUCTURAS CON ÁNGULO VARIABLE EN 2 EJES.....	60
3.3.	ANEXO 3. DISPOSICIÓN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	67
3.3.1.	OPTIMIZACIÓN ESPACIO DISPONIBLE DE PARCELA.....	67
3.3.2.	SEPARACIÓN ENTRE FILAS DE MÓDULOS.....	67
3.4.	ANEXO 4. ELECCIÓN DEL INVERSOR ADECUADO.....	69
3.4.1.	POTENCIA DESEADA DE INVERSOR.....	69
3.4.2.	BÚSQUEDA DE INVERSORES DE DIFERENTES CASAS COMERCIALES.....	69
3.4.3.	ELECCIÓN DEL INVERSOR MÁS ADECUADO.....	72
3.5.	ANEXO 5. SECCIÓN DE CONDUCTORES PARTE C.C.....	74
3.5.1.	DISPOSICIÓN DE 1 BLOQUE GENERADOR.....	74
3.5.2.	CRITERIO DEL R.E.B.T. (PUNTO 5 ITC-BT 40).....	74
3.5.3.	CRITERIO TÉRMICO.....	75
3.5.4.	SELECCIÓN DE LA SECCION ADECUADA.....	76
3.5.5.	CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN.....	77
3.6.	ANEXO 6. SECCIÓN DE CONDUCTORES PARTE C.A.....	79
3.7.	ANEXO 7. CÁLCULO DE LAS P.A.T. DE LA INSTALACIÓN.....	80
3.7.1.	CÁLCULO DE LA P.A.T. DE LAS MASAS DE B.T. PARTE C.C.....	80
3.7.2.	CÁLCULO DE LA P.A.T. DE LAS MASAS DE B.T. PARTE C.A.....	80
3.7.3.	CÁLCULO DE LA P.A.T. DE LAS MASAS DEL CT.....	81
3.7.4.	CÁLCULO DE LA P.A.T. DEL NEUTRO DEL TRANSFORMADOR.....	83
3.8.	ANEXO 8. CÁLCULO DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.....	84
3.8.1.	CÁLCULO DE LOS FUSIBLES PARTE C.C.....	84
3.8.2.	CÁLCULO DE LOS DISPOSITIVOS DIFERENCIALES PARTE C.A.....	84
4.	PRESUPUESTO.....	86
5.	ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA Y CONCLUSIÓN.....	87

**MEMORIA
DESCRIPTIVA
DE LA
INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA.**

1.1. OBJETO DEL PROYECTO

El objeto del presente proyecto es la descripción de todos los pasos seguidos en el estudio y diseño de una instalación solar fotovoltaica de 3 MW de potencia nominal, con conexión a la red eléctrica de distribución, situada en "Cañada de Miralles" (Almería).

La instalación está subdividida en 30 bloques generadores fotovoltaicos, todos ellos de las mismas características, 100 KW de potencia nominal en cada uno. Con ello, se consigue ajustar la instalación a la parcela y optimizar la superficie disponible de 70.000 m² (7 Hectáreas).

A lo largo del proyecto, se detallan todos los puntos de interés de la instalación, desde la legislación vigente directamente relacionada con ésta, hasta los cálculos y planos necesarios para la posible realización y construcción de la instalación.

Se detalla la descripción de toda la aparamenta eléctrica utilizada en la instalación, tanto módulos fotovoltaicos, inversores de red, cableado, etc, como las protecciones necesarias, puestas a tierra, etc.

1.2. LEGISLACIÓN DE APLICACIÓN

La siguiente normativa es de aplicación en su integridad a este proyecto de instalación solar fotovoltaica cuyo objetivo es la producción de energía eléctrica para su venta a la red de distribución.

-Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (R.E.B.T.) e Instrucciones Técnicas Complementarias (I.T.C.) - Decreto 842/2002 de 18 de Septiembre (BOE nº 224).

-Real Decreto 842/2002, de 2 de Agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

-Real Decreto 1663/2000, de 29 de Septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaica a la red de baja tensión (BOE 235-2000 de 30/09/2000). Describe los requisitos técnicos de conexión a red que debe cumplir un SFCR, principalmente en lo relativo a las condiciones de seguridad (para personas, para equipos y para mantenimiento de la calidad de red).

-Código Técnico de la Edificación (C.T.E.).

1.3. LOCALIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN

La instalación que se describe en el siguiente proyecto se encuentra situada en el municipio de "Cañada de Miralles", en la provincia de Almería.

Los datos más significativos de la parcela donde se ubicará la instalación son:

—> Municipio: *Cañada de Miralles*.

—> Provincia: *Almería*.

—> Comunidad Autónoma: *Andalucía*.

—> Latitud: *37,086°*.

—> Longitud: *-2,263°*.

—> Superficie: *70.000 m² (7 Hectáreas)*.

A continuación se muestra una foto aérea captada con “Google Maps” de la ubicación exacta de la instalación (*Figura 1*). Se trata de una parcela rectangular de dimensiones 280 x 250 m, la cual nos ofrece una superficie disponible de 70.000 m² para la instalación.



Figura 1. Parcela de 70.000 m² de superficie total.

La parcela es prácticamente un terreno llano, sin vegetación y desocupado, al que se puede acceder desde 3 caminos rurales diferentes. El suelo está clasificado como calizas blandas, con una resistividad de 300 ohmios por metro, un dato significativo para el diseño de la P.A.T.

Otros planos de la ubicación de la parcela pueden verse en el *PLANO 01*.

1.4. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

1.4.1. POTENCIA PREVISTA INSTALADA

La potencia total nominal de la instalación depende de la potencia nominal de cada uno de los inversores de red instalados y del número de éstos. En nuestro caso, se van a instalar 30 inversores de 100 KW de potencia nominal cada uno de ellos, sumando un total de 3.000 KW nominales (3 MW nominales).

La potencia pico instalada de la instalación depende de la potencia pico de los módulos fotovoltaicos instalados, y del número de éstos. En nuestro caso, se van a instalar 9.900 módulos fotovoltaicos de 300 Wp de potencia cada uno de ellos, sumando un total de 2.970 KWp instalados.

La conexión del generador fotovoltaico a la red eléctrica será trifásica, ya que la potencia nominal de los inversores de red es superior a 5 KW.

1.4.2. IRRADIACIÓN SOBRE LA SUPERFICIE Y ENERGÍA GENERADA

Mediante las coordenadas geográficas de la parcela (Latitud, Longitud) y la inclinación elegida para los módulos fotovoltaicos, se han obtenido datos de irradiación (W/m^2) sobre la superficie de dicha parcela en un día tipo de cada mes del año.

La inclinación fija elegida para los módulos fotovoltaicos es de 37° . Esta inclinación es la inclinación óptima para la ubicación donde se encuentra la instalación. Además, se ha comprobado que la disposición de los módulos fotovoltaicos sobre estructuras fijas será la opción más rentable de entre 3 opciones planteadas y estudiadas en el *Anexo 1*.

Los datos de irradiación (W/m^2) se han obtenido en franjas horarias de entre 10 y 30 minutos, desde que sale el Sol hasta que se pone, ya que hay diferencias muy significativas entre cualquier hora del día y la siguiente.

Con ello, se han obtenido valores medios de irradiación en intervalos de 1 hora para la consulta de las curvas de potencia de los módulos fotovoltaicos empleados (*Figura 3*). Con estas curvas, se ha obtenido la potencia generada por cada módulo fotovoltaico en cada una de las horas del día., que a su vez, es la energía generada cada hora del día por cada módulo fotovoltaico.

Posteriormente, se ha sumado la energía generada cada hora del día, se ha multiplicado por el número de días del mes estudiado y por el número de módulos fotovoltaicos empleados, y se ha obtenido la energía generada por la instalación completa en cada uno de los meses del año.

A continuación se adjuntan las *Tablas 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12*, una para cada mes del año, en las que pueden apreciarse los siguientes datos:

-En la primera columna aparecen los intervalos de tiempo en los que han sido obtenidos los datos de irradiación sobre la superficie.

-En la segunda columna aparecen los datos de irradiación (W/m^2) para cada intervalo de tiempo indicado en la primera columna.

-La tercera columna es la reducción de los intervalos de tiempo de 10-30 minutos en intervalos de 1 hora para la consulta con las curvas de potencia de los módulos.

-La cuarta columna es la irradiación media (W/m^2) en cada intervalo de 1 hora.

-La quinta columna es la potencia generada por cada módulo fotovoltaico de la instalación, para la irradiación dada. Este dato ha sido obtenido de las curvas de potencia de los módulos fotovoltaicos empleados.

-Por último, en las últimas filas de cada tabla, se ha realizado el recuento y se ha obtenido la energía generada por el conjunto de los 9900 módulos fotovoltaicos de la instalación en cada uno de los 12 meses del año.

MES 1 - ENERO				
Time	G (W/m2)	Franja Horaria	Gmedia (W/m2)	V°I°h (Wh)
07:22	27	07:22-08:22	99,25	27,8
07:37	37			
07:52	46			
08:07	287			
08:22	337	08:22-09:22	405	116
08:37	384			
08:52	429			
09:07	470			
09:22	508	09:22-10:22	557,25	161,5
09:37	543			
09:52	575			
10:07	603			
10:22	628	10:22-11:22	657	191
10:37	650			
10:52	668			
11:07	682			
11:22	693	11:22-12:22	700,25	203
11:37	700			
11:52	704			
12:07	704			
12:22	700	12:22-13:22	685,75	198
12:37	693			
12:52	682			
13:07	668			
13:22	650	13:22-14:22	614	178,5
13:37	628			
13:52	603			
14:07	575			
14:22	543	14:22-15:22	487,5	140
14:37	508			
14:52	470			
15:07	429			
15:22	384	15:22-16:22	310,5	86
15:37	337			
15:52	287			
16:07	234			
16:22	172	16:22-16:52	99,667	20,85
16:37	110			
16:52	17			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				1322,65
Wh Totales Enero 9900 Paneles				405921285
MWh Totales Enero				405,921285

Tabla 1. Enero

MES 2 - FEBRERO				
Time	G (W/m2)	Franja Horaria	Gmedia (W/m2)	V°I°h (Wh)
07:07	37	07:07-08:07	158,25	46
07:22	47			
07:37	247			
07:52	302			
08:07	355	08:07-09:07	430,25	124,5
08:22	407			
08:37	456			
08:52	503			
09:07	546	09:07-10:07	603,75	176
09:22	587			
09:37	624			
09:52	658			
10:07	688	10:07-11:07	724,5	210
10:22	715			
10:37	738			
10:52	757			
11:07	773	11:07-12:07	786,25	226
11:22	784			
11:37	792			
11:52	796			
12:07	796	12:07-13:07	786,25	226
12:22	792			
12:37	784			
12:52	773			
13:07	757	13:07-14:07	724,5	210
13:22	738			
13:37	715			
13:52	688			
14:07	658	14:07-15:07	603,75	176
14:22	624			
14:37	587			
14:52	546			
15:07	503	15:07-16:07	430,25	124,5
15:22	456			
15:37	407			
15:52	355			
16:07	302	16:07-17:07	188	70
16:22	247			
16:37	191			
16:52	127			
17:07	73			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				1589
Wh Totales Febrero 9900 Paneles				440470800
MWh Totales Febrero				440,4708

Tabla 2. Febrero

MES 3 - MARZO				
Time	G (W/m2)	Franja Horaria	Gmedia (W/m2)	V*I*h (Wh)
06:22	40	06:22-07:22	97,5	27
06:37	55			
06:52	69			
07:07	226			
07:22	282	07:22-08:22	363,5	103
07:37	337			
07:52	391			
08:07	444			
08:22	494	08:22-09:22	563	163
08:37	542			
08:52	587			
09:07	629			
09:22	667	09:22-10:22	717,25	208
09:37	703			
09:52	735			
10:07	764			
10:22	789	10:22-11:22	818,25	235
10:37	811			
10:52	829			
11:07	844			
11:22	855	11:22-12:22	862,25	248
11:37	862			
11:52	866			
12:07	866			
12:22	862	12:22-13:22	847,5	243
12:37	855			
12:52	844			
13:07	829			
13:22	811	13:22-14:22	774,75	223
13:37	789			
13:52	764			
14:07	735			
14:22	703	14:22-15:22	646,5	187
14:37	667			
14:52	629			
15:07	587			
15:22	542	15:22-16:22	467,75	133
15:37	494			
15:52	444			
16:07	391			
16:22	337	16:22-17:22	254	72,5
16:37	282			
16:52	226			
17:07	171			
17:22	118	17:22-17:52	68	15
17:37	62			
17:52	24			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				1857,5
Wh Totales Marzo 9900 Paneles				570066750
MWh Totales Marzo				570,06675

Tabla 3. Marzo

MES 4 - ABRIL				
Time	G (W/m2)	Franja Horaria	Gmedia (W/m2)	V*I*h (Wh)
05:52	36	05:52-06:52	72	20
06:07	49			
06:22	61			
06:37	142			
06:52	192	06:52-07:52	268,75	75
07:07	243			
07:22	294			
07:37	346			
07:52	397	07:52-08:52	469,75	136
08:07	447			
08:22	495			
08:37	540			
08:52	584	08:52-09:52	642	187
09:07	625			
09:22	662			
09:37	697			
09:52	729	09:52-10:52	768	222
10:07	757			
10:22	782			
10:37	804			
10:52	822	10:52-11:52	840,5	241
11:07	837			
11:22	848			
11:37	855			
11:52	858	11:52-12:52	854,75	246
12:07	858			
12:22	855			
12:37	848			
12:52	837	12:52-13:52	811,25	234
13:07	822			
13:22	804			
13:37	782			
13:52	757	13:52-14:52	711,25	206,5
14:07	729			
14:22	697			
14:37	662			
14:52	625	14:52-15:52	561	163
15:07	584			
15:22	540			
15:37	495	15:52-16:52	371	106
15:52	447			
16:07	397			
16:22	346			
16:37	294			
16:52	243	16:52-17:52	168,5	47
17:07	192			
17:22	142			
17:37	97			
17:52	56	17:52-18:22	38,333	7,5
18:07	36			
18:22	23			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				1891
Wh Totales Abril 9900 Paneles				561627000
MWh Totales Abril				561,627

Tabla 4. Abril

MES 5 - MAYO				
Time	G (W/m2)	Franja Horaria	Gmedia (W/m2)	V ⁹ J ⁹ h (Wh)
05:22	33	05:22-06:22	52	14,7
05:37	46			
05:52	57			
06:07	72			
06:22	114	06:22-07:22	184,5	53
06:37	159			
06:52	208			
07:07	257			
07:22	307	07:22-08:22	381,75	109
07:37	358			
07:52	407			
08:07	455			
08:22	502	08:22-09:22	567	165
08:37	547			
08:52	589			
09:07	630			
09:22	667	09:22-10:22	715,25	207
09:37	701			
09:52	732			
10:07	761			
10:22	785	10:22-11:22	814	235
10:37	807			
10:52	825			
11:07	839			
11:22	850	11:22-12:22	857,25	246
11:37	857			
11:52	861			
12:07	861			
12:22	857	12:22-13:22	842,75	242
12:37	850			
12:52	839			
13:07	825			
13:22	807	13:22-14:22	771,25	222
13:37	785			
13:52	761			
14:07	732			
14:22	701	14:22-15:22	646,75	187
14:37	667			
14:52	630			
15:07	589			
15:22	547	15:22-16:22	477,75	137
15:37	502			
15:52	455			
16:07	407			
16:22	358	16:22-17:22	282,5	79
16:37	307			
16:52	257			
17:07	208			
17:22	159	17:22-18:22	100,5	28
17:37	114			
17:52	72			
18:07	57			
18:22	46	18:22-18:52	33	7,5
18:37	33			
18:52	20			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				1932,2
Wh Totales Mayo 9900 Paneles				592992180
MWh Totales Mayo				592,99218

Tabla 5. Mayo

MES 6 - JUNIO				
Time	G (W/m2)	Franja Horaria	Gmedia (W/m2)	V ⁹ J ⁹ h (Wh)
05:07	27	05:07-06:07	42,25	12
05:22	38			
05:37	47			
05:52	57			
06:07	69	06:07-07:07	138,5	40
06:22	113			
06:37	161			
06:52	211			
07:07	264	07:07-08:07	344,75	95
07:22	318			
07:37	372			
07:52	425			
08:07	477	08:07-09:07	551,5	160
08:22	528			
08:37	577			
08:52	624			
09:07	668	09:07-10:07	727,25	210
09:22	710			
09:37	748			
09:52	783			
10:07	814	10:07-11:07	852,25	246
10:22	842			
10:37	866			
10:52	887			
11:07	903	11:07-12:07	917	263
11:22	915			
11:37	923			
11:52	927			
12:07	927	12:07-13:07	917	263
12:22	923			
12:37	915			
12:52	903			
13:07	887	13:07-14:07	852,25	246
13:22	866			
13:37	842			
13:52	814			
14:07	783	14:07-15:07	727,25	210
14:22	748			
14:37	710			
14:52	668			
15:07	624	15:07-16:07	551,5	160
15:22	577			
15:37	528			
15:52	477			
16:07	425	16:07-17:07	344,75	95
16:22	372			
16:37	318			
16:52	264			
17:07	211	17:07-18:07	138,5	40
17:22	161			
17:37	113			
17:52	69			
18:07	57	18:07-19:07	37,2	12,5
18:22	47			
18:37	38			
18:52	27			
19:07	17			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				2052,5
Wh Totales Junio 9900 Paneles				609592500
MWh Totales Junio				609,5925

Tabla 6. Junio

MES 7 - JULIO				
Time	G (W/m2)	Franja Horaria	Gmedia (W/m2)	V°I°h (Wh)
05:07	22	05:07-06:07	37	10
05:22	32			
05:37	42			
05:52	52			
06:07	65	06:07-07:07	135	38
06:22	109			
06:37	157			
06:52	209			
07:07	263	07:07-08:07	346.5	95
07:22	319			
07:37	374			
07:52	430			
08:07	484	08:07-09:07	561.5	163
08:22	537			
08:37	588			
08:52	637			
09:07	684	09:07-10:07	745.5	214
09:22	727			
09:37	767			
09:52	804			
10:07	837	10:07-11:07	876.75	252
10:22	866			
10:37	891			
10:52	913			
11:07	930	11:07-12:07	945	270
11:22	943			
11:37	951			
11:52	956			
12:07	956	12:07-13:07	945	270
12:22	951			
12:37	943			
12:52	930			
13:07	913	13:07-14:07	876.75	252
13:22	891			
13:37	866			
13:52	837			
14:07	804	14:07-15:07	745.5	214
14:22	767			
14:37	727			
14:52	684			
15:07	637	15:07-16:07	561.5	163
15:22	588			
15:37	537			
15:52	484			
16:07	430	16:07-17:07	346.5	95
16:22	374			
16:37	319			
16:52	263			
17:07	209	17:07-18:07	135	38
17:22	157			
17:37	109			
17:52	65			
18:07	52	18:07-19:07	31.8	10
18:22	42			
18:37	32			
18:52	22			
19:07	11			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				2084
Wh Totales Julio 9900 Paneles				639579600
MWh Totales Julio				639,5796

Tabla 7. Julio

MES 8 - AGOSTO				
Time	G (W/m2)	Franja Horaria	Gmedia (W/m2)	V°I°h (Wh)
05:37	26	05:37-06:37	51.5	15
05:52	37			
06:07	48			
06:22	95			
06:37	142	06:37-07:37	222.75	65
06:52	194			
07:07	249			
07:22	306			
07:37	363	07:37-08:37	448.75	128
07:52	421			
08:07	478			
08:22	533			
08:37	587	08:37-09:37	660.75	192
08:52	638			
09:07	686			
09:22	732			
09:37	774	09:37-10:37	827.75	237
09:52	812			
10:07	847			
10:22	878			
10:37	904	10:37-11:37	933.25	266
10:52	927			
11:07	944			
11:22	958			
11:37	967	11:37-12:37	969.5	278
11:52	972			
12:07	972			
12:22	967			
12:37	958	12:37-13:37	933.25	266
12:52	944			
13:07	927			
13:22	904			
13:37	878	13:37-14:37	827.75	237
13:52	847			
14:07	812			
14:22	774			
14:37	732	14:37-15:37	660.75	192
14:52	686			
15:07	638			
15:22	587			
15:37	533	15:37-16:37	448.75	128
15:52	478			
16:07	421			
16:22	363			
16:37	306	16:37-17:37	222.75	65
16:52	249			
17:07	194			
17:22	142			
17:37	95	17:37-18:37	45.4	15
17:52	55			
18:07	37			
18:22	26			
18:37	14			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				2084
Wh Totales Agosto 9900 Paneles				639579600
MWh Totales Agosto				639,5796

Tabla 8. Agosto

MES 9 - SEPTIEMBRE				
Time	G (W/m2)	Franja Horaria	Gmedia (W/m2)	V°I°h (Wh)
06:07	25	06:07-07:07	86.25	22
06:22	63			
06:37	104			
06:52	153			
07:07	205	07:07-08:07	286.75	78
07:22	259			
07:37	314			
07:52	369			
08:07	424	08:07-09:07	501.5	145
08:22	477			
08:37	528			
08:52	577			
09:07	624	09:07-10:07	685.25	198
09:22	667			
09:37	707			
09:52	743			
10:07	776	10:07-11:07	815.5	235
10:22	805			
10:37	830			
10:52	851			
11:07	868	11:07-12:07	883.25	252
11:22	881			
11:37	890			
11:52	894			
12:07	894	12:07-13:07	883.25	252
12:22	890			
12:37	881			
12:52	868			
13:07	851	13:07-14:07	815.5	235
13:22	830			
13:37	805			
13:52	776			
14:07	743	14:07-15:07	685.25	198
14:22	707			
14:37	667			
14:52	624			
15:07	577	15:07-16:07	501.5	145
15:22	528			
15:37	477			
15:52	424			
16:07	369	16:07-17:07	286.75	78
16:22	314			
16:37	259			
16:52	205			
17:07	153	17:07-18:07	72	25
17:22	104			
17:37	63			
17:52	28			
18:07	12			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				1863
Wh Totales Septiembre 9900 Paneles				553311000
MWh Totales Septiembre				553,311

Tabla 9. Septiembre

MES 10 - OCTUBRE				
Time	G (W/m2)	Franja Horaria	Gmedia (W/m2)	V°I°h (Wh)
06:52	40	06:52-07:52	147	42
07:07	52			
07:22	220			
07:37	276			
07:52	330	07:52-08:52	407	117
08:07	383			
08:22	433			
08:37	482			
08:52	528	08:52-09:52	589.5	172
09:07	571			
09:22	611			
09:37	648			
09:52	681	09:52-10:52	722.25	209
10:07	711			
10:22	737			
10:37	760			
10:52	779	10:52-11:52	798	230
11:07	794			
11:22	806			
11:37	813			
11:52	817	11:52-12:52	813.25	235
12:07	817			
12:22	813			
12:37	806			
12:52	794	12:52-13:52	787.5	222
13:07	779			
13:22	760			
13:37	737			
13:52	711	13:52-14:52	682.75	193
14:07	681			
14:22	648			
14:37	611			
14:52	571	14:52-15:52	503.5	146
15:07	528			
15:22	482			
15:37	433			
15:52	383	15:52-16:52	302.25	84
16:07	330			
16:22	276			
16:37	220			
16:52	165	16:52-17:22	108.333	22.5
17:07	104			
17:22	56			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				1672,5
Wh Totales Octubre 9900 Paneles				513290250
MWh Totales Octubre				513,29025

Tabla 10. Octubre

MES 11 - NOVIEMBRE				
Time	G (W/m2)	Franja Horaria	Gmedia (W/m2)	VºIºh (Wh)
07:22	33	07:22-08:22	105.5	31
07:37	42			
07:52	51			
08:07	296			
08:22	347	08:22-09:22	415.75	120
08:37	394			
08:52	440			
09:07	482			
09:22	521	09:22-10:22	571.25	167
09:37	557			
09:52	589			
10:07	618			
10:22	644	10:22-11:22	673.75	195
10:37	666			
10:52	685			
11:07	700			
11:22	711	11:22-12:22	718.25	208
11:37	718			
11:52	722			
12:07	722			
12:22	718	12:22-13:22	703.5	205
12:37	711			
12:52	700			
13:07	685			
13:22	666	13:22-14:22	629.25	183
13:37	644			
13:52	618			
14:07	589			
14:22	557	14:22-15:22	500	144
14:37	521			
14:52	482			
15:07	440			
15:22	394	15:22-16:22	320.25	89
15:37	347			
15:52	296			
16:07	244			
16:22	190	16:22-16:52	128.667	17,5
16:37	125			
16:52	71			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				1359,5
Wh Totales Noviembre 9900 Paneles				403771500
MWh Totales Noviembre				403,7715

Tabla 11. Noviembre

MES 12 - DICIEMBRE				
Time	G (W/m2)	Franja Horaria	Gmedia (W/m2)	VºIºh (Wh)
07:37	32	07:37-08:37	163.75	48
07:52	41			
08:07	266			
08:22	316			
08:37	362	08:37-09:37	423.25	122
08:52	405			
09:07	445			
09:22	481			
09:37	515	09:37-10:37	557.75	162
09:52	546			
10:07	573			
10:22	597			
10:37	618	10:37-11:37	640.25	186
10:52	635			
11:07	649			
11:22	659			
11:37	666	11:37-12:37	667.5	194
11:52	669			
12:07	669			
12:22	666			
12:37	659	12:37-13:37	640.25	186
12:52	649			
13:07	635			
13:22	618			
13:37	597	13:37-14:37	557.75	162
13:52	573			
14:07	546			
14:22	515			
14:37	481	14:37-15:37	423.25	122
14:52	445			
15:07	405			
15:22	362			
15:37	316	15:37-16:37	206.6	77,5
15:52	266			
16:07	215			
16:22	147			
16:37	89			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				1259,5
Wh Totales Diciembre 9900 Paneles				386540550
MWh Totales Diciembre				386,54055

Tabla 12. Diciembre

1.4.3. CONFIGURACIÓN ELÉCTRICA DE 1 BLOQUE GENERADOR

La instalación de 3 MW de potencia nominal va a estar dividida en 30 bloques generadores fotovoltaicos iguales, de 100 KW de potencia nominal cada uno de ellos.

Cada bloque generador estará formado por un inversor de red y por un determinado número de módulos fotovoltaicos dispuestos con conexión serie o paralelo según convenga.

Para el diseño de cada bloque generador fotovoltaico se han tenido en cuenta 2 criterios:

-Tensión de entrada máxima al inversor de red: 1.000 V.

Según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión de España, para que la instalación fotovoltaica pueda considerarse una instalación de baja tensión eléctrica, el límite establecido de tensión nominal para este tipo de instalaciones es de 1000 V.

-Corriente máxima de entrada al inversor de red: 200 A.

Esta corriente máxima a la entrada del inversor ha sido considerada como criterio de diseño para evitar grandes caídas de tensión en las líneas. Si la corriente a la entrada es mayor se necesitará cableado de mayor sección y en consecuencia aumentará el coste de la instalación.

A continuación, en las *Tablas 13 y 14* se muestran las características eléctricas de mayor interés de los módulos fotovoltaicos y de los inversores de red que van a ser instalados:

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS				
P_{max}	V_{mp}	I_{mp}	V_{oc}	I_{sc}
300 W	36,74 V	8,17 A	45,09 V	8,72 A

Tabla 13. Características eléctricas módulos fotovoltaicos.

INVERSORES DE RED		
Potencia Nominal CA	Rango de operación MPPT (CC)	I_{cc, max}
100 KW	[450 - 825] V	245 A

Tabla 14. Características eléctricas inversores de red.

Dadas las características eléctricas de los módulos fotovoltaicos y de los inversores de red elegidos para la instalación, se ha decidido que cada bloque generador fotovoltaico estará formado por 22 "strings" de 15 módulos fotovoltaicos cada uno de ellos, es decir, 22 ramas en paralelo de 15 módulos fotovoltaicos en serie cada una de ellas. Por tanto, cada bloque generador estará formado por 330 módulos fotovoltaicos.

La tensión de entrada al inversor de red será de $15 \times 45,09 = 676,35 \text{ V}$, que está dentro de su rango de operación de MPPT (CC); y la corriente de entrada al inversor de red será de $22 \times 8,72 = 191,84 \text{ A}$, que está por debajo de su corriente máxima admisible en CC.

A continuación, en la *Tabla 15* se muestran los datos más significativos de cada uno de los 30 bloques generadores que formarán la instalación:

BLOQUE GENERADOR FOTOVOLTAICO				
SERIE	PARALELO	TOTAL	V_{cc}	I_{cc}
15	22	330	676,35 V	191,84 A

Tabla 15. Datos de 1 bloque generador.

Los módulos fotovoltaicos se van a disponer sobre estructuras fijas con inclinación de 37° para maximizar la captación solar y la rentabilidad de la instalación (ver Anexo 1).

Para el cálculo de la inclinación óptima se ha tenido en cuenta la inclinación óptima de cada mes del año y se ha calculado la media de los 12 meses. Los cálculos se resumen en el Anexo 1.

1.4.4. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Los módulos fotovoltaicos seleccionados para la instalación han sido el modelo “A-300 GSE”, de la firma “ATERSA”. Se ha seleccionado esta firma, ya que es la única empresa española dedicada a la producción y fabricación de módulos fotovoltaicos en serie. Esta firma ofrece una gran calidad, garantía y variedad de todos sus productos.

Los módulos seleccionados tienen una potencia pico de 300 Wp (Potencia Nominal en Condiciones Estándar de Medición: 1.000 W/m² y 25°C). Han sido elegidos de esta potencia ya que son aquellos que tienen la mejor relación Potencia-Precio. Estos módulos están formados por 72 células fotovoltaicas cada uno de ellos.

A continuación, en la *Tabla 16* se muestran las características eléctricas de mayor importancia de los módulos fotovoltaicos seleccionados:

Potencia Máxima (P_{max})	300 W
Tensión Máxima Potencia (V_{mp})	36,74 V
Corriente Máxima Potencia (I_{mp})	8,17 A
Tensión de Circuito Abierto (V_{oc})	45,09 V
Corriente en Cortocircuito (I_{sc})	8,72 A
Eficiencia del Módulo	15,42 %
Tolerancia de Potencia	0/+5 W
Máxima Serie de Fusibles	15 A
Máxima Tensión del Sistema	DC 1.000 V

Tabla 16. Características eléctricas módulos fotovoltaicos.

La temperatura de funcionamiento normal de la célula según el fabricante está alrededor de 46°C, aunque puede variar algunos grados.

A continuación, en la *Tabla 17* se muestran las especificaciones mecánicas de mayor interés de los módulos fotovoltaicos seleccionados:

Dimensiones (± 2 mm)	1.955 x 995 x 50 mm
Peso	23,5 Kg
Máxima Carga Estática Frontal (Nieve y Viento)	5.400 Pa
Máxima Carga Estática Posterior (Viento)	2.400 Pa

Tabla 17. Especificaciones mecánicas módulos fotovoltaicos.

En las siguientes imágenes, obtenidas de la ficha técnica de los módulos fotovoltaicos, se puede apreciar una vista genérica de la construcción de uno de los módulos fotovoltaicos (*Figura 2*), y las curvas de potencia ofrecidas por dichos módulos para diferentes valores de irradiación (*Figura 3*).

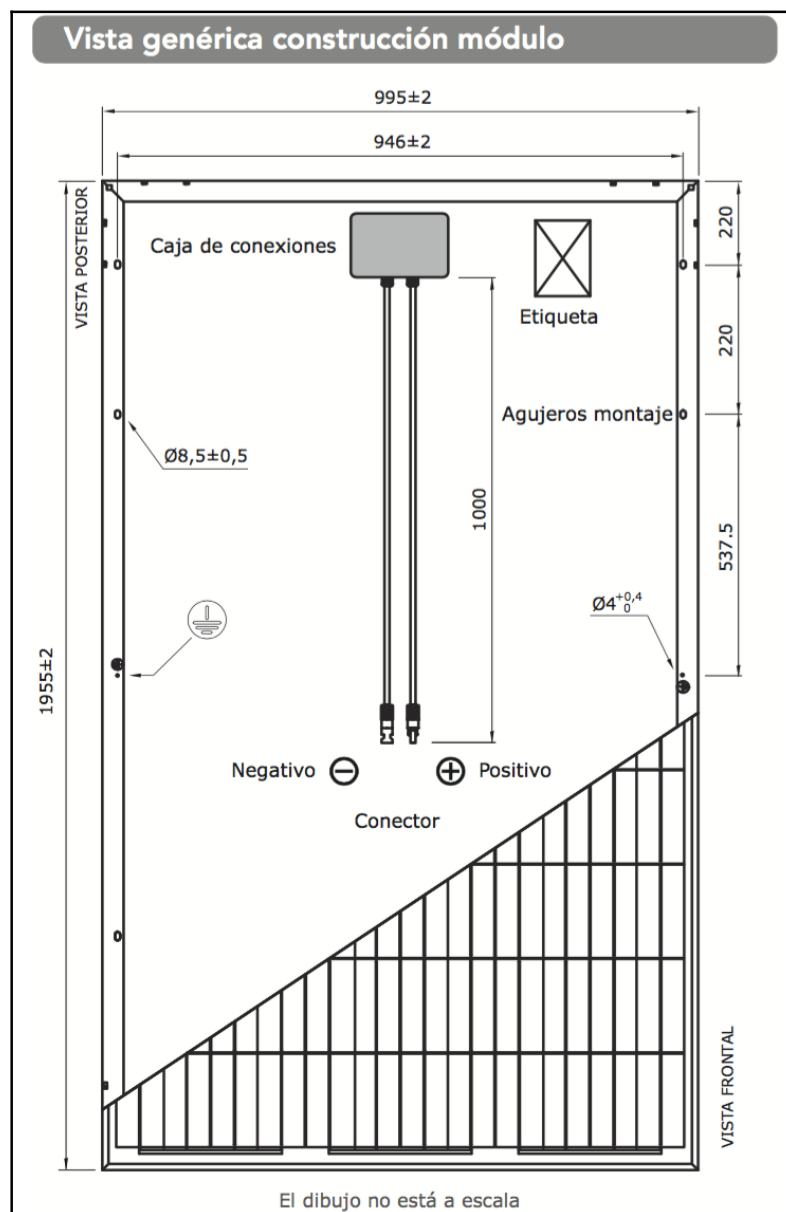


Figura 2. Vista Genérica Construcción Módulo.

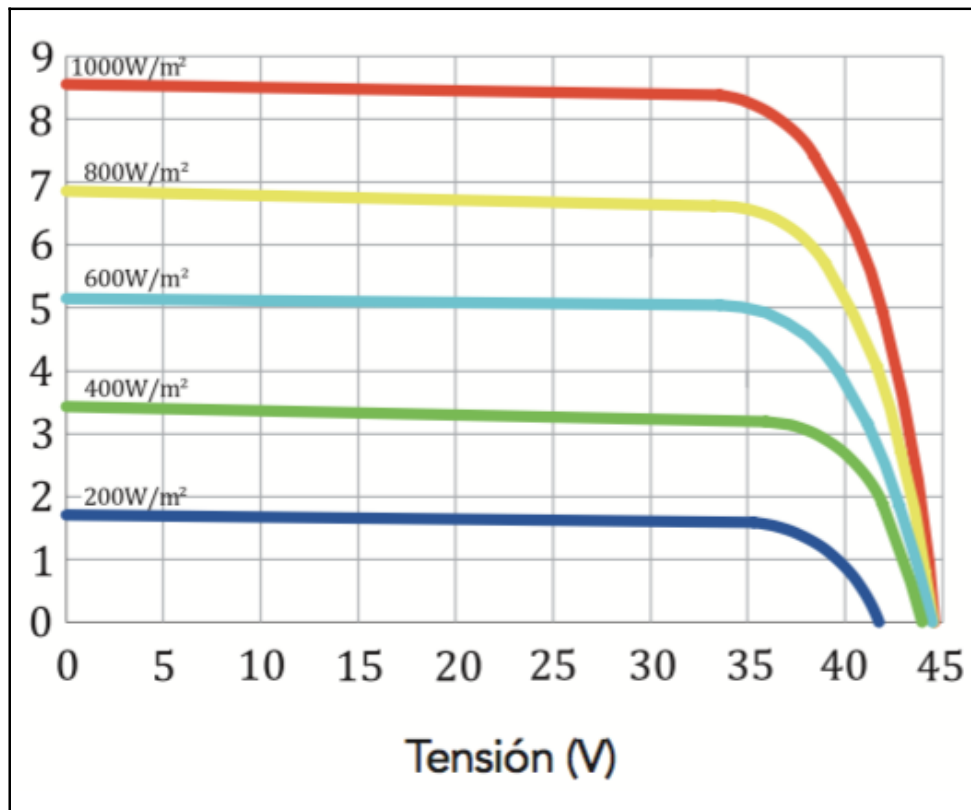


Figura 3. Curvas de Potencia.

1.4.5. ESTRUCTURA DE SOPORTE

Los módulos fotovoltaicos van a estar dispuestos sobre estructuras de Aluminio EN AW 6005A T6, una aleación de aluminio anodizado con una buena resistencia a la corrosión, un factor a tener en cuenta en este tipo de instalaciones situadas a la intemperie. No tiene un bonito acabado, pero para esta aplicación es más que suficiente. Por último, la tornillería es de acero inoxidable, característica importante debido a los diferentes factores ambientales.

Estas estructuras han sido seleccionadas de la firma “Sunfer Energy Structures”, una empresa dedicada al sector con una gran variedad de posibles soluciones diferentes de estructuras, aunque también fabrican estructuras a medida del cliente.

Dichas estructuras van a estar fijadas al suelo con los anclajes necesarios, y están diseñadas para resistir el propio peso de los módulos más posibles sobrecargas de nieve y viento, según el Código Técnico de la Edificación (C.T.E.). Se garantizará además que la posible dilatación térmica no afecte a la estructura.

Todas las estructuras soporte deberán estar conectadas a una tierra común que cumpla con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (R.E.B.T.).

La inclinación de éstas será de 37° como se ha mencionado anteriormente (ángulo óptimo de captación solar en la ubicación a lo largo del año) y se van a instalar tantas estructuras como “strings” tiene la instalación, ya que pueden ser suministradas en tamaño para 15 módulos (1 “string”). Por lo tanto:

$$30 \text{ bloques} \times 22 \text{ “strings”} = 660 \text{ estructuras.}$$

Serán necesarias 660 estructuras iguales con capacidad para 15 módulos cada una de ellas, como la que se muestra en la imagen inferior (*Figura 4*) obtenida del catalogo de “Sunfer Energy Structures”.

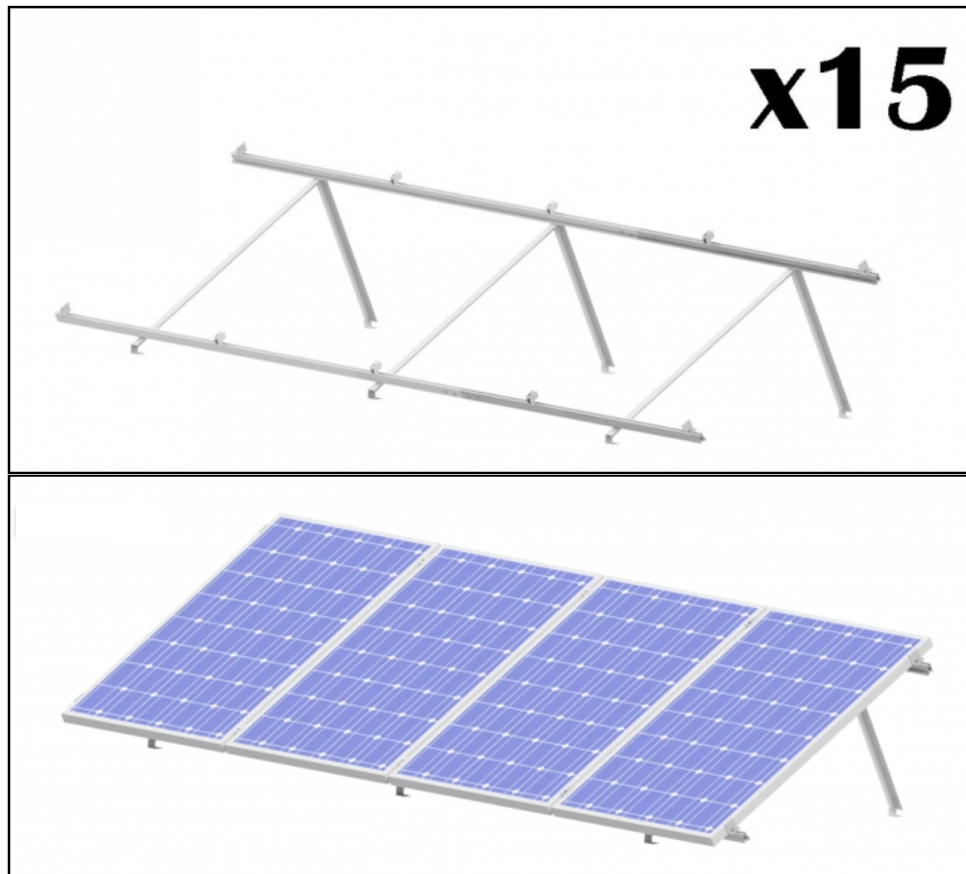


Figura 4. Estructura CVA915 [1x15] Aluminio EN AW 6005A T6

1.4.6. INVERSORES TRIFÁSICOS DE CONEXIÓN A RED

Los inversores de conexión a red son una de las partes más importantes de la instalación, ya que se encargan de adaptar la tensión y corriente que provienen del campo generador fotovoltaico, a las condiciones de funcionamiento de la red a la que se conecta la instalación.

Estos aparatos son imprescindibles en este tipo de instalaciones ya que los módulos fotovoltaicos generan una tensión y una corriente continua, y dado que la energía generada va a ser vendida a la red de distribución, es necesario una adaptación a una tensión y a una corriente alterna.

Tras pasar por el inversor, se elevará la tensión en un Centro de Transformación (C.T.) como veremos más adelante para poder inyectar en la red de distribución.

Los inversores que se van a instalar son el modelo “PVS800-57-0100KW-A” de la firma “ABB”. Ha sido seleccionada esta firma tras un estudio de 3 casas comerciales diferentes resumido en el *Anexo 3*. Es importante mencionar que dicha casa comercial es líder en aparataje eléctrico y muy competente en el mercado actual.

En la imagen inferior (*Figura 5*) se muestra el modelo en perspectiva del inversor de red seleccionado (*primera imagen: inversor cerrado; segunda imagen: vista interior del inversor*):



Figura 5. Inversor de conexión a red “PVS800-57-0100KW-A” (ABB).

A continuación, en la *Tabla 18* se muestran las características eléctricas de los inversores de red seleccionados:

Potencia FV máxima recomendada	120 KWp
Rango de Operación MPPT (CC)	[450 - 825] V
Tensión CC máxima (Vcc,max)	1.000 V
Intensidad CC máxima (Icc,max)	245 A
Potencia de Salida CA Nominal (Pca,nom)	100 KW
Intensidad Nominal CA (Ica,nom)	195 A
Tensión Nominal CA (Vca,nom)	400 V trifásico
Rendimiento Máximo	98 %
Euro-Eficiencia	97,5 %
Consumo Propio en Funcionamiento	< 350 W
Consumo en Modo Espera	60 W
Tensión Auxiliar Externa	230 V, 50 Hz.

Tabla 18. Características eléctricas inversores de red.

En la *Figura 6*, obtenida del catalogo de “ABB”, se muestra el diseño y la conexión a red de los inversores “PVS800-57-0100KW-A”:

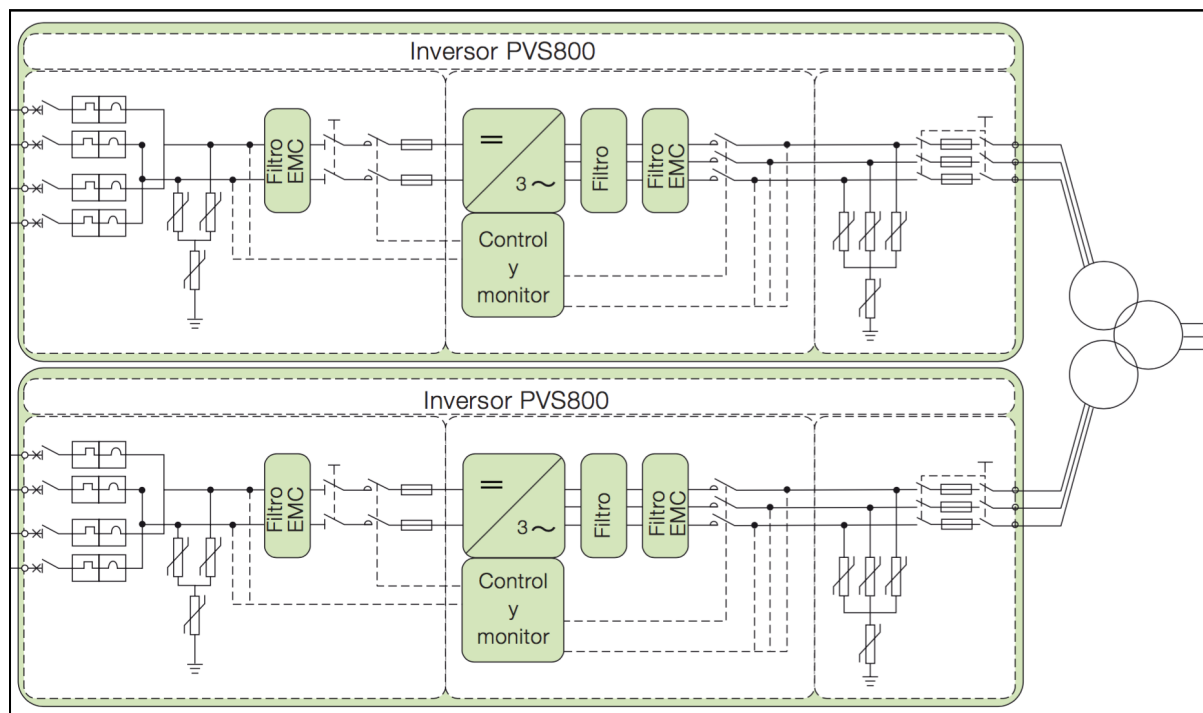


Figura 6. Diseño y Conexión “PVS800-57-0100KW-A”.

1.4.7. CABLEADO

Todos los conductores de todas las canalizaciones de la instalación van a ser de cobre (Cu) y especiales para instalaciones fotovoltaicas.

Ha sido seleccionado todo el cableado de la firma “PRYSMIAN GROUP”, una empresa dedicada a la producción en serie de cableado eléctrico para diferentes aplicaciones industriales, entre las que se encuentra la fotovoltaica.

Sabiendo la corriente que va a circular por cada conductor de la instalación y la tensión a la que estarán sometidas las líneas, se ha calculado la sección de todos los conductores dispuestos aguas arriba y aguas abajo del inversor de red, mediante 3 criterios definidos en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (R.E.B.T.).

-Criterio 1: Punto 5 de la ITC 40 del R.E.B.T.:

En primer lugar, por el punto 5 de la ITC 40 del R.E.B.T, la corriente que pasa por cada conductor se ha multiplicado por el factor 1,25. Esto se debe a que es una instalación generadora de B.T.

-Criterio 2: Criterio térmico:

En segundo lugar, se ha dividido cada corriente resultante del paso anterior por el factor $k = 0,9$, ya que los tendidos estarán expuestos al Sol y por lo tanto estarán a una temperatura de funcionamiento mayor. Este factor lo proporciona directamente el fabricante “PRYSMIAN GROUP” en el catalogo donde ha sido seleccionado todo el cableado para la instalación.

Además, debido a la disposición del cableado durante parte del recorrido por la instalación (agrupamiento de 6 conductores en capa única sobre bandeja perforada horizontal; agrupamiento de 4 conductores en el interior de un tubo), cada corriente resultante del paso anterior ha sido de

nuevo dividida por el factor $k = 0,7$. Esto se debe al mayor calentamiento de los conductores al estar dispuestos unos cerca de otros. Para ambos casos el factor corrector es el mismo $k = 0,7$.

Finalmente, con cada corriente obtenida del paso anterior, ha sido consultada la “Tabla A.52-1” (intensidades admisibles al aire 40°C) proporcionada por el fabricante en el catalogo y disponible en el Anexo 5. En esta tabla (conductores de cobre, aislamiento XLPE2 o XLPE3, método de instalación E o F) han sido escogidos los valores de corriente que están por encima de cada corriente obtenida anteriormente, y con ello la sección que debe tener cada conductor para soportar por calentamiento dicha corriente.

-Criterio 3: Criterio de caída de tensión:

Para cualquier condición de trabajo, los conductores deben tener una sección suficiente para evitar caídas de tensión superiores al 1,5 % de la tensión nominal a la que esta sometida la línea.

En nuestro caso la tensión nominal de las líneas de C.C es de 676,35 V y la tensión nominal de las líneas de C.A. es de 230 V fase-neutro y 400 V fase-fase. Por tanto, la caída de tensión máxima admisible es de 10,145 V para el cableado de la parte de C.C y de 6 V para el cableado de la parte de C.A. Estos valores de caídas de tensión máximas admisibles no deben ser superados en ningún caso.

Con la *Fórmula 1* y la *Fórmula 2* se ha calculado la caída de tensión en las líneas de C.C. y de C.A. respectivamente:

$$\Delta U = I \times R = I \times ((\rho_{Cu, 40^\circ C} \times \ell) / s)$$

Fórmula 1. Caída de Tensión C.C.

$$\Delta U = \sqrt{3} \times (I \times R \times \cos \phi + I \times X \times \sin \phi)$$

Fórmula 2. Caída de Tensión C.A.

- La corriente “I” que circula por cada conductor es conocida.
- La longitud de cada conductor “ℓ” es conocida y depende de la configuración de cada uno de los bloques generadores, y la sección “s” que ha sido obtenida en el “Criterio 2” es la que ha sido considerada en la fórmula.
- La reactancia en las líneas trifásicas ha sido considerada de 0,130 Ω/Km, un dato muy aproximado para líneas trifásicas en B.T, y el factor de potencia ha sido considerado igual a 0,95 ya que los inversores instalados poseen un sistema de compensación del factor de potencia.
- Con la *Fórmula 3* se ha calculado la resistividad del cobre a 40°C ($\rho_{Cu, 40^\circ C}$):

$$\rho_{Cu, 40^\circ C} = \rho_{Cu, 20^\circ C} \times ((234,5 + T_{func}) / 254,5)$$

Fórmula 3. Resistividad Cobre 40°C.

- La resistividad del cobre a 20°C es un dato conocido e igual a 0,01724 Ωmm²/m.
- La temperatura a la que estarán expuestos los conductores serán 40°C aproximadamente.

Todos los cálculos de secciones de cableado se resumen en el Anexo 4.

El cableado de protección se ha diseñado según un criterio del R.E.B.T, que relaciona la sección de los conductores activos con la sección de los conductores de protección. Este criterio es el que se muestra en la *Tabla 19*:

RELACIÓN ENTRE LOS CONDUCTORES ACTIVOS Y LOS DE PROTECCIÓN	
$S \leq 16 \text{ mm}^2$	$S_p = S$
$16 \text{ mm}^2 < S \leq 35 \text{ mm}^2$	$S_p = 16 \text{ mm}^2$
$S > 35 \text{ mm}^2$	$S_p = S/2$

Tabla 19. Relación entre conductores activos y conductores de protección.

Si la aplicación de la tabla conduce a valores no normalizados, se han de utilizar conductores que tengan la sección normalizada superior más próxima.

En todos los casos, los conductores de protección que no forman parte de la canalización de alimentación, serán de cobre (Cu), con una sección de al menos 2,5 mm² si se dispone de protección mecánica, o con una sección de 4 mm² si no se dispone de este tipo de protección.

Cuando el conductor de protección sea común a varios circuitos, la sección de ese conductor de protección, debe ser dimensionada en función de la mayor sección de los conductores activos de los circuitos a los que protege.

1.4.8. ESQUEMA IT PARTE C.C.

Cada bloque generador fotovoltaico de la instalación, en la parte de C.C, dispondrá de las conexiones a tierra necesarias para cumplir con el esquema de distribución eléctrica IT.

Con este tipo de esquema de distribución (IT), únicamente todas las masas estarán conectadas a tierra, por lo que ningún conductor activo estará conectado a tierra como puede apreciarse en la *Figura 7*.

Este esquema de conexión permite que la instalación pueda seguir funcionando de forma segura ante un primer fallo de aislamiento, aunque este primer fallo debe ser detectado y reparado antes de que pueda surgir un segundo fallo de aislamiento.

Un segundo fallo de aislamiento puede causar tensiones de contacto peligrosas. Por ello, las normativas internacionales exigen la utilización de vigiladores de aislamiento en cualquier tipo de red aislada.

Estos dispositivos son los encargados de la detección de un primer fallo de aislamiento, con el cual emiten una corriente que maniobra sobre 2 interruptores dispuestos de tal forma que se garantice la protección de todo el equipo y de las personas. A su vez, estos dispositivos, también emiten una señal acústica y luminosa para que inmediatamente pueda ser reparado el defecto antes de un posible segundo fallo de aislamiento.

Estos vigiladores de aislamiento son dispositivos fundamentales en este tipo de instalaciones, ya que un segundo fallo de aislamiento sí sería peligroso por la existencia de tensiones de contacto peligrosas. Una persona que tocara alguna parte con corriente de la instalación estaría en paralelo con el cortocircuito generado por el doble fallo de aislamiento, siendo muy peligroso para su salud.

El plano de conexión eléctrica con esquema IT de cada uno de los bloques generadores es el que aparece en la *Figura 7*:

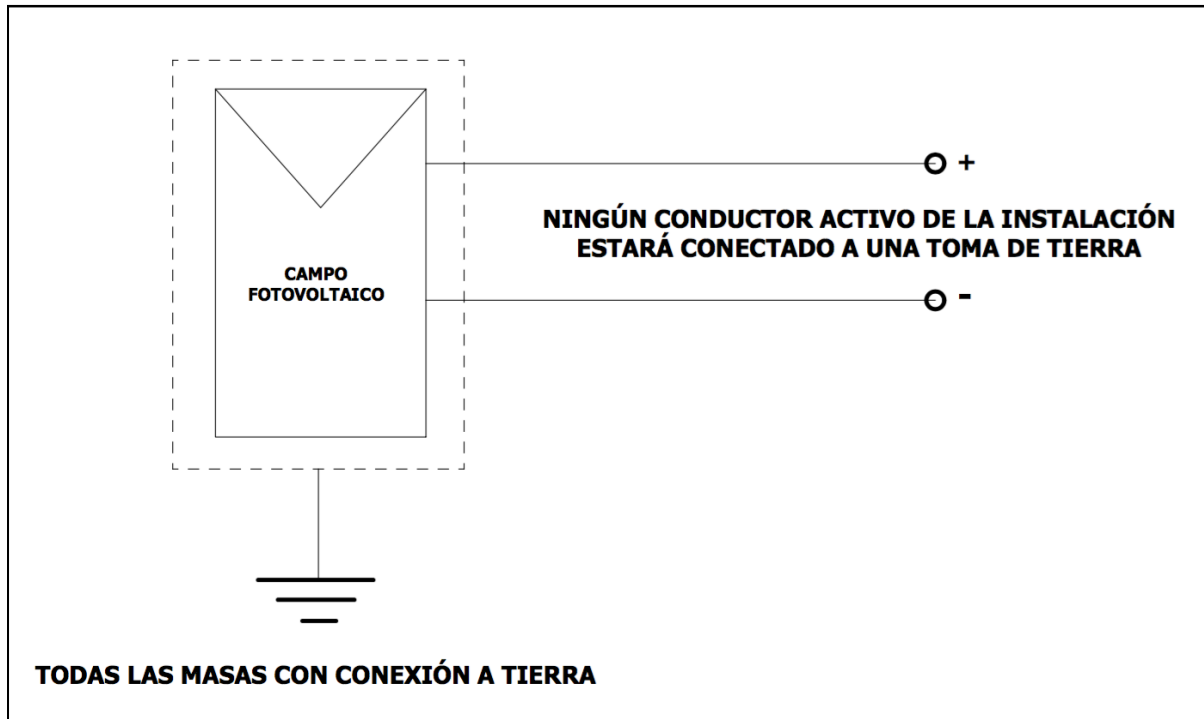


Figura 7. Conexión Eléctrica de 1 Bloque Generador (Esquema IT).

1.4.9. PROTECCIONES PARTE C.C

A continuación, va a ser descrita toda la aparatada de protección a instalar aguas abajo de cada uno de los inversores de red, es decir, en la parte de C.C:

-VIGILADOR DE AISLAMIENTO PARA SISTEMAS DC AISLADOS ISO-CHECK PV 1000:

Para la instalación han sido seleccionados los “Vigiladores De Aislamiento Para Sistemas DC Aislados ISO-CHECK PV 1000” de la firma “Cirprotec”. Ha sido seleccionada esta firma, ya que este modelo de dispositivo posee una característica muy importante que lo hace idóneo para esta aplicación. Esta característica es la posesión de enclavamiento mecánico entre los 2 interruptores a instalar por cada bloque generador, es decir, tiene poder de maniobrar ambos interruptores al mismo tiempo y en sentido contrario. Este modelo de dispositivo también posee regulación frontal, botón de test y señal de actuación remota, tres características que también se han tenido en cuenta para la selección.

El modelo “ISO-CHECK PV” puede controlar el aislamiento en instalaciones DC aisladas fotovoltaicas, para tensiones nominales de 600 y 1000 V (f = 50/60 Hz), según el modelo elegido. En nuestro caso la tensión es de 676,35 V, por lo que se instalará el modelo para tensión nominal de 1000 V (f = 50 Hz).

Este dispositivo se conecta a los 2 conductores activos del bloque generador, donde detectaría si se ha producido un fallo de aislamiento o por el contrario todo funciona según lo previsto. Si hay un fallo de aislamiento, el vigilador actúa maniobrando directamente sobre los 2 interruptores del circuito, protegiendo la instalación y cualquier posible persona.

Este dispositivo ha de estar alimentado con 230 V (Fase y Neutro) de forma auxiliar, y protegido con 2 fusibles para la protección del propio dispositivo, como indica el fabricante. La forma de conexión de este dispositivo se aprecia en el *PLANO 05*.

En caso de producirse un defecto de aislamiento, se cierra un circuito de medida y circula por el vigilador una intensidad proporcional a dicho defecto, que permite calcularlo y compararlo con el umbral de resistencia mínimo establecido.

El vigilador de aislamiento seleccionado puede apreciarse en la *Figura 8*, obtenida del catalogo de "Cirprotec".

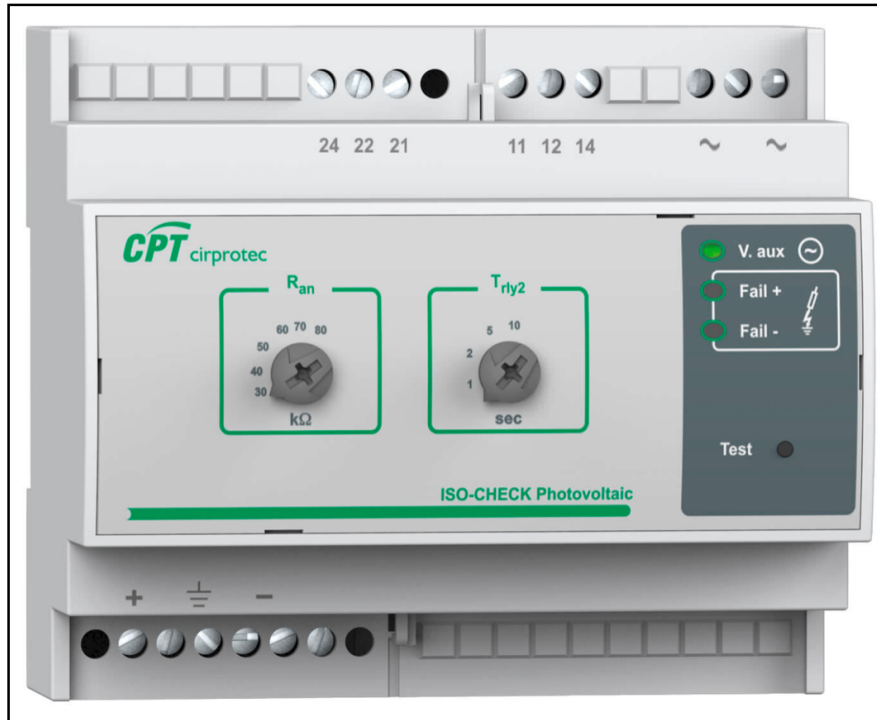


Figura 8. Vigilador de Aislamiento para Sistemas DC Aislados (Cirprotec)

En la *Tabla 20* se muestran las características técnicas de mayor interés del modelo seleccionado:

MODELO	ISO-CHECK PV 1000
Tensión de alimentación auxiliar AC 50/60 Hz	230 V
Consumo Propio	2 VA
Tensión nominal del sistema	500...1000 V
Valor de respuesta	30, 40, 50, 60, 70, 80 KΩ
Tiempo de respuesta (RLY1)	< 1 seg
Tiempo de respuesta (RLY2)	1, 2, 5, 10 seg
Desviación de respuesta	15 %
Tiempo de rearme	1 min
Tensión continua admisible	1150 V
Rango de temperatura	[-25°C, +70 °C]

Tabla 20. Características Técnicas Vigilador de Aislamiento.

Otros datos generales de este dispositivo se muestran en la *Tabla 21*:

Normas del producto	EN 61557-8; IEC 61557-8
CEM	EN 61000; IEC 61000
Grado de protección de la envolvente	IP 20
Material de la envolvente y clase	PC V0

Tabla 21. Otros Datos Generales Vigilador de Aislamiento.

Las dimensiones de este dispositivo son aproximadamente 90 x 105 x 70 mm³.

-INTERRUPTORES-SECCIONADORES OT-250:

Se van a instalar 2 interruptores-seccionadores por cada bloque generador fotovoltaico. Se han seleccionado los “*Interruptores-Seccionadores OT-250*” de la firma “*ABB*”. Ha sido seleccionada esta firma ya que los inversores de red que se van a instalar serán de la misma firma, y además es una empresa líder y fiable en aparatación eléctrica de calidad. Por ello, a excepción de los vigiladores de aislamiento, el resto de aparatación utilizada será de “*ABB*”.

El modelo de interruptor-seccionador elegido ha sido el “*OT-250*”, con una corriente permanente asignada de 250 A, suficiente para la corriente que nos ocupa en nuestro caso, que será de 191,84 A. Tanto la tensión nominal de aislamiento como la tensión nominal de servicio de estos dispositivos es de 1000 V, suficiente también para la tensión que deben soportar de 676,35 V.

La forma de conectar estos 2 interruptores-seccionadores en cada uno de los bloques generadores de la instalación se detalla en el *PLANO 05*.

A continuación se muestran las características de mayor interés del interruptor-seccionador OT-250 en la *Tabla 22*:

MODELO	Interruptor-Seccionador OT-250
Corriente permanente asignada	250 A
Polos	4
Tensión nominal de servicio	1.000 V
Tensión asignada soportada a impulso	12.000 V
Tensión nominal de aislamiento	1.000 V
Tensión de prueba a frecuencia industrial 1 min	3.500 V
Poder asignado de corte	6,5 KA
Durabilidad Mecánica (Nº de maniobras)	10.000
Durabilidad Mecánica (Nº de maniobras/hora)	200
Dimensiones (L x P x H)	140 x 103,5 x 205 mm
Peso	3,2 Kg

Tabla 22. Características Interruptor-Seccionador OT-250.

-DESCARGADORES OVR PV:

Para cada uno de los bloques generadores de la instalación se va a instalar 1 “*Descargador OVR PV*” (protector contra sobretensiones) justo antes de la entrada al inversor de red.

Los dispositivos seleccionados serán de la firma “*ABB*” para que todos los dispositivos instalados en cada bloque generador sean de la misma firma, a excepción del vigilante de aislamiento, ya que el modelo elegido posee mejores características que el ofrecido por “*ABB*”. Con ello se consigue una perfecta compenetración eléctrica entre dispositivos, y además dicha firma ofrece una amplia gama de productos contra sobretensiones con muy buenas características para la instalación.

En caso de que se alcance el final de la vida útil del descargador, los equipos seguirán estando protegidos, ya que estos dispositivos poseen una desconexión térmica específica para sistemas fotovoltaicos.

Algunos datos de interés de estos dispositivos se citan en la *Tabla 23*:

Cartuchos enchufables para un sencillo mantenimiento
Contacto auxiliar con la opción “TS”
Configuración en estrella (Y) para una mejor protección
Ningún riesgo si se invierte la polaridad

Tabla 23. Datos de interés Descargadores OVR PV.

Las especificaciones eléctricas de mayor importancia de estos dispositivos se citan a continuación en la *Tabla 24*:

Tipo de red	Sistemas Fotovoltaicos
Intensidad de descarga máxima (Imax)	40 KA
Tiempo de respuesta	25 ns
Corriente residual	< 1 mA
Grado de protección	IP20
Protección de seguridad para Icc < 100 A	No requerida
Protección de seguridad para Icc > 100 A	Fusible E 90 PV 10 A

Tabla 24. Especificaciones Eléctricas Descargadores OVR PV.

A continuación, en la *Tabla 25*, también se detallan algunas de las especificaciones mecánicas de estos dispositivos:

Terminales L/PE (Rígido)	2, 5,..., 25 mm ²
Terminales L/PE (Flexible)	2, 5,..., 16 mm ²
Par de apriete L	2,80 Nm
Indicador de estado	SI
Contacto de señalización remota	Versiones "TS"
Temperatura de funcionamiento	[-40°C, +80°C]
Temperatura de almacenamiento	[-40°C, +80°C]
Material de la carcasa	PC RAL 7035
Resistencia al fuego UL94	V0
Normas de referencia	IEC 61643-1 / EN 61643-11 UTE 61 740-51

Tabla 25. Especificaciones Mecánicas Descargadores OVR PV.

La forma de conexión de estos dispositivos se detalla en la *Figura 9*, obtenida del catálogo de "ABB", aunque también se puede apreciar la forma de conexión en el *PLANO 05*:

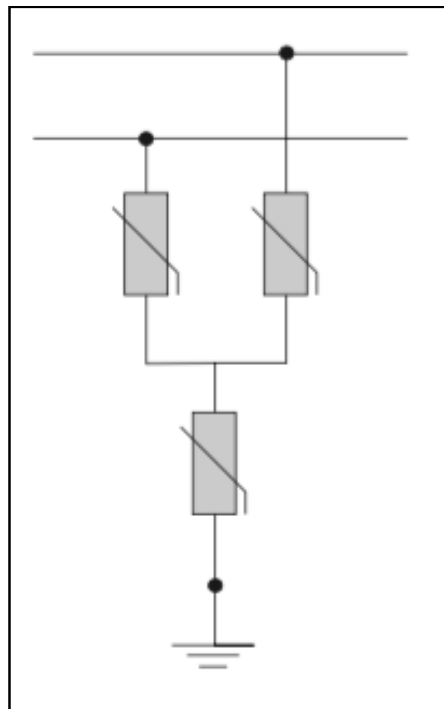


Figura 9. Esquema de conexión Descargador OVR PV.

-CUADRO DE CAMPO C.C. PARA PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO DE 1 “STRING”:

Para cada uno de los “strings” de la instalación (15 módulos en serie) se va a instalar un cuadro de campo de C.C. para la protección y el seccionamiento de dicho “string”.

Han sido seleccionados los “Cuadros De Campo C.C. Para Protección Y Seccionamiento De 1 String” (15 A y 800 V)” de la firma “ABB” para que toda la aparamenta eléctrica sea de la misma firma, ya que el precio entre unas marcas y otras no se diferencia prácticamente nada. Se ha tenido en cuenta en la selección del modelo la corriente que tendría que cortar y la tensión que tendría que soportar en caso de fallo.

Cada uno de estos cuadros de campo C.C. para la protección y seccionamiento de 1 “string” estarán constituidos por los elementos que se citan en la *Tabla 26*:

Cuadro de pared serie Europa IP65, 8 módulos, con prensaestopas y tuercas con paso métrico IP68.
Interruptor magnetotérmico S802 PV-S10.
Protector contra sobretensiones OVR PV 40 1000 P.
Fusible 15 A 1000 VDC.
Bornas de tornillo de 2,5 a 10 mm² (57 A) o superiores, para tensiones hasta 1000 V.

Tabla 26. Elementos que constituyen un Cuadro de campo C.C. para 1 “string”.

-Los interruptores magnetotérmicos de la gama “S802 PV-S10” han sido probados según la norma IEC EN 60898-2, con tensiones de hasta 800 V (c.c.), por lo que son óptimos para la instalación.

-Todos los cuadros de campo de la firma “ABB” están equipados con protectores contra sobretensiones específicos para sistemas fotovoltaicos de la serie *OVR PV*. Solo un producto específico como tal puede asegurar el correcto funcionamiento hasta el deterioro final del cartucho, sin riesgo de cortocircuito o peligro en caso de invertir la polaridad.

-Dichos cuadros de campo también van equipados con fusibles de calibre 15 para evitar que un fallo en cualquiera de los “strings” pueda dejar fuera de funcionamiento un bloque generador completo.

Las dimensiones de este modelo de cuadro de campo C.C. son: **205 x 220 x 140 mm³**

El modelo de cuadro de campo C.C. seleccionado se muestra en la *Figura 10*, obtenida del catalogo de “ABB”:



Figura 10. Cuadro de campo C.C. para protección y seccionamiento de 1 “string” (15 A y 800 V).

1.4.10. ESQUEMA TT PARTE C.A.

Toda la instalación eléctrica de la parte de C.A. se dispondrá según el esquema de distribución eléctrica TT.

Con este tipo de esquema de distribución (TT), tanto el neutro del transformador, como las masas del transformador, como todas las masas de B.T. estarán conectadas a tierra, aunque a tomas de tierra separadas.

Este esquema de conexión tiene muy buenas características en cuanto a protección hacia las personas se refiere, y además se caracteriza por tener un buen costo operacional.

En caso de la existencia de un defecto a masa, circula una corriente a través del terreno hasta el neutro del transformador, donde el defecto sería detectado por el interruptor diferencial ya que existiría una diferencia de corriente entre las fases y el neutro.

Durante el periodo de tiempo en que el defecto esté presente, la tensión de defecto queda limitada al valor de la resistencia de la puesta a tierra multiplicado por la corriente de defecto.

Por tanto, en este sistema con esquema de distribución TT, es imprescindible el uso de interruptores diferenciales para asegurar que si existen tensiones de contacto peligrosas, éstas sean lo más bajas posibles, y disminuir con ello el riesgo en caso de contacto eléctrico de personas o animales. También disminuye la posibilidad de que haya un incendio de origen eléctrico en la instalación.

El plano de conexión eléctrica con esquema de distribución TT se muestra a continuación en la *Figura 11*, obtenida de "Google":

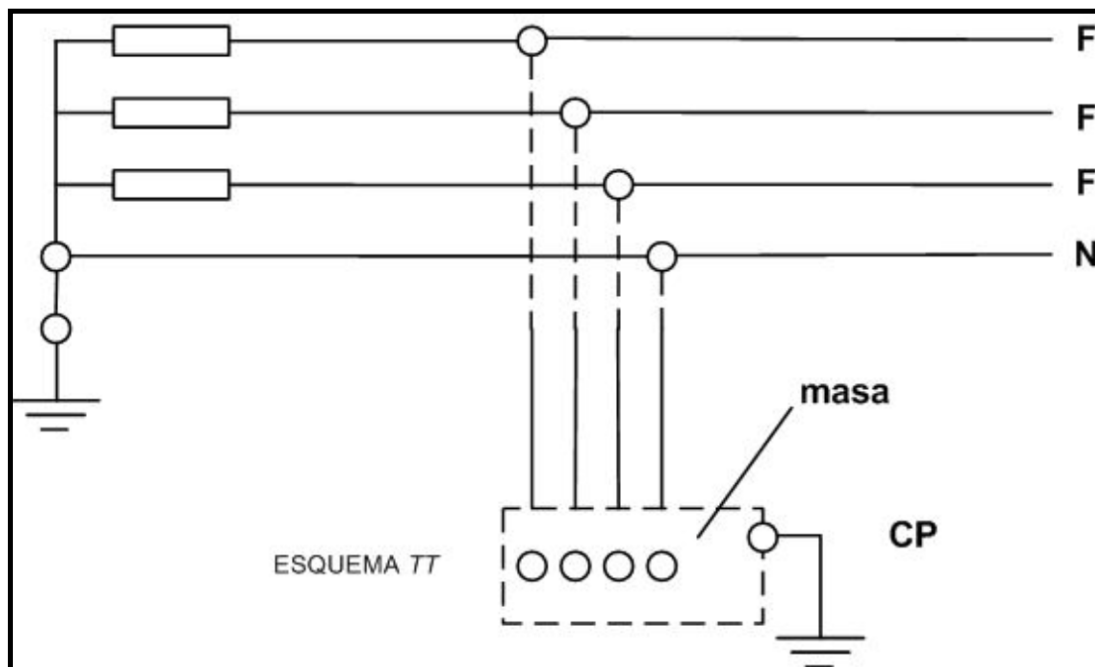


Figura 11. Esquema de distribución eléctrico TT.

1.4.11. PROTECCIONES PARTE C.A

A continuación se va a describir la aparamenta necesaria a utilizar en la instalación fotovoltaica para la parte de alterna, desde la salida del inversor de red hasta la entrada al C.T.

-DESCARGADORES OVR T2:

Para proporcionar una protección eficiente a un sistema fotovoltaico, es necesario también la instalación de protectores contra sobretensiones en la parte de alterna, es decir, aguas arriba del inversor de red.

Han sido seleccionados los “Descargadores OVR T2” de la firma “ABB” ya que garantizan un servicio sin cortes y salvaguardan la funcionalidad de los sistemas. Además, como se ha comentado anteriormente, se ha intentado utilizar toda la aparamenta de la misma firma comercial para una perfecta compenetración entre dispositivos.

Serán necesarios 4 de estos dispositivos para cada uno de los bloques generadores de la instalación, ya que la línea se va a dividir en 4 conductores para cada una de las fases.

Algunos datos de interés de estos dispositivos, en concreto de la gama “OVR T2” se resumen en la *Tabla 27*:

Instalación en el lado de la alimentación de los dispositivos con protección diferencial
Mantenimiento simplificado gracias a cartuchos enchufables (Opción P)
Mayor seguridad gracias a la seguridad reservada (Opción S)
Monitorización constante del estado del producto a través del contacto de señalización integrado (TS)

Tabla 27. Datos de interés Descargadores OVR T2.

A continuación, en la *Tabla 28*, se detallan también las especificaciones técnicas principales de estos dispositivos:

Normas de referencia	IEC 61643-11
Intensidad de descarga máxima (Imax)	40 KA
Tensión de funcionamiento máxima (Uc)	400 V
Contacto de señalización remota	Versiones “TS”

Tabla 28. Especificaciones Técnicas Descargadores OVR T2.

En el *PLANO 06* puede apreciarse la forma de conexión de estos dispositivos.

-DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL C.A. F202 PV B:

Para terminar con la protección de la parte de C.A, también es necesario la instalación de “Dispositivos de Protección Diferencial C.A. F202 PV B”. Éstos dispositivos han sido seleccionados de la firma “ABB” para que toda la aparamenta eléctrica de protección utilizada en la instalación tenga una perfecta compenetración eléctrica.

Estos dispositivos de protección diferencial garantizan tanto la protección de la instalación como la seguridad de las personas frente a corrientes de defecto a tierra y riesgos de incendio.

Serán necesarios 4 de estos dispositivos por cada bloque generador, ya que la línea trifásica se va a dividir en 4 conductores por cada una de las fases.

La corriente asignada de empleo para estos dispositivos es de 63 A, suficiente para el caso que nos ocupa, donde la corriente tendrá un valor de 48,75 A. La tensión asignada de empleo es de [230 - 400] V, por tanto son dispositivos adecuados para la instalación.

Por último mencionar que la corriente de actuación diferencial de estos dispositivos es de 300 mA, ya que ha sido calculada la corriente de actuación mínima y se ha seleccionado una corriente por encima.

Las características más importantes de estos dispositivos diferenciales se muestran a continuación en la *Tabla 29*:

MODELO	Dispositivo de P.D. para C.A. F202 PV B
Intensidad asignada de empleo	63 A
Tensión asignada de empleo	[230 - 400] V C.A.
Intensidad asignada de sensibilidad	300 mA
Número de polos	3
Normas de referencia	IEC EN 61 008 / IEC 62423

Tabla 29. Características Dispositivos de Protección Diferencial C.A. F202 PV B.

La forma de conexión de estos dispositivos se detalla en el *PLANO 06*.

En la *Figura 12*, obtenida del catalogo de "ABB", puede apreciarse la forma que tienen estos dispositivos diferenciales:

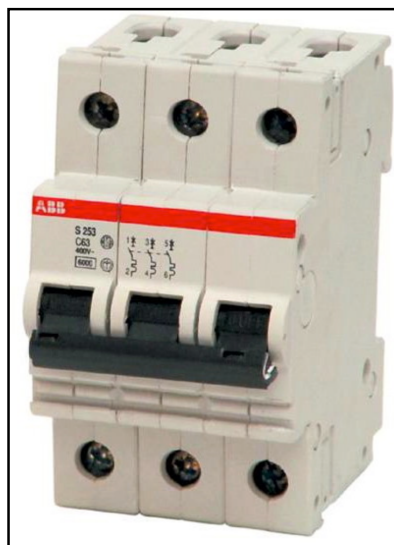


Figura 12. Dispositivo de protección diferencial C.A. F202 PV B.

1.4.12. PUESTAS A TIERRA

A continuación se describen los pasos que se han seguido en el diseño de las puestas a tierra de la instalación, tanto de la parte de continua como de la parte de alterna.

-PUESTA A TIERRA PARTE C.C:

En la parte de C.C. solo se va a disponer de una puesta a tierra común para todas las masas de B.T, ya que el esquema de conexión eléctrica utilizado en esta parte de la instalación va a ser IT.

A su vez, este sistema de puesta a tierra va a ser el mismo al que se conecten las masas de B.T. de la parte de C.A. Los cálculos necesarios para que sea posible la unión de ambas tomas de tierra se detallan en el *Anexo 7*.

Este sistema de puesta a tierra se ha decidido que va a estar formado por picas verticales de 4 metros de longitud y 14 mm de diámetro, enterradas a lo largo del terreno, unidas con cable de cobre desnudo de 60 mm² de sección.

El criterio más importante que se ha tenido en cuenta para el diseño de esta puesta a tierra ha sido la consideración de una resistencia total de puesta a tierra igual o inferior a 2 ohmios.

$$R_{\text{total}} \leq 2 \Omega$$

Uno de los datos importantes para el diseño ha sido la resistividad del terreno donde se ubicará la instalación. Dicho terreno se clasifica como “calizas blandas”, y con ello se ha obtenido el valor de la resistividad de la *Tabla 30*, obtenida del libro de “*Tecnología Eléctrica*”:

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 a 100
Marga y Arcillas Compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena Arcillosa	50 a 500
Arena Silíceo	200 a 3000
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
Granito y Gres procedentes de Alteraciones	1,500 a 10,000
Roca Ígnea	5,000 a 15,000

Tabla 30. Tabla de Resistividades del Terreno según su naturaleza.

El valor correspondiente a la resistividad del terreno donde se ubicará la instalación ha sido elegido de **300 $\Omega \cdot m$** , el valor más desfavorable de la tabla para la naturaleza del terreno citada.

Con los datos de resistividad del terreno y longitud elegida para las picas, se ha calculado la resistencia de una de las picas mediante la *Fórmula 4*:

$$R_{1\text{pica}} = \rho_{\text{terreno}} / L_{1\text{pica}}$$

Fórmula 4. Resistencia de 1 pica.

El valor obtenido de resistencia de una pica es de 75 ohmios, por lo que se ha calculado el número de picas necesarias para cumplir con el criterio de diseño mencionado anteriormente de **$R_{\text{total}} \leq 2 \text{ ohmios}$** mediante la *Fórmula 5*:

$$N_{\text{picas}} = R_{1\text{pica}} / R_{\text{total}}$$

Fórmula 5. Número mínimo de picas necesarias.

El número mínimo de picas necesarias sería de 38, pero se ha decidido que el número de ellas sea de **100**, para así reducir el valor de esa resistencia total de puesta a tierra a un valor de **0,75 ohmios**. Con ello van a poder unirse las 2 tomas de tierra de masas de B.T. (las de la parte de C.C. y las de la parte de C.A.) y no será necesario otra toma de tierra diferente. En el *Anexo 7* se detallan todos los cálculos necesarios para que esta unión sea posible.

En el *PLANO 07*. puede verse la disposición de la P.A.T. de las masas de B.T. de la parte de C.C. y de las masas de B.T. de la parte de C.A. de la instalación.

-PUESTAS A TIERRA PARTE C.A.:

En la parte de C.A. se van a disponer 3 puestas a tierra diferentes e independientes como así lo indica el esquema de conexión eléctrica TT utilizado en esta parte de la instalación.

Sin embargo, una de ellas, en concreto la de las masas de B.T. de la parte de C.A, ya ha sido diseñada ya que va a ser la misma a la que se conecten todas las masas de B.T. de la parte de C.C. de la instalación.

Otra de ellas es la "*P.A.T. De Protección*", a la cual se conectarán todas las masas del CT. Este sistema de puesta a tierra estará formado por picas verticales de 4 metros de longitud y diámetro 14 mm, unidas mediante cable de cobre desnudo de 50 mm² de sección, y se dispondrá justo debajo del edificio del CT.

La otra puesta a tierra es la del neutro del transformador o "*P.A.T. De Servicio*". Este sistema de puesta a tierra estará formado por picas verticales de 2 metros de longitud y diámetro 14 mm, unidas mediante cable de cobre desnudo de 50 mm² de sección. Además estará separado de la *P.A.T. De Protección* aproximadamente 14,32 m.

La disposición de las "*P.A.T. De Protección y De Servicio*" puede apreciarse en el *PLANO 09*, y todos los cálculos necesarios del diseño de todas las P.A.T. se encuentran en el *Anexo 7*.

1.4.13. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

La finalidad del Centro de Transformación **0,4/25 KV** del presente proyecto de instalación fotovoltaica es el suministro y venta de energía eléctrica a la compañía suministradora de electricidad "Sevillana".

Se expone que dicho centro de transformación cumple con todas las condiciones y garantías mínimas exigidas por la reglamentación vigente, con el fin de obtener la "Autorización Administrativa" y la "Autorización de Ejecución de la Instalación".

El Centro de Transformación se hallará ubicado justo a la entrada principal de la instalación, en una de las esquinas de la parcela donde se ha dejado el espacio suficiente para ello. Se podrá acceder a él únicamente desde el interior del vallado de la instalación, con la correspondiente llave de paso.

El Centro de Transformación de la instalación será prefabricado de tipo interior, y se emplearán para su montaje celdas prefabricadas bajo envoltorio metálica. La acometida a éste será subterránea y el suministro de energía se efectuará a una tensión de servicio de 25 KV (f=50 Hz), siendo la compañía eléctrica distribuidora de electricidad "Sevillana".

Las celdas que se emplearán serán modulares, de aislamiento y corte en hexafluoruro de azufre (SF6).

La potencia instalada de la instalación son 2.970 Kp, y para atender a estas necesidades, la potencia total instalada en este centro de transformación es de 3.200 KVA (2 trafos de 1.600 KVA cada uno de ellos).

-OBRA CIVIL:

El Centro de Transformación estará en una caseta independiente destinada únicamente a esta finalidad. En ella se instalará toda la aparamenta y equipos eléctricos necesarios.

El edificio prefabricado de hormigón está formado por 3 partes principales construidas en hormigón armado y queda garantizada la estanqueidad por el empleo de juntas de goma esponjosa.

En la base irán dispuestos los orificios para la entrada de cables de Alta y Baja Tensión.

Para la ubicación del centro se realizará una excavación, cuyas dimensiones aparecen en el *PLANO 07*, sobre cuyo fondo se extenderá una capa de arena compactada y nivelada de unos 10 cm. de espesor. Además, el terreno sobre el que se instale ha de soportar una presión de 1 Kg/cm².

En la pared frontal estarán situadas las puertas de acceso y las rejillas de ventilación. Las puertas de acceso disponen de un sistema de cierre con llave para evitar aperturas por personal no autorizado. Las rejillas de ventilación estarán formadas por láminas en forma de "V" invertida para evitar la entrada de agua de lluvia y además dispondrán de mosquitera para evitar la entrada de insectos.

-INSTALACIÓN ELÉCTRICA:

La Red de Distribución que alimentará el C.T. es del tipo subterráneo, con una tensión de 25 KV, una tensión de aislamiento de 24 KV, y una frecuencia de 50 Hz.

La potencia de cortocircuito máxima de la red de alimentación "**Sc**" será de 500 MVA, según datos proporcionados por la compañía distribuidora "Sevillana".

Las celdas de la parte de A.T. son modulares con aislamiento y corte en SF6, cuyos embarrados se conectan de forma totalmente aislada a las condiciones externas (lluvia, salinidad, etc).

Estas celdas, además, cuentan con un dispositivo de evacuación de gases, que en caso de arco eléctrico interno, permite que éste salga hacia la parte trasera de la celda, evitando que incida sobre las posibles personas o aparataje situada en el C.T.

La conexión entre las celdas de A.T. y el transformador se realiza mediante conductores unipolares de aluminio (Al), de aislamiento seco y terminales enchufables.

El cuadro de B.T. tipo “UNESA” tiene en su zona superior un compartimento para la acometida al mismo, que evita la entrada de agua al interior. Dentro de este compartimento hay pletinas deslizantes que hacen la función de seccionador. Más abajo, hay un compartimento que aloja únicamente el embarrado y los elementos de protección de cada circuito.

La conexión entre el cuadro de B.T. y el transformador se realiza mediante conductores unipolares de aluminio (Al), de aislamiento seco 0,6/1 KV sin armadura.

Se va a instalar también un equipo de alumbrado que permita la visibilidad suficiente para la ejecución de maniobras y revisiones necesarias en el C.T.

-MEDIDA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA:

Se va a realizar la medida de la energía inyectada en la red mediante un cuadro de contadores conectado al secundario del transformador.

-PUESTA A TIERRA:

En primer lugar, mediante la “**Tierra de Protección**” se conectarán a tierra todas las partes metálicas de la instalación que no estén en tensión normalmente. No se unirán las rejillas y puertas metálicas del centro si éstas son accesibles desde el exterior.

Este sistema de P.A.T. se realizará con cable de 50 mm² de cobre desnudo formando un anillo, y conectará a tierra todos los elementos mencionados anteriormente.

En segundo lugar, mediante la “**Tierra de Servicio**” evitaremos tensiones peligrosas en baja tensión. El neutro del sistema de baja tensión se conectará a una toma de tierra independiente del sistema de alta tensión, de tal forma que no exista influencia de la red general de tierra.

Este sistema de P.A.T. se realizará con cable de 50 mm² de cobre aislado 0,6/1 KV.

-INSTALACIONES SECUNDARIAS:

INSTALACIÓN DE ALUMBRADO:

En el interior del C.T. se instalarán como mínimo 2 puntos de luz que proporcionen un nivel de iluminación suficiente para comprobaciones, maniobras, etc. El interruptor se situará a la entrada del C.T. justo al lado de la puerta y será fácilmente maniobrable.

Se dispondrá también de un punto de luz de emergencia de carácter autónomo, cuya función será señalar los accesos al C.T.

PROTECCIONES CONTRA INCENDIOS:

Se va a colocar un extintor de eficacia 89B en el interior del C.T. para la protección contra un posible incendio.

VENTILACIÓN:

Realizada de modo natural mediante rejillas de entrada y salida de aire dispuestas de tal forma que eviten el paso de pequeños animales o la entrada de lluvia, y de tal forma que se impidan contactos accidentales con partes en tensión.

MEDIDAS DE SEGURIDAD:

Las celdas disponen de enclavamientos funcionales que hacen segura toda la instalación del C.T. Además, las conexiones entre sus embarrados deben estar bien aisladas.

Las bornas de conexión de cables y fusibles serán fácilmente accesibles para los operarios, de forma que en las operaciones de mantenimiento éstos no carezcan de visibilidad sobre estas zonas.

La puerta de acceso al C.T. llevará el Lema Corporativo y estará cerrada con llave. Además, todas las puertas de acceso llevarán el cartel con la correspondiente señal triangular distintiva de riesgo eléctrico.

En un lugar bien visible del C.T. se situará un cartel con las instrucciones de primeros auxilios a prestar en caso de accidente. Además, salvo que en los propios aparatos figuren las instrucciones de maniobra, en el C.T. y en lugar visible, habrá un cartel con las correspondientes instrucciones.

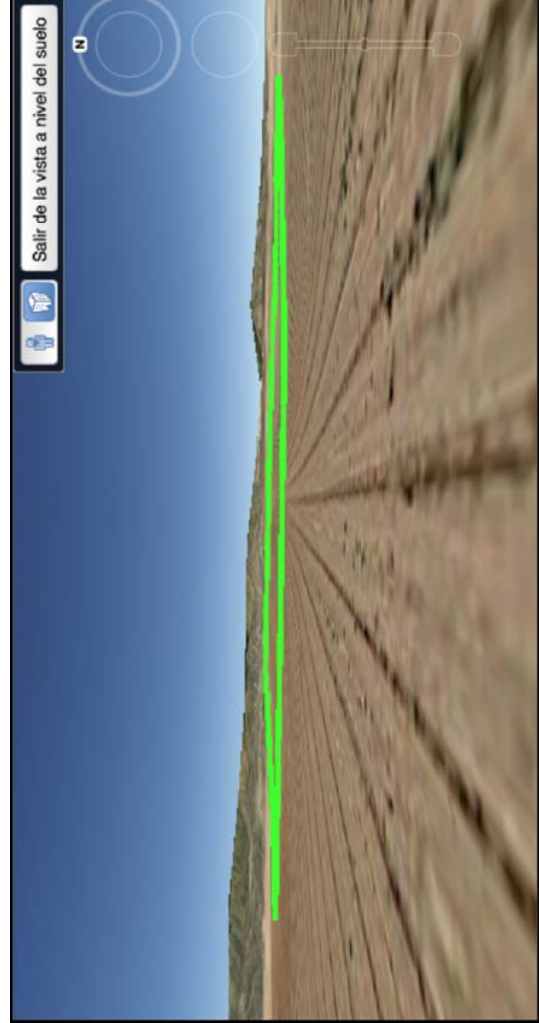
Para realizar maniobras en A.T. el centro dispondrá de banqueta o alfombra aislante, guantes aislantes y pértiga.

1.4.14. MEDIDA DE LA ENERGÍA

El cuadro de medida de la instalación y todos los elementos que lo conforman deberán cumplir la normativa particular de la compañía eléctrica distribuidora "Sevillana".

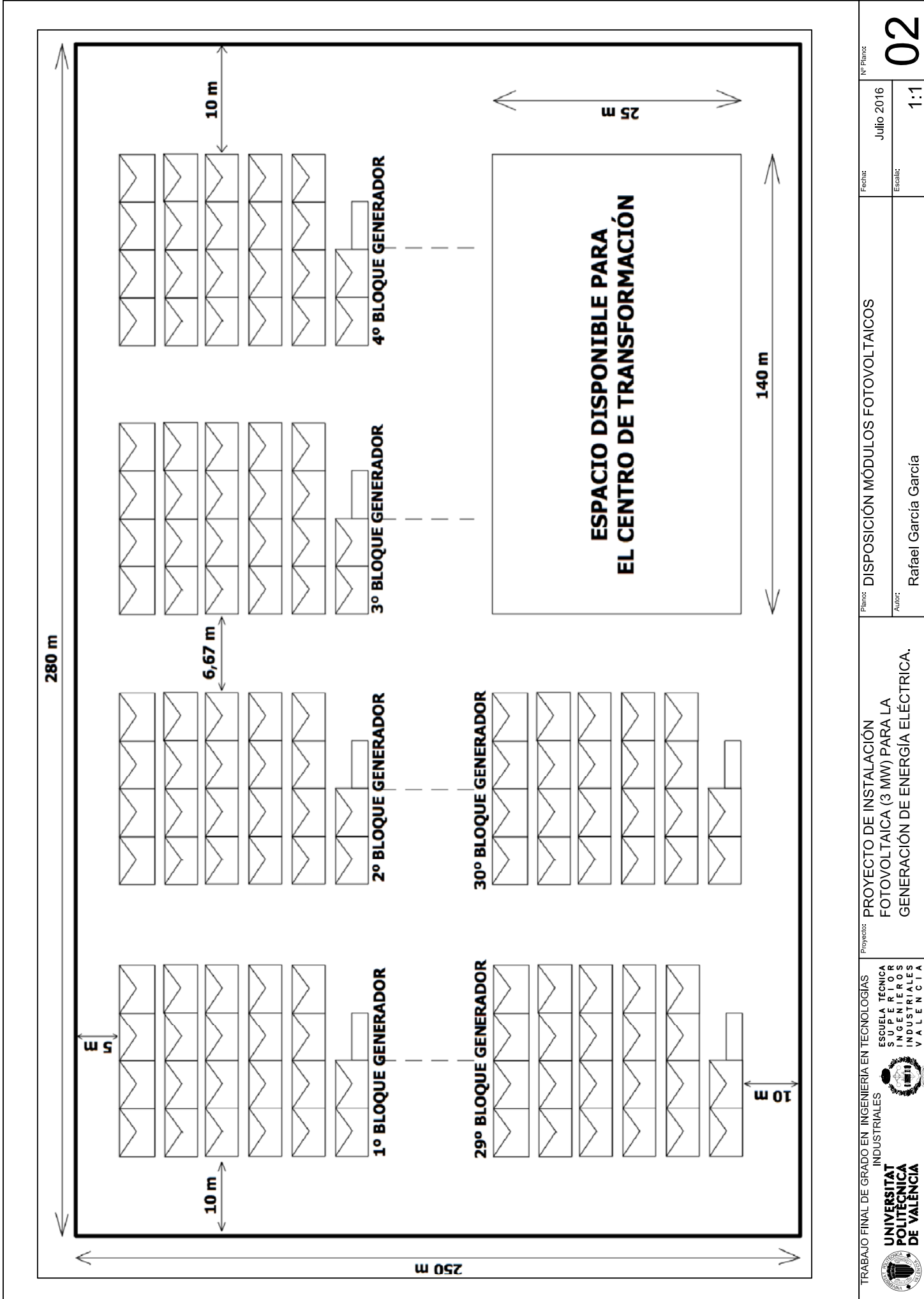
El contador de salida ha de ser bidireccional, y la energía eléctrica que se facturará con la instalación a la empresa distribuidora será la diferencia entre la energía eléctrica de salida menos la de entrada a la instalación fotovoltaica.

PLANOS DE LA INSTALACIÓN

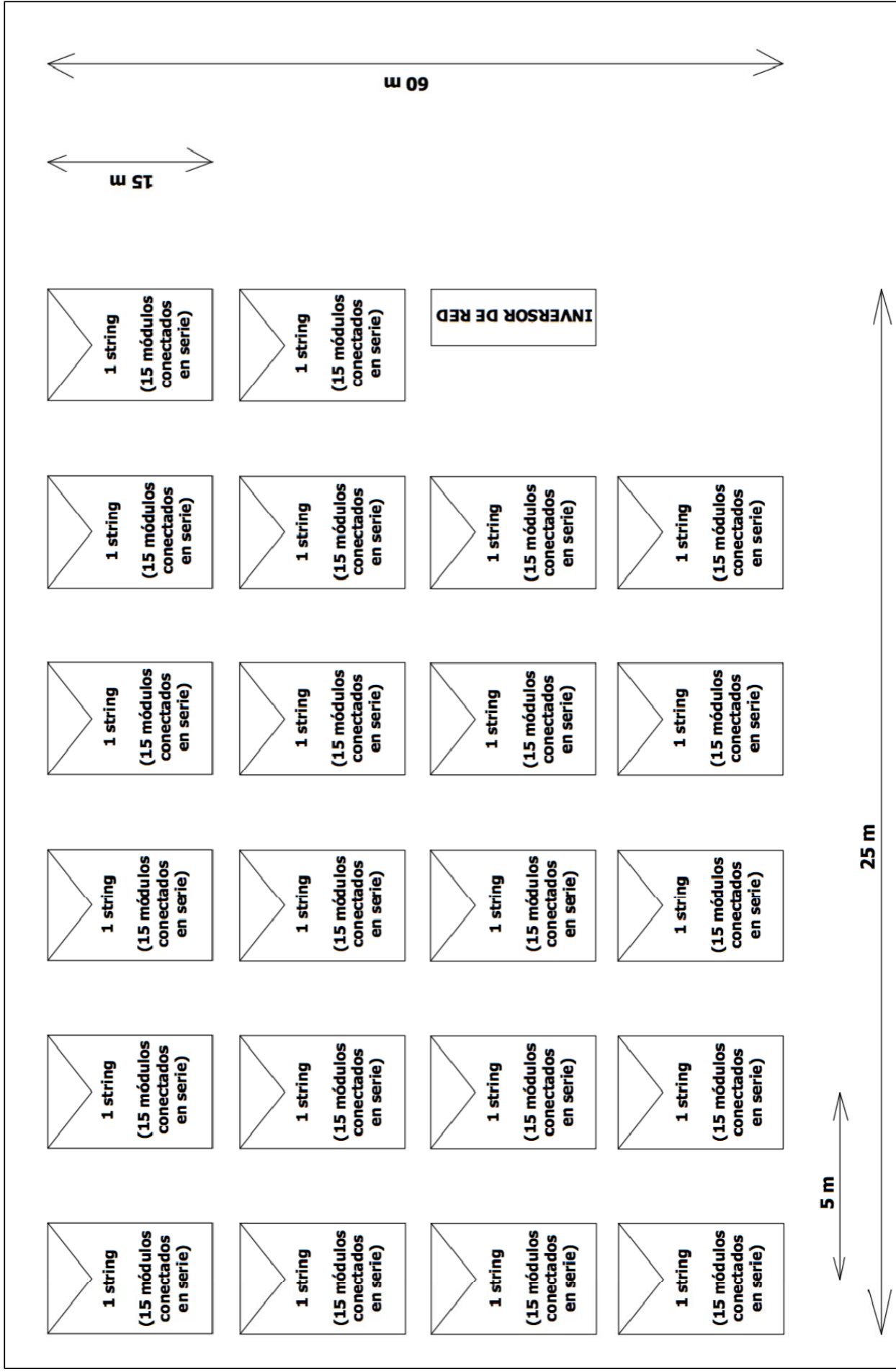


TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA EN TECNOLOGIAS INDUSTRIALES UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	Proyecto: PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA (3 MW) PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	Plano: LOCALIZACIÓN	Fecha: Julio 2016	N° Plano: 01
		Autor: Rafael García García	Escala: 1:1	



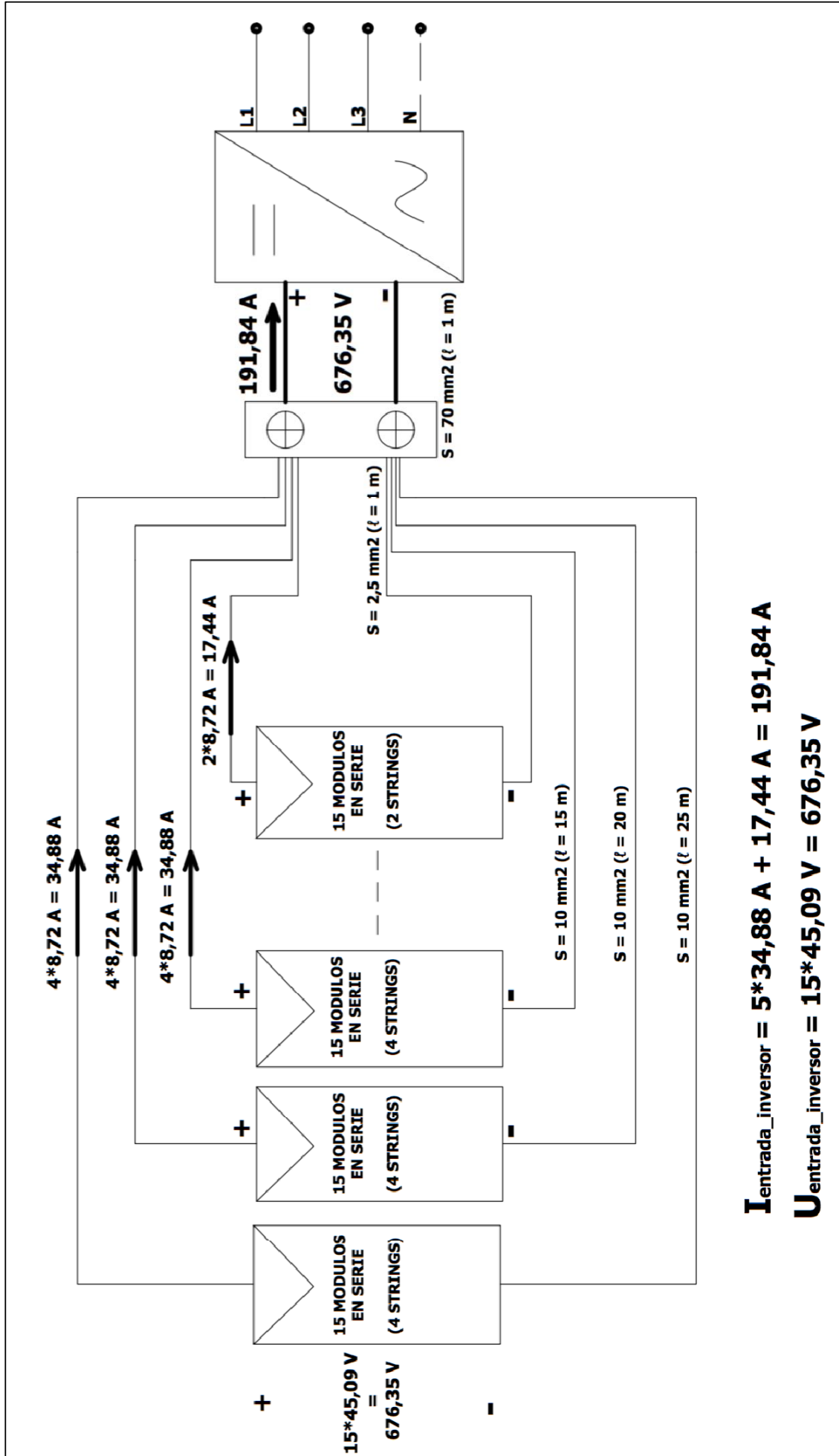


Proyecto: PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA (3 MW) PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	Fecha: Julio 2016	Nº Plano: 02
	Autor: Rafael García García	Escala: 1:1
Trabajo Final de Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales VALÈNCIA	





Proyecto: PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA (3 MW) PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	Trabajo Final de Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales
Planteo: DISPOSICIÓN DE 1 BLOQUE GENERADOR	Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Valencia
Fecha: Julio 2016	Autor: Rafael García García
Escala: 1:1	Nº Plano: 03





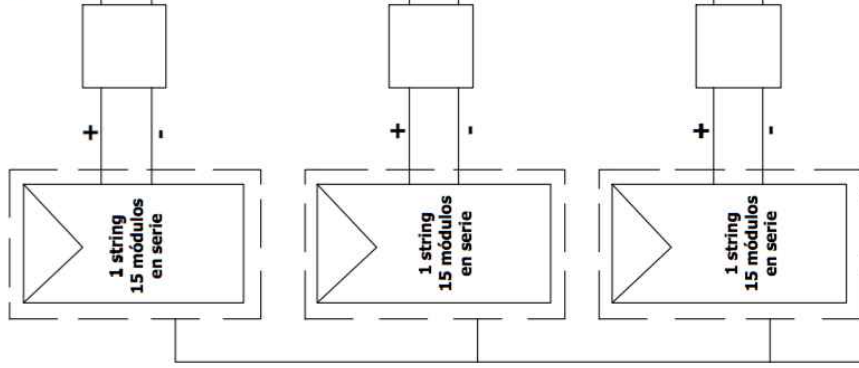
Ientrada_inversor = $5 * 34,88 \text{ A} + 17,44 \text{ A} = 191,84 \text{ A}$

Uentrada_inversor = $15 * 45,09 \text{ V} = 676,35 \text{ V}$

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA EN TECNOLOGIAS INDUSTRIALES UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA  ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES VALENCIA 	Proyecto: PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA (3 MW) PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	Plano: SECCIONES DE 1 BLOQUE GENERADOR	Fecha: Julio 2016 Escala: 1:1	N° Plano: 04
	Autor: Rafael García García			

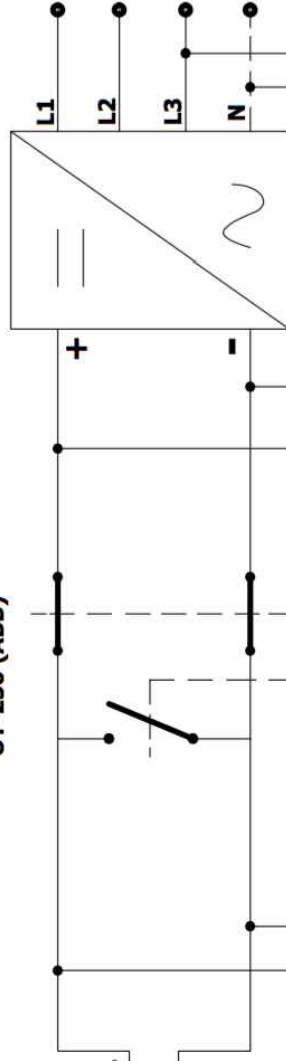
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS A-300 GSE (Atersa)

22 strings
CUADROS DE CAMPO C.C. PARA PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO DE 1 STRING (15 A Y 800 V) - ABB



INVERSORES DE RED PVS800-57-0100KW-A (ABB)


INTERRUPTORES-SECCIONADORES OT-250 (ABB)

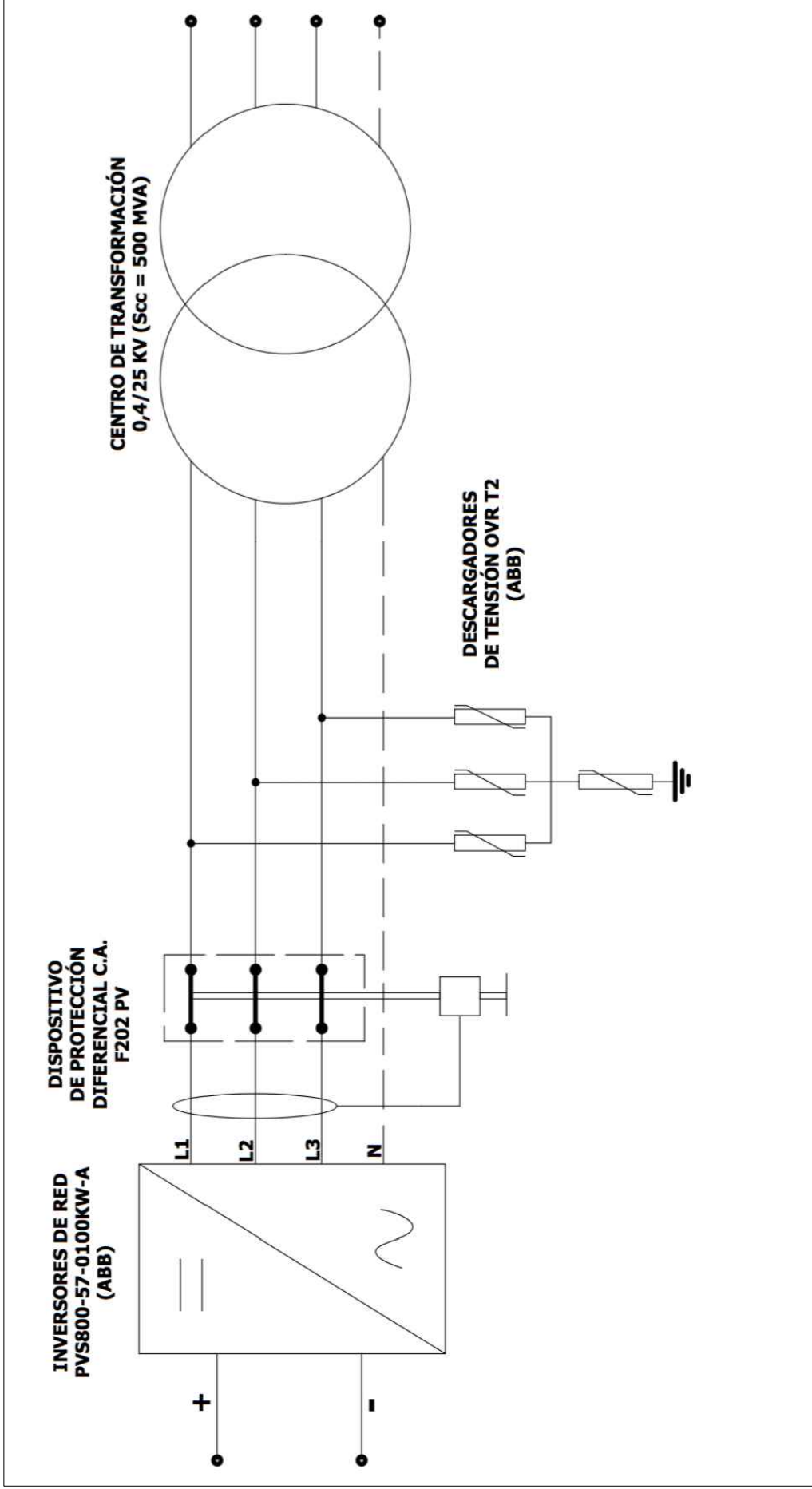


DESCARGADORES DE TENSION OVR PV (ABB)

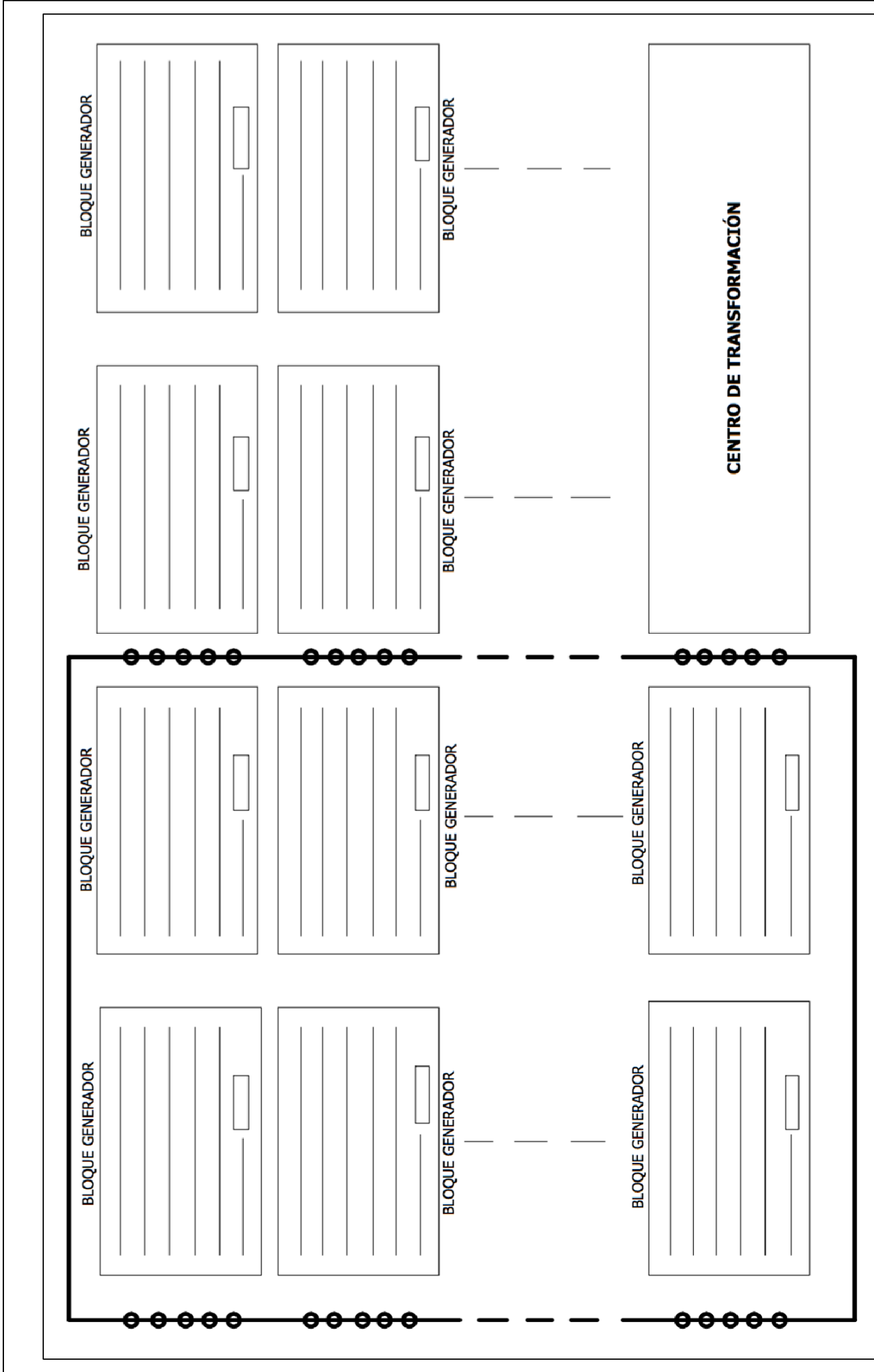
VIGILADOR DE AISLAMIENTO ISO-CHECK PV (Cirprotec)



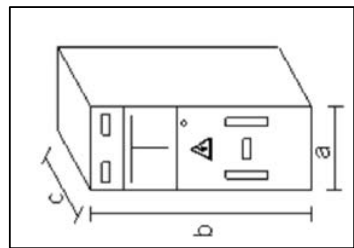
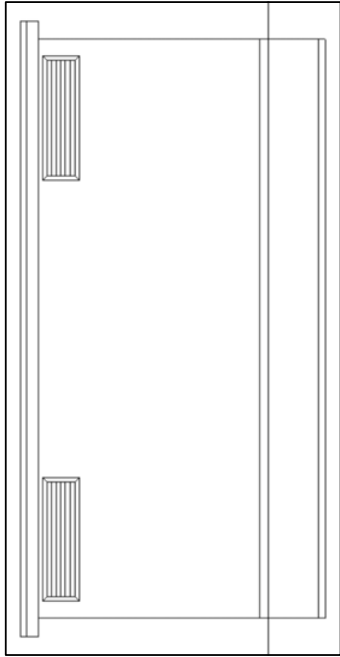
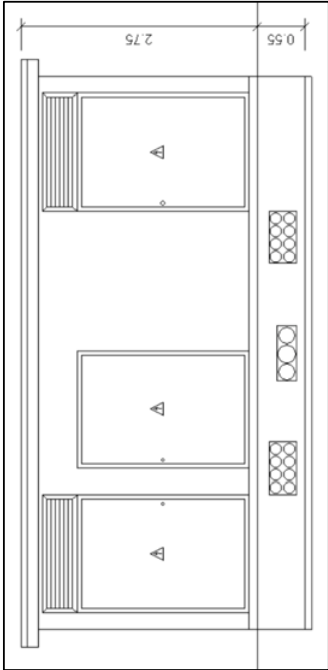
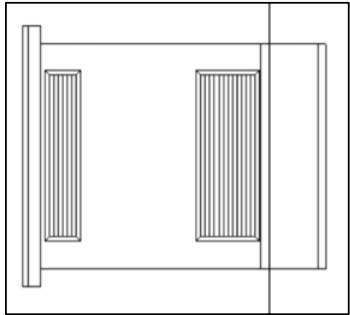
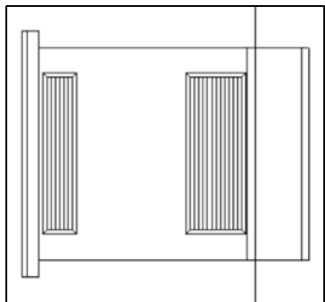
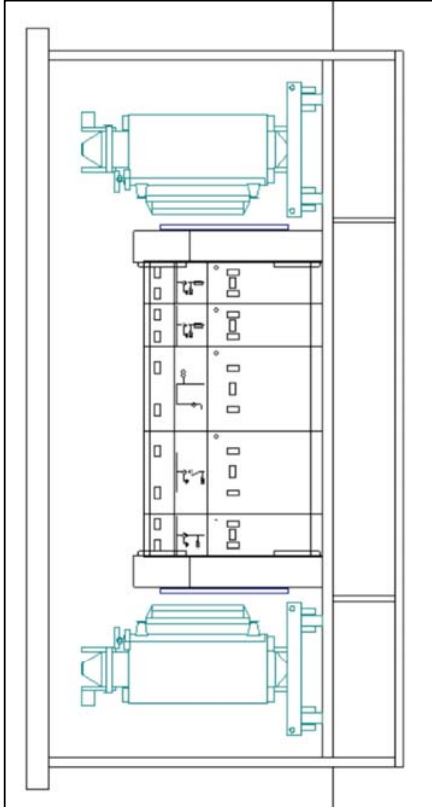
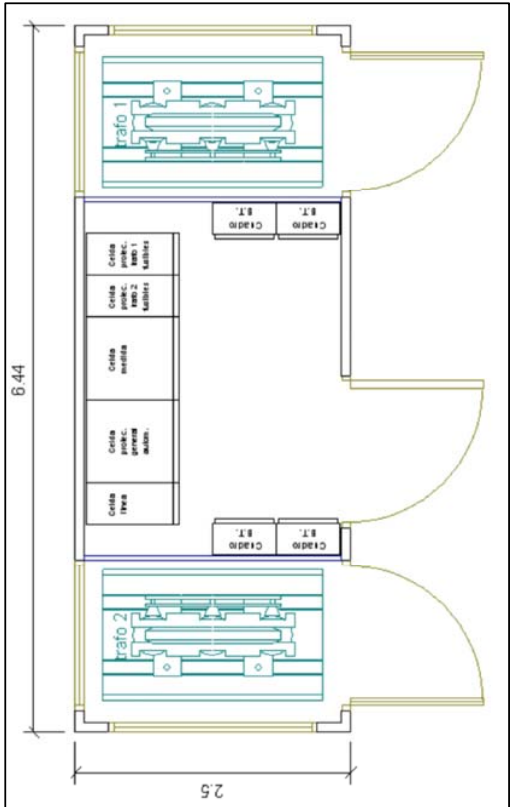
TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA EN TECNOLOGIAS INDUSTRIALES UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA 	Proyecto: PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA (3 MW) PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	Fecha: Julio 2016	Nº Plano: 05
	Autor: Rafael García García	Escala: 1:1	



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA  ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIEROS INDUSTRIALES VALENCIA 	Proyecto: PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA (3 MW) PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	Fecha: Julio 2016 Escala: 1:1	Nº Plano: 06
	Autor: Rafael García García	Plano: PROTECCIONES PARTE C.A. DE 1 BLOQUE GENERADOR	



TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA EN TECNOLOGIAS INDUSTRIALES UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	Proyecto: PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA (3 MW) PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.		Plazo: SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE LAS MASAS DE B.T.	Nº Plazo: 07
	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES VALENCIA		Fecha: Julio 2016 Escala: 1:1	Autor: Rafael García García



Tipo celda	a(m)	b(m)	c(m)
Línea	0.38	1.6	0.84
Prot. automático	0.75	1.6	0.84
Medida	0.75	1.6	0.84
Prot. fusibles	0.38	1.6	0.84
Prot. fusibles	0.38	1.6	0.84

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA EN TECNOLOGIAS INDUSTRIALES
 ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES VALENCIA
 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Plano: CENTRO DE TRANSFORMACIÓN PREFABRICADO

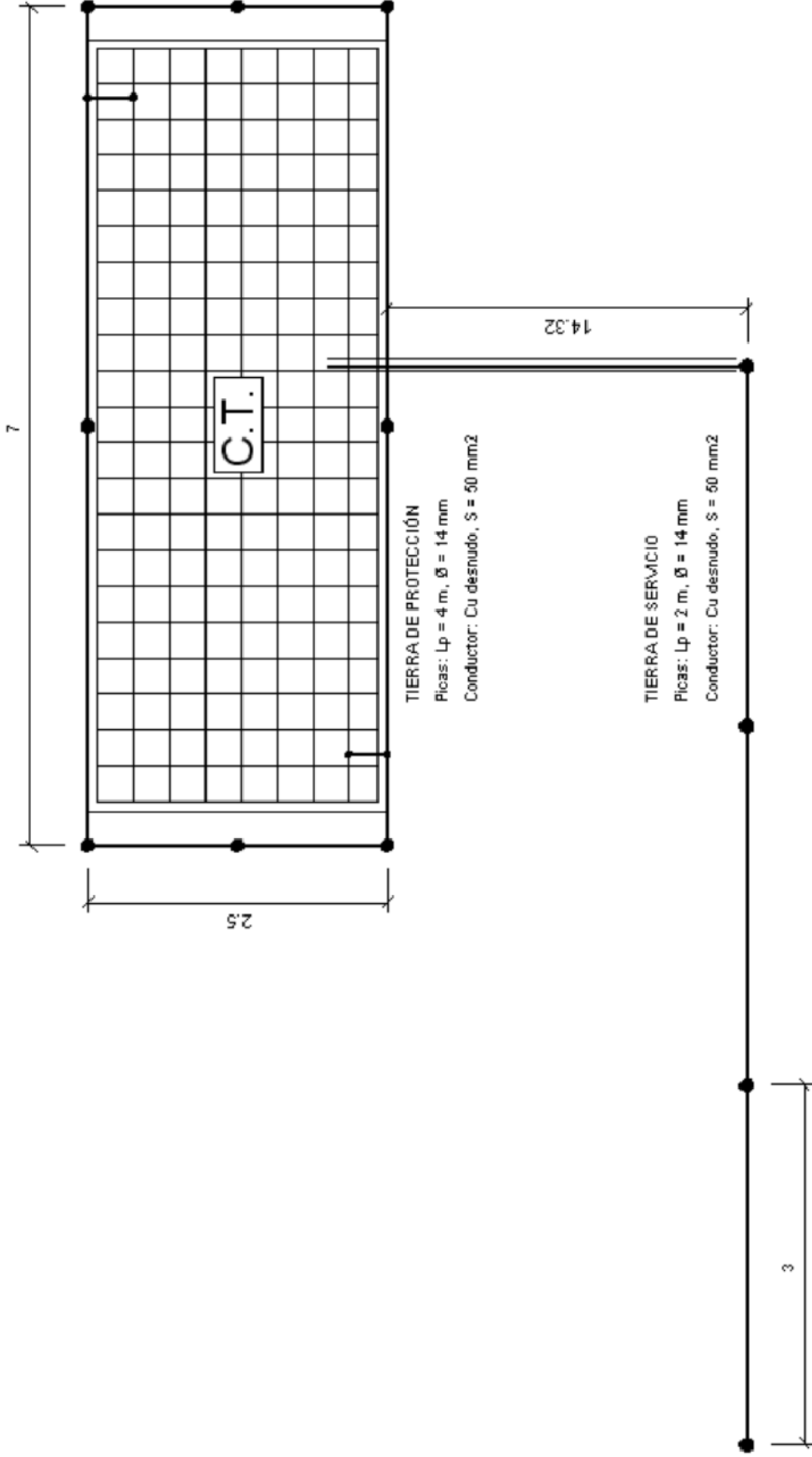
Fecha: Julio 2016

Nº Plano: 08

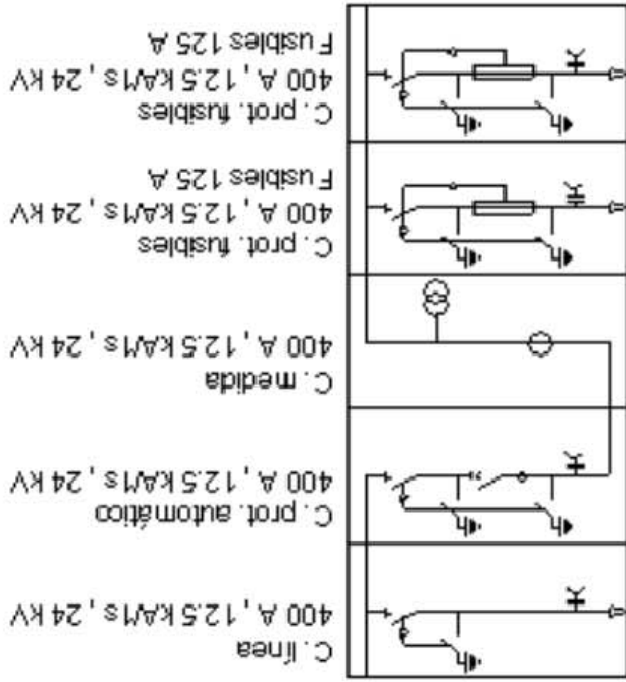
Escala: 1:1

Autor: Rafael García García

Proyecto: PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA (3 MW) PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES INGENIERIA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES	Proyecto: PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA (3 MW) PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	Plano: PUESTAS A TIERRA DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	Fecha: Julio 2016	Nº Plano: 09
	Autor: Rafael García García	Escala: 1:1		

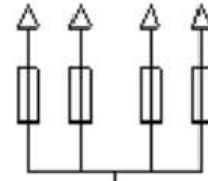


trafo 1 1600 kVA
25000 / 400 V
aisl. seco



6(3x240)3(240) mm2 Al XLPE 0,6/1kV

B.T.

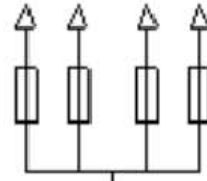


trafo 2 1600 kVA
25000 / 400 V
aisl. seco



6(3x240)3(240) mm2 Al XLPE 0,6/1kV

B.T.



ANEXOS

3.1. ANEXO 1. ÁNGULO DE INCLINACIÓN ÓPTIMO:

Para este proyecto se ha elegido el ángulo de inclinación de 37°, que es el ángulo óptimo para la ubicación de la instalación. Este ángulo coincide con la latitud de la ubicación, aunque en este caso ha sido estudiado el ángulo óptimo de cada mes del año y se ha obtenido la media, que coincide con 37°.

Para obtener el ángulo óptimo cada mes del año, en primer lugar se ha obtenido la declinación solar cada uno de los meses. Dicha declinación es el ángulo que forma la línea que une los centros de la Tierra y el Sol con el plano del ecuador terrestre. Para calcularla se ha utilizado la *Fórmula 6*:

$$\delta = 23.45^\circ \text{sen} \left[\frac{360}{365} (n + 284) \right]$$

n= 1 para el 1 de Enero
n=32 para el 1 de Febrero
....
n=365 para el 31 de Diciembre

Fórmula 6. Declinación Solar.

Para el valor de “n” (día juliano del año) se ha elegido justo el día medio de cada mes para calcular la declinación de ese mes.

A continuación, ha sido obtenida la altura solar o elevación del sol cada mes del año. Dicha altura solar es el ángulo que forma la línea que une el centro del Sol y un observador en la ubicación con el horizonte terrestre. Para calcularla se ha utilizado la *Fórmula 7*:

$$h_{max} = 90^\circ - \varphi + \delta$$

φ : latitud
 δ : declinación

Fórmula 7. Altura Solar.

Por último, el ángulo de inclinación óptimo de cada mes para los módulos fotovoltaicos, se ha calculado mediante la *Fórmula 8*:

$$\alpha = 180^\circ - 90^\circ - h_{max}$$

Fórmula 8. Ángulo de inclinación óptimo.

En la *Tabla 31* se resumen los resultados obtenidos para cada mes del año según la formulación mencionada anteriormente:

MES	Dia Juliano	Declinación	Altura Solar	Inclinación Óptima
enero	15	-21,27	31,64	58,36
febrero	46	-13,29	39,62	50,38
marzo	74	-2,82	50,10	39,90
abril	105	9,41	62,33	27,67
mayo	135	18,79	71,71	18,29
junio	166	23,31	76,23	13,77
julio	196	21,52	74,43	15,57
agosto	227	13,78	66,70	23,30
septiembre	257	2,62	55,53	34,47
octubre	288	-9,60	43,31	46,69
noviembre	318	-18,91	34,00	56,00
diciembre	349	-23,34	29,58	60,42

Tabla 31. Resultados de Inclinación óptima por meses.

En la última columna se muestra el ángulo de inclinación óptimo para los módulos fotovoltaicos cada mes del año. La media de los 12 valores es $37,068^\circ$, por lo que se ha elegido como inclinación óptima fija para todo el año el valor de 37° .

3.2. ANEXO 2. ENERGÍA PREVISTA A OBTENER:

3.2.1. ESTRUCTURAS FIJAS A 37° DE INCLINACIÓN:

Si se opta por disponer los módulos fotovoltaicos sobre estructuras fijas a 37° de inclinación como se ha hecho para este proyecto, ha sido estudiado cada mes del año por separado para conocer la energía generada por la instalación en 1 año completo. Se ha hecho el estudio de esta forma ya que hay grandes diferencias entre meses de invierno y verano por ejemplo.

En el *Apartado 1.4.2.* de la memoria se explican los pasos a seguir para obtener la energía generada por la instalación en cualquiera de los meses del año. Esto se ha hecho para cada mes y la energía generada total será la suma de la energía generada cada mes del año.

En nuestro caso, para las coordenadas geográficas en las que se encuentra la instalación y el ángulo de inclinación elegido para los módulos de 37°, la energía generada a lo largo de 1 año será de **6316,743015 MWh**.

El estudio efectuado para este caso se resume en las *Tablas 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 y 12*, con los datos necesarios de cada uno de los meses del año.

3.2.2. ESTRUCTURAS CON ÁNGULO VARIABLE EN 1 EJE:

Si se optara por disponer los módulos fotovoltaicos sobre estructuras variables en ángulo en 1 eje para poder aprovechar más la energía solar captada por la instalación, se ha estudiado con detalle la energía generada por la instalación a lo largo de 1 año.

En este caso se dispondrían estructuras con posibilidad de instalación de actuadores lineales, los cuales estarían programados para hacer un seguimiento solar en 1 eje, siguiendo la inclinación óptima cada mes del año para la máxima captación solar posible. Esto encarecería entre un 50 y un 60% el coste de inversión de las estructuras.

En el *Anexo 1* se muestra el ángulo óptimo de cada mes del año, con diferencias muy significativas entre meses de invierno y verano. En diciembre el ángulo óptimo es 60° aproximadamente mientras que en verano está alrededor de 15°.

Igual que en el caso anterior, ha sido estudiado cada mes del año por separado, para después sumar la energía generada de todos los meses y obtener el total anual, ya que también se observan grandes diferencias entre los meses de verano y los de invierno.

En nuestro caso, para las coordenadas geográficas en las que se encuentra la instalación y el ángulo de inclinación óptimo cada mes del año, la energía generada a lo largo de 1 año será de **6702,71085 MWh**.

La diferencia con el caso anterior es muy baja, alrededor de **400 MWh anuales**. Además, el coste de la instalación aumentaría en cierta magnitud debido a la necesidad de instalar estructuras más costosas, actuadores lineales, y también a la necesidad de automatizar la instalación para el seguimiento óptimo, por lo que esta opción es descartada.

En el *Apartado 1.4.2.* de la memoria se explican detalladamente los pasos a seguir para obtener la energía generada por la instalación en un mes cualquiera, aunque en dicho apartado se ha hecho el estudio con datos de irradiación sobre estructuras fijas con inclinación de 37°.

A continuación, en las *Tablas 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42 y 43*, se adjunta el estudio efectuado para este caso con estructuras variables en ángulo en un eje:

MES 1 - ENERO				
Time	G (W/m2)	Franja Horaria	Gmedia (W/m2)	V*I*h (Wh)
07:22	22	07:22-08:22	105,25	32
07:37	30			
07:52	37			
08:07	332			
08:22	385	08:22-09:22	454,25	132
08:37	433			
08:52	479			
09:07	520			
09:22	559	09:22-10:22	607,75	178,5
09:37	594			
09:52	625			
10:07	653			
10:22	678	10:22-11:22	706,25	206
10:37	699			
10:52	717			
11:07	731			
11:22	742	11:22-12:22	749,25	217
11:37	749			
11:52	753			
12:07	753			
12:22	749	12:22-13:22	734,75	212
12:37	742			
12:52	731			
13:07	717			
13:22	699	13:22-14:22	663,75	192,5
13:37	678			
13:52	653			
14:07	625			
14:22	594	14:22-15:22	538	155
14:37	559			
14:52	520			
15:07	479			
15:22	433	15:22-16:22	356,5	103
15:37	385			
15:52	332			
16:07	276			
16:22	211	16:22-16:52	120,667	17
16:37	137			
16:52	14			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				1445
Wh Totales Enero 9900 Paneles				443470500
MWh Totales Enero				443,4705

Tabla 32. Enero (1 Eje)

MES 2 - FEBRERO				
Time	G (W/m2)	Franja Horaria	Gmedia (W/m2)	V*I*h (Wh)
07:07	33	07:07-08:07	166	50
07:22	42			
07:37	266			
07:52	323			
08:07	377	08:07-09:07	453	132
08:22	430			
08:37	479			
08:52	526			
09:07	570	09:07-10:07	627,75	183
09:22	611			
09:37	648			
09:52	682			
10:07	712	10:07-11:07	748,5	216
10:22	739			
10:37	762			
10:52	781			
11:07	796	11:07-12:07	810	234,5
11:22	808			
11:37	816			
11:52	820			
12:07	820	12:07-13:07	810	234,5
12:22	816			
12:37	808			
12:52	796			
13:07	781	13:07-14:07	748,5	216
13:22	762			
13:37	739			
13:52	712			
14:07	682	14:07-15:07	627,75	183
14:22	648			
14:37	611			
14:52	570			
15:07	526	15:07-16:07	453	132
15:22	479			
15:37	430			
15:52	377			
16:07	323	16:07-17:07	204,4	62
16:22	266			
16:37	208			
16:52	143			
17:07	82			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				1643
Wh Totales Febrero 9900 Paneles				455439600
MWh Totales Febrero				455,4396

Tabla 33. Febrero (1 Eje)

MES 3 - MARZO				
Time	G (W/m2)	Franja Horaria	Gmedia (W/m2)	V°I°h (Wh)
06:22	39	06:22-07:22	96,75	26
06:37	54			
06:52	67			
07:07	227			
07:22	283	07:22-08:22	364,5	105
07:37	338			
07:52	392			
08:07	445			
08:22	495	08:22-09:22	564	165
08:37	543			
08:52	588			
09:07	630			
09:22	669	09:22-10:22	719	210
09:37	704			
09:52	737			
10:07	766			
10:22	791	10:22-11:22	820	236
10:37	813			
10:52	831			
11:07	845			
11:22	856	11:22-12:22	863,5	250
11:37	864			
11:52	867			
12:07	867			
12:22	864	12:22-13:22	849	245
12:37	856			
12:52	845			
13:07	831			
13:22	813	13:22-14:22	776,75	225
13:37	791			
13:52	766			
14:07	737			
14:22	704	14:22-15:22	647,75	188
14:37	669			
14:52	630			
15:07	588			
15:22	543	15:22-16:22	468,75	135
15:37	495			
15:52	445			
16:07	392			
16:22	338	16:22-17:22	254,75	73
16:37	283			
16:52	227			
17:07	171			
17:22	118	17:22-17:52	68	15
17:37	63			
17:52	23			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				1873
Wh Totales Marzo 9900 Paneles				574823700
MWh Totales Marzo				574,8237

Tabla 34. Marzo (1 Eje)

MES 4 - ABRIL				
Time	G (W/m2)	Franja Horaria	Gmedia (W/m2)	V°I°h (Wh)
05:52	39	05:52-06:52	78	22
06:07	52			
06:22	65			
06:37	156			
06:52	205	06:52-07:52	282	77
07:07	256			
07:22	308			
07:37	359			
07:52	409	07:52-08:52	481	138
08:07	458			
08:22	506			
08:37	551			
08:52	594	08:52-09:52	651,25	190
09:07	634			
09:22	671			
09:37	706			
09:52	737	09:52-10:52	775,75	224
10:07	765			
10:22	790			
10:37	811			
10:52	829	10:52-11:52	846,75	243
11:07	843			
11:22	854			
11:37	861			
11:52	864	11:52-12:52	860,75	248
12:07	864			
12:22	861			
12:37	854			
12:52	843	12:52-13:52	818,25	236
13:07	829			
13:22	811			
13:37	790			
13:52	765	13:52-14:52	719,75	210
14:07	737			
14:22	706			
14:37	671			
14:52	634	14:52-15:52	571,25	166
15:07	594			
15:22	551			
15:37	506			
15:52	458	15:52-16:52	383,5	109
16:07	409			
16:22	359			
16:37	308			
16:52	256	16:52-17:52	181,5	52
17:07	205			
17:22	156			
17:37	109			
17:52	67	17:52-18:22	43,333	7,5
18:07	39			
18:22	24			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				1922,5
Wh Totales Abril 9900 Paneles				570982500
MWh Totales Abril				570,9825

Tabla 35. Abril (1 Eje)

MES 5 - MAYO				
Time	G (W/m2)	Franja Horaria	Gmedia (W/m2)	V°I°h (Wh)
05:22	37	05:22-06:22	68,75	20
05:37	51			
05:52	64			
06:07	123			
06:22	167	06:22-07:22	239	67,5
06:37	214			
06:52	263			
07:07	312			
07:22	362	07:22-08:22	434,5	125
07:37	411			
07:52	459			
08:07	506			
08:22	551	08:22-09:22	613,25	180
08:37	594			
08:52	635			
09:07	673			
09:22	709	09:22-10:22	754,75	220
09:37	741			
09:52	771			
10:07	798			
10:22	821	10:22-11:22	848,5	243,5
10:37	842			
10:52	859			
11:07	872			
11:22	883	11:22-12:22	889,75	255
11:37	890			
11:52	893			
12:07	893			
12:22	890	12:22-13:22	876	252
12:37	883			
12:52	872			
13:07	859			
13:22	842	13:22-14:22	808	234
13:37	821			
13:52	798			
14:07	771			
14:22	741	14:22-15:22	689,5	200
14:37	709			
14:52	673			
15:07	635			
15:22	594	15:22-16:22	527,5	152
15:37	551			
15:52	506			
16:07	459			
16:22	411	16:22-17:22	337	92,5
16:37	362			
16:52	312			
17:07	263			
17:22	214	17:22-18:22	146,5	42
17:37	167			
17:52	123			
18:07	82			
18:22	48	18:22-18:52	36	7,5
18:37	37			
18:52	23			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				2091
Wh Totales Mayo 9900 Paneles				641727900
MWh Totales Mayo				641,7279

Tabla 36. Mayo (1 Eje)

MES 6 - JUNIO				
Time	G (W/m2)	Franja Horaria	Gmedia (W/m2)	V°I°h (Wh)
05:07	31	05:07-06:07	48,25	13,5
05:22	43			
05:37	54			
05:52	65			
06:07	156	06:07-07:07	229,75	67
06:22	204			
06:37	254			
06:52	305			
07:07	358	07:07-08:07	436,5	124
07:22	411			
07:37	463			
07:52	514			
08:07	564	08:07-09:07	634,75	184
08:22	613			
08:37	659			
08:52	703			
09:07	745	09:07-10:07	800	231
09:22	784			
09:37	819			
09:52	852			
10:07	881	10:07-11:07	916,5	263
10:22	907			
10:37	930			
10:52	948			
11:07	964	11:07-12:07	976,75	280
11:22	975			
11:37	982			
11:52	986			
12:07	986	12:07-13:07	976,75	280
12:22	982			
12:37	975			
12:52	964			
13:07	948	13:07-14:07	916,5	263
13:22	930			
13:37	907			
13:52	881			
14:07	852	14:07-15:07	800	231
14:22	819			
14:37	784			
14:52	745			
15:07	703	15:07-16:07	634,75	184
15:22	659			
15:37	613			
15:52	564			
16:07	514	16:07-17:07	436,5	124
16:22	463			
16:37	411			
16:52	358			
17:07	305	17:07-18:07	229,75	67
17:22	254			
17:37	204			
17:52	156			
18:07	112	18:07-19:07	55,2	15
18:22	73			
18:37	41			
18:52	31			
19:07	19			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				2326,5
Wh Totales Junio 9900 Paneles				690970500
MWh Totales Junio				690,9705

Tabla 37. Junio (1 Eje)

MES 7 - JULIO				
Time	G (W/m2)	Franja Horaria	Gmedia (W/m2)	V°I°h (Wh)
05:07	24	05:07-06:07	41,75	12
05:22	36			
05:37	48			
05:52	59			
06:07	136	06:07-07:07	210,75	62
06:22	184			
06:37	235			
06:52	288			
07:07	342	07:07-08:07	424	122
07:22	397			
07:37	452			
07:52	505			
08:07	558	08:07-09:07	632,25	184
08:22	609			
08:37	658			
08:52	704			
09:07	748	09:07-10:07	806,5	234,5
09:22	789			
09:37	827			
09:52	862			
10:07	893	10:07-11:07	930,5	266
10:22	921			
10:37	944			
10:52	964			
11:07	980	11:07-12:07	993,25	283
11:22	993			
11:37	1000			
11:52	1000			
12:07	1000	12:07-13:07	993,25	283
12:22	1000			
12:37	993			
12:52	980			
13:07	964	13:07-14:07	930,5	266
13:22	944			
13:37	921			
13:52	893			
14:07	862	14:07-15:07	806,5	234,5
14:22	827			
14:37	789			
14:52	748			
15:07	704	15:07-16:07	632,25	184
15:22	658			
15:37	609			
15:52	558			
16:07	505	16:07-17:07	424	122
16:22	452			
16:37	397			
16:52	342			
17:07	288	17:07-18:07	210,75	62
17:22	235			
17:37	184			
17:52	136			
18:07	93	18:07-19:07	44,2	15
18:22	56			
18:37	36			
18:52	24			
19:07	12			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				2330
Wh Totales Julio 9900 Paneles				715077000
MWh Totales Julio				715,077

Tabla 38. Julio (1 Eje)

MES 8 - AGOSTO				
Time	G (W/m2)	Franja Horaria	Gmedia (W/m2)	V°I°h (Wh)
05:37	28	05:37-06:37	60,5	17,5
05:52	41			
06:07	52			
06:22	121			
06:37	170	06:37-07:37	251,75	72
06:52	223			
07:07	279			
07:22	335			
07:37	392	07:37-08:37	476,5	137
07:52	449			
08:07	505			
08:22	560			
08:37	612	08:37-09:37	684,5	198,5
08:52	662			
09:07	710			
09:22	754			
09:37	795	09:37-10:37	847,5	243
09:52	833			
10:07	866			
10:22	896			
10:37	922	10:37-11:37	950,5	273
10:52	944			
11:07	961			
11:22	975			
11:37	983	11:37-12:37	985,5	280,5
11:52	988			
12:07	988			
12:22	983			
12:37	975	12:37-13:37	950,5	273
12:52	961			
13:07	944			
13:22	922			
13:37	896	13:37-14:37	847,5	243
13:52	866			
14:07	833			
14:22	795			
14:37	754	14:37-15:37	684,5	198,5
14:52	710			
15:07	662			
15:22	612			
15:37	560	15:37-16:37	476,5	137
15:52	505			
16:07	449			
16:22	392			
16:37	335	16:37-17:37	251,75	72
16:52	279			
17:07	223			
17:22	170			
17:37	121	17:37-18:37	57	20
17:52	78			
18:07	43			
18:22	28			
18:37	15			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				2165
Wh Totales Agosto 9900 Paneles				664438500
MWh Totales Agosto				664,4385

Tabla 39. Agosto (1 Eje)

MES 9 - SEPTIEMBRE				
Time	G (W/m2)	Franja Horaria	Gmedia (W/m2)	V*I*h (Wh)
06:07	25	06:07-07:07	86,5	23,5
06:22	63			
06:37	105			
06:52	153			
07:07	205	07:07-08:07	287,5	80
07:22	260			
07:37	315			
07:52	370			
08:07	424	08:07-09:07	501,75	146
08:22	477			
08:37	529			
08:52	577			
09:07	624	09:07-10:07	685,25	198
09:22	667			
09:37	707			
09:52	743			
10:07	776	10:07-11:07	815,5	235
10:22	805			
10:37	830			
10:52	851			
11:07	868	11:07-12:07	882,75	251
11:22	881			
11:37	889			
11:52	893			
12:07	893	12:07-13:07	882,75	251
12:22	889			
12:37	881			
12:52	868			
13:07	851	13:07-14:07	815,5	235
13:22	830			
13:37	805			
13:52	776			
14:07	743	14:07-15:07	685,25	198
14:22	707			
14:37	667			
14:52	624			
15:07	577	15:07-16:07	501,75	146
15:22	529			
15:37	477			
15:52	424			
16:07	370	16:07-17:07	287,5	80
16:22	315			
16:37	260			
16:52	205			
17:07	153	17:07-18:07	72,4	26
17:22	105			
17:37	63			
17:52	29			
18:07	12			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				1869,5
Wh Totales Septiembre 9900 Paneles				555241500
MWh Totales Septiembre				555,2415

Tabla 40. Septiembre (1 Eje)

MES 10 - OCTUBRE				
Time	G (W/m2)	Franja Horaria	Gmedia (W/m2)	V*I*h (Wh)
06:52	36	06:52-07:52	149,75	43,5
07:07	47			
07:22	230			
07:37	286			
07:52	341	07:52-08:52	418,5	120
08:07	394			
08:22	445			
08:37	494			
08:52	540	08:52-09:52	601,5	176
09:07	583			
09:22	623			
09:37	660			
09:52	694	09:52-10:52	735,25	212
10:07	724			
10:22	750			
10:37	773			
10:52	792	10:52-11:52	810,75	234,5
11:07	807			
11:22	818			
11:37	826			
11:52	830	11:52-12:52	826	238
12:07	830			
12:22	826			
12:37	818			
12:52	807	12:52-13:52	780,5	226
13:07	792			
13:22	773			
13:37	750			
13:52	724	13:52-14:52	675,25	196
14:07	694			
14:22	660			
14:37	623			
14:52	583	14:52-15:52	515,5	150
15:07	540			
15:22	494			
15:37	445			
15:52	394	15:52-16:52	312,75	88
16:07	341			
16:22	286			
16:37	230			
16:52	173	16:52-17:22	114,667	25
17:07	111			
17:22	60			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				1709
Wh Totales Octubre 9900 Paneles				524492100
MWh Totales Octubre				524,4921

Tabla 41. Octubre (1 Eje)

MES 11 - NOVIEMBRE				
Time	A (W/m2)	Franja Horaria	Amedia (W/m2)	V°I°h (Wh)
07:22	18	07:22-08:22	152.75	45
07:37	24			
07:52	30			
08:07	539			
08:22	581	08:22-09:22	627.25	182,5
08:37	616			
08:52	644			
09:07	668			
09:22	688	09:22-10:22	709.75	206
09:37	704			
09:52	718			
10:07	729			
10:22	738	10:22-11:22	747.5	215
10:37	745			
10:52	751			
11:07	756			
11:22	759	11:22-12:22	761	222
11:37	761			
11:52	762			
12:07	762			
12:22	761	12:22-13:22	756.75	219
12:37	759			
12:52	756			
13:07	751			
13:22	745	13:22-14:22	732.5	212
13:37	738			
13:52	729			
14:07	718			
14:22	704	14:22-15:22	676	196
14:37	688			
14:52	668			
15:07	644			
15:22	616	15:22-16:22	555.5	162
15:37	581			
15:52	539			
16:07	486			
16:22	419	16:22-16:52	311,667	60
16:37	318			
16:52	198			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				1719,5
Wh Totales Noviembre 9900 Paneles				510691500
MWh Totales Noviembre				510,6915

Tabla 42. Noviembre (1 Eje)

MES 12 - DICIEMBRE				
Time	A (W/m2)	Franja Horaria	Amedia (W/m2)	V°I°h (Wh)
07:37	17	07:37-08:37	270.25	76
07:52	23			
08:07	498			
08:22	543			
08:37	579	08:37-09:37	617.75	180
08:52	608			
09:07	632			
09:22	652			
09:37	668	09:37-10:37	685.5	198
09:52	681			
10:07	692			
10:22	701			
10:37	709	10:37-11:37	716	208
10:52	714			
11:07	719			
11:22	722			
11:37	724	11:37-12:37	724.5	210,5
11:52	725			
12:07	725			
12:22	724			
12:37	722	12:37-13:37	716	208
12:52	719			
13:07	714			
13:22	709			
13:37	701	13:37-14:37	685.5	198
13:52	692			
14:07	681			
14:22	668			
14:37	652	14:37-15:37	617.75	180
14:52	632			
15:07	608			
15:22	579			
15:37	543	15:37-16:37	409.2	140
15:52	498			
16:07	441			
16:22	340			
16:37	224			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				1598,5
Wh Totales Diciembre 9900 Paneles				490579650
MWh Totales Diciembre				490,57965

Tabla 43. Diciembre (1 Eje)

3.2.3. ESTRUCTURAS CON ÁNGULO VARIABLE EN 2 EJES:

Si se opta por disponer los módulos fotovoltaicos sobre estructuras variables en ángulo en los 2 posibles ejes para poder aprovechar al máximo la energía solar captada por la instalación, se ha hecho un estudio detallado de la energía generada por la instalación a lo largo de 1 año.

En este caso se debería modificar la configuración de la instalación, ya que pasaría de estructuras lineales ancladas al suelo a estructuras verticales con necesidad de cimentación. Se intentaría reducir el número de estructuras utilizadas, aunque de todos modos resultaría muy poco rentable hoy en día debido al coste adicional que supone la instalación de este tipo de estructuras.

Este coste adicional proviene en cierta medida de la cimentación necesaria que conllevan este tipo de estructuras, pero también de la necesidad de instalar dos tipos de actuadores programados en cada una de las estructuras que se encargaran del seguimiento solar en los 2 ejes.

El grado de automatización será mayor que en el caso anterior, y ello también conlleva un incremento en el coste de las estructuras de alrededor de un 125%.

Igual que en los 2 casos anteriores, ha sido estudiado cada mes del año por separado para después sumar la energía generada de todos los meses y obtener el total anual, ya que también se observan grandes diferencias entre los meses de verano y los de invierno.

En nuestro caso, para las coordenadas geográficas en las que se encuentra la instalación y el seguimiento en 2 ejes para la máxima captación solar, la energía generada a lo largo de 1 año será de **8733,42063 MWh**.

La diferencia con el caso de estructura fija a 37° es de alrededor de **2400 MWh anuales**. Es una diferencia bastante significativa, aunque debido al aumento de costes en la inversión y la situación del mercado eléctrico actual en España, no sería rentable disponer este tipo de estructuras con seguimiento en 2 ejes.

En el *Apartado 1.4.2* de la memoria se explican detalladamente los pasos a seguir para obtener la energía generada por la instalación en un mes cualquiera, aunque como se ha mencionado antes, en este apartado se ha hecho el estudio para un ángulo de inclinación fijo de 37°.

A continuación, en las *Tablas 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54 y 55*, se resume el estudio efectuado para este caso:

MES 1 - ENERO				
Time	A (W/m2)	Franja Horaria	Amedia (W/m2)	V ⁹ I ^h (Wh)
07:22	14	07:22-08:22	147,75	41
07:37	20			
07:52	26			
08:07	531			
08:22	574	08:22-09:22	620,25	180
08:37	609			
08:52	637			
09:07	661			
09:22	680	09:22-10:22	701,25	204
09:37	696			
09:52	709			
10:07	720			
10:22	729	10:22-11:22	738,5	212,5
10:37	736			
10:52	742			
11:07	747			
11:22	750	11:22-12:22	752	219
11:37	752			
11:52	753			
12:07	753			
12:22	752	12:22-13:22	747,75	215
12:37	750			
12:52	747			
13:07	742			
13:22	736	13:22-14:22	723,5	209
13:37	729			
13:52	720			
14:07	709			
14:22	696	14:22-15:22	668,5	194,5
14:37	680			
14:52	661			
15:07	637			
15:22	609	15:22-16:22	547,5	158
15:37	574			
15:52	531			
16:07	476			
16:22	402	16:22-16:52	231	33
16:37	282			
16:52	9			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				1666
Wh Totales Enero 9900 Paneles				511295400
MWh Totales Enero				511,2954

Tabla 44. Enero (2 Ejes)

MES 2 - FEBRERO				
Time	A (W/m2)	Franja Horaria	Amedia (W/m2)	V ⁹ I ^h (Wh)
07:07	20	07:07-08:07	294,25	80
07:22	27			
07:37	538			
07:52	592			
08:07	635	08:07-09:07	681,75	197
08:22	670			
08:37	699			
08:52	723			
09:07	742	09:07-10:07	764,5	222
09:22	759			
09:37	773			
09:52	784			
10:07	793	10:07-11:07	803	233
10:22	801			
10:37	807			
10:52	811			
11:07	815	11:07-12:07	817,75	236
11:22	817			
11:37	819			
11:52	820			
12:07	820	12:07-13:07	817,75	236
12:22	819			
12:37	817			
12:52	815			
13:07	811	13:07-14:07	803	233
13:22	807			
13:37	801			
13:52	793			
14:07	784	14:07-15:07	764,5	222
14:22	773			
14:37	759			
14:52	742			
15:07	723	15:07-16:07	681,75	197
15:22	699			
15:37	670			
15:52	635			
16:07	592	16:07-17:07	444	145
16:22	538			
16:37	470			
16:52	378			
17:07	242			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				2001
Wh Totales Febrero 9900 Paneles				554677200
MWh Totales Febrero				554,6772

Tabla 45. Febrero (2 Ejes)

MES 3 - MARZO				
Time	A (W/m2)	Franja Horaria	Amedia (W/m2)	V°I°h (Wh)
06:22	21	06:22-07:22	175,5	51,5
06:37	31			
06:52	41			
07:07	609			
07:22	660	07:22-08:22	713,25	208
07:37	700			
07:52	733			
08:07	760			
08:22	783	08:22-09:22	807	233,5
08:37	801			
08:52	816			
09:07	828			
09:22	837	09:22-10:22	847,25	243
09:37	845			
09:52	851			
10:07	856			
10:22	859	10:22-11:22	862,5	248
10:37	862			
10:52	864			
11:07	865			
11:22	866	11:22-12:22	866,75	250
11:37	867			
11:52	867			
12:07	867			
12:22	867	12:22-13:22	865,5	249,5
12:37	866			
12:52	865			
13:07	864			
13:22	862	13:22-14:22	857	245
13:37	859			
13:52	856			
14:07	851			
14:22	845	14:22-15:22	831,5	240
14:37	837			
14:52	828			
15:07	816			
15:22	801	15:22-16:22	769,25	222,5
15:37	783			
15:52	760			
16:07	733			
16:22	700	16:22-17:22	628,75	182
16:37	660			
16:52	609			
17:07	546			
17:22	464	17:22-17:52	265	37
17:37	319			
17:52	12			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				2410
Wh Totales Marzo 9900 Paneles				739629000
MWh Totales Marzo				739,629

Tabla 46. Marzo (2 Ejes)

MES 4 - ABRIL				
Time	A (W/m2)	Franja Horaria	Amedia (W/m2)	V°I°h (Wh)
05:52	20	05:52-06:52	164,25	48
06:07	28			
06:22	36			
06:37	573			
06:52	627	06:52-07:52	685,5	198
07:07	671			
07:22	707			
07:37	737			
07:52	763	07:52-08:52	790,75	226
08:07	784			
08:22	801			
08:37	815			
08:52	827	08:52-09:52	838,75	240
09:07	836			
09:22	843			
09:37	849			
09:52	854	09:52-10:52	858	247,5
10:07	857			
10:22	860			
10:37	861			
10:52	863	10:52-11:52	863,75	250
11:07	864			
11:22	864			
11:37	864			
11:52	865	11:52-12:52	864,5	250,5
12:07	865			
12:22	864			
12:37	864			
12:52	864	12:52-13:52	862	249
13:07	863			
13:22	861			
13:37	860			
13:52	857	13:52-14:52	850,75	245
14:07	854			
14:22	849			
14:37	843			
14:52	836	14:52-15:52	819,75	237
15:07	827			
15:22	815			
15:37	801			
15:52	784	15:52-16:52	747,75	216
16:07	763			
16:22	737			
16:37	707			
16:52	671	16:52-17:52	594,5	172
17:07	627			
17:22	573			
17:37	507			
17:52	425	17:52-18:22	247,333	52
18:07	305			
18:22	12			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				2631
Wh Totales Abril 9900 Paneles				781407000
MWh Totales Abril				781,407

Tabla 47. Abril (2 Ejes)

MES 5 - MAYO				
Time	A (W/m2)	Franja Horaria	Amedia (W/m2)	V°I°h (Wh)
05:22	18	05:22-06:22	156.75	45
05:37	26			
05:52	34			
06:07	549			
06:22	608	06:22-07:22	675.5	196
06:37	658			
06:52	700			
07:07	736			
07:22	765	07:22-08:22	798.75	230
07:37	790			
07:52	811			
08:07	829			
08:22	843	08:22-09:22	858.75	247
08:37	855			
08:52	865			
09:07	872			
09:22	878	09:22-10:22	884	252
09:37	883			
09:52	886			
10:07	889			
10:22	890	10:22-11:22	891.75	255.5
10:37	892			
10:52	892			
11:07	893			
11:22	893	11:22-12:22	893	256.5
11:37	893			
11:52	893			
12:07	893			
12:22	893	12:22-13:22	892.75	256
12:37	893			
12:52	893			
13:07	892			
13:22	892	13:22-14:22	889.25	254
13:37	890			
13:52	889			
14:07	886			
14:22	883	14:22-15:22	874.5	250
14:37	878			
14:52	872			
15:07	865			
15:22	855	15:22-16:22	834.5	239
15:37	843			
15:52	829			
16:07	811			
16:22	790	16:22-17:22	747.75	215
16:37	765			
16:52	736			
17:07	700			
17:22	658	17:22-18:22	572.75	166.5
17:37	608			
17:52	549			
18:07	476			
18:22	389	18:22-18:52	139	30
18:37	18			
18:52	10			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				2892,5
Wh Totales Mayo 9900 Paneles				887708250
MWh Totales Mayo				887,70825

Tabla 48. Mayo (2 Ejes)

MES 6 - JUNIO				
Time	A (W/m2)	Franja Horaria	Amedia (W/m2)	V°I°h (Wh)
05:07	15	05:07-06:07	24.75	7
05:22	21			
05:37	28			
05:52	35			
06:07	634	06:07-07:07	713	208
06:22	692			
06:37	742			
06:52	784			
07:07	819	07:07-08:07	860	248
07:22	849			
07:37	875			
07:52	897			
08:07	915	08:07-09:07	935	267
08:22	930			
08:37	942			
08:52	953			
09:07	961	09:07-10:07	969.75	278
09:22	968			
09:37	973			
09:52	977			
10:07	980	10:07-11:07	982.75	281.5
10:22	982			
10:37	984			
10:52	985			
11:07	986	11:07-12:07	986.5	283
11:22	986			
11:37	987			
11:52	987			
12:07	987	12:07-13:07	986.5	283
12:22	987			
12:37	986			
12:52	986			
13:07	985	13:07-14:07	982.75	281.5
13:22	984			
13:37	982			
13:52	980			
14:07	977	14:07-15:07	969.75	278
14:22	973			
14:37	968			
14:52	961			
15:07	953	15:07-16:07	935	267
15:22	942			
15:37	930			
15:52	915			
16:07	897	16:07-17:07	860	248
16:22	875			
16:37	849			
16:52	819			
17:07	784	17:07-18:07	713	208
17:22	742			
17:37	692			
17:52	634			
18:07	566	18:07-19:07	292.2	100
18:22	484			
18:37	387			
18:52	15			
19:07	9			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				3238
Wh Totales Junio 9900 Paneles				961686000
MWh Totales Junio				961,686

Tabla 49. Junio (2 Ejes)

MES 7 - JULIO				
Time	A (W/m2)	Franja Horaria	Amedia (W/m2)	V*P*h (Wh)
05:07	11	05:07-06:07	21	6
05:22	18			
05:37	24			
05:52	31			
06:07	605	06:07-07:07	893.75	200
06:22	671			
06:37	726			
06:52	773			
07:07	813	07:07-08:07	858.75	246
07:22	847			
07:37	875			
07:52	900			
08:07	920	08:07-09:07	943.5	270
08:22	938			
08:37	952			
08:52	964			
09:07	973	09:07-10:07	983.25	280
09:22	981			
09:37	987			
09:52	992			
10:07	996	10:07-11:07	998.75	284
10:22	999			
10:37	1000			
10:52	1000			
11:07	1000	11:07-12:07	1005	285.6
11:22	1000			
11:37	1010			
11:52	1010			
12:07	1010	12:07-13:07	1005	285.6
12:22	1010			
12:37	1000			
12:52	1000			
13:07	1000	13:07-14:07	998.75	284
13:22	1000			
13:37	999			
13:52	996			
14:07	992	14:07-15:07	983.25	280
14:22	987			
14:37	981			
14:52	973			
15:07	964	15:07-16:07	943.5	270
15:22	952			
15:37	938			
15:52	920			
16:07	900	16:07-17:07	858.75	246
16:22	875			
16:37	847			
16:52	813			
17:07	773	17:07-18:07	693.75	200
17:22	726			
17:37	671			
17:52	605			
18:07	528	18:07-19:07	199.6	74
18:22	436			
18:37	18			
18:52	11			
19:07	5			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				3211,2
Wh Totales Julio 9900 Paneles				985517280
MWh Totales Julio				985,51728

Tabla 50. Julio (2 Ejes)

MES 8 - AGOSTO				
Time	A (W/m2)	Franja Horaria	Amedia (W/m2)	V*P*h (Wh)
05:37	14	05:37-06:37	151	44
05:52	21			
06:07	28			
06:22	541			
06:37	615	06:37-07:37	699	202.5
06:52	677			
07:07	730			
07:22	774			
07:37	812	07:37-08:37	855.25	246.5
07:52	844			
08:07	871			
08:22	894			
08:37	913	08:37-09:37	933.75	267
08:52	928			
09:07	942			
09:22	952			
09:37	961	09:37-10:37	970.25	277
09:52	968			
10:07	974			
10:22	978			
10:37	981	10:37-11:37	984.5	280
10:52	984			
11:07	986			
11:22	987			
11:37	988	11:37-12:37	988	282
11:52	988			
12:07	988			
12:22	988			
12:37	987	12:37-13:37	984.5	280
12:52	986			
13:07	984			
13:22	981			
13:37	978	13:37-14:37	970.25	277
13:52	974			
14:07	968			
14:22	961			
14:37	952	14:37-15:37	933.75	267
14:52	942			
15:07	928			
15:22	913			
15:37	894	15:37-16:37	855.25	246.5
15:52	871			
16:07	844			
16:22	812			
16:37	774	16:37-17:37	699	202.5
16:52	730			
17:07	677			
17:22	615			
17:37	541	17:37-18:37	312.6	100
17:52	453			
18:07	348			
18:22	214			
18:37	7			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				2972
Wh Totales Agosto 9900 Paneles				912106800
MWh Totales Agosto				912,1068

Tabla 51. Agosto (2 Ejes)

MES 9 - SEPTIEMBRE				
Time	A (W/m2)	Franja Horaria	Amedia (W/m2)	V°I°h (Wh)
06:07	13	06:07-07:07	307,25	85
06:22	311			
06:37	411			
06:52	494			
07:07	563	07:07-08:07	639,75	185
07:22	620			
07:37	668			
07:52	708			
08:07	741	08:07-09:07	779,75	225
08:22	770			
08:37	794			
08:52	814			
09:07	831	09:07-10:07	849	244
09:22	844			
09:37	856			
09:52	865			
10:07	873	10:07-11:07	880,5	253,5
10:22	879			
10:37	883			
10:52	887			
11:07	890	11:07-12:07	892,25	256
11:22	892			
11:37	893			
11:52	894			
12:07	894	12:07-13:07	892,25	256
12:22	893			
12:37	892			
12:52	890			
13:07	887	13:07-14:07	880,5	253,5
13:22	883			
13:37	879			
13:52	873			
14:07	865	14:07-15:07	849	244
14:22	856			
14:37	844			
14:52	831			
15:07	814	15:07-16:07	779,75	225
15:22	794			
15:37	770			
15:52	741			
16:07	708	16:07-17:07	639,75	185
16:22	668			
16:37	620			
16:52	563			
17:07	494	17:07-18:07	280,2	95
17:22	411			
17:37	311			
17:52	179			
18:07	6			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				2507
Wh Totales Septiembre 9900 Paneles				744579000
MWh Totales Septiembre				744,579

Tabla 52. Septiembre (2 Ejes)

MES 10 - OCTUBRE				
Time	A (W/m2)	Franja Horaria	Amedia (W/m2)	V°I°h (Wh)
06:52	22	06:52-07:52	291,5	80
07:07	30			
07:22	529			
07:37	585			
07:52	631	07:52-08:52	681	196,5
08:07	669			
08:22	699			
08:37	725			
08:52	746	08:52-09:52	769,25	222
09:07	763			
09:22	778			
09:37	790			
09:52	800	09:52-10:52	810	234
10:07	807			
10:22	814			
10:37	819			
10:52	823	10:52-11:52	826,5	237,5
11:07	826			
11:22	828			
11:37	829			
11:52	830	11:52-12:52	829,25	239
12:07	830			
12:22	829			
12:37	828			
12:52	826	12:52-13:52	820,5	236
13:07	823			
13:22	819			
13:37	814			
13:52	807	13:52-14:52	793,75	228
14:07	800			
14:22	790			
14:37	778			
14:52	763	14:52-15:52	733,25	212
15:07	746			
15:22	725			
15:37	699			
15:52	669	15:52-16:52	603,5	176,5
16:07	631			
16:22	585			
16:37	529			
16:52	457	16:52-17:22	342,667	68
17:07	355			
17:22	216			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				2129,5
Wh Totales Octubre 9900 Paneles				653543550
MWh Totales Octubre				653,54355

Tabla 53. Octubre (2 Ejes)

MES 11 - NOVIEMBRE				
Time	G (W/m2)	Franja Horaria	Gmedia (W/m2)	V*P*h (Wh)
07:22	27	07:22-08:22	109,25	32
07:37	35			
07:52	42			
08:07	333			
08:22	385	08:22-09:22	455,25	132
08:37	434			
08:52	480			
09:07	522			
09:22	562	09:22-10:22	612,25	180
09:37	598			
09:52	630			
10:07	659			
10:22	685	10:22-11:22	714,25	207,5
10:37	707			
10:52	725			
11:07	740			
11:22	751	11:22-12:22	758,25	221
11:37	758			
11:52	762			
12:07	762			
12:22	758	12:22-13:22	743,5	215
12:37	751			
12:52	740			
13:07	725			
13:22	707	13:22-14:22	670,25	195
13:37	685			
13:52	659			
14:07	630			
14:22	598	14:22-15:22	540,5	156
14:37	562			
14:52	522			
15:07	480			
15:22	434	15:22-16:22	357,5	103,5
15:37	385			
15:52	333			
16:07	278			
16:22	219	16:22-16:52	151,333	33
16:37	149			
16:52	86			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				1475
Wh Totales Noviembre 9900 Paneles				438075000
MWh Totales Noviembre				438,075

Tabla 54 Noviembre (2 Ejes)

MES 12 - DICIEMBRE				
Time	G (W/m2)	Franja Horaria	Gmedia (W/m2)	V*P*h (Wh)
07:37	25	07:37-08:37	186,25	55,5
07:52	32			
08:07	318			
08:22	370			
08:37	418	08:37-09:37	480,25	138
08:52	462			
09:07	502			
09:22	539			
09:37	573	09:37-10:37	615	180
09:52	603			
10:07	630			
10:22	654			
10:37	674	10:37-11:37	696,25	201,5
10:52	691			
11:07	705			
11:22	715			
11:37	722	11:37-12:37	723,5	210
11:52	725			
12:07	725			
12:22	722			
12:37	715	12:37-13:37	696,25	201,5
12:52	705			
13:07	691			
13:22	674			
13:37	654	13:37-14:37	615	180
13:52	630			
14:07	603			
14:22	573			
14:37	539	14:37-15:37	480,25	138
14:52	502			
15:07	462			
15:22	418			
15:37	370	15:37-16:37	249,6	90
15:52	318			
16:07	262			
16:22	185			
16:37	113			
Wh Totales 1 Dia 1 Panel				1394,5
Wh Totales Diciembre 9900 Paneles				427972050
MWh Totales Diciembre				427,97205

Tabla 55. Diciembre (2 Ejes)

3.3. ANEXO 3. DISPOSICIÓN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

3.3.1. OPTIMIZACIÓN ESPACIO DISPONIBLE DE PARCELA:

La parcela donde va a estar ubicada la instalación fotovoltaica tiene dimensiones de un rectángulo de 280 x 250 metros. La superficie generada por dicho rectángulo parcelario es aproximadamente de 70.000 m² (7 hectáreas).

Para la optimización del espacio disponible en la parcela, y con ello la instalación del mayor número posible de módulos fotovoltaicos, se va a subdividir la instalación completa de 3.000 KW en 30 subinstalaciones de 100 KW cada una de ellas.

Cada subinstalación o bloque generador estará formado por 330 módulos fotovoltaicos, conectados de la siguiente forma:

- 15 modulos en serie en cada "string".
- 22 "strings" en total.

En el *PLANO 02*. puede observarse la distribución de los módulos a lo largo de la parcela para un máximo aprovechamiento del espacio disponible.

Se ha dejado una distancia de 10 metros aproximadamente con los lindes laterales de la parcela, 5 metros con el linde del fondo, y otros 10 metros aproximadamente con el linde principal de ésta. Además, también se han tomado distancias de entre 6 y 7 metros entre bloques generadores, para el posible paso de maquinaria, transporte de equipos, mantenimiento, etc.

El espacio disponible para el Centro de Transformación, una posible caseta de mando y demás instrumentación para la instalación, será un rectángulo de 140 x 25 metros, que crea una superficie disponible de 3500 m².

3.2.2. SEPARACIÓN ENTRE FILAS DE MÓDULOS:

El cálculo de la distancia entre filas de módulos fotovoltaicos para evitar sombras en cualquiera de ellos, se ha hecho de la siguiente forma:

En la *Figura 13* se observa como calcular la distancia mínima suficiente entre filas para evitar que cualquiera de estas filas le haga sombra a la fila de detrás, sea cual sea la posición del Sol, ya que se han hecho los cálculos para el caso más desfavorable.

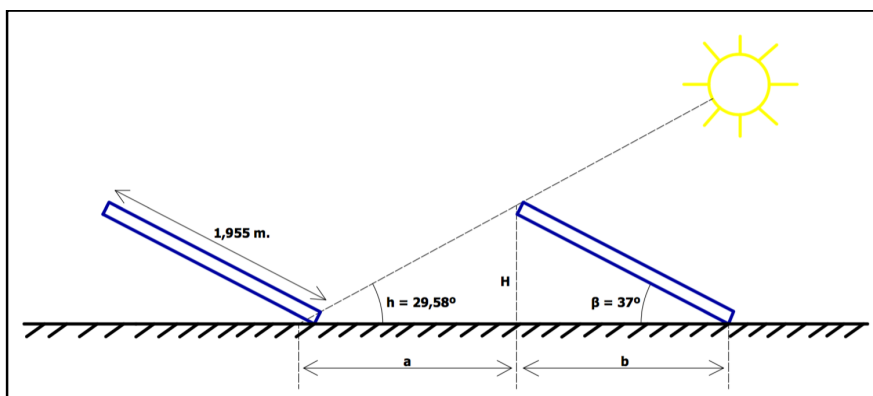


Figura 13. Cálculo de la distancia entre filas.

El ángulo “ β ” de inclinación de los módulos será de 37° , la altura de los módulos es conocida de 1,955 metros. Con ello se ha calculado la distancia “b” en metros que da un valor de 1,5613 metros.

El ángulo “h” de altura solar ha sido considerado el ángulo correspondiente al mes de Diciembre, donde dicho ángulo es el menor de todo el año, y por tanto el más desfavorable. Este ángulo se corresponde con el valor de $29,58^\circ$.

Con este ángulo y el valor obtenido de la altura “H”, se obtiene la distancia “a” necesaria para evitar sombras en la fila de módulos situada detrás.

En la *Tabla 56* se pueden ver los resultados de cada uno de los valores de la *Figura 13*, obtenidos mediante operaciones trigonométricas.

INCLINACIÓN DE LOS PANELES:	37
ALTURA DE LOS PANELES (m):	1,96
H (m):	1,18
b (m):	1,56
ALTURA SOLAR EN DICIEMBRE ($^\circ$) - (mes más desfavorable):	29,58
a (m):	2,07
a+b (m):	3,63

Tabla 56. Resultados de la distancia entre filas.

Con el valor obtenido de “a+b” de la *Tabla 56*, la decisión ha sido subir ese valor a 5 metros para que, quitando el valor de “b” de 1,5613 metros, nos quede una distancia útil “a” para el paso de maquinaria, mantenimiento, etc.

En la *Tabla 57* aparece la distancia elegida y la distancia útil disponible:

DISTANCIA “a+b” ELEGIDA (m):	5
b (m):	1,56
a (m):	3,44

Tabla 57. Distancia elegida entre filas.

La distancia útil disponible será de **3,4387 metros**, suficiente para el paso de camiones, mantenimiento y demás.

3.4. ANEXO 4. ELECCIÓN DEL INVERSOR ADECUADO

3.4.1. POTENCIA DESEADA DE INVERSOR:

Los inversores a utilizar en la instalación van a ser de 100 KW de potencia, ya que la instalación será una subdivisión de 30 bloques generadores iguales de 100 KW de potencia cada uno.

Los dos criterios que se han seguido para el diseño de cada uno de los bloques generadores de la instalación se citan a continuación y se explican en el *Apartado 1.4.3.* de la memoria descriptiva de la instalación:

- Tensión máxima a la entrada del inversor de red: **1.000 V.**
- Corriente máxima a la entrada del inversor de red: **200 A.**

3.4.2. BÚSQUEDA DE INVERSORES DE DIFERENTES CASAS COMERCIALES:

Han sido estudiados 3 modelos de inversores de diferentes casas comerciales, todas ellas empresas líder en aparamenta eléctrica. Finalmente se ha elegido el modelo que mejor se adapta a las características de la instalación.

Las tres firmas estudiadas han sido:

- Schneider Electric.**
- ABB.**
- Ingeteam.**

En las *Figuras 14, 15 y 16*, obtenidas de los respectivos catálogos de productos de las 3 casas comerciales expuestas arriba, pueden apreciarse en perspectiva los 3 modelos de inversor que van a ser objeto de estudio a continuación:



Figura 14. Schneider Electric



Figura 15. ABB



Figura 16. Ingeteam

-El primer inversor estudiado ha sido de la firma “*Schneider Electric*”. Esta firma es, y ha sido importante durante mucho tiempo en el sector eléctrico, tanto por la calidad de sus productos como por la garantía que ofrecen.

Las características más importantes del modelo de inversor de 100 KW ofrecido por “Schneider Electric” se detallan en la *Tabla 58*:

MODELO	Xantrex GT100 E
Potencia nominal de salida CA	100 KW
Potencia de campo FV sugerida	115 KW
Tensión nominal CA	400 V trifásico
Frecuencia nominal CA	50 Hz
Factor de potencia nominal	> 0,99 a más de 20% de potencia nominal
Máxima corriente CA	164 A
Máximo voltaje circuito abierto	650 Vcc
Rango de seguimiento de máxima potencia	[300 - 650] Vcc
Corriente CC máxima de entrada	347 A
Eficiencia pico	96,6 %
Euro eficiencia	96 %
Consumo en stand-by	93 W
Rango de temperatura ambiental	[-10°C, +45°C]
Grado de protección ambiental	IP21
Armario	Armario metálico texturizado en color RAL 7035
Peso	870 Kg
Dimensiones (Al x An x F)	190,5 x 120,5 x 60,6 cm.
Altitud	Hasta 2000 metros sin pérdida de potencia
Humedad relativa	0 a 95% sin condensación
Referencia	1-153417-02
PRECIO	18.351 €

Tabla 58. Características Inversor de Red Xantrex GT100 E.

-El segundo inversor estudiado ha sido de la firma “ABB”, la cual también ofrece a sus clientes una gran calidad y garantía en todos sus productos.

Las características más importantes del modelo de inversor de 100 KW que ofrece la firma “ABB”, se detallan en la *Tabla 59*:

MODELO	PVS800-57-0100KW-A
Potencia nominal de salida CA	100 KW
Potencia FV de campo máxima recomendada	120 KWp
Tensión nominal CA	400 V trifásico
Frecuencia nominal CA	50/60 Hz
Compensación del factor de potencia	SI
Intensidad nominal CA	195 A
Máximo voltaje circuito abierto	1000 Vcc
Rango de seguimiento de máxima potencia	[450 - 825] V
Corriente CC máxima de entrada	245 A
Eficiencia pico	98 %
Euro eficiencia	97,5 %
Consumo propio en funcionamiento	< 350 W
Consumo en modo de espera	60 W
Tensión auxiliar externa	230 V, 50 Hz
Dimensiones (Al x An x P)	2130 x 1030 x 646 mm.
Peso	550 Kg
PRECIO	17.600 €

Tabla 59. Características Inversor de Red PVS800-57-0100KW-A.

-Por último, el tercer inversor estudiado ha sido de la firma “*Ingeteam*”. Es una firma algo menos conocida, aunque también ofrece productos de buena calidad y garantía.

El modelo de inversor de 100 KW que ofrece esta firma, posee las características que se muestran en la *Tabla 60*:

MODELO	Ingecon®Sun 90 TL
Potencia nominal de salida CA	99 KW
Potencia recomendada de CC	93 - 117 KWp
Corriente de salida máxima	161 A
Tensión máxima de entrada (circuito abierto)	900 V
Rango de seguimiento de máxima potencia	[405 - 750] V
Corriente máxima CC	234 A
Eficiencia pico	96,9 %
Euro eficiencia	95,8 %
Tipología	Con transformador
Dimensiones (Al x An x P)	877 x 1031 x 1761 mm.
Peso	1162 Kg
PRECIO	17.850 €

Tabla 60. Características Inversor de Red IngeconSun 90 TL.

3.4.3. ELECCIÓN DEL INVERSOR MÁS ADECUADO:

Teniendo en cuenta las características más importantes de los 3 modelos de inversor estudiados, se ha llegado a la siguiente conclusión:

-El primer modelo estudiado, de la firma “*Schneider Electric*”, es descartado inicialmente, ya que la tensión de entrada a los inversores de la instalación va a ser de *676,35 V*, y el rango de seguimiento de máxima potencia ofrecido por este modelo es de *[300 - 650] Vcc*.

Como la tensión de entrada a los inversores de red es superior a dicho rango, se descarta el modelo directamente. Como puede verse en las *Tablas 59 y 60*, los otros dos modelos de inversor de red estudiados si que podrían funcionar en el punto de seguimiento de máxima potencia. También se observa que la eficiencia pico de este modelo de inversor es la más baja de los 3 modelos estudiados.

-El segundo modelo estudiado, de la firma “*ABB*”, posee unas características muy buenas que encajan con la instalación.

En primer lugar, el rango de seguimiento de máxima potencia ofrecido por este modelo es *[450 - 825] V*, y la tensión de entrada a los inversores de red es de *676,35 V*, que está dentro de dicho rango.

En segundo lugar, la corriente a la entrada de los inversores será de **191,84 A**, y este modelo de inversor soporta una corriente máxima a su entrada de **245 A**.

La eficiencia pico es la más alta de los 3 modelos estudiados y el precio es algo inferior a los otros 2 modelos estudiados, por lo que es el principal candidato a ser utilizado en la instalación.

-El tercer modelo estudiado, de la firma “*Ingeteam*”, también posee unas características adecuadas para la instalación.

En primer lugar, su rango de seguimiento de máxima potencia es **[405 - 750] V**, y la tensión de entrada a los inversores es de **676,35 V**, que está dentro del rango.

En segundo lugar, la corriente a la entrada de los inversores será de **191,84 A**, y este modelo de inversor soporta corrientes máximas a la entrada hasta **234 A**.

La eficiencia pico es inferior a la del modelo de la firma “ABB”, y el precio es algo superior.

Tras este minucioso estudio de 3 modelos diferentes de inversores de red de 3 casas comerciales diferentes, se ha decidido que el modelo de inversor a emplear sea el modelo “**PVS800-57-0100 KW-A**” de la firma “**ABB**”.

Se ha realizado el citado estudio, ya que los inversores de conexión a red son una de las piezas clave en la instalación fotovoltaica para obtener mayor beneficio y rentabilidad.

3.5. ANEXO 5. SECCIÓN DE CONDUCTORES PARTE C.C.

3.5.1. DISPOSICIÓN DE 1 BLOQUE GENERADOR:

Cada uno de los 30 bloques generadores de la instalación tendrá el aspecto que aparece en el *PLANO 03*. En dicho plano podemos observar como van a estar distribuidos los módulos fotovoltaicos en cada bloque y las distancias que habrá entre ellos.

La distancia ocupada a lo ancho de cada bloque generador es de 60 metros, ya que se van a disponer 4 “strings” conectados en paralelo en una misma fila y cada uno de los “strings” tiene 15 metros de longitud. En la última fila solo habrá 2 “strings”, conectados en paralelo también, para completar cada uno de los bloques generadores.

La distancia ocupada a lo largo de cada uno de estos bloques generadores será de 25 metros aproximadamente, ya que se van a disponer 5 filas de 4 “strings” y 1 fila de 2 “strings”. Por lo tanto, al dejar 5 metros de separación entre cada fila de módulos, tendremos 25 metros de distancia a lo largo por cada uno de los 30 bloques.

En el *PLANO 04*, puede observarse la corriente que circulará por cada conductor en la parte de generación de electricidad. Esta corriente es la que se ha utilizado para el dimensionado de la sección de los conductores de la parte de C.C.

En la *Tabla 61* se observan las corrientes que circularán por cada uno de los conductores.

-Las corrientes “I1, I2, I3, I4 e I5” tienen todas ellas el mismo valor igual a 34,88 A, ya que recogen el valor de la corriente de cada 4 “strings” de un bloque generador.

-La corriente “I6” es igual a 17,44 A, justamente la mitad que las corrientes “I1, I2, I3, I4 e I5”, ya que recoge el valor de la corriente de los 2 últimos “strings” de cada bloque.

-Por último, la corriente “Itotal” es la corriente total del bloque generador y es igual a 191,84 A.

CORRIENTE “Isc” PANELES (A):	8,72
CORRIENTES “I1, I2, I3, I4 e I5” (A):	34,88
CORRIENTE “I6” (A):	17,44
CORRIENTE “Itotal” (A):	191,84

Tabla 61. Corrientes por los conductores de la parte de C.C.

Con ello se ha calculado la sección necesaria de cada conductor mediante el uso de 3 criterios establecidos en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (R.E.B.T.).

3.5.2. CRITERIO DEL R.E.B.T. (PUNTO 5 ITC-BT 40):

En primer lugar, por el “**Punto 5 de la ITC-BT 40 del R.E.B.T para instalaciones generadoras de B.T.**”, se ha aplicado un coeficiente corrector a todas las corrientes de la tabla anterior. Este coeficiente corrector aumenta la corriente que circula por cada conductor un **25%** de su valor. Por tanto, todas las corrientes de la *Tabla 61* han sido multiplicadas por el factor **k = 1,25**.

En la *Tabla 62* aparecen los valores de corriente (I^*) en cada conductor tras aplicar este coeficiente corrector:

CORRIENTES “I^*1, I^*2, I^*3, I^*4 e I^*5” (A):	43,6
CORRIENTE “I^*6” (A):	21,8
CORRIENTE “I^*total” (A):	239,8

Tabla 62. Corrientes por los conductores de la parte de C.C. tras aplicar $k = 1,25$.

3.5.3. CRITERIO TÉRMICO:

Tras aplicar el coeficiente corrector anterior, se ha aplicado el “**Criterio Térmico**” a todas las corrientes de la *Tabla 62*.

Para el tipo de cables que han sido seleccionados, el fabricante aconseja aplicar un factor corrector a la corriente que circula por estos conductores si los tendidos están expuestos al Sol.

Para la instalación se ha seleccionado todo el cableado de la firma “*PRYSMIAN GROUP*”, y dicho fabricante aconseja aplicar el factor corrector $k = 0,9$ para poder seleccionar una sección fiable para dichos conductores.

Por tanto, todas las corrientes de la *Tabla 62* han sido divididas por el factor corrector $k = 0,9$, y en la *Tabla 63* se muestran los nuevos valores de corriente (I^{**}):

CORRIENTES “$I^{**}1, I^{**}2, I^{**}3, I^{**}4$ e $I^{**}5$” (A):	48,44
CORRIENTE “$I^{**}6$” (A):	24,22
CORRIENTE “$I^{**}total$” (A):	266,44

Tabla 63. Corrientes por los conductores de la parte de C.C. tras aplicar $k = 0,9$.

Además, como puede apreciarse en el *PLANO 04*, hay tramos de las canalizaciones donde hay agrupamiento de 6 cables conductores. Este agrupamiento de conductores será en capa única sobre bandeja perforada horizontal, y por ello también se ha aplicado a las corrientes que pasan por estos conductores otro factor corrector térmico por agrupamiento de 6 cables conductores.

Este factor corrector por agrupamiento de 6 cables conductores ha sido obtenido de la “*Tabla A. 52-3*” del R.E.B.T que se muestra a continuación.

Como puede apreciarse, para un agrupamiento de 6 cables conductores en capa única sobre bandeja perforada horizontal y método de instalación F como indica el fabricante, el factor corrector que ha sido aplicado a las corrientes ha sido $k = 0,75$.

TABLA A.52-3:

Punto	Disposición	Número de circuitos o cables multiconductores										Instalación tipo
		1	2	3	4	6	9	12	16	20		
1	Empotrados, embutidos (dentro de un mismo tubo, canal o grapados sobre una superficie al aire)	1,0	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40		A a F
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70		C
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,60		
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,0	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70		E y F
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, etc.	1,0	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80		

Tabla A.52-3 del R.E.B.T.

Por tanto, todas las corrientes de la *Tabla 63* han sido divididas por el factor corrector $k = 0,75$, y en la *Tabla 64* se muestran los nuevos valores de corriente (I^{**}):

CORRIENTES “I^{***1}, I^{***2}, I^{***3}, I^{***4} e I^{***5}” (A):	64,59
CORRIENTE “I^{***6}” (A):	32,30
CORRIENTE “I^{***total}” (A):	266,44

Tabla 64. Corrientes por los conductores de la parte de C.C. tras aplicar $k = 0,75$.

3.5.4. SELECCIÓN DE LA SECCION ADECUADA:

Para seleccionar la sección más adecuada para cada conductor ha sido consultada la “*Tabla A.52-1 bis*” del R.E.B.T. que se muestra a continuación:

TABLA A.52-1 bis: INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)													
Método de instalación tipo según tabla 52-B2		Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento											
A1	A2	PVC3 70 °C	PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C								
B1	B2	PVC3 70 °C	PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C								
C	D*	PVC3 70 °C	PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C								
E	F	PVC3 70 °C	PVC2 70 °C	XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C								
VER SIGUIENTE TABLA													
	mm ²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Cobre	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	25
	2,5	16	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	59
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82
	16	45	49	54	59	68	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	263
	95	130	142	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	177	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	194	212	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500	
240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590	
300	259	285	317	349	396	423	467	516	547	640	674	713	
Aluminio	2,5	11,5	12	13,5	14	16	17	18	20	20	22	25	-
	4	15	16	18,5	19	22	24	24	26,5	27,5	29	35	-
	6	20	21	24	25	28	30	31	33	36	38	45	-
	10	27	28	32	34	38	42	42	46	50	53	61	-
	16	36	38	42	46	51	56	57	63	66	70	83	87
	25	46	50	54	61	64	71	72	78	84	88	94	105
	35	-	61	67	75	78	88	89	97	104	109	117	130
	50	-	73	80	90	96	106	108	118	127	133	145	160
	70	-	-	-	116	122	136	139	151	162	170	187	206
	95	-	-	-	140	148	167	169	183	197	207	230	251
	120	-	-	-	162	171	191	196,5	213	228	239	269	293
	150	-	-	-	187	197	223	227	246	264	277	312	338
	185	-	-	-	212	225	236	259	281	301	316	359	388
240	-	-	-	248	265	300	306	332	355	372	429	461	
300	-	-	-	285	313	343	383	400	429	462	494	558	

Tabla A.52-1 bis del R.E.B.T.

En primer lugar, con los datos de corriente I^{***} en cada conductor tras aplicar los coeficientes correctores, ha sido seleccionada de la “Tabla A.52-1 bis” la corriente que está por encima de estos valores de corriente.

En la Tabla 65 aparecen los valores de corriente seleccionados que están por encima de las corrientes I^{***} calculadas:

CORRIENTES “I1, I2, I3, I4 e I5” (A) - TABLA	82
CORRIENTE “I6” (A) - TABLA	34
CORRIENTE “Itotal” (A) - TABLA	269

Tabla 65. Corrientes superiores a los valores de corriente I^{*} .**

Para las corrientes de la Tabla 65, la “Tabla A.52-1 bis” nos proporciona los siguientes valores de sección mostrados en la Tabla 66 para cada uno de los conductores:

SECCIÓN PARA “I1, I2, I3, I4 e I5 (TABLA)” (mm2):	10
SECCIÓN PARA “I6 (TABLA)” (mm2):	2,5
SECCIÓN para “Itotal (TABLA)” (mm2)	70

Tabla 66. Sección para los conductores de la parte de C.C.

Con estos valores de sección, sabiendo la distancia que recorrerá cada conductor, y conociendo además la corriente que circulará por cada uno de ellos, se ha aplicado el criterio de caída de tensión para comprobar que estos valores de sección cumplen la normativa y no se sobrepasa el límite establecido de caída de tensión en las líneas.

3.5.5. CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN:

Según el R.E.B.T, la máxima caída de tensión admisible en cualquier línea de B.T. no superará el 1,5% de la tensión nominal a la que está sometida dicha línea.

La tensión a la que estarán sometidas las líneas de la instalación será de **676,35 V**, por lo que la máxima caída de tensión admisible en cualquiera de ellas será de **10,14 V**.

La fórmula que ha sido utilizada para el cálculo de la caída de tensión en cualquiera de las líneas de C.C. ha sido la *Fórmula 1* del *Apartado 1.4.7.* de la memoria descriptiva de la instalación.

En la Tabla 67 se resumen los datos más importantes y los resultados obtenidos. Como puede apreciarse, ningún valor de caída de tensión supera el valor límite establecido para la instalación de **10,14 V**.

Con ello podemos afirmar que los valores de sección elegidos de la “Tabla A.52-1 bis” serán adecuados para los conductores de la instalación.

Temperatura de Funcionamiento (°C):	40
Resistividad Cu a 20°C ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$):	0,0172
Resistividad Cu a 40°C ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$):	0,0186
Longitud para "I1" (m):	25
Longitud para "I2" (m):	20
Longitud para "I3" (m):	15
Longitud para "I4" (m):	10
Longitud para "I5" (m):	5
Longitud para "I6" (m):	1
Longitud para "Itotal" (m):	1
Caida de Tensión con "I1" (V):	1,621
Caida de Tensión con "I2" (V):	1,297
Caida de Tensión con "I3" (V):	0,973
Caida de Tensión con "I4" (V):	0,649
Caida de Tensión con "I5" (V):	0,324
Caida de Tensión con "I6" (V):	0,130
Cada de Tensión con "Itotal" (V):	0,051

Tabla 67. Datos y Resultados obtenidos de caídas de tensión en las líneas de la parte de C.C.

3.6. ANEXO 6. SECCIÓN DE CONDUCTORES PARTE C.A.

En la parte de C.A de la instalación, la corriente que nos proporcionará cada uno de los inversores de red será de 195 A.

Se ha dividido la línea en 4 conductores por fase, para así conseguir reducir esa corriente a un valor más bajo. Con ello la corriente que circulará por cada conductor será de **48,75 A**.

Teniendo en cuenta los criterios mencionados en el Anexo 5: “Criterio del R.E.B.T. (1,25)” y “Criterio Térmico”, se ha obtenido la corriente de **96,72 A**.

Es importante mencionar que las canalizaciones por donde circularán estos conductores, desde cada inversor de red hasta el centro de transformación, se llevarán a cabo en el interior de tubos.

Con esta corriente ha sido seleccionada la corriente que está por encima de la “Tabla A.52-1 bis” que es de **110 A**, y con ello la sección para estos conductores de **25 mm²**.

Al comprobar el “Criterio de Caída de Tensión”, se ha elevado el valor de la sección a **120 mm²** para evitar que las caídas de tensión en las líneas no superen el valor umbral establecido de 1,5 % de la tensión nominal de la línea, que es de 400 V.

A continuación, en la *Tabla 68* se detallan los datos más importantes y los resultados de los cálculos efectuados:

Corriente “I” (A)	48,75
Corriente “I*” (A)	60,94
Corriente “I**” (A)	67,71
Corriente “I***” (A)	96,73
Corriente “Itabla” (A)	110,00
Sección (mm ²)	25
Caída de Tensión Admisible (V)	6,00
Caída de Tensión Máxima con S = 25 mm ² (V)	18,14
Aumento de Sección (mm ²)	35
Caída de Tensión Máxima con S = 35 mm ² (V)	13,95
Aumento de Sección (mm ²)	50
Caída de Tensión Máxima con S = 50 mm ² (V)	10,50
Aumento de Sección (mm ²)	70
Caída de Tensión Máxima con S = 70 mm ² (V)	7,66
Aumento de Sección (mm ²)	95
Caída de Tensión Máxima con S = 95 mm ² (V)	5,97
Aumento de Sección (mm ²)	120
Caída de Tensión Máxima con S = 120 mm² (V)	3,98

Tabla 68. Datos y Resultados obtenidos de caídas de tensión en las líneas de la parte de C.A.

3.7. ANEXO 7. CÁLCULO DE LAS P.A.T. DE LA INSTALACIÓN.

3.7.1. CÁLCULO DE LA P.A.T. DE LAS MASAS DE B.T PARTE C.C:

-Resistividad del Terreno = **300 Ω *m.**

-Longitud de las picas = **4 m.**

La resistencia que tendría que tener una pica en caso de que solo se dispusiera una de ellas sería de:

$$R_{1pica} = \rho_{terreno} / L_{1pica} = 300 \Omega \cdot m. / 4 m. = 75 \Omega$$

-Criterio de diseño: **$R_{total} \leq 2 \Omega$**

El número de picas necesarias para cumplir con el criterio de diseño de esta P.A.T. es de:

$$N_{picas} = R_{1pica} / R_{total} = 75 \Omega / 2 \Omega = 37,5 \text{ ---> } 38 \text{ picas.}$$

Con 38 picas se podría diseñar la P.A.T. para las masas de B.T. de la parte de C.C, pero no se ha realizado de esta forma para poder unir las puestas a tierra de todas las masas de B.T.

A continuación se detallan los cálculos necesarios que se han utilizado para llegar al diseño de un sistema de puesta a tierra al que puedan conectarse todas las masas de B.T, tanto las de la parte de C.C. como las de la parte de C.A.

3.7.2. CÁLCULO DE LA P.A.T. DE LAS MASAS DE B.T PARTE C.A:

Para poder unir las tomas de tierra de todas las masas de B.T, es necesario que la resistencia de puesta a tierra de todas estas masas (tanto las de C.C. como las de C.A.), es decir, la **R_{total}** , cumpla con 2 condiciones establecidas en el R.E.B.T y que se citan a continuación.

Se ha elegido una resistencia total de puesta a tierra para todas las masas de B.T. de valor **0,75 ohmios**, y a continuación se comprobará que cumple con ambas condiciones:

-La primera condición que debe cumplir la **R_{total}** es que la corriente de defecto que pueda atravesarla en caso de que exista una fuga, sea mayor que la corriente de actuación diferencial de los dispositivos diferenciales utilizados en la instalación. Con ello las protecciones estarán trabajando de forma eficiente, ya que de lo contrario los dispositivos diferenciales podrían no detectar la corriente de fuga y en consecuencia no actuarían.

La corriente de actuación diferencial de los dispositivos diferenciales utilizados en la instalación es de 300 mA.

La corriente de defecto será:

$$I_D = U_{fn} / (R_{total} + R_B) = 230 V / (0,75 \Omega + R_B)$$

Por tanto, si la corriente de defecto debe ser mayor que la corriente de actuación diferencial:

$$I_D = 230 \text{ V} / (0,75 \Omega + R_B) > 0,3 \text{ A} \text{ ---> } \underline{R_B < 766 \Omega}$$

Con esta primera condición, la resistencia de puesta a tierra del neutro del transformador deberá ser menor que 766 ohmios.

-La segunda condición que debe cumplir la R_{total} es que la tensión de contacto máxima en cualquier parte de la instalación de B.T, sea menor que el umbral establecido de 50 V.

La tensión de contacto máxima será:

$$U_{c,max} = U_{fn} \times [R_{total} / (R_{total} + R_B)] = 230 \text{ V} \times [0,75 \Omega / (0,75 \Omega + R_B)]$$

Por tanto, si la tensión de contacto máxima ha de ser menor que el umbral establecido de 50 V:

$$U_{c,max} = 230 \text{ V} \times [0,75 \Omega / (0,75 \Omega + R_B)] < 50 \text{ V} \text{ ---> } \underline{R_B > 2,7 \Omega}$$

Con esta segunda condición, la resistencia de puesta a tierra del neutro del transformador deberá ser mayor que 2,7 ohmios.

Ambas condiciones se cumplen con un gran rango de valores de resistencia. Finalmente se ha seleccionado una resistencia de puesta a tierra del neutro del transformador de valor 5 ohmios:

$$\underline{R_B = 5 \Omega}$$

Por tanto, con esta resistencia para la puesta a tierra del neutro del transformador de valor 5 ohmios se ha conseguido la unificación de la puesta a tierra de todas las masas de B.T. con una resistencia total de esta de 0,75 ohmios.

El número de picas necesarias para este sistema de P.A.T. será finalmente de 100, y estarán distribuidas a lo largo de toda la parcela como se puede observar en el *PLANO 06*.

3.7.3. CÁLCULO DE LA P.A.T. DE LAS MASAS DEL CT:

Esta puesta a tierra se ha dimensionado procurando que su recorrido fuera lo más corto posible y evitando formas raras. También se ha empleado un electrodo "tipo" para simplificar la tarea de diseño, formado por 8 picas de 4 metros de longitud y 14 mm de diámetro unidas mediante cable de cobre desnudo de 50 mm² de sección.

Al ser un electrodo "tipo", se han obtenido los parámetros necesarios para el cálculo de la resistencia de la puesta a tierra, de la tensión de paso máxima, y de la tensión de contacto máxima, a partir de tablas. Estos parámetros son los siguientes:

$$K_r = 0,067.$$

$$K_p = 0,0143.$$

$$K_c = K_{p(acc)} = 0,0252.$$

La corriente máxima de defecto ha sido considerada de 500 A. No se dispone de este dato pero se sabe que las compañías distribuidoras limitan el valor de esta corriente a un máximo de 500 A:

$$I_D = 500 \text{ A.}$$

-La resistencia de puesta a tierra se ha calculado como:

$$R_t = K_r \times \rho_{\text{terreno}} = 0,067 \times 300 \Omega \cdot \text{m} = 20,1 \Omega$$

A continuación, se han calculado las tensiones de paso y de contacto máximas, para comprobar que son inferiores que las admisibles:

La tensión de paso máxima será:

$$V_{pm} = K_p \times \rho_{\text{terreno}} \times I_D = 0,0143 \times 300 \Omega \cdot \text{m} \times 500 \text{ A} = 2.145 \text{ V}$$

La tensión de contacto máxima será:

$$V_{cm} = K_c \times \rho_{\text{terreno}} \times I_D = 0,0252 \times 300 \Omega \cdot \text{m} \times 500 \text{ A} = 3.780 \text{ V}$$

Con estos datos presentes, se han calculado las tensiones de paso y de contacto admisibles para la posterior comprobación de que el diseño de la puesta a tierra está bien definido.

Para ello, en primer lugar se han calculado las tensiones de paso y de contacto aplicadas admisibles:

La tensión de contacto aplicada admisible, para un tiempo de actuación de las protecciones de 0,7 segundos, ha sido obtenida de la siguiente gráfica (Figura 17), obtenida del libro de "Tecnología Eléctrica":

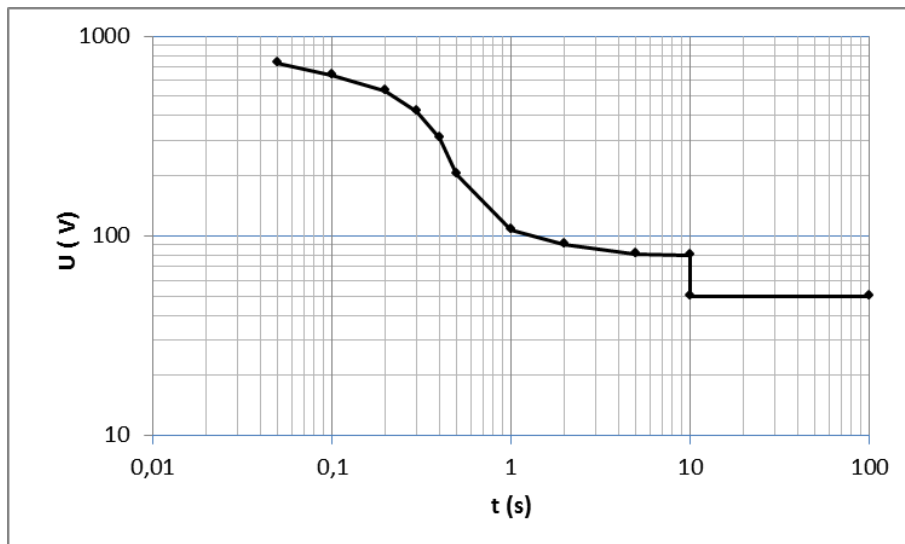


Figura 17. Tensión de contacto aplicada admisible.

La tensión de contacto aplicada admisible es: $V_{ca,adm} = 180 \text{ V}$.

La tensión de paso aplicada admisible es: $V_{pa,adm} = V_{ca,adm} \times 10 = 180 \times 10 = 1.800 \text{ V}$.

Por tanto, las tensiones de paso y de contacto admisibles son:

$$V_{p,adm} = V_{pa,adm} \times \left[5 + \left[\frac{6 \times \rho_{terreno}}{1000} \right] \right] = 1800 \times \left[5 + \left[\frac{6 \times 300}{1000} \right] \right] = 12.240 \text{ V.}$$

$$V_{c,adm} = V_{ca,adm} \times \left[2 + \left[\frac{1,5 \times \rho_{terreno}}{1000} \right] \right] = 180 \times \left[2 + \left[\frac{1,5 \times 300}{1000} \right] \right] = 441 \text{ V.}$$

Como puede observarse, la tensión de paso máxima es inferior a la tensión de paso admisible, por lo que esta condición se cumple.

La condición que es imposible de cumplir con electrodos viables, desde el punto de vista tecnológico y económico, es la condición de que la tensión de contacto máxima sea inferior a la tensión de contacto admisible. Puede verse en los cálculos que no cumple.

El Reglamento exige de cumplir esta condición si se cumple la condición adicional para la seguridad de las personas de que la tensión de paso máxima en el acceso sea inferior a la tensión de paso admisible en el acceso.

La tensión de paso máxima en el acceso coincide con la tensión de contacto máxima en el exterior, calculada anteriormente e igual a 3.780 V.

Se ha calculado la tensión de paso admisible en el acceso teniendo en consideración un valor de resistividad para el hormigón de 3000 ohmios por metro:

$$V_{p,acc,adm} = V_{pa,adm} \times \left[1 + \left[\frac{3 \times \rho_{terreno} + 3 \times \rho_{hormigón}}{1000} \right] \right] = 1800 \times \left[1 + \left[\frac{3 \times 300 + 3 \times 3000}{1000} \right] \right] = 19.620 \text{ V.}$$

Se puede observar que la condición planteada por el Reglamento se cumple a la perfección.

3.7.4. CÁLCULO DE LA P.A.T. DEL NEUTRO DEL TRANSFORMADOR:

Siguiendo el esquema de distribución TT, la puesta a tierra del neutro del transformador ha de estar separada una distancia suficiente y ser independiente de la puesta a tierra de las masas del CT.

Con esta separación se evitarán que los elevados potenciales que aparecen en el terreno próximo al CT durante un defecto en media tensión, puedan transferirse a la instalación de B.T. a través del neutro.

La distancia elegida entre ambas puestas a tierra (la de las masas del CT y la del neutro del transformador) ha sido de 14,32 metros.

A continuación se comprueba que la distancia es suficiente para evitar tensiones transferidas a las masas de B.T. cuando se produce un defecto de aislamiento en M.T.

$$D_{\min} = (\rho_{terreno} \times I_D) / (2 \times \pi \times U) = (300 \Omega \cdot m \times 170 \text{ A}) / (2 \times \pi \times 1200 \text{ V}) = 11,32 \text{ metros.}$$

La distancia mínima entre ambas puestas a tierra ha de ser de 11,32 metros, aunque se ha elegido una distancia de **14,32 metros** para una mayor seguridad.

Este sistema de P.A.T. va a estar formado por 4 picas verticales de 2 metros de longitud y 14 mm de diámetro, unidas mediante conductor de cobre desnudo de 50 mm² de sección.

3.8. ANEXO 8. CÁLCULO DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.

3.8.1. CÁLCULO DE LOS FUSIBLES PARTE C.C.:

En la parte de C.C. de la instalación, y exactamente en el interior de los cuadros de campo de C.C. para protección y seccionamiento de 1 "string", se van a instalar fusibles de calibre 15 A para evitar sobrecorrientes producidas por algún defecto en alguno de los "strings" de la instalación.

Se han seleccionado fusibles de calibre 15 tras comprobar las 2 condiciones que se resumen a continuación:

-La primera condición es que la corriente nominal de los fusibles seleccionados, es decir el calibre, este comprendido entre la corriente permanente asignada que tendrán que soportar y la corriente admisible del cable conductor.

La corriente permanente asignada que tendrán que soportar dichos fusibles es de **8,72 A**, aquella que proviene de cada uno de los "strings", y la corriente admisible del cable conductor de 4 mm² de sección que conecta los 15 módulos fotovoltaicos en serie es de **46 A**.

Por tanto, al seleccionar fusibles de calibre 15 A. se cumple la primera condición citada, ya que:

$$I_B = 8,72 \text{ A} \leq I_n = 15 \text{ A} \leq I_z = 46 \text{ A}$$

-La segunda condición es que la corriente nominal de los fusibles multiplicada por el factor 1,6 ha de ser menor que la corriente admisible del cable conductor multiplicada por el factor 1,45. Por tanto:

$$\begin{aligned} 1,6 \times I_n &= 1,6 \times 15 = \mathbf{24 \text{ A}} \\ 1,45 \times I_z &= 1,45 \times 46 = \mathbf{66,7 \text{ A}} \end{aligned}$$

Se puede apreciar que la segunda condición citada también se cumple, ya que:

$$1,6 \times I_n = \mathbf{24 \text{ A}} \leq 1,45 \times I_z = \mathbf{66,7 \text{ A}}$$

Con la comprobación de estas 2 condiciones, los fusibles de calibre 15 A. serán adecuados para la protección de cada uno de los "strings" de la instalación.

3.8.2. CÁLCULO DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL PARTE C.A.:

Los dispositivos de protección diferencial utilizados para la protección de las líneas de B.T. en la parte de C.A. de la instalación, tendrán una intensidad asignada de empleo de 63 A. Este valor de corriente es suficiente para soportar la corriente que circulará por estos conductores, que tiene el valor de 48,75 A:

$$I_{\text{nom}} = \mathbf{63 \text{ A}} > \mathbf{48,75 \text{ A}} = I_{\text{max}}$$

La tensión asignada de empleo de los dispositivos utilizados es de [230 - 400] V c.a, con lo que no hay ningún tipo de problema en instalar dichos dispositivos en cualquiera de las líneas de la parte de C.A, ya que la tensión a la que están sometidas estas líneas será de 400 V fase-fase.

$$U_{\text{nom}} = [230 - 400] \text{ V} \quad \text{---} \quad U_{\text{fn}} = 230 \text{ V} ; U_{\text{ff}} = 400 \text{ V}$$

La corriente asignada de sensibilidad de los dispositivos diferenciales utilizados va a ser de 300 mA, lo que quiere decir que sería correcto que dispararan o actuaran con una corriente de fuga de entre 150 y 300 mA, ya que el umbral de disparo está entre 0,5 y 1 de la corriente de actuación diferencial.

$$I_{\Delta n, \text{nf}} = I_{\Delta n} / 2$$

$$I_{\Delta n} = 300 \text{ mA} \quad \text{---} \rightarrow \text{Rango de Actuación o Disparo: } [150 - 300] \text{ mA.}$$

Se han seleccionado los dispositivos con esta corriente de actuación diferencial ya que ha sido estudiado el caso más desfavorable en la instalación.

Para la máxima longitud de cable, que es de alrededor de 480 metros, la corriente máxima de fugas adoptará un valor de 10 mA por fase. Como se disponen 3 fases, la corriente máxima de fugas adoptará un valor de unos 30 mA en el caso más desfavorable.

Con ello, han sido seleccionados los dispositivos diferenciales de **300 mA** de corriente de actuación, una corriente bastante superior a la corriente máxima de fugas para que no haya fallos en una posible interrupción de la línea.

Con estos dispositivos, tanto las líneas y dispositivos instalados en ellas, como cualquier persona que pueda tocar alguna de las partes metálicas con tensiones de contacto peligrosas, quedarán protegidas frente a corrientes de fuga o de defecto.

Este tipo de dispositivos solo protegen la línea desde donde van a estar instalados hasta el centro de transformación. Por ello, estos dispositivos diferenciales van a estar instalados justo a la salida de cada uno de los inversores de red para una máxima protección.

4. PRESUPUESTO

CONCEPTO	CANTIDAD	PRECIO UNIDAD	% / 100	IMPORTE TOTAL
MODULO FOTOVOLTAICO	9900	330		3267000
<i>Instalación</i>			0,25	816750
<i>Mantenimiento</i>			0,15	490050
ESTRUCTURA DE SOPORTE FIJA INCLINADA 37°	660	550,55		363363
<i>Instalación</i>			0,30	109008,9
INVERSOR TRIFÁSICO DE CONEXIÓN A RED	30	17600		528000
<i>Instalación</i>			0,15	79200
<i>Mantenimiento</i>			0,05	26400
CABLEADO DE 2,5 mm2 DE SECCIÓN (metros)	2500	0,845		2112,5
<i>Instalación</i>			0,15	316,875
CABLEADO DE 10 mm2 DE SECCIÓN (metros)	7000	2,55		17850
<i>Instalación</i>			0,15	2677,5
CABLEADO DE 70 mm2 DE SECCIÓN (metros)	1300	8,11		10543
<i>Instalación</i>			0,15	1581,45
CABLEADO DE 120 mm2 DE SECCIÓN (metros)	19000	14,45		274550
<i>Instalación</i>			0,15	41182,5
VIGILADOR DE AISLAMIENTO ISO-CHECK PV 1000	30	253,75		7612,5
<i>Instalación</i>			0,05	380,625
INTERRUPTOR-SECCIONADOR OT-250	60	56,75		3405
<i>Instalación</i>			0,05	170,25
DESCARGADOR OVR PV	30	45,55		1366,5
<i>Instalación</i>			0,05	68,325
CUADRO DE CAMPO C.C. PARA 1 "string"	660	87,55		57783
<i>Instalación</i>			0,10	5778,3
DESCARGADOR OVR T2	120	48,55		5826
<i>Instalación</i>			0,05	291,3
DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL C.A. F202 PV	120	53,75		6450
<i>Instalación</i>			0,05	322,5
PICA DE COBRE DE PUESTA A TIERRA (4 m.)	100	12,60		1260
<i>Instalación</i>			0,50	630
CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO DE 60 mm2 (metros)	780	12,95		10101
<i>Instalación</i>			0,35	3535,35
CENTRO DE TRANSFORMACIÓN PREFABRICADO	1	56800		56800
<i>Instalación</i>			0,10	5680
<i>Mantenimiento</i>			0,15	8520
			TOTAL	6206566,375
COSTES ADICIONALES DE TRANSPORTE DE MATERIAL E INSTALACIÓN			0,30	1861969,9125
COSTE DE INVERSIÓN TOTAL				8068536,2875

5. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA Y CONCLUSIÓN:

A continuación se expone un estudio sobre la viabilidad económica de la instalación fotovoltaica, sabiendo que la inversión inicial de la instalación es de aproximadamente **8.068.536,2875 €** como así se detalla en el presupuesto del proyecto en el "Apartado 4".

Se ha hecho un estudio minucioso del precio pagado por MW*h inyectado en la red en el año 2015 cada uno de los días del año, ya que varía bastante de un día para otro. Estos datos han sido obtenidos de la página web "www.omie.com", ya que son datos bastante actualizados.

Con estos datos y con todos los datos disponibles del *Anexo 1* y del *Apartado 1.4.2.* de energía generada cada mes del año por la instalación, se ha obtenido un valor aproximado de beneficio anual que tendría la instalación de **310.478,5332 €**.

Este beneficio anual no tiene en cuenta el rendimiento de la instalación fotovoltaica o comúnmente denominado "*Performance Ratio o PR*", ya que no se han considerado todavía el conjunto de pérdidas en paneles, cables e inversores. Sin embargo, si que se han tenido en cuenta las pérdidas en la irradiación sobre la superficie de la instalación.

Para ser más precisos y poder aplicar un porcentaje de rendimiento a la instalación, se han tenido en cuenta los siguientes factores:

-PÉRDIDAS EN LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS:

En primer lugar, han sido consideradas las pérdidas en los módulos fotovoltaicos, con un valor de aproximadamente el 12% de la energía generada durante 1 año completo.

Éstas pérdidas serán las más destacadas de la instalación. Son función de la temperatura de trabajo de los módulos, de la suciedad de éstos, y de las posibles sombras que puedan afectar a la máxima captación de energía posible.

El rango de temperatura adecuado de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos es de [44 - 48] °C, con lo que cualquier variación de la temperatura que haga trabajar a los módulos fuera de este rango afectará negativamente al rendimiento de la instalación.

La suciedad que pueda acumularse sobre los módulos fotovoltaicos (polvo) también ha sido considerada. Este factor se hace notar mucho cuando pasan muchos días sin llover, llegando a afectar negativamente entre un 5 y un 10 % al rendimiento de la instalación.

Las pérdidas por sombras se han reducido al máximo en el diseño de la instalación, ya que se ha dejado una distancia suficiente entre filas de módulos para evitar sombras entre ellos. Sin embargo, también se han tenido en cuenta posibles pérdidas por sombras en días nublados.

-PÉRDIDAS EN CONDUCTORES:

El conjunto de pérdidas en los conductores de la instalación también ha sido un factor importante a tener en cuenta en el rendimiento de la instalación. Pueden llegar a tener valores de entre el 3-4% de la energía total generada por la instalación en 1 año completo.

Éstas pérdidas son función de las características de los conductores utilizados, es decir de la sección y de la longitud de los conductores de la instalación. También tienen influencia en este tipo de pérdidas las corrientes y tensiones de trabajo a las que están sometidas las líneas.

-PÉRDIDAS EN LOS INVERSORES DE RED:

Por último, también han sido consideradas las pérdidas de rendimiento de la instalación debidas al rendimiento de los inversores de red utilizados.

El rendimiento de los inversores instalados es bastante elevado, aproximadamente del 98%. Ello quiere decir que las pérdidas rondan el 2%. De todos modos ha sido considerado un porcentaje superior del 5% de posibles pérdidas para hacer unos cálculos más aproximados todavía.

CONCLUSIÓN:

Teniendo en cuenta todas estas posibles pérdidas que tendrán lugar en la instalación y que afectarán negativamente a la energía generada por el campo fotovoltaico, se ha calculado de nuevo el beneficio anual obtenido con el conjunto de módulos fotovoltaicos.

Dicho beneficio anual desciende en un 20% aproximadamente comparado con el beneficio anual mencionado anteriormente. Por tanto, el beneficio obtenido cada año con la instalación será de aproximadamente **246.568,6723 €**.

Se ha dividido la inversión inicial de la instalación entre el beneficio anual obtenido con ésta, para así obtener los años de amortización de la instalación al completo, siendo este valor de **33 años**.

Un dato muy significativo es la vida útil que tienen este tipo de instalaciones fotovoltaicas. Este dato está entre los 25 y los 30 años de vida útil como máximo, con lo que a continuación se detalla la conclusión a la que se ha llegado con este estudio para el proyecto que nos ocupa.

Hoy en día, con la energía que se puede obtener del Sol y el precio que están dispuestas a pagar por ella las compañías eléctricas distribuidoras españolas, no sería rentable la construcción de esta instalación fotovoltaica.

Solo para la amortización de toda la inversión inicial realizada para la instalación, sin contar con tareas de mantenimiento, tendrían que pasar 33 años siempre y cuando el mercado eléctrico se mantenga constante a lo largo de todos estos años.

Por consiguiente, si se decidiese construir la instalación, nunca se llegaría a obtener un beneficio de ella sin haber cubierto todos los fondos de la inversión inicial.

A continuación se detalla el estudio hecho sobre el beneficio obtenido cada mes del año, con el precio pagado por la compañía distribuidora cada uno de los días:

enero		13,094	febrero		15,731	marzo		18,389	abril		18,721
Dia 1	50,1	656,0094	Dia 1	10,1	158,8831	Dia 1	35,6	654,6484	Dia 1	25	468,025
Dia 2	50,2	657,3188	Dia 2	42,4	666,9944	Dia 2	20,1	369,6189	Dia 2	33	617,793
Dia 3	55,6	728,0264	Dia 3	31,5	495,5265	Dia 3	53,1	976,4559	Dia 3	38,9	728,2469
Dia 4	39,8	521,1412	Dia 4	33	519,123	Dia 4	44	809,116	Dia 4	41,1	769,4331
Dia 5	57,5	752,905	Dia 5	28,9	454,6259	Dia 5	15,9	292,3851	Dia 5	30	561,63
Dia 6	58,5	765,999	Dia 6	43	676,433	Dia 6	39	717,171	Dia 6	43,2	808,7472
Dia 7	52,8	691,3632	Dia 7	53,6	843,1816	Dia 7	47,1	866,1219	Dia 7	41,6	778,7936
Dia 8	62,1	813,1374	Dia 8	50,4	792,8424	Dia 8	50	919,45	Dia 8	41,5	776,9215
Dia 9	58,6	767,3084	Dia 9	34,5	542,7195	Dia 9	37,5	689,5875	Dia 9	50,2	939,7942
Dia 10	46,6	610,1804	Dia 10	52	818,012	Dia 10	47,9	880,8331	Dia 10	54,1	1012,8061
Dia 11	44,3	580,0642	Dia 11	51,3	807,0003	Dia 11	48,5	891,8665	Dia 11	53,5	1001,5735
Dia 12	50	654,7	Dia 12	64,1	1008,3571	Dia 12	47,9	880,8331	Dia 12	51,4	962,2594
Dia 13	47,4	620,6556	Dia 13	59,5	935,9945	Dia 13	39	717,171	Dia 13	41,1	769,4331
Dia 14	48	628,512	Dia 14	41,7	655,9827	Dia 14	44,2	812,7938	Dia 14	40,1	750,7121
Dia 15	39	510,666	Dia 15	27,5	432,6025	Dia 15	44	809,116	Dia 15	42,5	795,6425
Dia 16	36	471,384	Dia 16	43,5	684,2985	Dia 16	49,9	917,6111	Dia 16	56	1048,376
Dia 17	36,5	477,931	Dia 17	39,1	615,0821	Dia 17	48,3	888,1887	Dia 17	56,1	1050,2481
Dia 18	36,2	474,0028	Dia 18	28,6	449,9066	Dia 18	44,6	820,1494	Dia 18	56,2	1052,1202
Dia 19	38,2	500,1908	Dia 19	48	755,088	Dia 19	36,2	665,6818	Dia 19	49,9	934,1779
Dia 20	47,4	620,6556	Dia 20	48,1	756,6611	Dia 20	35,5	652,8095	Dia 20	57,1	1068,9691
Dia 21	61	798,734	Dia 21	50	786,55	Dia 21	45,6	838,5384	Dia 21	42,9	803,1309
Dia 22	40,1	525,0694	Dia 22	10	157,31	Dia 22	44	809,116	Dia 22	41,7	780,6657
Dia 23	45	589,23	Dia 23	24,9	391,7019	Dia 23	51,4	945,1946	Dia 23	60,9	1140,1089
Dia 24	44	576,136	Dia 24	12,4	195,0644	Dia 24	33	606,837	Dia 24	60,1	1125,1321
Dia 25	39,7	519,8318	Dia 25	30,1	473,5031	Dia 25	40,6	746,5934	Dia 25	56,8	1063,3528
Dia 26	40,8	534,2352	Dia 26	35,1	552,1581	Dia 26	42,3	777,8547	Dia 26	37,5	702,0375
Dia 27	53	693,982	Dia 27	43,3	681,1523	Dia 27	40	735,56	Dia 27	37,5	702,0375
Dia 28	42,9	561,7326	Dia 28	35,9	564,7429	Dia 28	50	919,45	Dia 28	51,8	969,7478
Dia 29	45,2	591,8488			16871,4975	Dia 29	34,5	634,4205	Dia 29	60,1	1125,1321
Dia 30	20	261,88				Dia 30	31,1	571,8979	Dia 30	57,8	1082,0738
Dia 31	7	91,658				Dia 31	40	735,56			26389,1216
		18246,489						23552,6312			

mayo		19,129	junio		20,320	julio		20,632	agosto	
Dia 1	43,5	832,1115	Dia 1	53	1076,96	Dia 1	60	1237,92	Dia 1	49
Dia 2	51,6	987,0564	Dia 2	53,5	1087,12	Dia 2	60,1	1239,9832	Dia 2	52,5
Dia 3	33,1	633,1699	Dia 3	53,5	1087,12	Dia 3	60,6	1250,2992	Dia 3	61,9
Dia 4	53,3	1019,5757	Dia 4	56,7	1152,144	Dia 4	59,6	1229,6672	Dia 4	62,4
Dia 5	24	459,096	Dia 5	55,1	1119,632	Dia 5	61,1	1260,6152	Dia 5	64
Dia 6	57,5	1099,9175	Dia 6	50,8	1032,256	Dia 6	50,8	1048,1056	Dia 6	63
Dia 7	56	1071,224	Dia 7	48,5	985,52	Dia 7	62,7	1293,6264	Dia 7	63,7
Dia 8	34	650,386	Dia 8	54,3	1103,376	Dia 8	61	1258,552	Dia 8	52
Dia 9	57	1090,353	Dia 9	54,5	1107,44	Dia 9	50	1031,6	Dia 9	46,9
Dia 10	50	956,45	Dia 10	57,8	1174,496	Dia 10	64,8	1336,9536	Dia 10	51,2
Dia 11	54,9	1050,1821	Dia 11	62,2	1263,904	Dia 11	61	1258,552	Dia 11	63,2
Dia 12	51,3	981,3177	Dia 12	62,9	1278,128	Dia 12	62,5	1289,5	Dia 12	62
Dia 13	49,8	952,6242	Dia 13	60,2	1223,264	Dia 13	61,2	1262,6784	Dia 13	58
Dia 14	55,1	1054,0079	Dia 14	55,6	1129,792	Dia 14	62	1279,184	Dia 14	46,1
Dia 15	31,4	600,6506	Dia 15	54,4	1105,408	Dia 15	60,6	1250,2992	Dia 15	51,1
Dia 16	43	822,547	Dia 16	52,4	1064,768	Dia 16	64,5	1330,764	Dia 16	55
Dia 17	29,6	566,2184	Dia 17	47	955,04	Dia 17	65	1341,08	Dia 17	57,3
Dia 18	52	994,708	Dia 18	38,4	780,288	Dia 18	70	1444,24	Dia 18	49,5
Dia 19	41,9	801,5051	Dia 19	41,4	841,248	Dia 19	69,4	1431,8608	Dia 19	48,1
Dia 20	42,3	809,1567	Dia 20	46	934,72	Dia 20	64,4	1328,7008	Dia 20	50
Dia 21	43,3	828,2857	Dia 21	44,5	904,24	Dia 21	66,5	1372,028	Dia 21	60
Dia 22	45,1	862,7179	Dia 22	58,3	1184,656	Dia 22	66	1361,712	Dia 22	63,9
Dia 23	38,4	734,5536	Dia 23	62,4	1267,968	Dia 23	61,2	1262,6784	Dia 23	42
Dia 24	30,6	585,3474	Dia 24	56,1	1139,952	Dia 24	64,2	1324,5744	Dia 24	35
Dia 25	42,1	805,3309	Dia 25	61	1239,52	Dia 25	48	990,336	Dia 25	65,4
Dia 26	50,1	958,3629	Dia 26	63,6	1292,352	Dia 26	62,1	1281,2472	Dia 26	53,7
Dia 27	48,1	920,1049	Dia 27	52,6	1068,832	Dia 27	48	990,336	Dia 27	56,6
Dia 28	50,8	971,7532	Dia 28	53,7	1091,184	Dia 28	61,9	1277,1208	Dia 28	59
Dia 29	55	1052,095	Dia 29	49,3	1001,776	Dia 29	61,9	1277,1208	Dia 29	56,1
Dia 30	54,6	1044,4434	Dia 30	60	1219,2	Dia 30	51,5	1062,548	Dia 30	50
Dia 31	54	1032,966			32912,304	Dia 31	55,7	1149,2024	Dia 31	59,9
		27228,2186						38753,0856		

septiembre		18,444	octubre		16,558	noviembre		13,459	diciembre		12,469
Dia 1	60,4	1114,0176	Dia 1	57,2	947,1176	Dia 1	53,2	716,0188	Dia 1	67	835,423
Dia 2	52	959,088	Dia 2	60	993,48	Dia 2	26,2	352,6258	Dia 2	68,8	857,8672
Dia 3	49,9	920,3556	Dia 3	52,1	862,6718	Dia 3	39,3	528,9387	Dia 3	63,9	796,7691
Dia 4	50	922,2	Dia 4	44,5	736,831	Dia 4	45	605,655	Dia 4	63,2	788,0408
Dia 5	51	940,644	Dia 5	34,7	574,5626	Dia 5	50	672,95	Dia 5	65,7	819,2133
Dia 6	55,5	1023,642	Dia 6	33,1	548,0698	Dia 6	52,4	705,2516	Dia 6	49,7	619,7093
Dia 7	51,6	951,7104	Dia 7	56,1	928,9038	Dia 7	56,1	755,0499	Dia 7	44,1	549,8829
Dia 8	59,3	1093,7292	Dia 8	54	894,132	Dia 8	40,2	541,0518	Dia 8	45,6	568,5864
Dia 9	63,8	1176,7272	Dia 9	52,6	870,9508	Dia 9	40,2	541,0518	Dia 9	56,7	706,9923
Dia 10	59,3	1093,7292	Dia 10	56,5	935,527	Dia 10	59,7	803,5023	Dia 10	66	822,954
Dia 11	59,3	1093,7292	Dia 11	50,6	837,8348	Dia 11	60,1	808,8859	Dia 11	66	822,954
Dia 12	49,7	916,6668	Dia 12	45,1	746,7658	Dia 12	60,1	808,8859	Dia 12	66,1	824,2009
Dia 13	59,7	1101,1068	Dia 13	40	662,32	Dia 13	57,3	771,2007	Dia 13	58	723,202
Dia 14	34,5	636,318	Dia 14	54,5	902,411	Dia 14	46,9	631,2271	Dia 14	38,4	478,8096
Dia 15	52,6	970,1544	Dia 15	46,3	766,6354	Dia 15	49,6	667,5664	Dia 15	44,3	552,3767
Dia 16	26,5	488,766	Dia 16	57,8	957,0524	Dia 16	55,1	741,5909	Dia 16	47,5	592,2775
Dia 17	37	682,428	Dia 17	56,6	937,1828	Dia 17	57	767,163	Dia 17	50,2	625,9438
Dia 18	53,4	984,9096	Dia 18	47,2	781,5376	Dia 18	58,6	788,6974	Dia 18	47,1	587,2899
Dia 19	48,4	892,6896	Dia 19	49,9	826,2442	Dia 19	60	807,54	Dia 19	48,8	608,4872
Dia 20	43	793,092	Dia 20	44,2	731,8636	Dia 20	57	767,163	Dia 20	38,4	478,8096
Dia 21	55,2	1018,1088	Dia 21	40	662,32	Dia 21	28,8	387,6192	Dia 21	45	561,105
Dia 22	50	922,2	Dia 22	44,2	731,8636	Dia 22	35	471,065	Dia 22	47,5	592,2775
Dia 23	42,5	783,87	Dia 23	50	827,9	Dia 23	50	672,95	Dia 23	48,1	599,7589
Dia 24	48,5	894,534	Dia 24	49,8	824,5884	Dia 24	50,5	679,6795	Dia 24	47,7	594,7713
Dia 25	54	995,976	Dia 25	47,3	783,1934	Dia 25	46,9	631,2271	Dia 25	46,5	579,8085
Dia 26	53,4	984,9096	Dia 26	40,1	663,9758	Dia 26	41	551,819	Dia 26	39,9	497,5131
Dia 27	48	885,312	Dia 27	41,6	688,8128	Dia 27	42	565,278	Dia 27	36,2	451,3778
Dia 28	46,2	852,1128	Dia 28	36,3	601,0554	Dia 28	47,2	635,2648	Dia 28	26,2	326,6878
Dia 29	52,1	960,9324	Dia 29	40	662,32	Dia 29	48,9	658,1451	Dia 29	38	473,822
Dia 30	49,9	920,3556	Dia 30	47,9	793,1282	Dia 30	56,7	763,1253	Dia 30	35,7	445,1433
		27974,0148	Dia 31	37,2	615,9576			19798,189	Dia 31	34	423,946
					24297,2092						19206,0007