



PROYECTO FIN DE CARRERA:

**PARCELA FOTOVOLTAICA DE 1,1 MW
CONECTADA A RED EN OUNAGHA**

2. MEMORIA DESCRIPTIVA

Director: **Manuel Casal Gómez-Caminero**
Autor: **Nasser Mrabet Zerrouk**

Sevilla Junio 2011

1.	Índice	
1.	Índice	1
2.	Diseño de la instalación fotovoltaica	1
2.1.	Introducción.....	1
2.2.	Características generales:	2
3.	Estudio de la zona.....	3
3.1.	Localización	3
3.2.	Irradiación solar	5
4.	Generador fotovoltaico.....	13
4.1.	Análisis previo	13
4.2.	Elección de los módulos.....	15
4.3.	Estructura de soporte para los módulos fotovoltaicos	19
4.4.	Inversor	22
4.4.1.	Análisis previo	22
5.	Protecciones eléctricas	27
5.1.	Lado de corriente continua CC	27
5.1.1.	Caja secundaria de protección	27
5.1.2.	Caja principal de corriente continua	32
5.1.3.	Tramo de corriente alterna AC.....	33
5.1.4.	Puesta a tierra.....	37

5.1.5.	Puesta a tierra de protección de corriente continua	38
5.1.6.	Puesta a tierra en corriente alterna	38
6.	Dimensionado de los conductores.....	40
6.1.	Análisis previo	40
6.1.1.	Tipo de cable en la parte de corriente continua.....	40
6.1.2.	Canaletas	42
6.2.	Dimensionamiento de la parte de corriente continua	44
6.2.1.	Conductores de interconexión entre módulos	44
6.2.2.	Tramo entre ramales y caja secundaria de corriente continua.....	44
6.2.3.	Tramo entre caja secundaria y caja principal de corriente continua	48
6.2.4.	Tramo entre caja principal de corriente continua y el inversor	50
6.3.	Dimensionamiento de los cables de CA.....	52
6.3.1.	Tipo de cable en la parte de corriente alterna.....	52
6.3.2.	Zanjas de baja tensión	54
6.3.3.	Línea inversor – CGPM.....	54
6.3.4.	Línea inversor – centro de transformación	52
6.4.	Caja de protección y medida	57
7.	Centro de transformación	60
7.1.	Características Generales del Centro de Transformación	60
7.2.	Descripción de la instalación	61
7.2.1.	Características de los Materiales	61

7.2.1.1.	Envolvente.....	61
7.2.1.2.	Placa piso	62
7.2.1.3.	Accesos	62
7.2.1.4.	Ventilación.....	62
7.2.1.5.	Acabado	63
7.2.1.6.	Calidad.....	63
7.2.1.7.	Alumbrado	63
7.2.1.8.	Cimentación.....	63
7.2.1.9.	Dimensiones del centro de transformación	64
7.2.2.	Instalación Eléctrica	65
7.2.2.1.	Celdas de línea	67
7.2.2.1.1.	Base y frente	67
7.2.2.1.2.	Cuba	68
7.2.2.1.3.	Características eléctricas	68
7.2.2.1.4.	Dimensiones de las celdas CGM.3-L	70
7.2.2.2.	Celdas función protección CGM.3-P	70
7.2.2.2.1.	Características eléctricas	71
7.2.2.2.2.	Dimensiones de las celdas CGM.3-P	73
7.2.2.3.	Celdas función medida CGM.3-M.....	73
7.2.2.3.1.	Características eléctricas	74
7.2.2.3.2.	Dimensiones de las celdas CGM.3-M.....	74

7.2.2.4.	Protección en alta tensión	74
7.2.2.5.	Puentes de alta tensión	75
7.2.2.6.	Cuadros de Baja Tensión	76
7.2.3.	Seguridad	77
7.2.3.1.	Enclavamientos	77
7.2.3.2.	Arco interno	77
7.2.3.3.	Insensibilidad ambiental	78
7.2.3.4.	Alarma sonora	78
7.3.	Transformador	79
7.3.1.	Conexión baja tensión	79
7.3.2.	Conexión media tensión.....	79
7.3.3.	Equipamiento	80
7.3.4.	Características de los transformadores:	81
7.3.5.	Dimensiones	82
7.4.	Puesta a tierra.....	83
7.4.1.	Tierra de protección	83
7.4.2.	Tierra de servicio	84
7.5.	Instalaciones secundarias	85
7.5.1.	Alumbrado	85
7.5.2.	Medidas de seguridad.....	85
7.6.	Red de media tensión.....	86

8. Balance energético89

2. Diseño de la instalación fotovoltaica

2.1. Introducción

Una instalación fotovoltaica conectada a red es aquella instalación que aprovecha la radiación solar para generar electricidad mediante paneles fotovoltaicos. La electricidad que se genera en estos paneles en corriente continua, es modificada por un inversor que la convierte en corriente alterna.

Esta electricidad transformada a corriente alterna se inyecta a la red por medio de un contador que contabiliza los Kwh. que se entregan a la red de distribución.

Por lo cual la instalación consiste en un sistema fotovoltaico que produce energía eléctrica en corriente continua (CC) mediante módulos fotovoltaicos interconectados, y que gracias a un sistema ondulator (Inversor) consigue transformar la corriente continua (CC) en corriente alterna (CA) con las características de frecuencia e intensidad que la compañía eléctrica exige. Además, se ha de tener en cuenta la energía producida y la energía consumida instalando dos contadores independientes (o un contador bidireccional) para poder hacer el recuento de los Kwh. inyectados en la red y los Kwh. consumidos por el equipo.

La instalación se conecta a la red de la compañía de distribución eléctrica de la zona ONE mediante el centro de transformación tipo compañía, que tiene la misión de suministrar energía, sin necesidad de medición de la misma, a la tensión trifásica de 25 kV y frecuencia de 50 Hz, realizándose en la acometida mediante cables subterráneos.

Se inyectaría a la red toda la energía solar producida (no tan sólo una parte o los excedentes). La explicación es clara: El RD 436/2004 establece una prima (0,4215 € por Kwh. inyectado a la red) muy superior al precio del Kwh. convencional (0,08 € + Conceptos fijos, lo que sumarían unos 0,10 € por Kwh. consumido de la red para que el nuevo generador solar eléctrico obtenga una compensación económica en su inversión inicial. En caso que el generador solar eléctrico quisiera utilizar la electricidad para el consumo propio, estaría perdiendo la diferencia de precio entre el Kwh solar y el convencional, lo que haría inútil el concepto de ayuda económica que el RD pretende introducir. Por esta razón el generador solar nunca será auto productor, simplemente es productor, mientras que se mantenga la vigente prima establecida en niveles superiores al coste de la energía convencional. El RD establece que toda la energía producida debe ser inyectada en la red. El objetivo de esta legislación es conseguir un ahorro energético selectivo, aprovechando al máximo la energía solar gratuita y limpia, en detrimento de la convencional, ya que el objetivo es ahorrar energía y aumentar la independencia energética. El espacio

necesario para este tipo de instalación varía de acuerdo a la potencia, tomando como referencia que para una instalación de 1 kWp es necesario instalar 8 - 9 m² de módulos fotovoltaicos que se colocarían de la mejor manera posible, haciendo que éstos estuviesen inclinados en el ángulo que más rendimiento ofrezca a la instalación o en el ángulo apropiado para su integración arquitectónica.

Se trata de conseguir que en una instalación se fije el ángulo que permita la mayor producción de electricidad al cabo del año, teniendo en cuenta que es en verano cuando hay mayor radiación solar. Por lo tanto, se favorecerá un ángulo pequeño de inclinación de los colectores, ya que en verano el sol proyecta la luz más perpendicularmente sobre la superficie terrestre. Para la latitud de Marruecos se elegirá un ángulo de 25° a 35° (Ángulo medido respecto a la horizontal del terreno) pues es la media anual más alta de producción en la zona en cuestión, como ya se vera mas adelante en el apartado de estudio energético.

2.2. Características generales:

El huerto solar se compone de 10 generadores independientes gestionados por el mismo propietario, cada generador tiene una potencia nominal de 100 Kw. de salida y de 110,16 KWp de potencia solar pico. En total suman 1 MW de salida y un campo solar de 1,1 MW de potencia pico.

Se ha fijado primero la potencia de la central, que se ha dividido en generadores de 100 KW porque según el decreto 436/2004 es muchísimo mas rentable las instalaciones fotovoltaicas que no superan esta potencia. Y según este decreto la prima es del 575% frente al 460% en los casos de instalaciones fotovoltaicas de potencia mayor. A partir de ahí se fija la potencia nominal a la salida del inversor y del resto de la instalación.

Los grupos de inversores instalados en las distintas parcelas son de las mismas características, un total de 10 unidades, uno por cada huerto solar. Se ubican en una caseta prefabricada con salida de ventilación y equipos de aire acondicionado, preparada según las normativas vigentes. En éstas se albergan también los elementos de control del sistema eléctrico y de protección, situadas así en el perímetro de la parcela y lo más cercano posible al punto de enganche.

El cableado desde el campo generador hasta el centro de transformación se instala mediante un tramo subterráneo en zanjias, las dimensiones y características de esta vienen detallados en el anexo de planos " 06-Zanja baja tensión". Las dimensiones de los conductores y el tubo donde se alojan se calculan conforme al REBT, para mas detalles del tipo de conductores y el valor de los diámetros ver apartado dimensionado de conductores en "memoria de cálculos".

Los armarios de acometida y contadores de medida se encuentran en exteriores al monolito construido para tal efecto, para facilitar la lectura de potencia por el personal al efecto.

En la figura 7.1 pueden verse las distintas partes que componen una central fotovoltaica conectada a red. Se pueden distinguir claramente tres partes que son fundamentales y que contribuyen al funcionamiento eléctrico de la instalación: El generador eléctrico o módulos fotovoltaicos, los inversores y el centro de transformación.

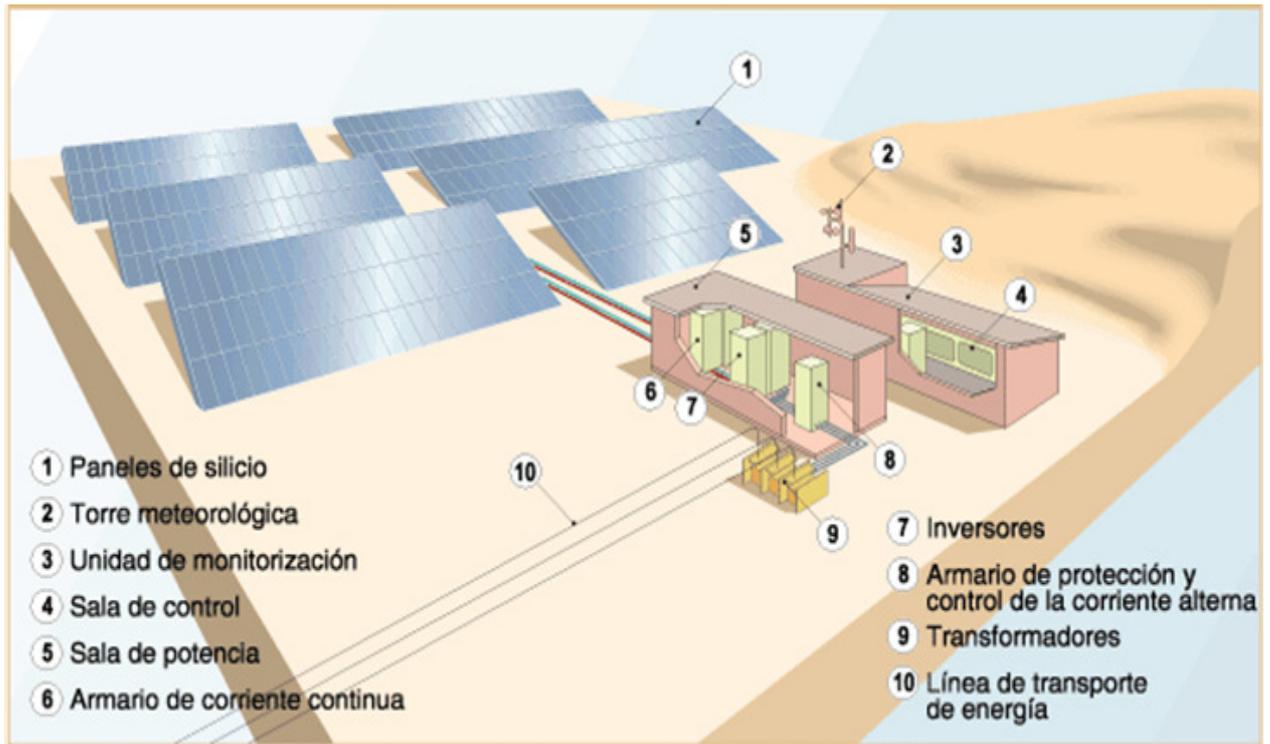


Figura 2.1: Esquema de la instalación fotovoltaica conectada a red.

Es también importante mencionar la ausencia de baterías, que sí son necesarias en los sistemas fotovoltaicos aislados. Esto constituye la ventaja principal de los sistemas fotovoltaicos conectados a red, frente a los aislados, porque el mantenimiento y la regulación de las baterías nunca es materia fácil y siempre supone una disminución del rendimiento.

3. Estudio de la zona

3.1. Localización

El siguiente proyecto tiene como objeto cubrir las necesidades eléctricas de un poblado situado en la zona del Essaouira cerca de la costa atlántica, se podía haber escogido cualquiera de los múltiples pueblos que existen en la región, ya

que todos tienen las mismas características geográficas y tienen las mismas dificultades para acceder a la electricidad, Ounagha (también se conoce con el nombre de Ounara) es un poblado situado unos 25 Km de la ciudad de Essaouira en la región de Marrakech con una población aproximada de unos 940 habitantes con un consumo medio de energía de 0,4 KW/ día según la agencia internacional de energía, esto quiere decir que el pueblo tiene una necesidad energética media diaria de unos 376 KW.

Las coordenadas geográficas de la zona en estudio son: Latitud (DMS):31 ° 32' 01" Norte; Longitud (DMS):09 ° 33' 13" Oeste; Altitud (metros): 229 m, siendo DMS: Degree: Minute: Second (Grados: Minutos: Segundos).

La zona es muy verde y con muchos recursos naturales, sus habitantes se dedican esencialmente a la pesca y a la agricultura, a continuación se muestra una imagen con satélite del pueblo de Ounagha.

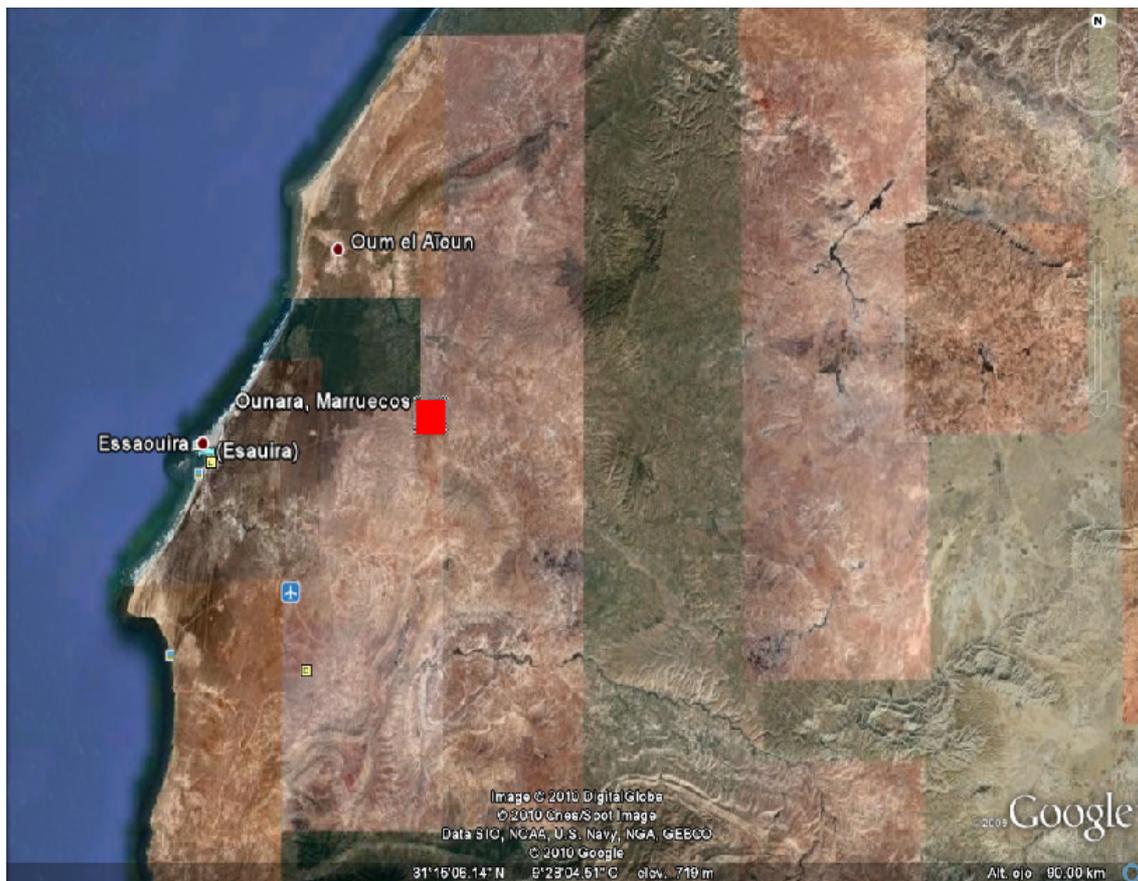


Figura 3.1, Ounagha-Marruecos. www.earth.google.com

La parcela donde se realiza la instalación fotovoltaica, se construirá lo más cerca posible del pueblo en una zona llana y cercana a la carretera por razones de seguridad, mantenimiento, facilidad de acceso y para mejorar el rendimiento

de la instalación. En la siguiente imagen figura 3.2, se ve donde se procede a instalar la parcela:

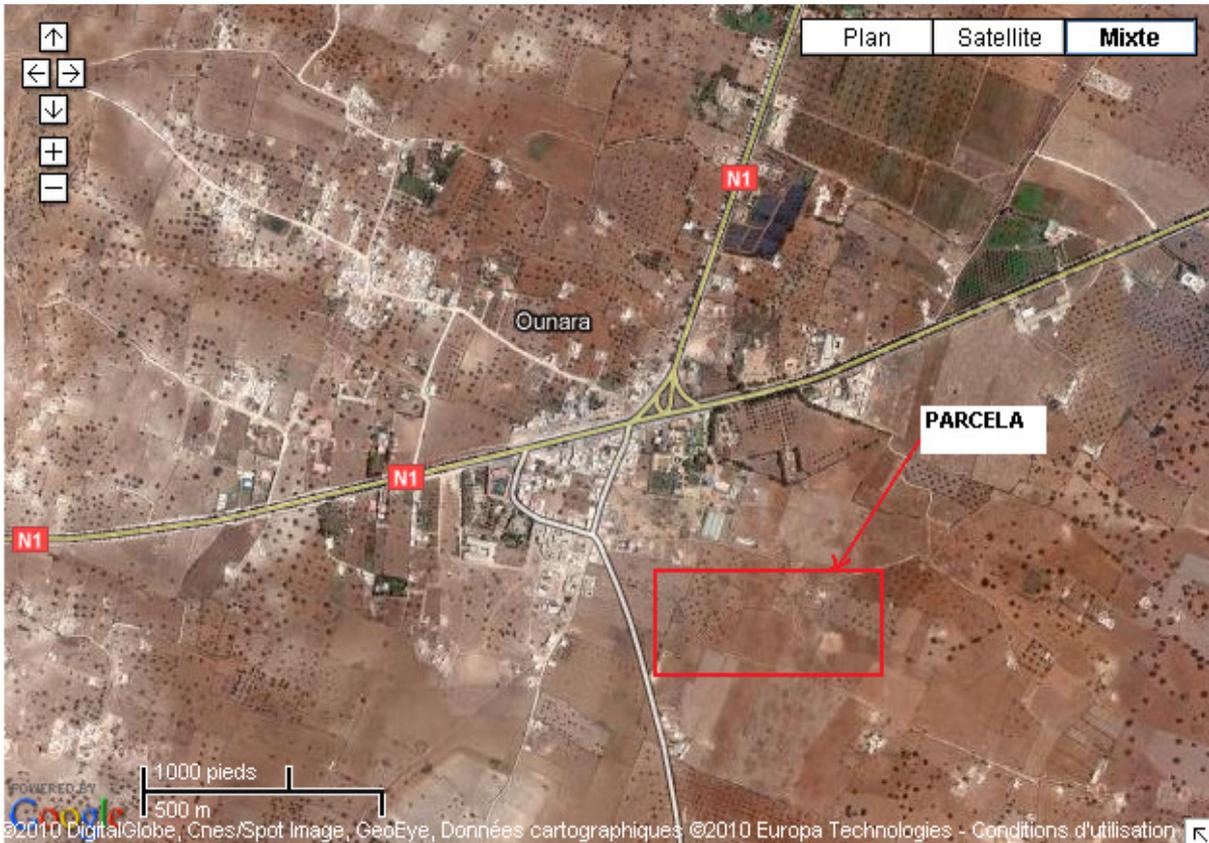


Figura 3.2, Parcela-Ounagha. (Imagen facilitada por Google-Earth)

3.2. Irradiación solar

El Sol es un gigantesco reactor nuclear con un diámetro 110 veces superior al de la Tierra formado fundamentalmente por Helio, Hidrógeno y Carbono, en el seno del cual se producen continuas reacciones nucleares de fusión, es decir, reacciones mediante las cuales se unen los núcleos de dos átomos de hidrógeno para formar un núcleo de helio, liberando en dicho proceso una gran cantidad de energía. La energía que nos llega a nosotros es ínfima (el núcleo del Sol, un 40 % de su masa, genera 90 % de la energía) si tenemos en cuenta que se trata de un reactor termonuclear de fusión que genera temperaturas de 60 millones de grados Kelvin. En la superficie solar la temperatura es sólo de unos 6000° K pero, en la corona, la capa gaseosa que rodea la estrella es de unos 2 millones de grados.

Se conoce por radiación solar al conjunto de radiaciones electromagnéticas que son emitidas por el Sol, dicha radiación llega la tierra a través del espacio en forma de fotones (expresión cuántica de la luz). La unidad física para

expresar la potencia solar que incide por metro cuadrado es la irradiancia [W/m^2].

En la Tierra sólo se recibe dos millonésimas partes de la energía que genera el Sol. A ras de suelo, la energía que llega depende de la zona geográfica y de la estación del año. La evaluación de la radiación recibida en un punto determinado es la suma de la radiación directa y de la radiación difusa condicionada por la nubosidad u otras condiciones atmosféricas. A este parámetro, lo llamamos insolación y se mide, entre otras unidades, en kWh/m^2 .

Lógicamente, en esta latitud cambia entre verano e invierno. Curiosamente, los valores de máxima insolación no se producen en el ecuador sino precisamente en la latitud de 40°N .

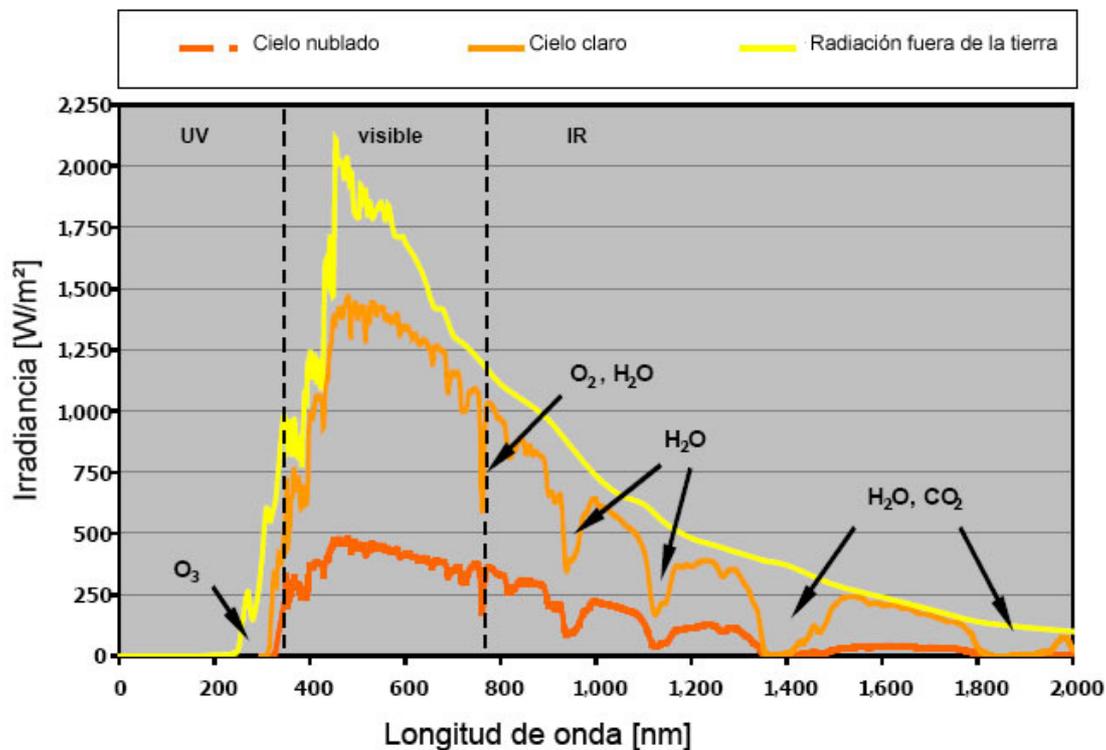


Figura 3.3. Distribución espectral de la radiación solar (Universidad de Kassel, Alemania)

La energía de los fotones de la luz del Sol que podemos aprovechar para convertir en electricidad es, de media, $1 \text{ kW}/\text{m}^2$. Sin embargo, la energía que llega a las capas inferiores de la atmósfera, sin obstáculos para atenuarla, es de $1,35 \text{ kW}/\text{m}^2$ y se llama constante solar. Ésta varía a lo largo del día ya que, en las primeras y últimas horas de sol, el ángulo está tan inclinado que la energía incidente es muy baja.

En la Figura se muestra también la irradiancia en la tierra para un cielo nublado y para un cielo claro. Es de notar que aunque existente, la radiación solar en un día nublado es mucho menor que en un día soleado.

Por su situación geográfica, Marruecos recibe una radiación solar muy interesante, se estima en 5 KWh/m²/día. Desde el punto de vista regional, las zonas del interior y el Sahara son las dotadas con mayor radiación.

En concreto es de interés para este proyecto saber la cantidad de irradiación recibida en la parcela fotovoltaica objeto de nuestro estudio a lo largo de un año, a continuación en la figura 3.4 se puede ver la irradiación recibida en la localidad estudiada y en los alrededores:

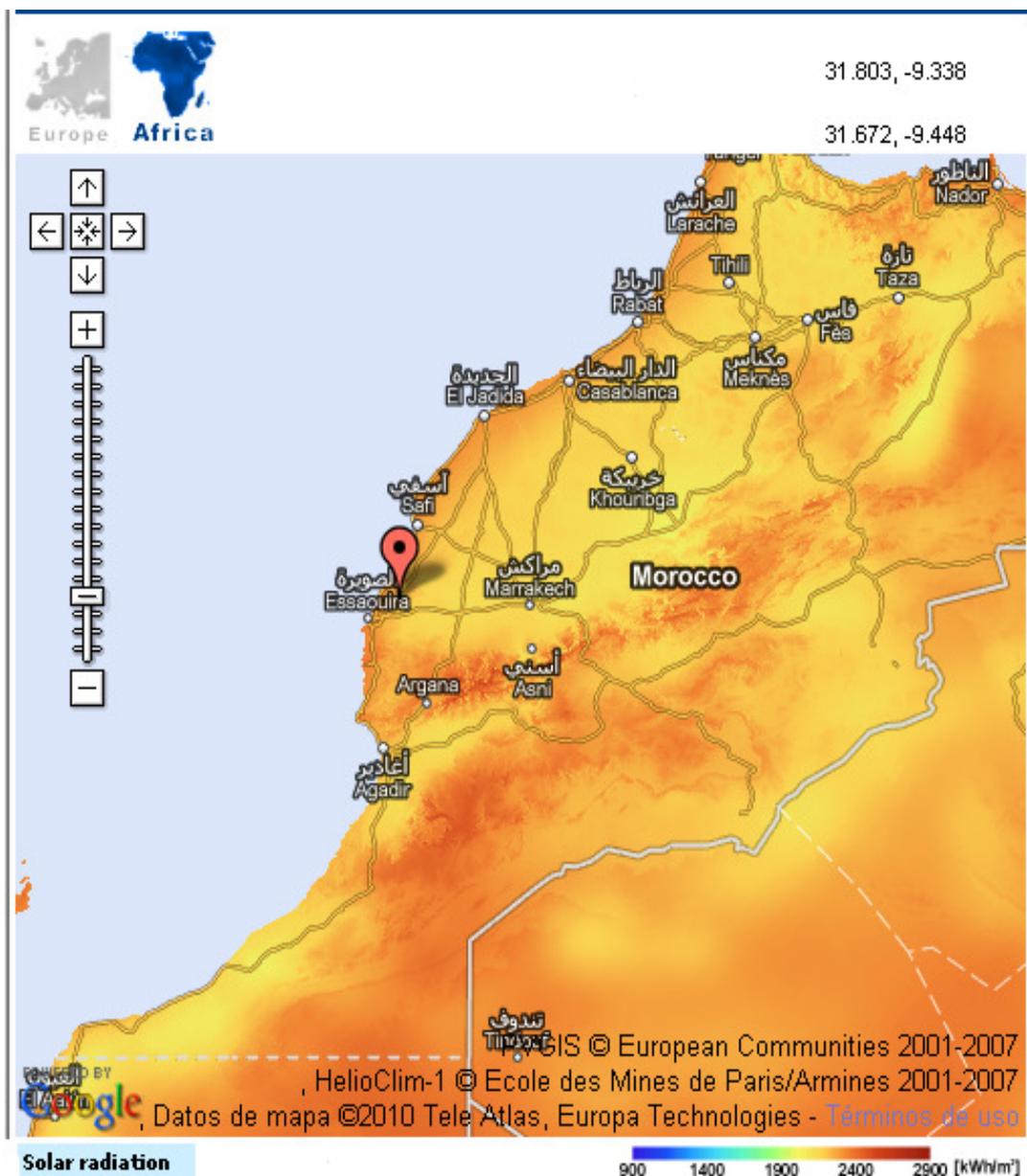


Figura 3.4: mapa de irradiancia solar para un ángulo óptimo

Mes	Irradiación diaria con inclinación (Wh/m ²)
	0 grado
Ene	3528
Feb	4331
Mar	5641
Abr	6645
May	7415
Jun	7624
Jul	7377
Ago	6754
Sep	5741
Oct	4540
Nov	3665
Dic	3172
Año	5542

Tabla 3.1: medias mensuales de irradiación global

Se han seleccionado dos meses característicos: Julio y diciembre, que son los meses en los que mas se nota el cambio de la cantidad de irradiación incidente, en las tablas 1 y 2 vienen representados los datos de irradiación solar estimada cada 15 minutos para dichos meses:

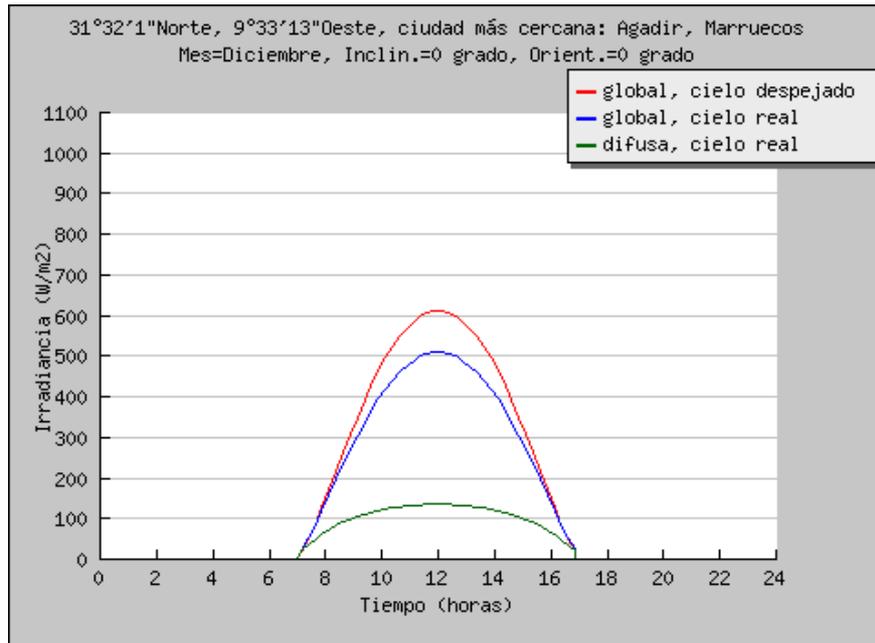


Gráfico 3.1: Irradiancia global estimada durante un día típico en el mes de diciembre

Hora	Irradiancia global para cielo claro (W/m ²)	Irradiancia global (W/m ²)	Irradiancia directa (W/m ²)	Irradiancia difusa (W/m ²)	Irradiancia reflejada (W/m ²)
7.13	17	23	0	23	0
7.38	48	52	15	37	0
7.63	84	85	35	50	0
7.88	126	121	59	62	0
8.13	171	158	86	72	0
8.38	216	196	114	82	0
8.63	262	233	143	90	0
8.88	306	269	172	98	0
9.13	349	304	199	104	0
9.38	390	336	226	110	0
9.63	428	367	251	115	0
9.88	463	394	275	120	0
10.13	495	419	296	123	0
10.38	523	442	315	126	0
10.63	548	461	332	129	0
10.88	569	477	346	131	0
11.13	586	490	358	132	0
11.38	598	500	366	133	0
11.63	607	506	372	134	0
11.88	611	510	375	135	0
12.13	611	510	375	135	0
12.38	607	506	372	134	0
12.63	598	500	366	133	0
12.88	586	490	358	132	0
13.13	569	477	346	131	0

Hora	Irradiancia global para cielo claro (W/m ²)	Irradiancia global (W/m ²)	Irradiancia directa (W/m ²)	Irradiancia difusa (W/m ²)	Irradiancia reflejada (W/m ²)
13.38	548	461	332	129	0
13.63	523	442	315	126	0
13.88	495	419	296	123	0
14.13	463	394	275	120	0
14.38	428	367	251	115	0
14.63	390	336	226	110	0
14.88	349	304	199	104	0
15.13	306	269	172	98	0
15.38	262	233	143	90	0
15.63	216	196	114	82	0
15.88	171	158	86	72	0
16.13	126	121	59	62	0
16.38	84	85	35	50	0
16.63	48	52	15	37	0
16.88	21	26	3	23	0

Tabla 3.2: Irradiancia global estimada cada 15 minutos durante un día típico en el mes de diciembre

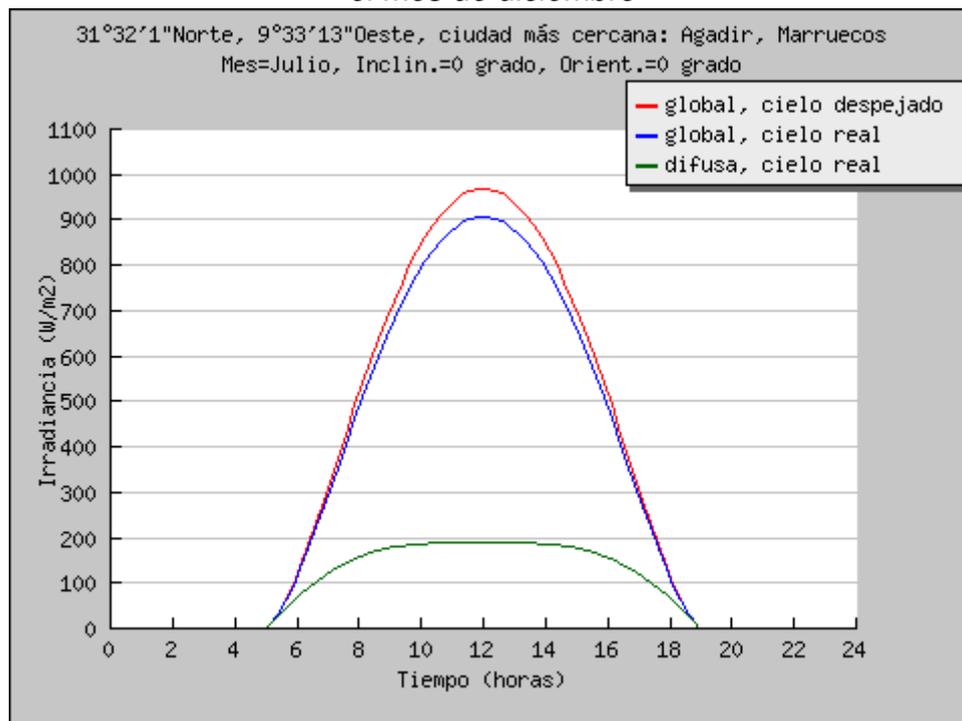


Gráfico 3.2: Irradiancia global estimada durante un día típico en el mes de Julio

Esta tabla muestra la irradiación global estimada cada 15 minutos durante un día típico en el mes elegido, considerando La inclinación y orientación del módulo FV que en este caso se ha cogido una inclinación de 0 grados. La sombra y los elementos del terreno pueden afectar a los valores durante el día.

Hora	Irradiancia global para cielo claro (W/m2)	Irradiancia global (W/m2)	Irradiancia directa (W/m2)	Irradiancia difusa (W/m2)	Irradiancia reflejada (W/m2)
5.13	10	10	0	10	0
5.38	32	32	4	28	0
5.63	61	60	15	44	0
5.88	97	94	34	60	0
6.13	138	133	58	75	0
6.38	184	177	87	90	0
6.63	233	222	120	103	0
6.88	283	270	155	115	0
7.13	335	318	193	126	0
7.38	387	367	232	136	0
7.63	440	416	271	145	0
7.88	491	464	311	153	0
8.13	541	511	351	159	0
8.38	590	556	391	165	0
8.63	637	600	429	171	0
8.88	682	641	466	175	0
9.13	724	680	502	178	0
9.38	763	716	535	181	0
9.63	799	750	566	184	0
9.88	832	781	595	185	0
10.13	862	808	621	187	0
10.38	889	832	645	188	0
10.63	911	853	665	189	0
10.88	930	871	682	189	0
11.13	946	885	696	189	0
11.38	957	896	706	190	0
11.63	965	903	713	190	0
11.88	969	907	717	190	0
12.13	969	907	717	190	0
12.38	965	903	713	190	0
12.63	957	896	706	190	0
12.88	946	885	696	189	0
13.13	930	871	682	189	0
13.38	911	853	665	189	0
13.63	889	832	645	188	0
13.88	862	808	621	187	0
14.13	832	781	595	185	0
14.38	799	750	566	184	0
14.63	763	716	535	181	0
14.88	724	680	502	178	0
15.13	682	641	466	175	0
15.38	637	600	429	171	0
15.63	590	556	391	165	0
15.88	541	511	351	159	0
16.13	491	464	311	153	0
16.38	440	416	271	145	0

Hora	Irradiancia global para cielo claro (W/m ²)	Irradiancia global (W/m ²)	Irradiancia directa (W/m ²)	Irradiancia difusa (W/m ²)	Irradiancia reflejada (W/m ²)
16.63	387	367	232	136	0
16.88	335	318	193	126	0
17.13	283	270	155	115	0
17.38	233	222	120	103	0
17.63	184	177	87	90	0
17.88	138	133	58	75	0
18.13	97	94	34	60	0
18.38	61	60	15	44	0
18.63	32	32	4	28	0
18.88	10	10	0	10	0

Tabla 3.3: Irradiancia global estimada cada 15 minutos durante un día típico en el mes de Julio

La radiación solar puede ser utilizada en su forma energéticamente directa o bien a través del calor que lleva. Estas dos formas de energía del sol, fotónica y calorífica, son las que se distinguen cuando se habla de manera genérica de la energía solar.

4. Generador fotovoltaico

4.1. Análisis previo

El generador fotovoltaico está formado por un conjunto de paneles agrupados en distintas distribuciones y combinándolos según la potencia y la disposición del terreno, estos módulos son conectados en serie y en paralelo para ser conectados al inversor, obteniendo la corriente y el voltaje necesarios para una determinada aplicación.

Un panel esta formado por varios módulos fotovoltaicos mecánicamente ensamblados, y para formar lo que se puede llamar un ramal se conectan eléctricamente los módulos en serie para obtener la tensión de generación, que si se conectan estas últimas en paralelo se obtiene un generador fotovoltaico.

Los módulos fotovoltaicos que forman el generador, están montados sobre una estructura mecánica capaz de sujetarlos y que está orientada para optimizar la radiación solar. La cantidad de energía producida por un generador fotovoltaico varía durante el año en función de la insolación de la localidad y de la latitud de la misma.

Para cada aplicación, el generador tendrá que ser dimensionado teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- La carga eléctrica
- La potencia de pico
- La posibilidad de conexión a la red eléctrica
- La latitud del lugar y radiación solar media anual del mismo
- Las características arquitectónicas específicas del edificio
- Las características eléctricas específicas de la carga

El Parque Fotovoltaico de Ounagha es de 1 MW de potencia nominal conectado a red, y está dividido en 10 instalaciones fotovoltaicas idénticas e independientes de 100 kW de potencia nominal que se llaman generadores fotovoltaicos, y que están dispuestas tal y como viene reflejado en el plano "02-Instalación fotovoltaica general" donde se representa al conjunto del parque fotovoltaico y en el plano "03-Instalación fotovoltaica" donde viene representado el generador de 100 kW.

Debido a que estos generadores son totalmente idénticos, se procede al estudio y diseño de solo uno solo un generador de 100 kW extendiendo los resultados al resto de los generadores.

La idea de instalar varios campos solares de generación conectados con inversores independientes tal y como viene representado en la figura 7.2, es de asegurar de que en caso de avería o mantenimiento no sea necesario poner fuera de servicio toda la instalación y así poder mantener operativa las demás parcelas.

A cada generador se conecta un inversor trifásico con una potencia nominal de 100 kW. No se opta por la utilización de inversores monofásicos, porque si alguno de ellos no funcionara, produciría un desequilibrio y provocaría fallos en el resto de la red.

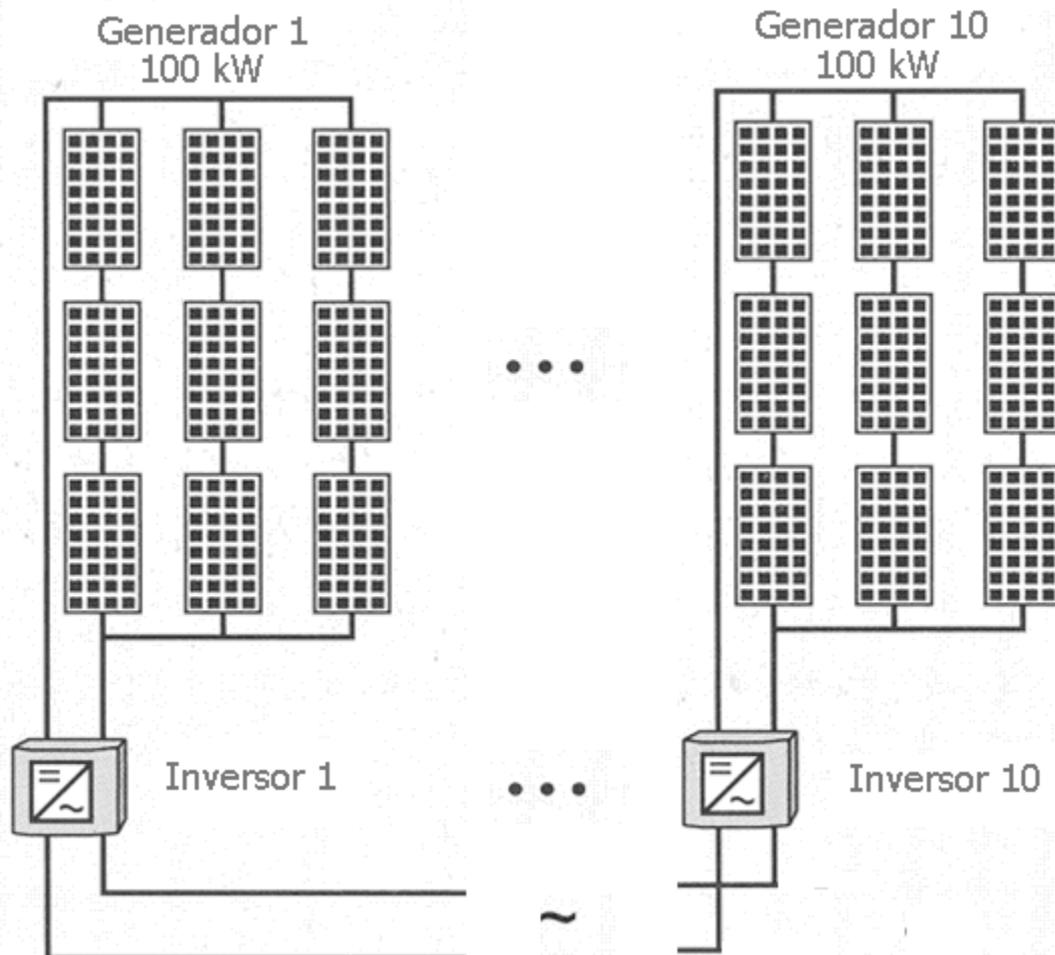


Figura 4.1 Distribución de las parcelas fotovoltaicas

4.2. Elección de los módulos

Para la elección de los paneles solares que se utilizan en la parcela fotovoltaica, se han tenido en cuenta varias consideraciones como terreno a ocupar, la tecnología con mayor rendimiento y el estudio económico. Según el estudio realizado en la memoria de calculo se llega a la conclusión de que el tipo de paneles a instalación son de tipo monocristalino que aunque son paneles caros, su rendimiento es el mas alto del mercado llegando hasta casi el 20%, y son los mas fiables y utilizados del mercado.

Se opta en este proyecto por la instalación del módulo solar de la marca CANADIAN SOLAR de silicio monocristalino de alto rendimiento, fabricado por CSI, representado en la figura 4.2, con una potencia pico de 180 W, y su tolerancia en potencia es de +/- 5%.

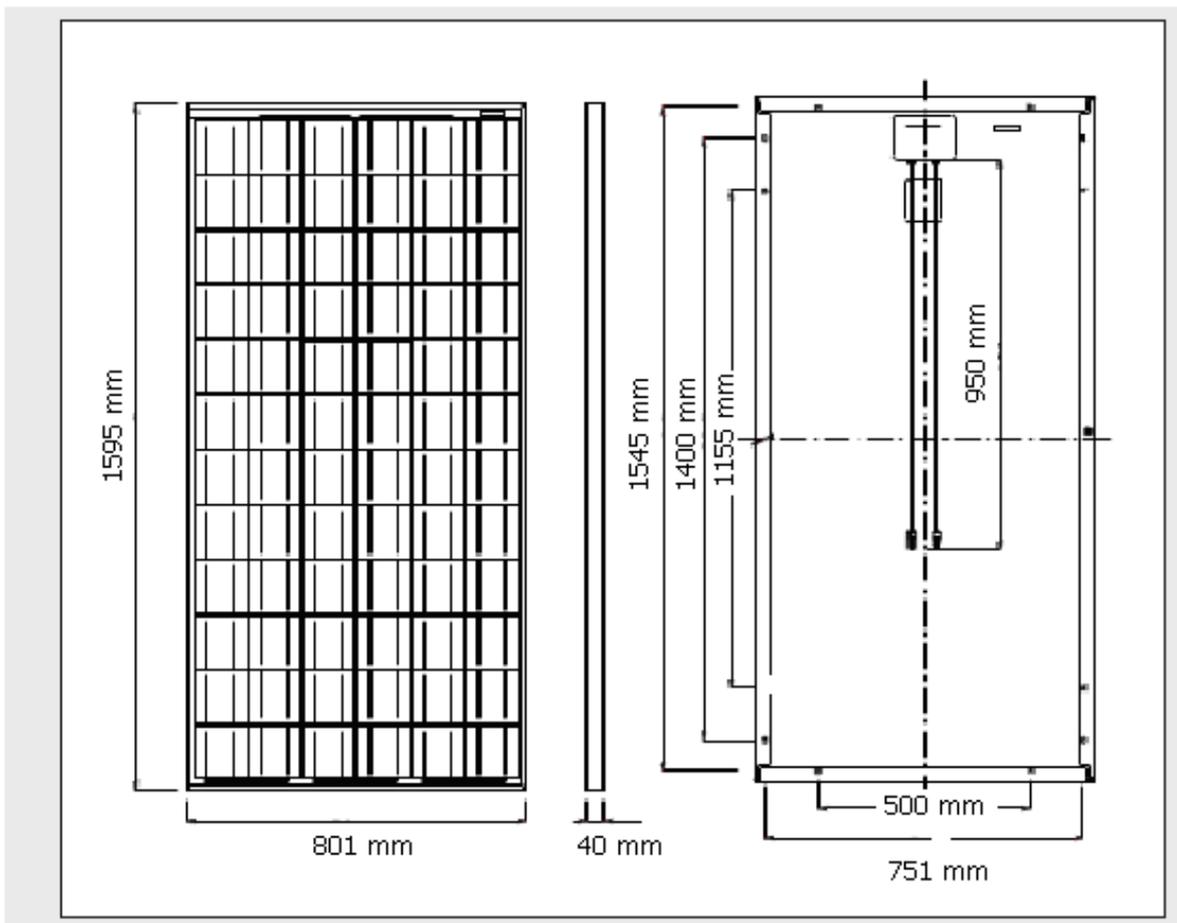


Figura 4.2, Módulos CANADIAN SOLAR

CSI produce módulos fotovoltaicos de potencias pico desde 1W hasta 300W, empleando células solares monocristalinos y policristalinas. Las células tienen un grosor de entre 200-350 micras y son comprobadas y calibradas antes de la interconexión en los módulos. Estos módulos fotovoltaicos cuentan con certificaciones según las normas IEC 61215 y TUV Class II de seguridad entre otras.

El encapsulado entre el vidrio templado de gran transparencia y la lámina de tedlar-poliéster-tedlar / EVA (TPT / TPE) garantiza una excelente durabilidad incluso bajo condiciones atmosféricas extremas.

Las características técnicas de los módulos fotovoltaicos son las siguientes:

Datos técnicos.

Tipo de células	Policristalino
Disposición de las células	72 (6x12)
Dimensiones	1595 x 801 x 40 mm (62.8x 31.5 x 1.57 in)
Peso	15.5 kg (34.2 lbs)
Cubierta frontal	vidrio templado
Material del marco	aleación de aluminio anodizado
Embalaje (módulos por palet)	20 pcs

Tabla 4.1, características generales del modulo fotovoltaico

Los módulos se completan con marcos autoportantes de aluminio anodizado, diseñados para facilitar el transporte y la instalación. La distancia entre el extremo del marco está optimizada para garantizar tanto un sellado adecuado como la máxima reducción.

Datos eléctricos**Datos eléctricos**

		CS5A-160P	CS5A-165P	CS5A-170P	CS5A-175P	CS5A-180P
Potencia nominal máxima en STC (Pmax)		160W	165W	170W	175W	180W
Tensión de funcionamiento óptimo (Vmp)		34.8V	34.9V	35.2V	35.4V	35.7V
Corriente de funcionamiento óptimo (Imp)		4.60A	4.73A	4.83A	4.94A	5.04A
Tensión de circuito abierto (Voc)		43.4V	43.7V	43.9V	44.1V	44.2V
Corriente de corto circuito (Isc)		4.99A	5.09A	5.20A	5.31A	5.41A
Temperatura de trabajo		-40°C~+85°C				
Tensión máxima del sistema		1,000V (IEC)/600V (UL)				
Valor máximo del fusible de la serie		10A				
Tolerancia de potencia		+5W				
Coeficiente de temperatura	Pmax	-0.43%/°C				
	Voc	-0.34%/°C				
	Isc	0.065%/°C				
	NOCT	45°C				

*Condiciones estándar de prueba (STC): Irradiación de 1000 W/m², espectro AM 1,5 y temperatura de la célula de 25°C

Tabla 4.2, características eléctricas del modulo fotovoltaico

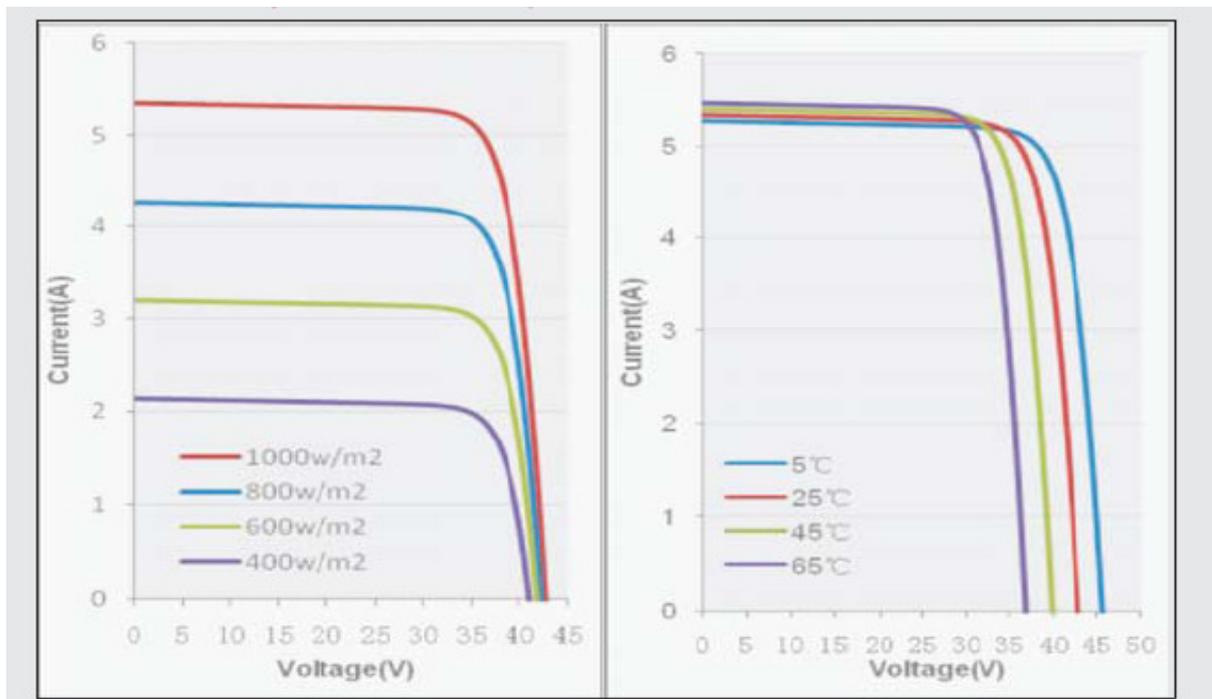


Figura 4.3, curva V-I del modulo CS5A-180p

En el anexo de cálculos se realiza un estudio detallado para obtener el número óptimo de paneles fotovoltaicos a instalar en serie y su distribución y el número de ramales que deben ir en paralelo para que cada generador funcione correctamente y que la eficiencia de la instalación sea máxima, según estos cálculos cada uno de los 10 generadores fotovoltaicos genera una potencia pico de 110,16 kWp, y en toda la parcela fotovoltaica se genera una potencia pico de 1101,6 kWp. El generador de 100 kW está constituido por 34 ramales en paralelo conectados todos a un inversor de potencia nominal 100 kW, estos ramales se dividen en 2 grupos en paralelos, cada grupo de ramales va conectado a una caja principal de corriente continua tal y como se puede ver en la figura 4.4 para más detalle ver en anexo de planos "03-Instalación fotovoltaica"

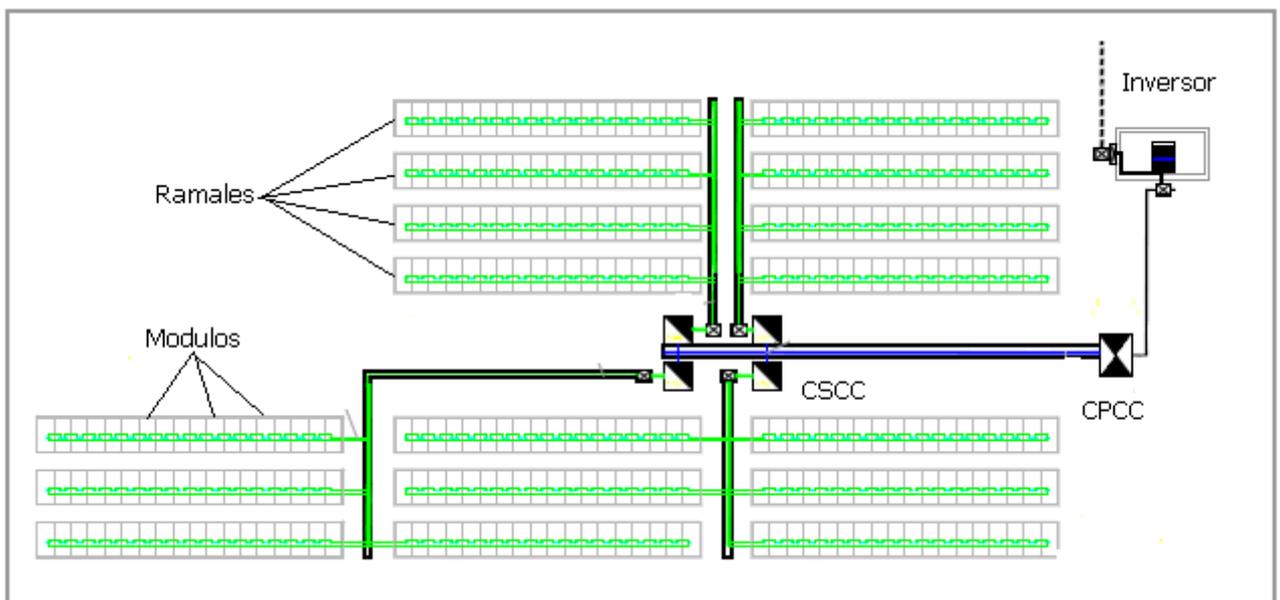


Figura 4.4, distribución de parte del generador fotovoltaico de 100 kW

Los ramales se disponen o bien en filas de 3 o de 4, y están formados por 18 paneles fotovoltaicos conectados en serie sobre una estructura fija e interconectados por la parte de atrás donde van instaladas unas cajas de interconexión.

En total se instalan por cada generador 612 paneles fotovoltaicos que ocupan una superficie solar aproximada de 782 m², y teniendo en cuenta que los 10 generadores son idénticos el número final de paneles instalados es de 6120 y una superficie solar de 7820 m².

4.3. **Estructura de soporte para los módulos fotovoltaicos**

Uno de los elementos más importantes en toda instalación fotovoltaica para asegurar un completo aprovechamiento de la radiación solar es la estructura soporte. Es la encargada en sustentar los módulos solares, soporte y fijación segura y es la encargada de darle la inclinación más adecuada en cada caso para optimizar el rendimiento energético según la zona donde se ubica la instalación y la época de año.

En el caso de este proyecto se opta por la instalación de los paneles fotovoltaicos sobre una estructura fija con una inclinación óptima que ha sido calculada en el documento de Cálculos y que corresponde al ángulo de 30 °. Como se puede comprobar en el anejo de cálculos se realiza una simulación con las tres posibles estructuras que pueden ser instaladas como son:

- Estructura fija
- Seguimiento a un eje.
- Seguimiento a dos ejes.

Los resultados obtenidos en el estudio financiero sobre las estructuras soporte demuestran que la solución más rentable para este proyecto teniendo en cuenta la producción, gastos por mantenimiento e inversión inicial que la instalación sobre estructura fija es más rentable que las otras dos opciones.

La estructura de fijación se construye con perfiles de acero galvanizado en caliente, cuyo material cumple las normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de revestimiento de 80 micras de espesor de zinc para asegura una protección completa contra las inclemencias climatológicas dadas las condiciones en la que se encuentran las estructuras es un factor muy importante que hay que tener en cuenta para evitar perdidas importantes frecuencia de mantenimiento y por tanto una mayor duración de la instalación.

Cumple con la normativa básica de la edificación (NBE-AE-88) y dimensionado con la norma NBEEA- 95, por lo que será capaz de soportar los módulos y las sobrecargas de nieve y viento.

Esta estructura tiene una inclinación óptima de 25° lo que permite maximizar la producción anual para inyectar a la red eléctrica y será fijada a las cimentaciones, mediante pernos químicos introducidos en los taladros correspondientes.

Para este proyecto se propone la gama de estructuras de JAMASUN ha sido diseñada para garantizar su eficacia y duración, facilitar su transporte y

manipulación, y optimizar su integración en el medio, respondiendo a los criterios marcados por la comisión de Medio Ambiente de la Unión Europea.

El diseño y la construcción de la estructura y del sistema de fijación de los paneles, permite las dilataciones térmicas necesarias para evitar la transmisión de cargas que puedan afectar a su integridad.

La estructura JAMASUN está diseñada para adaptarse a la orientación y la inclinación óptima según la capacidad de producción proyectada, siempre teniendo en cuenta la facilidad de montaje, desmantelamiento y sustitución de paneles.

Las estructuras JAMASUN están calculadas según el Documento Básico de Seguridad Estructural – Acciones en la Edificación del Código Técnico de la Edificación (CTE DBSE- AE).

Para la cimentación de la estructura se utilizan bloques de hormigón o perfiles hincados. La unión entre la estructura y los puntos de anclaje se realiza mediante tornillos y/o tacos de expansión de acero inoxidable AISI 304.

Este tipo de estructura posee una larga vida útil, un mantenimiento prácticamente nulo y es de gran resistencia frente a acciones agresivas de agentes ambientales.

La estructura soporte irá conectada a tierra con motivo de reducir el riesgo asociado a la acumulación de cargas estáticas o tensiones inducidas por fenómenos meteorológicos.

- Características técnicas

Material perfilaría	Aluminio 6063
Material tornillería	AISI 304
Peso neto estructura (por metro)	7.5 Kg.
Angulo de regulación	20º-40º
Superficie útil (por metro de estructura)	3.2 m ² .
Longitud correas	14,89 m
Carga máxima	180 Kg./m ²
Cimentación	Zapata hormigonada o perfiles hincados
Garantía	Hasta 25 años

Tabla 4.3, características técnicas de la estructura soporte



Figura 4.5, Ilustración de una estructura soporte de los módulos fotovoltaicos

4.4. **Inversor**

4.4.1. **Análisis previo**

Para la conversión de la corriente continua generada por el generador fotovoltaico en corriente alterna de las mismas características (tensión y frecuencia) que la de la red se utiliza un equipo denominado inversor.

El inversor es del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sea capaz de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de su vida útil.

El inversor que se utiliza asegura el seguimiento de los valores de tensión y frecuencia de la red de distribución a la que está conectado, y también impide el funcionamiento en modo isla en caso de que se descargue la línea para realizar labores de mantenimiento.

En la parcela fotovoltaica se instalan, como ya se mencionó anteriormente un total de 10 inversores idénticos de 100 kW nominales, uno por cada generador respectivamente. Los inversores propuestos (se pueden utilizar otros inversores de otras marcas con la condición de que reúnan las mismas características) son de la marca Ingecon® Sun Power. Modelo 100 KW. Estos actúan como fuentes de corriente sincronizada con la red, equipados con un avanzado sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (PMP) para extraer la máxima energía del campo fotovoltaico.

No necesitan elementos adicionales y permiten su desconexión manual de la red. Cada inversor lleva incorporado un datalogger interno para almacenamiento de datos hasta 3 meses al que se puede acceder desde un PC remoto y también in-situ desde el frontal del inversor a través de un teclado. Asimismo este frontal dispone de LEDs indicadores de estado y alarmas y pantalla LCD. Tienen una vida útil de más de 20 años y vienen con una garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años.

Los Ingecon® Sun Power al igual que la mayoría de los inversores existentes en el mercado actualmente llevan integradas las siguientes protecciones eléctricas:

- Aislamiento galvánico entre la parte de DC y AC.
- Protección contra polarizaciones inversas.
- Protección contra cortocircuitos y sobrecargas en la salida.

- Protección contra fallos de aislamiento.
- Autoprotección contra funcionamiento en modo isla mediante vigilancia de la tensión y frecuencia de red, sincronizando su tensión alterna de salida con la tensión de la propia red.
- Seccionador en carga DC.
- Fusibles DC.
- Seccionador- magneto térmico AC.
- Descargadores de sobretensiones DC.
- Funcionamiento automático completo prácticamente sin pérdidas durante períodos de reposo.
- Descargadores de sobretensiones AC



Figura 4.6, Inversor modelo Ingecon

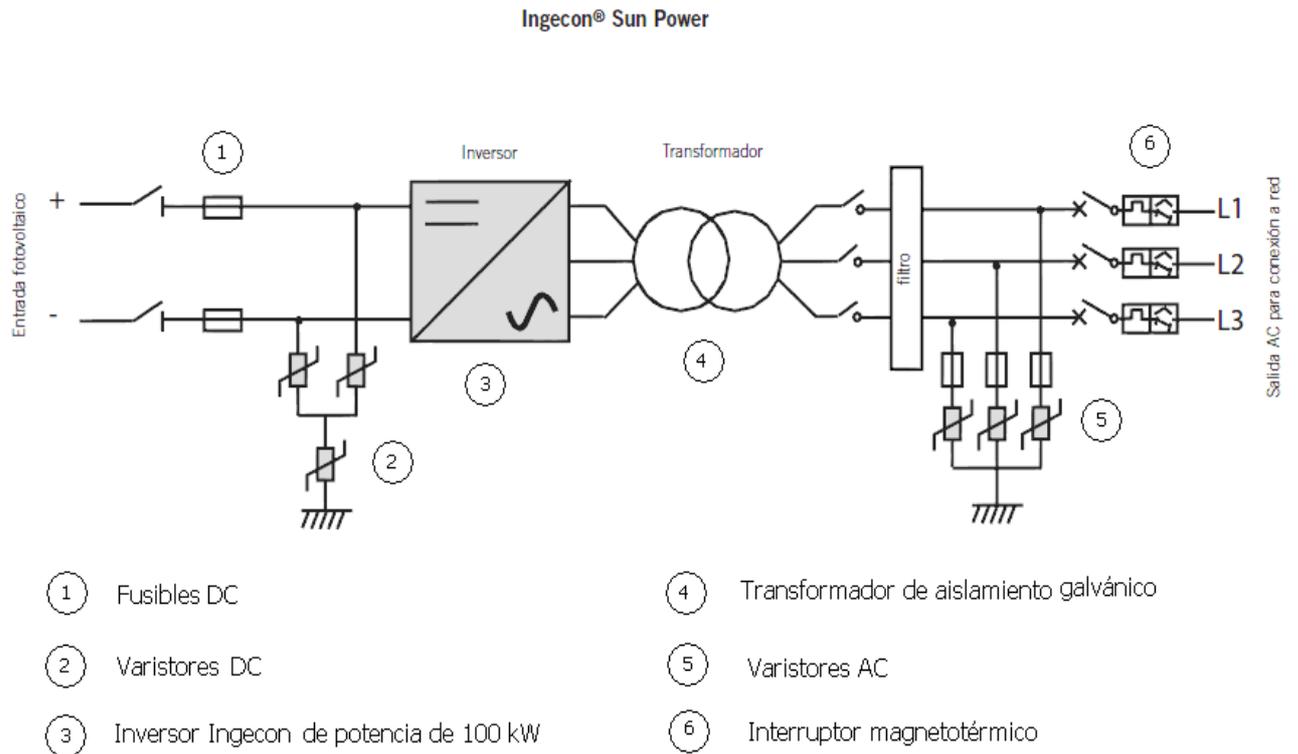


Figura 4.7, Conexión del inversor dentro de la instalación fotovoltaica

Las características técnicas y eléctricas de entrada y salida de los inversores Ingecon Sun se resumen en las tablas 4.4, 4.5 y 4.6. Son datos facilitados por el fabricante para más detalles ver el anejo de catálogos:

Valores de entrada:

Valores de entrada DC	Ingecon® Sun 100
Rango potencia campo FV recomendado	110 - 130 Kwp
Rango tensión MPP	405-750 V
Máxima tensión:	900 V
Corriente Máxima DC:	286 A
Nº de entradas DC	4
MPPT	1

2. Memoria descriptiva	
------------------------	--

Rendimiento	
Eficiencia máxima	96,80%
Euro eficiencia	95,70%

Figura 4.4, características eléctricas a la entrada del inversor

Valores de salida:

Valores de salida AC	Ingecon® Sun 100
Potencia nominal AC modo HT	100 kW
Potencia nominal AC modo HP	110 kW
Corriente máxima AC	161 A
Tensión nominal AC	400 V
Frecuencia nominal AC	50/60 Hz
Coseno Phi	1
THD	< 3%

Figura 4.4, características eléctricas a la salida del inversor

Datos generales:

Consumo de energía standby	30 W
Consumo de energía nocturno	1 W
Temperatura de funcionamiento	-10°C a +65°C
Humedad relativa	0-95%
Grado de protección	IP20

Referencias normativas	FDCG1/2OC7
	RT BT de Enel Distribución
	CEI 11-20
	CEI 11-20 VI
	CEI 0-16
	Reglamento de VDEW BT

Figura 4.4, características técnicas del inversor Ingecon Sun

Notas:

Modo HT (high temperature): potencias nominales a 45°C

Modo HP (high power): Potencias nominales a 40°C

5. Protecciones eléctricas

A la hora de diseñar correctamente la instalación fotovoltaica objeto de este proyecto y teniendo en cuenta que es una instalación conectada a la red, una de las cosas más importantes es la seguridad de las personas, tanto usuarios como operarios de la red, y por otro, que el normal funcionamiento del sistema fotovoltaico no afecte a la operación ni a la integridad de otros equipos y sistemas conectados a dicha red, o que ocasione fallos que afecten a la red donde esta conectada dicha instalación.

A continuación se detallan las medidas de seguridad y protecciones en función de los riesgos asociados y teniendo en cuenta las características específicas de la instalación de la parcela fotovoltaica.

5.1. Lado de corriente continua CC

El generador fotovoltaico esta dividido en ocho grupos, seis grupos de cuatro ramales cada uno, y dos grupos de cinco ramales, cada grupo tiene su propia caja secundaria que se denominarán CS1 y CS2, de protección donde se instalan dos fusibles de 10 A uno para cada conductor, encargados de la protección del primer tramo entre los módulos y la caja secundaria además de un descargador. También se instalan un interruptor-seccionador y dos fusible de 30A encargados de la protección del segundo tramo entre la caja secundaria y la caja principal.

5.1.1. **Caja secundaria de protección**

A cada una de las cajas secundarias CS1 y CS2 llegan 8 y 10 conductores respectivamente de 6 mm^2 , cuatro (cinco) de polaridad positiva y cuatro (cinco) de polaridad negativa, en cada conductor se encuentra conectado un fusible de 10A. Tras los fusibles se produce la interconexión de los conductores de 6 mm^2 , pasando a dos únicos conductores de 10 mm^2 a la salida de cada una de las cajas secundarias y se instalan un descargador de tensión en régimen permanente máxima de 1000VDC. También se instalan un interruptor-seccionador con 8 polos cuya máxima tensión de servicio son 800 V y capaz de interrumpir una corriente de 40A, y un fusible de 30 A en cada conductor para proteger el tramo entre las cajas secundarias y las cajas principales.

En la figura siguiente se muestra el esquema de la caja secundaria, donde se ve de arriba abajo, un seccionador, fusibles y descargador.

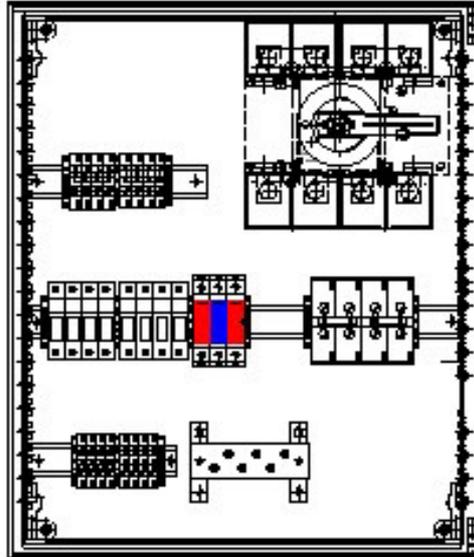


Figura 5.1, esquema de una caja secundaria

Se sugiere la instalación de armarios para estas cajas secundarias de la marca FAMATEL (se pueden instalar armarios de características similares) de dimensiones 700x500x160 y grado de protección IP-30 con entrada para canalizaciones, para superficie o empotrable y cierre con llave para realizar las maniobras oportunas.

• fusibles

Los fusibles que se proponen para la protección del primer tramo son cilíndricos de la marca DF ELECTRIC de tamaño 10x38, que es una talla muy generalizada para esta aplicación montados en bases portafusiles modulares con grado de protección IP20. Estas bases están diseñadas para poder trabajar a los niveles de tensión requeridos en cuanto a materiales, líneas de fuga y distancias de aislamiento.

Las características de estos fusibles del tipo gPv son las siguientes:

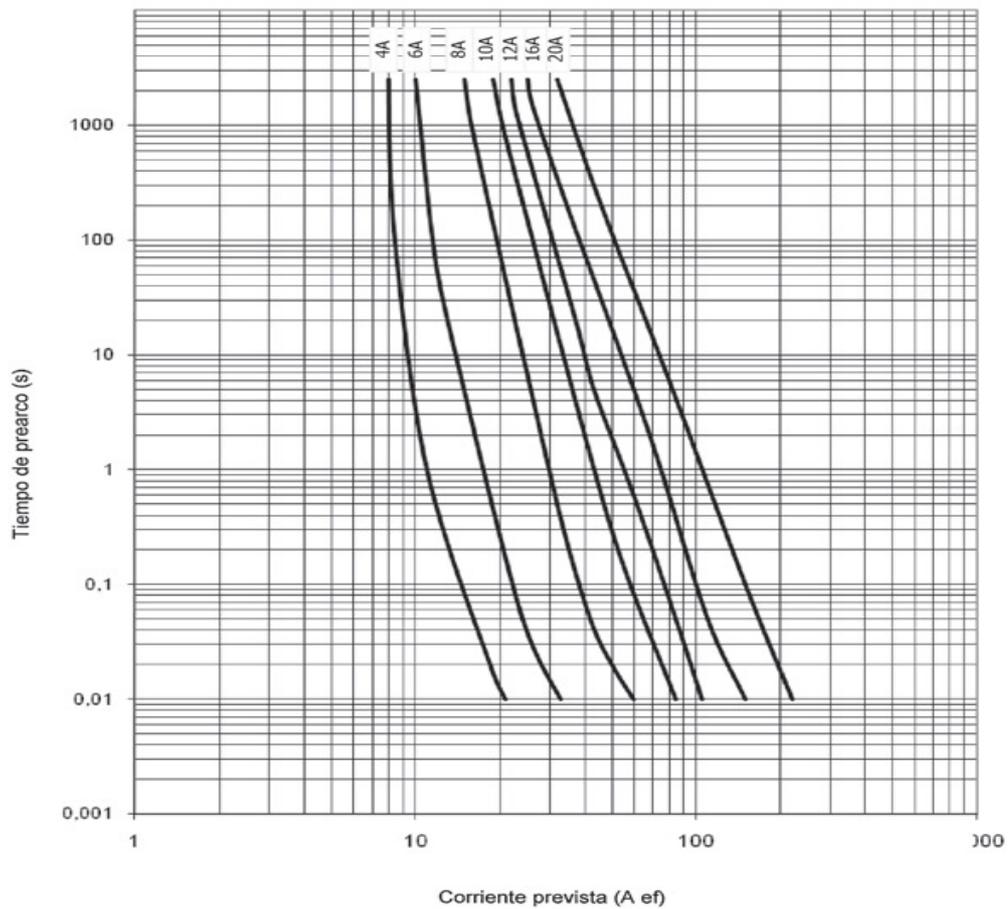
$$I_n=10 \text{ A}$$

$$U_n=900\text{V}$$

$$I_{cc}=30\text{kA}$$



Imagen 5.2, Fusibles cilíndricos de la marca DF ELECTRIC



Gráfica 5.1, característica t-I fusible gPV

- **Descargadores**

Se instalan descargadores de clase II en paralelo a la red contra las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas indirectas, van alojados en las cajas secundarias, junto a los otros equipos, el número de descargadores que se instalan es 8 en cada generador fotovoltaico, lo que hace un total de 80 en toda la parcela fotovoltaica.

Se opta por la instalación de los descargadores de la marca (se pueden instalar otras marcas con las mismas condiciones eléctricas)



Figura 5.3, descargador marca

Las características eléctricas de estos descargadores son las siguientes:

		PST25PV	PST31PV
tensión de régimen perm. máx.	U_c	550VDC	1000VDC
corriente de descarga nominal	I_n	20 kA	20 kA
corriente de descarga máxima	I_{max}	40 kA	40 kA
nivel de protección (a I_n)	U_p	2,2 kV	3 kV
teleseñalización (añadir T a la referencia)		PST25PVT	PST31PVT

Tabla 5.1, características eléctricas del descargador

El esquema eléctrico del descargador integra varistores con un sistema de desconexión, y unos indicadores asociados tal y como se ve en la figura:

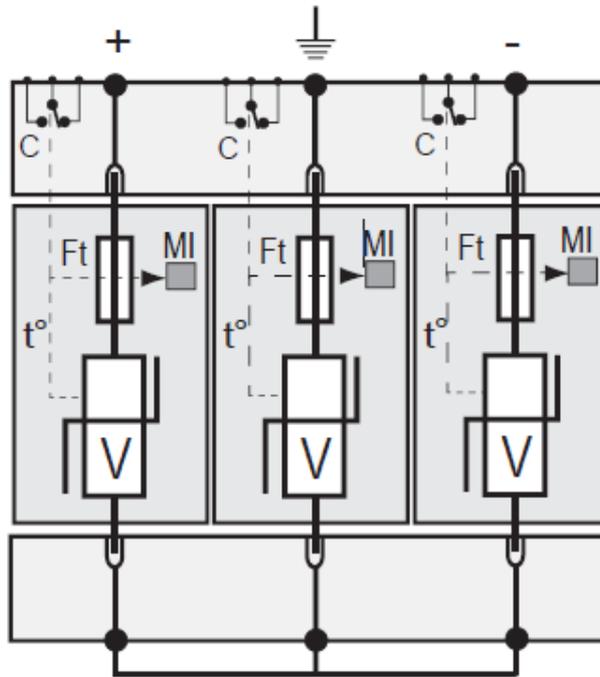


Figura 5.4, esquema eléctrico de descargador

• Interruptor-seccionador

Los interruptores de continua que se instalan en este tramo de la instalación, tienen la función de aislar zonas del generador para labores de mantenimiento de los módulos solares como limpieza, reparación de incidencias o sustitución de equipos.

Se colocan 8 interruptores de este tipo, uno por cada caja secundaria de protección, y al abrirlos proporcionaran un aislamiento eficaz de los ramales pertenecientes a subgrupo del interruptor.

Se opta por la instalación de interruptores de la marca SIRCO M PV 40 (es una marca orientativa, se pueden instalar otras marcas siempre y cuando tengan las mismas características).

Se resumen las características de estos interruptores seccionadores en la tabla siguiente (en el anexo catálogos se pueden consultar más detalles):

Tensión asignada de aislamiento U_i (V)	800
Tensión asignada de impulso del transformador U_{imp} (kV)	8
Nº de polos	8
Número de polos en serie	4 P + y 4 P -
Intensidad asignada de corta duración admisible 0,3 s. ICW (kA eff.)	2,5
Resistencia dinámica en cortocircuito (kA cresta)(1)	6
Sección de conexión mín.	1,5
Sección máxima cables Cu (mm ²)	16
Par de apriete mín. / máx. (Nm)	2 / 2,2

Tabla 5.2, características eléctricas del interruptor seccionador

5.1.2. Caja principal de corriente continua

Para la caja principal de corriente continua se opta por instalar la marca FAMATEL de dimensiones 1000 x 550 x 160 grado de protección IP-30 con entrada para canalizaciones, para superficie o empotrable y cierre con llave para realizar las maniobras oportunas, se puede utilizar cualquier otra marca que cumpla con las mismas funciones mecánicas y el mismo grado de protección.

Los equipos destinados a la protección del último tramo de corriente continua se instalan en cada una de las dos cajas principales de corriente continua. A cada caja llegan ocho conductores de 10 mm², cuatro de polaridad positiva y cuatro de polaridad negativa y salen dos únicos conductores hacia la caseta del inversor de 50 mm² de sección.

Se instala un magnetotérmico de 125 A en la línea que une el generador fotovoltaico con el inversor, con cuatro polos conectados y una tensión máxima de servicio de 1000Vcc

En este caso se ha optado por el interruptor marca CHINT serie NM6, un interruptor magnetotérmicos de caja moldeada ya que no existen interruptores magnetotérmicos modulados de intensidad nominal tan alta. El modelo de interruptor magnetotérmicos es el NM6-160 con 4 polos, y con una intensidad nominal de 125 A.

En la tabla siguiente se resumen algunas de las características del interruptor magnetotérmico:

Tipo		NM6-125	NM6-160	NM6-250						
Corriente Nominal		125A	160A	250A						
Número de polos		3, 4(*)	3, 4(*)	3, 4(*)						
Regulaciones térmicas (Amperios)		10, 12.5, 16, 20, 25, 32, 40, 50 63, 80, 100, 125A	12.5, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63, 80, 100, 125, 160A	100, 125, 160 200, 250A						
Relé de protección		Electromecánico	Electromecánico	Electromecánico						
Tensión de aislamiento		500Vca	750Vca	750Vca						
Tensión de servicio	CA 50/60Hz	415Vca	690Vca	690Vca						
	CC	250Vcc (1 Polo) - 500Vcc (2 Polos en serie)								
Capacidad de corte		S	H	R	S	H	R	S	H	R
(kA rms)	415Vca	25	35	50	35	50	65	50	65	85
	690Vca	-	-	-	6	8	10	8	10	15
Icu	415Vca	12,5	17,5	25	25	37,5	50	37,5	50	60
	690Vca	-	-	-	3	4	5	4	5	7,5
Endurancia (maniobras) (man./hora)	en carga	3.000			3.000			2.000		
		120			120			120		
	sin carga	7.000			7.000			6.000		
		120			120			120		
Polos		3	4	3	4	3	4			
Dimensiones (mm)	Alto	120		120		170				
	Ancho	78	103	90	120	105	140			
	Fondo	70		70		105				
Peso (Kg)		1.2	1.6	1.5	1.8	3.10	3.85			

Tabla 5.3, características eléctricas del interruptor magnetotérmico

5.1.3. Tramo de corriente alterna AC

Las protecciones en la parte de corriente de alterna están ubicadas aguas abajo del inversor, para la protección de los circuitos y conexión a red de la instalación una vez sea convertida la corriente continua proveniente de los módulos solares a corriente alterna para la inyección a la red.

Las protecciones de corriente alterna se diseñan para la protección del último tramo entre la caseta del inversor y el centro de transformación, que es el último tramo en baja tensión

Los defectos que se pudiesen presentar en los conductores, ya sea por sobrecarga, ya sea por cortocircuito, se protegerán mediante interruptores automáticos magnetotérmicos omnipolares de calibre adecuado a la intensidad máxima admisible del conductor.

Las protecciones que se procede a instalar en este tramo son un interruptor general manual magnetotérmico y un interruptor automático diferencial, además de la condición de la empresa distribuidora de incorporar un fusible en la interconexión ya que su actuación es más rápida que la de los magnetotérmicos.

- **Interruptor magnetotérmico**

El dimensionado de las protecciones se realiza de acuerdo con las condiciones exigidas por la empresa distribuidora:

Intensidad prevista:	
Potencia unitaria:	100KW
Tensión de alimentación:	400 V
Intensidad:	144,34 A

Tabla 5.4, datos eléctricos del tramo de corriente alternativa

A la salida de cada una de las casetas de los inversores, en el cuadro general de protección y medida instalado en la pared de esta, se instala un interruptor magnetotérmico junto con los otros equipos de protección, este interruptor es del fabricante ABB, que proporciona protección y control contra sobrecargas y cortocircuitos.

Se opta por un interruptor automático tetrapolar del modelo SACE Tmax XT1 capaz de soportar intensidades hasta 160 A y con poder de corte $I_{cu} = 25 \text{ KA}$, pudiendo instalar otro tipo de interruptor con las mismas características eléctricas de este último.



Figura 5.5, interruptor XT1

Características técnicas Del interruptor XT1:

		XT1				
Tamaño	[A]	160				
Poli	[Nr.]	3, 4				
Tensión asignada de servicio, U_e	(AC) 50-60Hz	[V]	690			
	(DC)	[V]	500			
Tensión asignada de aislamiento, U_i	[V]	800				
Tensión asignada de resistencia a impulso, U_{imp}	[kV]	8				
Versiones		Fijo, Enchufable ⁽²⁾				
Poderes de corte de conformidad con IEC 60947-2		B	C	N	S	H
Poder asignado de corte último en cortocircuito, I_{cu}						
I_{cu} @ 220-230V 50-60Hz (AC)	[kA]	25	40	65	85	100
I_{cu} @ 380V 50-60Hz (AC)	[kA]	18	25	36	50	70
I_{cu} @ 415V 50-60Hz (AC)	[kA]	18	25	36	50	70
I_{cu} @ 440V 50-60Hz (AC)	[kA]	15	25	36	50	65
I_{cu} @ 500V 50-60Hz (AC)	[kA]	8	18	30	36	50
I_{cu} @ 525V 50-60Hz (AC)	[kA]	6	8	22	35	35
I_{cu} @ 690V 50-60Hz (AC)	[kA]	3	4	6	8	10
I_{cs} @ 250V (DC) 2 polos en serie	[kA]	18	25	36	50	70
I_{cs} @ 500V (DC) 3 polos en serie	[kA]	18	25	36	50	70

Tabla 5.4, Características técnicas del interruptor XT1

- **Interruptor automático diferencial**

Se opta por la instalación del modelo Vigi C160 tetrapolar con bloques diferenciales, con calibre $I_n=160$ A y sensibilidad ajustada a 300 mA

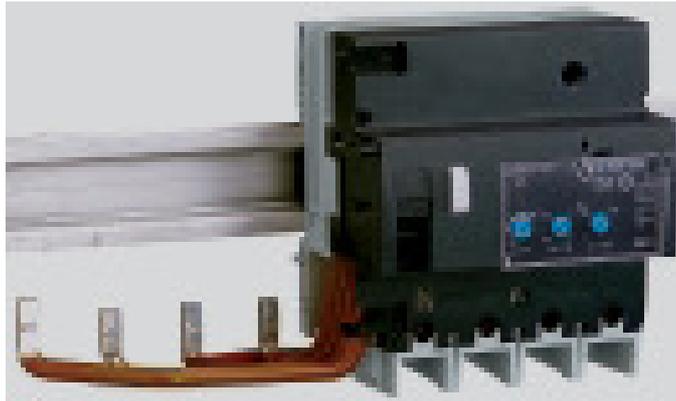


Figura 5.6, diferencial modelo Vigi C120

5.1.4. Puesta a tierra

El objeto de la instalación de puesta a tierra es limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, tanto fijas como móviles, posibilitar la detección de defectos a tierra y asegurar la actuación y coordinación de las protecciones eliminando o minimizando el riesgo que supone una avería en el material eléctrico utilizado.

Esta instalación dispondrá de una red de tierras, a la que se unirán las masas metálicas de la instalación no sometidas a tensión eléctrica.

Según el Real Decreto 1663/2000, en el que se fijan las condiciones técnicas para la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, la puesta a tierra se realizará de forma que no altere la de la compañía eléctrica distribuidora, con el fin de no transmitir defectos a la misma.

Asimismo, las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

La estructura soporte así como los módulos fotovoltaicos se conectarán a tierra con motivo de reducir el riesgo asociado a la acumulación de cargas estáticas. Con esta medida se consigue limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentar las masas metálicas, permitir a los vigilantes de aislamiento la detección de corrientes de fuga, así como propiciar el paso a tierra de las corrientes de falta o descarga de origen atmosférico. A esta misma tierra se conectarán también las masas metálicas de la parte de alterna (fundamentalmente el inversor).

La puesta a tierra de los módulos fotovoltaicos debe efectuarse mediante conductores unidos a sus marcos, no bastando únicamente con su unión física. Este conductor será aislado de 16 mm² de sección y se unirá al módulo aprovechando la unión atornillada de este con la estructura.

Por tanto, se realizará una toma de tierra a la que se conectarán directamente las estructuras soporte del generador fotovoltaico, los marcos de los módulos y la borne de puesta a tierra del inversor. La sección del conductor de protección será, como mínimo como la del conductor de fase correspondiente.

Si en una instalación existen tomas de tierras independientes se mantendrá entre los conductores de tierra una separación y aislante apropiado a las tensiones susceptibles de aparecer entre estos conductores en caso de falta.

Los conductores que constituyen las líneas de enlace con tierra, las líneas principales de tierra y sus derivaciones, serán de cobre de alto punto de fusión.

5.1.5. Puesta a tierra de protección de corriente continua

La puesta a tierra de la instalación fotovoltaica se realiza de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzca transferencia de defectos a la red de distribución.

La estructura soporte, y con ella las partes conductoras de los módulos, se conectan a tierra con motivo de reducir el riesgo asociado a la acumulación de cargas estáticas.

De esta forma se consigue limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentar las masas metálicas, así como propiciar el paso a tierra de las corrientes de falta o descarga de origen atmosférico. Por tanto todas las masas de la instalación de la parte de continua estarán conectadas a una única tierra, siendo ésta independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

La configuración de la instalación de puesta a tierra será la siguiente:

Dimensiones parcela	112 x 38 m
Dimensiones instalación puesta a tierra	114 x 40 m
Numero de picas	4
Longitud de picas	2m
Profundidad de picas	0,5 m

Tabla 5.1, configuración de puesta a tierra de protección parte continua.

De esta manera, se conectan las picas entre si con conductor desnudo de cobre 35 mm² de sección, y una longitud total de 308 m, a este conductor se conectan todas las masas metálicas de los módulos y caja de protecciones.

5.1.6. Puesta a tierra en corriente alterna

Las tierras del lado de continua y de alterna serán separadas e independientes, según estipula el RD 1663/2000. Todas las partes metálicas de los elementos de corriente alterna se unen a esta tierra de protección, como son las envolventes de los cuadros de corriente alterna, borne de tierra de protección de corriente alterna del inversor, etc.

La configuración de la instalación de puesta a tierra de la parte de corriente alterna será la siguiente:

Distancia entre picas	2m
Numero de picas	2
Longitud de picas	2m
Profundidad de las picas	0,8m

Tabla 5.2, configuración de puesta a tierra de protección parte alterna

Las picas se conectan entre si mediante un conductor desnudo de cobre 35 mm².

6. Dimensionado de los conductores

6.1. Análisis previo

La instalación solar fotovoltaica a proyectar se ha dividido en varios tramos de conexión entre los diferentes equipos y cajas de conexión que la componen. Dichos tramos de cableado poseen diferente sección de conductores puesto que la carga que circula por cada uno de ellos es diferente dependiendo de los equipos que interconecten.

Se establecen 6 tramos diferenciados en la instalación; cuatro de estos son de corriente continua, y otros dos tramos son de corriente alterna.

6.1.1. Tipo de cable en la parte de corriente continua

Los sistemas fotovoltaicos están sometidos a los rigores de la intemperie y a las singularidades de instalaciones con paneles que emiten gran cantidad de calor en sus dorsos, especialmente cerca de las cajas de conexiones. Se opta por la instalación del cable TECSUN (PV) (AS) de la marca Prysmian (se puede optar por otro cable de otras marcas con las mismas características) es un cable de alta seguridad (AS), especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores y exteriores, pueden ser instalados en bandejas, conductos, soterrado o en equipos, es una respuesta específica avalada por numerosos ensayos para que las líneas de la instalación fotovoltaica tenga la mayor fiabilidad a lo largo de toda su vida útil con una garantía de vida útil de 30 años.



Figura 6.1, cables Prysmian

Descripción

Metal: Cobre electrolítico, estañado.

Flexibilidad: Flexible, clase 5 según UNE EN 60228.

Designación: PV1-F (AS)

Temperatura máxima en el conductor: 120 °C (20.000 h); 90 °C (30 años). 250 °C en cortocircuito (máximo 5 s).

Aislamiento

Material: HEPR 120 °C similar a IEC 60502-1 (compuesto tipo EI6/EI8).

Cubierta

Material: EVA 120 °C según DIN VDE 0282-1, HD 22.1 (compuesto tipo EM4 / EM8). Doble capa. Color: Negro, rojo o azul.

Características técnicas

Sección nominal mm ²	Diámetro del conductor mm	Diámetro exterior del cable (valor mín.) mm	Diámetro exterior del cable (valor máx.) mm	Peso kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad admisible al aire (I) A	Caída de tensión (continua o alterna cos φ = 1) V/A km
1x1,5	1,6	4,4	4,8	29	13,7	25	26,5
1x2,5	1,9	4,7	5,1	43	8,21	34	15,92
1x4	2,4	5,2	5,6	58	5,09	46	9,96
1x6	2,9	5,7	6,1	76	3,39	59	6,74
1x10	4,0	6,8	7,2	120	1,95	82	4
1x16	5,5	8,3	9,0	178	1,24	110	2,51
1x25	6,4	10,0	10,7	273	0,795	140	1,59
1x35	7,5	11,1	11,8	364	0,565	174	1,15
1x50	9	12,6	13,3	500	0,393	210	0,85
1x70	10,8	14,4	15,2	686	0,277	269	0,59
1x95	12,6	16,2	17	899	0,21	327	0,42
1x120	14,3	17,7	18,7	1131	0,164	380	0,34
1x150	15,9	19,7	20,7	1382	0,132	438	0,27
1x185	17,5	21,3	22,3	1669	0,108	500	0,22
1x240	20,5	24,2	25,5	2208	0,0817	590	0,17

Tabla 6.1, Características técnicas de los cables Prysmian

Otras características

- Temperatura de servicio (instalación fija o móvil): -40 °C, +120 °C (20000 h); -40 °C, + 90 °C (30 años).
- Tensión nominal: 0,6/ 1 kV (tensión máxima en alterna: 0,7/1,2 kV, tensión máxima en continua: 0,9/1,8 kV).
- Ensayo de tensión en alterna: 15 min, 6 kV.
- Ensayo de tensión en continua: 15 min, 10 kV.

- No propagación de la llama: UNE EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2; DIN VDE 0482 parte 332-1-2; DIN EN 60332-1-2.
- No propagación del incendio: EN 50305-9; DIN VDE 0482 parte 266-2-5.
- Libre de halógenos: UNE EN 50267-2-1; IEC 60754-1; BS 6425-1.
- Baja emisión de humos opacos: UNE EN 61034-2; IEC 61034-2; DIN VDE 0482 parte 268-2; DIN EN 50268-2.
- Muy baja emisión de gases corrosivos: UNE EN 50267-2-3; IEC 60754; NFC 20453; BS 6425-2; $\text{pH} \geq 4,3$; $c \leq 10 \mu\text{s}/\text{mm}$; DIN EN 50264-1.
- Baja emisión de gases tóxicos: NES 713; NFC 20454 $I_t \leq 1,5$; DIN EN 50305, $I_t \leq 3$.

6.1.2. Canaletas

Para los tramos de corriente continua el tipo de instalación es de conductores aislados en canaletas en montaje superficial. La instalación de las canaletas protectoras donde van alojados los conductores del circuito se hace siguiendo preferentemente líneas verticales y horizontales o paralelas a las aristas o calles de la parcela manteniendo siempre la tapa de las canales accesible.

En el caso de las canaletas se propone la instalación de las canaletas previstas con una eficaz renovación del aire, de la marca UNEX, modelo 66U23X aislantes con tapa de PVC M1 por sus buenas características técnicas:

- Protección contra contactos directos e indirectos.
- Sin necesidad de puesta a tierra.
- Evita corrientes de fuga, cortocircuitos con las bandejas y arcos eléctricos.
- El corte de la bandeja no produce aristas que dañen el aislamiento de los conductores.



Figura 6.2: Canaletas UNEX en la instalación



Figura 6.3: Canaletas UNEX

En el último tramo de la instalación donde ya se ha producido la conversión de corriente continua a corriente alterna, la instalación del cableado es diferente, en este tramo los conductores de tipo 0,6/1kV están enterrados, y están constituidos de cobre con aislamiento PVC y el diseño en la memoria de cálculo se basa en la norma ITC-BT-07 para redes subterráneas para distribución en baja tensión.

6.2. Dimensionamiento de la parte de corriente continua

Las secciones de los cables dependen de la energía a transportar y de la distancia a recorrer por la corriente eléctrica entre los diferentes equipos.

Esta parte del generador fotovoltaico se puede diferenciar cuatro tramos con distinta sección:

- Interconexión entre módulos.
- Conductores entre ramal y caja secundaria de CC
- Conductores entre caja secundaria y caja principal de CC.
- Conductores entre la caja principal de CC y el inversor.

Para el cálculo de la sección mínima de conductores se emplean los criterios de la caída de tensión máxima admisible, el de intensidad máxima admisible, y el criterio de cortocircuito. Se pueden ver más detalles de los cálculos en la memoria de cálculos

6.2.1. Conductores de interconexión entre módulos

Los conductores para realizar la interconexión entre los módulos fotovoltaicos suelen ser de tipo estándar y vienen incluidos con dichos módulos con una sección de 6 mm² que normalmente es más que suficiente para cumplir con los criterios de sección mínima, pero por seguridad se realizan los cálculos para determinar la sección de interconexión.

Después de realizar los cálculos (en la memoria de cálculos) para verificar los criterios de caída de tensión, de máxima intensidad y del criterio térmico de corriente de cortocircuito se llega a la conclusión de que dichas secciones son más que suficientes para los conductores de interconexión.

A continuación se presentan las tablas resumiendo los cálculos realizados, y las secciones para este tramo de la instalación.

6.2.2. Tramo entre ramales y caja secundaria de corriente continua

En este tramo se instalan cables del tipo TECSUN (PV) (AS) de la marca Prysmian, con conductores de cobre electrolítico con aislamiento termoestable HEPR y cubierta polimérica, adecuados para soportar las condiciones a la intemperie y de tensión asignada 0,6/1 kV. Estos cables se conectan a la salida de cada uno de los ramales (agrupación de 18 paneles en serie) realizando una

conexión en paralelo de 3 o 4 líneas hasta llegar a la entrada de la caja de conexión secundaria de corriente continua, tal y como se puede ver en el plano "03-Instalación fotovoltaica". En cada caja de conexión se alojan los elementos encargados de la protección de los respectivos ramales.

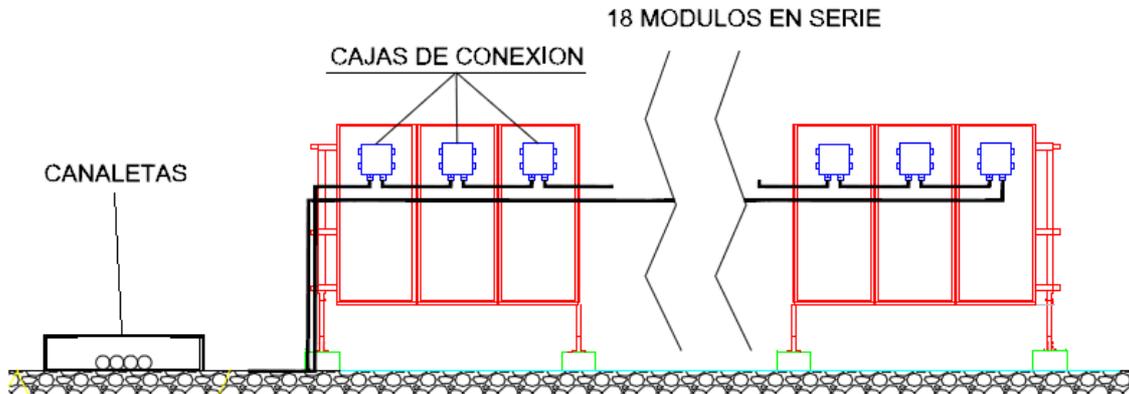


Figura 6.4: Detalle de conexión de un ramal.

La línea entra ramal y caja secundaria de corriente continua esta constituida de 2 cables, uno de polaridad negativa y otro de polaridad positiva que están conectados a las cajas de conexión de los módulos situados en los extremos tal y como se puede ver en la figura 6.4. Estos cables están instalados a la intemperie sujetos a la estructura mediante abrazaderas especiales hasta llegar a las canaletas donde se alojaran hasta la entrada de las cajas secundarias de corriente continua.

A continuación se muestra las tablas 6.3 y 6.4 los valores obtenidos en el anexo de cálculos y las respectivas secciones de este tramo:

Ramal	Destino	Tensión (Upmp)	Intensidad lcc (A)	Potencia (W)	Longitud (m)	Caída de tensión (%)	Intensidad de diseño (A)	Intensidad admisible (A)	Sección CIA (mm ²)	Sección CCT (mm ²)	Sección Adoptada (mm ²)
Ramal 1	cs2	642,6	5,58	3240	30	0,0023	6,76	45	6	6	6
Ramal 2	cs3	642,6	5,58	3240	30	0,0023	6,76	45	6	6	6
Ramal 3	cs1	642,6	5,58	3240	12,5	0,0023	6,76	45	6	6	6
Ramal 4	cs1	642,6	5,58	3240	12,5	0,0023	6,76	45	6	6	6
Ramal 5	cs1	642,6	5,58	3240	26	0,0023	6,76	45	6	6	6
Ramal 6	cs2	642,6	5,58	3240	26	0,0023	6,76	45	6	6	6
Ramal 7	cs1	642,6	5,58	3240	8	0,0023	6,76	45	6	6	6
Ramal 8	cs1	642,6	5,58	3240	8	0,0023	6,76	45	6	6	6
Ramal 9	cs4	642,6	5,58	3240	26	0,0023	6,76	45	6	6	6
Ramal 10	cs2	642,6	5,58	3240	8	0,0023	6,76	45	6	6	6
Ramal 11	cs4	642,6	5,58	3240	8	0,0023	6,76	45	6	6	6
Ramal 12	cs4	642,6	5,58	3240	30	0,0023	6,76	45	6	6	6
Ramal 13	cs2	642,6	5,58	3240	12,5	0,0023	6,76	45	6	6	6
Ramal 14	cs4	642,6	5,58	3240	12,5	0,0023	6,76	45	6	6	6
Ramal 15	cs3	642,6	5,58	3240	36	0,0023	6,76	45	6	6	6
Ramal 16	cs3	642,6	5,58	3240	36	0,0023	6,76	45	6	6	6
Ramal 17	cs3	642,6	5,58	3240	18	0,0023	6,76	45	6	6	6

Tabla 6.3, secciones de conductores correspondientes a primer tramo de CC

Ramal	Destino	Tensión (Upmp)	Intensidad lcc (A)	Potencia (W)	Longitud (m)	Caída de tensión (%)	Intensidad de diseño (A)	Intensidad admisible (A)	Sección CIA (mm ²)	Sección CCT (mm ²)	Sección Adoptada (mm ²)
Ramal 18	cs6	642,6	5,58	3240	30	0,0023	6,76	45	6	6	6
Ramal 19	Cs7	642,6	5,58	3240	30	0,0023	6,76	45	6	6	6
Ramal 20	Cs5	642,6	5,58	3240	12,5	0,0023	6,76	45	6	6	6
Ramal 21	Cs5	642,6	5,58	3240	12,5	0,0023	6,76	45	6	6	6
Ramal 22	Cs5	642,6	5,58	3240	26	0,0023	6,76	45	6	6	6
Ramal 23	cs6	642,6	5,58	3240	26	0,0023	6,76	45	6	6	6
Ramal 24	Cs5	642,6	5,58	3240	8	0,0023	6,76	45	6	6	6
Ramal 25	Cs5	642,6	5,58	3240	8	0,0023	6,76	45	6	6	6
Ramal 26	Cs8	642,6	5,58	3240	26	0,0023	6,76	45	6	6	6
Ramal 27	cs6	642,6	5,58	3240	8	0,0023	6,76	45	6	6	6
Ramal 28	Cs8	642,6	5,58	3240	8	0,0023	6,76	45	6	6	6
Ramal 29	Cs8	642,6	5,58	3240	30	0,0023	6,76	45	6	6	6
Ramal 30	cs6	642,6	5,58	3240	12,5	0,0023	6,76	45	6	6	6
Ramal 31	Cs8	642,6	5,58	3240	12,5	0,0023	6,76	45	6	6	6
Ramal 32	Cs7	642,6	5,58	3240	36	0,0023	6,76	45	6	6	6
Ramal 33	Cs7	642,6	5,58	3240	36	0,0023	6,76	45	6	6	6
Ramal 34	Cs7	642,6	5,58	3240	18	0,0023	6,76	45	6	6	6

Tabla 6.4, secciones de conductores correspondientes a primer tramo de CC

6.2.3. Tramo entre caja secundaria y caja principal de corriente continua

En este tramo se compone de 8 líneas en paralelo, separadas en 2 grupos de 4. En todas estas líneas se instalan cables del tipo TECSUN (PV) (AS) de la marca Prysmian, con conductores de cobre electrolítico con aislamiento termoestable HEPR y cubierta polimérica, adecuados para soportar las condiciones a la intemperie y de tensión asignada 0,6/1 kV.

Estas líneas van conectadas a la salida de las cajas secundarias de corriente continua de forma paralela hasta llegar a la entrada de la caja principal donde van alojadas las protección encargadas de proteger dichas líneas, todo este tramo va instalado en canaletas a la intemperie tal y como se puede ver en el plano "03-Instalación fotovoltaica".

A continuación se muestra la tabla 6.5 los valores obtenidos en el anexo de cálculos y las respectivas secciones de este tramo:

Origen	Destino	Tensión (Upmp)	Intensidad lcc (A)	Potencia (W)	Longitud (m)	Caída de tensión (%)	Intensidad de diseño (A)	Intensidad admisible (A)	Sección CIA (mm ²)	Sección CCT (mm ²)	Sección Adoptada (mm ²)
CS1	CPCC1	642,6	44,64	12960	18	0,007	27,05	45	6	6	6
CS2	CPCC1	642,6	44,64	12960	20	0,007	27,05	45	6	6	6
CS3	CPCC2	642,6	50,22	16200	18	0,007	27,05	45	6	6	6
CS4	CPCC2	642,6	50,22	16200	20	0,007	27,05	45	6	6	6

La tabla 6.5, resume los resultados de los cálculos de las secciones de las líneas

:

6.2.4. Tramo entre caja principal de corriente continua y el inversor

Este tramo se compone de 2 líneas en paralelo cuyos cables instalados son del tipo TECSUN (PV) (AS) de la marca Prysmian, con conductores de cobre electrolítico con aislamiento termoestable HEPR y cubierta polimérica, adecuados para soportar las condiciones a la intemperie y de tensión asignada 0,6/1 kV.

Estas líneas van conectadas a la salida de las cajas principales de corriente continua de forma paralela hasta llegar a la entrada de la caseta del inversor conectándose a este a través de una arqueta, todo este tramo va instalado en canaletas a la intemperie tal y como se puede ver en el plano "03-Instalación fotovoltaica".

A continuación se muestra las tablas 6.6 los valores obtenidos en el anexo de cálculos y las respectivas secciones de este tramo:

Origen	Destino	Tensión (Upmp)	Intensidad lcc (A)	Potencia (W)	Longitud (m)	Caída de tensión (%)	Intensidad de diseño (A)	Intensidad admisible (A)	Sección CIA (mm ²)	Sección CCT (mm ²)	Sección Adoptada (mm ²)
CGCC1	inversor	642,6	91,97	55080	20	0,02	114,96	135,88	35	10	35
CGCC2	inversor	642,6	91,97	55080	20	0,02	114,96	135,88	35	10	35

Tabla 6.6, resumen de secciones de la línea CGCC-inversor:

6.3. Dimensionamiento de los cables de CA

6.3.1. Tipo de cable en la parte de corriente alterna

En la parte de corriente alterna de la instalación que une los inversores con el centro de transformación se opta por la instalación de un cable de alta seguridad (AS), libre de halógenos, no propagador del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida para redes de BT subterráneas en instalaciones fotovoltaicas. Se instala el cable AFUMEX 1000 V (AS) de la marca Prysmian con una tensión asignada 0,6/1 KV.

Descripción

Conductor

Metal: Cobre electrolítico recocido.

Flexibilidad: Flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

Aislamiento

Material: Mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3.

Colores: Amarillo/verde, azul, gris, marrón y negro; según UNE 21089-1.

Cubierta

Material: Mezcla especial cero halógenos, tipo AFUMEX Z1.

Color: Verde, con franja de color identificativa de la sección y que permite escribir sobre la misma para identificar circuitos.

Características técnicas

Sección nominal mm ²	Espesor de aislamiento mm	Diámetro exterior mm	Peso total kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad admisible al aire (1) A	Intensidad admisible enterrado (2) A	Caída de tensión V/A km	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
3 G 1.5	0.7	9.2	120	13.3	24	No Permitido	30,98	24,92
3 G 2.5	0.7	10.1	160	7.98	33	No Permitido	18,66	15,07
3 G 4	0.7	11.1	215	4.95	45	No Permitido	11,68	9,46
3 G 6	0.7	12.3	282	3.3	57	53	7,90	6,42
3 G 10	0.7	14.7	430	1.91	76	70	4,67	3,84
3 G 16	0.7	17.8	650	1.21	105	91	2,94	2,45
3 x 25	0.9	21.4	946	0.78	110	96	1,62	1,38
3 x 35	0.9	24.9	1355	0.55	137	117	1,17	1,01
3 x 50	1	28.6	1869	0.38	167	138	0,86	0,77
3 x 70	1.1	32.1	2530	0.27	214	170	0,6	0,56
3 x 95	1.1	36.4	3322	0.20	259	202	0,43	0,42
3 x 120	1.2	40.3	4301	0.16	301	230	0,34	0,35
3 x 150	1.4	44.9	5332	0.12	343	260	0,28	0,3
3 x 185	1.6	49.8	6521	0.10	391	291	0,22	0,26
3 x 240	1.7	56.1	8576	0.08	468	336	0,17	0,21
3 x 300	1.8	61.8	10633	0.06	565	380	0,14	0,18

Tabla 6.7, Características técnicas de los cables AFUMEX de Prysmian

Otras características

- Tensión nominal: 0,6/1 kV.
- Norma constructiva: UNE 21123-4.
- Temperatura de servicio (instalación fija): -40 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Ensayo de tensión en c.a. durante 5 minutos: 3500 V.
- No propagación de la llama: UNE EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- No propagación del incendio: UNE EN 50266-2-4; IEC 60332-3; NFC 32070-C1.
- Libre de halógenos: UNE EN 50267-2-1 ; IEC 60754-1 ; BS 6425-1.

- Reducida emisión de gases tóxicos: NES 713 ; NFC 20454 ; $l_t \leq 1,5$.
- Baja emisión de humos opacos: UNE EN 61034-2 ; IEC 61034-2.
- Muy baja emisión de gases corrosivos: UNE EN 50267-2-3 ; IEC 60754-2 ; NFC 20453 ; BS 6425-2 ; $pH \geq 4,3$; $C \leq 10 \mu S/mm$.

6.3.2. Zanjas de baja tensión

La canalización, se ejecuta por terreno privado, propiedad del titular de la instalación, por lo que no hace falta ningún tipo de permiso para apertura de la zanja. El trazado se hace lo mas rectilíneo posible y se evitan ángulos pronunciados.

El tubo va protegido mecánicamente a través de placas de polietileno dispuestos encima del tubo a 0,25 m del lecho de la zanja. Entre 0,10 y 0,20 m por debajo de la rasante del terreno se coloca una cinta de señalización que advierte la existencia de cables eléctricos de baja tensión.

Se tiene varios tramos en la instalación de longitudes variables ver el anejo de planos " 02-Instalación fotovoltaica general" que unen las casetas de inversores con el centro de transformación.

Las dimensiones de la zanja son como se puede ver en el plano "06-Zanja baja tensión" es de 0,4 x 0,7 m.

6.3.3. Línea inversor – CGPM

El dimensionado en esta sección depende igualmente de la energía a transportar y de la distancia a recorrer entre equipos por la corriente eléctrica. A fin de optimizar la sección del cableado, se emplea en su diseño los criterios de la caída de tensión máxima admisible, el criterio de intensidad máxima admisible y el criterio térmico de cortocircuito.

En la parte de corriente alterna de la instalación que une los inversores con el CGPM se opta por la instalación de un cable de alta seguridad (AS), libre de halógenos, no propagador del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida para redes de BT subterráneas en instalaciones fotovoltaicas. Se instala el cable AFUMEX 1000 V (AS) de la marca Prysmian con una tensión asignada 0,6/1 KV, con un conductor de cobre electrolítico con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta tipo AFUMEX Z1.

En esta parte de la instalación donde ya se ha producido la conversión de la corriente continua a corriente alterna, la línea es trifásica, los conductores son de cobre de doble aislamiento (0,6 / 1 kV) no propagadores de incendio y con

baja emisión de humos. Las canalizaciones que se utilizar son bandeja fija mediante tornillo a la pared, hasta llegar a la pared de acceso del CGPM.

En este caso a diferencia del circuito de corriente continua la caída de tensión en condiciones nominales en la parte de CC es inferior al 1,5% y los de la parte de corriente alterna es inferior al 2% según el pliego de condiciones de la IDAE.

A continuación se muestra las tablas 6.8 los valores obtenidos en el anexo de cálculos y las respectivas secciones de este tramo:

o tramo inversor centro de transformación

Origen	Destino	Tensión	Potencia (W)	Longitud (m)	Caída de tensión (%)	Intensidad de diseño (A)	Intensidad admisible (A)	Sección CIA (mm ²)	Sección CCT (mm ²)	Sección Adoptada (mm ²)	Sección neutro (mm ²)
inversor	CGPM	400	100.000	5	0,14	144,46	155	50	50	50	25

Tabla 6.8, resumen de secciones de la línea inversor-CGPM

6.3.4. Línea inversor – centro de transformación

El dimensionado en esta sección depende igualmente de la energía a transportar y de la distancia a recorrer entre equipos por la corriente eléctrica. A fin de optimizar la sección del cableado, se emplea en su diseño los criterios de la caída de tensión máxima admisible, el criterio de intensidad máxima admisible y el criterio térmico de cortocircuito.

En la parte de corriente alterna de la instalación que une los inversores con el centro de transformación se opta por la instalación de un cable de alta seguridad (AS), libre de halógenos, no propagador del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida para redes de BT subterráneas en instalaciones fotovoltaicas. Se instala el cable AFUMEX 1000 V (AS) de la marca Prysmian con una tensión asignada 0,6/1 KV, con un conductor de cobre electrolítico con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta tipo AFUMEX Z1.

En esta parte de la instalación donde ya se ha producido la conversión de la corriente continua a corriente alterna, la línea es trifásica y sus conductores usados son de cobre de doble aislamiento (0,6 / 1 kV) no propagadores de incendio y con baja emisión de humos.

Este tramo se instala a la salida del CGPM hasta llegar al suelo donde van enterrados en una zanja baja tubo a una profundidad de 0,70 m en tramos recto y paralelos a las vallas hasta llegar al cuadro de baja tensión en el centro de transformación correspondiente. En este caso a diferencia del circuito de corriente continua la caída de tensión en condiciones nominales en la parte de CC es inferior al 1,5% y los de la parte de corriente alterna es inferior al 2% según el pliego de condiciones de la IDAE.

La instalación del cableado es diferente, en este tramo los conductores de tipo 0,6/1kV están enterrados en zanjas bajo tubo, y su diseño se basa en la instrucción ITC-BT-07 para redes subterráneas para distribución en baja tensión.

A continuación se muestra las tablas 6.9 los valores obtenidos en el anexo de cálculos y las respectivas secciones de este tramo:

o tramo inversor centro de transformación

Origen	Destino	Tensión	Potencia (W)	Longitud (m)	Caída de tensión (%)	Intensidad de diseño (A)	Intensidad admisible (A)	Sección CIA (mm ²)	Sección CCT (mm ²)	Sección Adoptada (mm ²)	Sección neutro (mm ²)
inversor	CT	400	100.000	92	1,77	144,46	335	95	95	95	35

Tabla 6.8, resumen de secciones de la línea inversor-CT

6.4. Caja de protección y medida

Cumple todo lo recogido en el ITC del reglamento de baja tensión ITC-BT-13 y la ITC-BT-16, "Para el caso de suministros para un único usuario o dos usuarios alimentados desde el mismo lugar conforme a los esquemas 2.1 y 2.2.1 de la Instrucción ITC-BT-12, al no existir línea general de alimentación, se simplifica la instalación colocando en un único elemento, la caja general de protección y el equipo de medida; dicho elemento se denomina caja de protección y medida."

Se hace uso de la Caja de Protección y Medida, de los tipos y características indicados en el apartado 2 de ITC MIE-BT-13, que reúne bajo una misma envolvente, los fusibles generales de protección, el contador y el dispositivo para discriminación horaria. En este caso, los fusibles de seguridad coinciden con los generales de protección.

Los elementos de medida están ubicados en un armario que se instala en la parte exterior de la caseta reservada a los inversores, se coloca atornillada a una de las paredes de la caseta de inversores.

Está formada por dos grupos de componentes, claramente diferenciados: equipo de medida y equipo de protección. Para la medida de energía, se instalan los siguientes elementos:

- Un contador de energía neta fotovoltaica producida que tenga la capacidad de medir en ambos sentidos o, en su defecto, se conectarán en el propio módulo dos contadores en serie, uno en cada sentido. En este caso se instalará un contador electrónico trifásico multifunción de medida de energía bidireccional, homologado por la compañía eléctrica de la región donde se efectúa la instalación (ONE).
- Transformadores de intensidad para medida, homologados por la Compañía Eléctrica Distribuidora. Habitualmente, para instalaciones de 100 Kw. se colocan de relación 200/5 Potencia 10 VA Clase de precisión 0,5S.

Para proteger el equipo de medida como se ha visto en la parte de protecciones se instalan elementos de protección y corte en ambos sentidos, tanto en la línea procedente del inversor, como en la de salida hacia el transformador principal. Para ello, se instalan los siguientes equipos de protección:

- Fusibles unipolares, de intensidad nominal $I_n = 160 \text{ A}$ y poder de corte 12 kA.

- Interruptores magnetotérmicos tetrapolar del modelo SACE Tmax XT1 (ver imagen 6.1) capaz de soportar intensidades hasta 160 A y con poder de corte $I_{cu} = 25 \text{ KA}$ y con tiempo de apertura de 15 ms.
- Interruptores automáticos diferenciales del modelo Vigi C160 tetrapolar con bloques diferenciales, con calibre $I_n = 160 \text{ A}$ y sensibilidad ajustada a 300 mA.

- **Características de la CPM**

Se opta por la instalación de Equipos de Medida Indirecta y Protección para Instalaciones Fotovoltaicas de la empresa PRONUTEC ver figura 6.4, para potencias de hasta 100 kW (También se podría instalar equipos de otras marcas y con similares características). Se instala en cada generador un equipo independiente y con las mismas características, lo que hace un total de unidades en toda la parcela, se ha optado por independizar los equipos de medida para aprovechar en caso de mantenimiento de alguna parte de la parcela aprovechar el resto y seguir facturando energía.

INSTALACIÓN	Exterior. Fijación suelo	
POTENCIA / AMPERAJE	hasta 100 Kw / hasta 250 A	
ENVOLVENTE	Envolvente de hormigón armado PNT ORMA 17 ALP (IP55-IK10) 2 puertas metálicas frontales con cerradura Endesa Sevillana Elementos internos instalados en envolventes de doble aislamiento	
ENTRADA DEL INVERSOR	Protegida por un interruptor automático 160 A / 250 A 4P con protección diferencial	
MEDIDA	Pletinas para instalación de trafos de medida Puentes de conexión Borna de tierra	Contador bidireccional Regleta Endesa 10E (6I-4T) Cableado para conexión a contador
SALIDA AL TRANSFORMADOR	Mediante CGP ESQ. 9 HOMOLOGADA ENDESA formada por 3 bases NHC-1 250 A	
OPCIONES	—	

Tabla 6.9, características de la caja de protección y medida

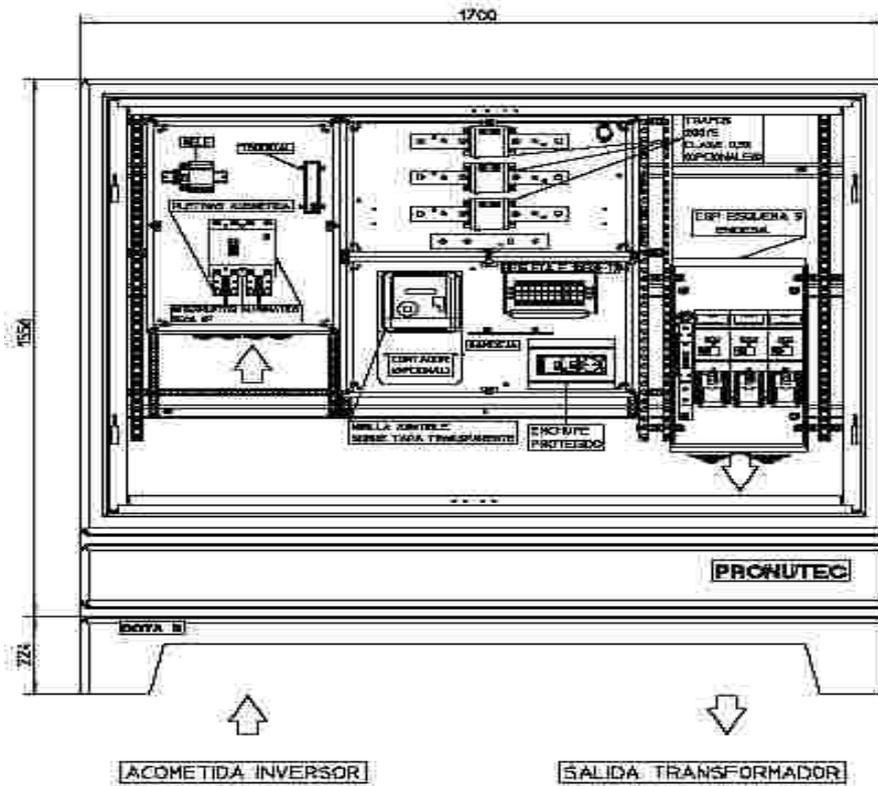


Figura 6.4, caja general de protección y medida

7. Centro de transformación

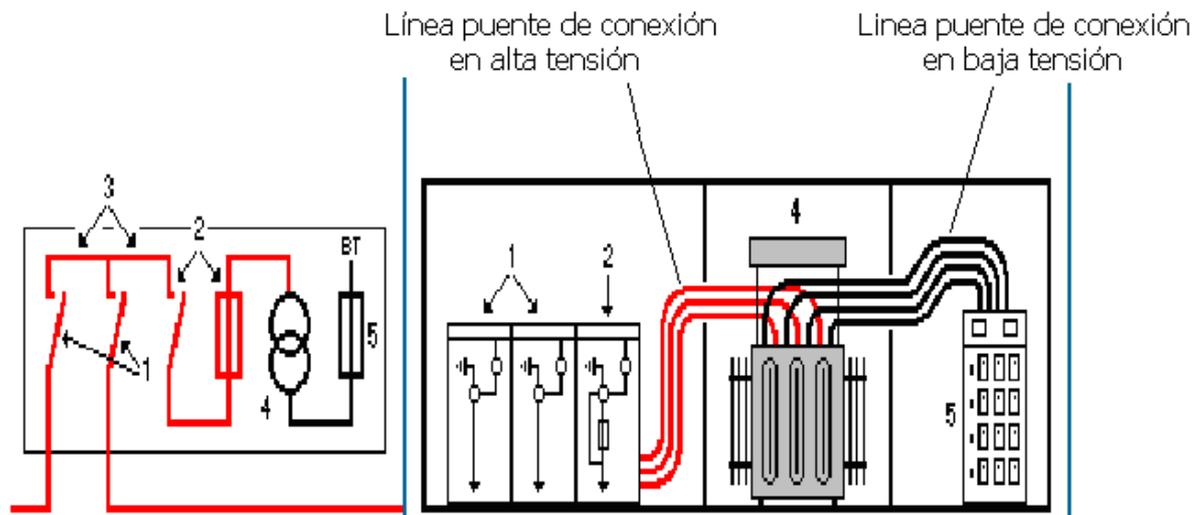
7.1. Características Generales del Centro de Transformación

Según la instrucción ITC-BT-40, establece como carácter general, la interconexión de centrales generadoras a las redes de baja tensión de 3x400/230V será admisible cuando la suma de las potencias nominales de los generadores no exceda de 100 kVA, ni de la mitad de la capacidad de la salida del Centro de Transformación correspondiente a la línea de la Red de Distribución Pública a la que se conecte la central.

Se instalan 2 centros de transformación en la parcela fotovoltaica, estos son de tipo compañía, y tienen la misión de transformar la energía obtenida en el generador fotovoltaico de baja tensión a media tensión para poder conectarla a la red de distribución en un punto de media tensión.

La energía será a la tensión trifásica de 25 kV y frecuencia de 50 Hz, realizándose la acometida por medio de cables subterráneos.

Se precisa evacuar la energía generada por cada generador fotovoltaica a una tensión de 400 V, con una potencia máxima pico de 110.1 Kwp por cada generador, la parcela fotovoltaica en total



1. Celdas de línea en alta tensión

4. Transformador de 630 kVA

2. Celda de protección

5. Cuadro de distribución en baja tensión

3. Embarrado de alta tensión

Figura 7.1. Diagrama detallado del centro de transformación con un solo transformador

La potencia aparente de la instalación es igual a 1101 kVA con un factor de potencia $\cos\phi = 1$.

Para atender a las necesidades arriba indicadas, la potencia total instalada en este Centro de Transformación es de 630 kVA. Dentro de la gama de transformaciones del mercado seleccionamos uno de la marca ORMAZABAL en baño de aceite mineral gama integral serie 25 kV, cuyas características eléctricas cumplen la normativa UNE-21428, EN-60076 e IEC-76.

El Centro de Transformación consta de una única envolvente, en la que se encuentra toda la aparamenta eléctrica, máquinas y demás equipos.

7.2. Descripción de la instalación

7.2.1. Características de los Materiales

El edificio de Transformación seleccionado para este proyecto es el PFU-5/30, los Centros de Transformación PFU, de superficie y maniobra interior (tipo caseta), constan de una envolvente de hormigón, de estructura monobloque, en cuyo interior se incorporan todos los componentes eléctricos, desde la aparamenta de MT, hasta los cuadros de BT, incluyendo los transformadores, dispositivos de control e interconexiones entre los diversos elementos.

La principal ventaja que presentan estos Centros de Transformación es que tanto la construcción como el montaje y equipamiento interior pueden ser realizados íntegramente en fábrica, garantizando con ello una calidad uniforme y reduciendo considerablemente los trabajos de obra civil y montaje en el punto de instalación. Además, su cuidado diseño permite su instalación tanto en zonas de carácter industrial como en entornos urbanos.

7.2.1.1. Envolvente

La envolvente de estos centros es de hormigón armado vibrado. Se compone de dos partes: una que aglutina el fondo y las paredes, que incorpora las puertas y rejillas de ventilación natural, y otra que constituye el techo.

Las piezas construidas en hormigón ofrecen una resistencia característica de 300 kg/cm². Además, disponen de una armadura metálica, que permite la interconexión entre sí y al colector de tierras. Esta unión se realiza mediante latiguillos de cobre, dando lugar a una superficie equipotencial que envuelve completamente al centro. Las puertas y rejillas están aisladas eléctricamente, presentando una resistencia de 10 kOhm respecto de la tierra de la envolvente.

Las cubiertas están formadas por piezas de hormigón con inserciones en la parte superior para su manipulación.

En la parte inferior de las paredes frontal y posterior se sitúan los orificios de paso para los cables de MT y BT. Estos orificios están semiperforados, realizándose en obra la apertura de los que sean necesarios para cada aplicación. De igual forma, dispone de unos orificios semiperforados practicables para las salidas a las tierras exteriores.

El espacio para el transformador, diseñado para alojar el volumen de líquido refrigerante de un eventual derrame, dispone de dos perfiles en forma de "U", que se pueden deslizar en función de la distancia entre las ruedas del transformador.

7.2.1.2. **Placa piso**

Sobre la placa base y a una altura de unos 400 mm se sitúa la placa piso, que se sustenta en una serie de apoyos sobre la placa base y en el interior de las paredes, permitiendo el paso de cables de alta tensión y baja tensión a los que se accede a través de unas troneras cubiertas con losetas.

7.2.1.3. **Accesos**

En la pared frontal se sitúan las puertas de acceso de peatones, las puertas del transformador (ambas con apertura de 180º) y las rejillas de ventilación. Todos estos materiales están fabricados en chapa de acero.

Las puertas de acceso disponen de un sistema de cierre con objeto de garantizar la seguridad de funcionamiento para evitar aperturas intempestivas de las mismas del Centro de Transformación. Para ello se utiliza una cerradura de diseño ORMAZABAL que anclan las puertas en dos puntos, uno en la parte superior y otro en la parte inferior.

7.2.1.4. **Ventilación**

El rendimiento de los transformadores no es igual a la unidad, lo que quiere decir que existe un determinado valor de pérdidas. Estas pérdidas se pueden dividir en dos grupos; pérdidas en el hierro y pérdidas en el cobre. Las primeras son independientes de la carga y son las pérdidas de histéresis y a las corrientes de Foucault, mientras que las segundas si que dependen de la carga, y son transformadas en calor, Este calor es necesario evacuarlo, para ello el recinto tendrá unas rejillas de ventilación.

La ventilación se realiza por circulación natural de aire, clase 10, conseguida mediante rejillas instaladas en las paredes de la envolvente y en la puerta del transformador. Las rejillas de ventilación natural están formadas por lamas en forma de "V" invertida, diseñadas para formar un laberinto que evita la entrada de agua de lluvia en el Centro de Transformación y se complementa cada rejilla interiormente con una malla mosquitera.

7.2.1.5. **Acabado**

El acabado de las superficies exteriores se efectúa con pintura acrílica rugosa de color blanco en las paredes y marrón en el perímetro de la cubierta o techo, puertas y rejillas de ventilación.

Las piezas metálicas expuestas al exterior están tratadas adecuadamente contra la corrosión.

7.2.1.6. **Calidad**

Estos edificios prefabricados han sido acreditados con el Certificado de Calidad UNESA de acuerdo a la RU 1303A.

7.2.1.7. **Alumbrado**

El equipo va provisto de alumbrado conectado y gobernado desde el cuadro de BT, el cual dispone de un interruptor para realizar dicho cometido.

7.2.1.8. **Cimentación**

Para la ubicación de los Centros de Transformación PFU es necesaria una excavación, cuyas dimensiones variarán en función de la solución adoptada para la red de tierras, sobre cuyo fondo se extiende una capa de arena compactada y nivelada de 100 mm de espesor.

7.2.1.9. **Dimensiones del centro de transformación**

CENTROS HASTA 36 kV		PFU-3	PFU-4	PFU-5
Dimensiones exteriores	Longitud [mm]	3280	4460	6080
	Anchura [mm]	2380	2380	2380
	Altura [mm]	3240	3240	3240
	Superficie [m ²]	7,8	10,7	14,5
	Altura vista [mm]	2780	2780	2780
Dimensiones interiores	Longitud [mm]	3100	4280	5900
	Anchura [mm]	2200	2200	2200
	Altura [mm]	2550	2550	2550
	Superficie [m ²]	6,8	9,4	13,0
Dimensiones excavación	Longitud [mm]	4080	5260	6880
	Anchura [mm]	3180	3180	3180
	Profundidad [mm]	560	560	560
Peso [kg]		11000	12500	18000

Tabla 7.1, dimensiones del centro de transformación

Se puede apreciar en la figura 7.2 las dimensiones de la caseta del centro de transformación.

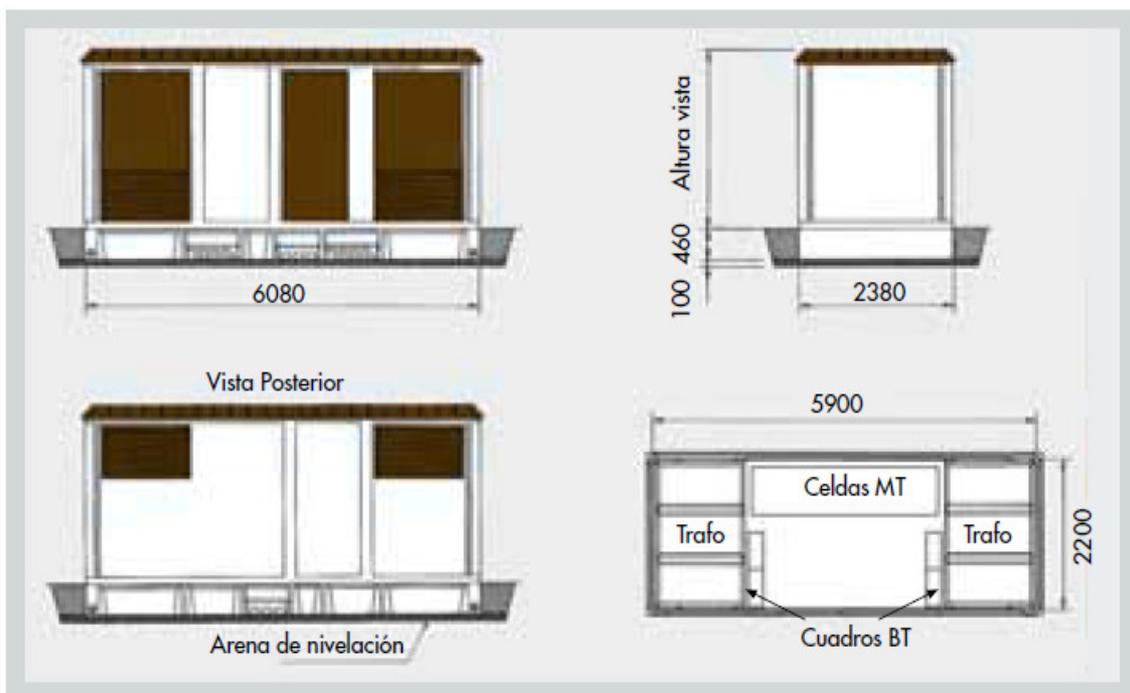


Figura 7.2, Detalle de la caseta del centro de transformación

7.2.2. Instalación Eléctrica

La red a la cual se conecta el Centro de Transformación es del tipo subterráneo, con una tensión en el secundario de 25 kV, nivel de aislamiento según la MIE-RAT 12, y una frecuencia de 50 Hz.

La entrada y salida de cables de baja y media tensión se realiza a través de orificios semiperforados en la base del edificio (frontal / lateral), y la entrada Auxiliar de acometida de Baja Tensión se sitúa en la pared frontal del edificio tal y como se puede apreciar en la figura 7.2.

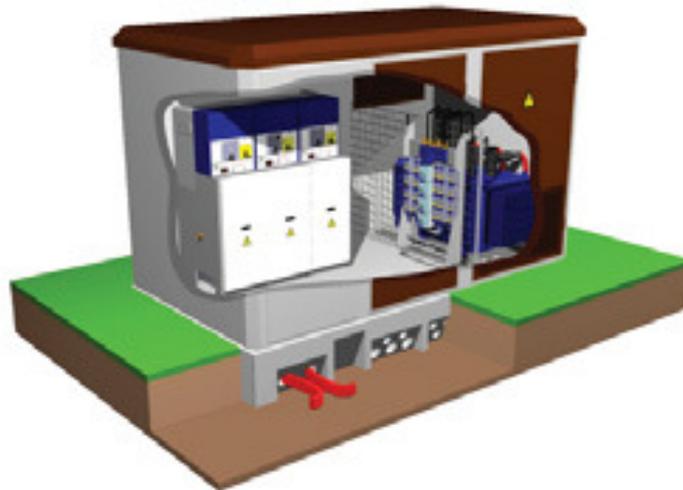


Figura 7.3, Detalle de entrada y salida de los cables de baja y media tensión

La potencia de cortocircuito en el punto de acometida, según los resultados obtenidos en el anejo de cálculos es igual a 500 MVA, y considerando las impedancias equivalentes de la red y la del transformador se tiene que la corriente de cortocircuito es igual a 11,55 kA.

En el centro de transformación se instalan 5 celdas del tipo CGM 3 modulares fabricados por Hormazábal se puede optar por la instalación de otras celdas con las mismas características, 2 de estas celdas son de línea CGM3-2L, otras dos son de protección CGM3-2P y la última es una celda de medida CGM3-M. Las características principales de estas celdas son:

- Protección y seguridad de personas, bienes y equipos ante los efectos de arcos internos, acreditadas con los ensayos realizados conforme a la norma IEC 62271-200.
- Insensibilidad ante entornos ambientales agresivos (incluyendo inundaciones) larga vida útil y ausencia de mantenimiento de las partes

activas proporcionadas por su aislamiento integral en gas y el uso de conectores apantallados.

- Modularidad total y extensibilidad futura, en ambas direcciones, mediante el conjunto de unión ORMALINK patentado por Ormazabal, aportando flexibilidad de configuración para todo tipo de esquemas.
- Dimensiones y pesos reducidos, facilitando las tareas de manipulación e instalación.
- Posibilidad de montar accesorios y realizar pruebas bajo tensión.
- Tubos portafusible en posición horizontal, con acceso frontal y protegidos dentro de la cuba de gas.
- Facilidad de conexión de cables, mediante bornas enchufables o atornillables, dispuestas en línea frontalmente.

La unión eléctrica entre los diferentes módulos del sistema CGM.3 se realiza mediante el conjunto ORMALINK, constructivamente, las celdas extensibles disponen de tulipas (pasatapas hembras laterales), que posibilitan la conexión entre sus embarrados principales mediante este conjunto. El ORMALINK permite el paso de corriente, controlando a su vez el campo eléctrico por medio de las correspondientes capas aislantes elastoméricas, libres de descargas parciales.

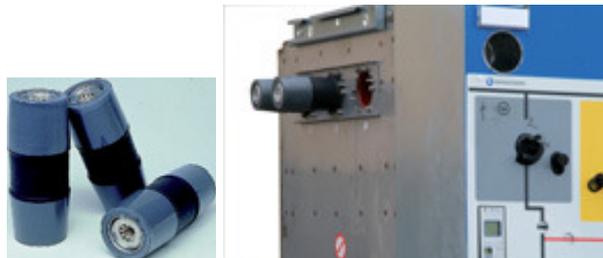


Figura 7.4, Detalle de pasatapas hembras laterales ORMALINK

Debido al diseño del conjunto ORMALINK se crea en su interior una zona equipotencial donde se alojan una serie de contactos dispuestos en círculo para la conexión a las tulipas.

De esta forma se consigue una continuidad eléctrica fiable y resistente incluso al paso de una corriente de cortocircuito, conservando el conjunto las características funcionales de las celdas.

No obstante, mientras no se realice la ampliación de la instalación, las celdas extensibles disponen de elementos amovibles de sellado para las tulipas.

7.2.2.1. **Celdas de línea**

Las celdas del sistema CGM.3-2L forman un sistema de equipos modulares de reducidas dimensiones para alta tensión, con aislamiento y corte en gas SF₆, CGM.3-L tiene función de línea o acometida, provista de un interruptor-seccionador de tres posiciones (conectado, seccionado y puesto a tierra).

Se utiliza para la acometida de entrada o salida de los cables de media tensión, permitiendo comunicar con el embarrado del conjunto general de celdas. Teniendo también la posibilidad de Extensibilidad: a su derecha, izquierda y ambos lados, los embarrados se conectan utilizando unos elementos de unión patentados por ORMAZABAL, denominados ORMALINK, consiguiendo una conexión totalmente apantallada, e insensible a las condiciones externas (polución, salinidad, inundación, etc.).

Presenta también captadores capacitivos ekorVPIS para la detección de tensión en los cables de acometida y alarma sonora de prevención de puesta a tierra ekorSAS.



Figura 7.5, modelo de celda de línea y su esquema unifilar

Las partes que componen estas celdas son:

7.2.2.1.1. **Base y frente**

La base soporta todos los elementos que integran la celda. La rigidez mecánica de la chapa y su galvanizado garantizan la indeformabilidad y resistencia a la corrosión de esta base.

La parte frontal incluye en su parte superior la placa de características eléctricas, la mirilla para el manómetro, el esquema eléctrico de la celda y los accesos a los accionamientos del mecanismo de maniobra, así como el dispositivo de señalización de presencia de tensión y la alarma sonora de prevención de puesta a tierra. En la parte inferior se encuentra el panel de acceso a la acometida de cables de Media Tensión y fusibles. En su interior hay una pletina de cobre a lo largo de toda la celda, permitiendo la conexión a la misma del circuito de tierras y de las pantallas de los cables.

7.2.2.1.2. Cuba

La cuba, fabricada en acero inoxidable de 2 mm de espesor, contiene el interruptor, el embarrado y los portafusibles, y el gas se encuentra en su interior a una presión absoluta de 1,3 bar (salvo para celdas especiales). El sellado de la cuba permite el mantenimiento de los requisitos de operación segura durante más de 30 años, sin necesidad de reposición de gas.

Esta cuba cuenta con un dispositivo de evacuación de gases que, en caso de arco interno, permite su salida hacia la parte trasera de la celda, evitando así, con ayuda de la altura de las celdas, su incidencia sobre las personas, cables o la aparamenta del Centro de Transformación.

En su interior se encuentran todas las partes activas de la celda (embarrados, interruptor-seccionador, puesta a tierra, tubos portafusible).

7.2.2.1.3. Características eléctricas

Tensión nominal [kV]	36
Intensidad nominal	
En barras e interconexión celdas [A]	400 / 630
Acometida Línea [A]	400 / 630
Frecuencia asignada [Hz]	50/60 Hz
Tensión nominal soportada a frecuencia industrial 1min.	
A tierra entre polos y entre bornas del seccionador abierto [kV]	70
A la distancia de seccionamiento [kV]	80
Tensión soportada a impulso de tipo rayo:	

A tierra entre polos y entre bornas del seccionador abierto [kV]	170
A la distancia de seccionamiento [kV]	195
Arco Interno	16/20*kA 1s
Interruptor s/IEC 60265-1	
Intensidad de corta duración (circuito principal)	
Valor eficaz 1/3 s [kA]	16 / 20*
Valor de pico [kA]	40 / 50*
Poder de corte de corriente principalmente activa [A]	400 / 630
Poder de corte cables en vacío [A]	50
Poder de corte bucle cerrado [A]	400 / 630
Poder de corte de falta a tierra [A]	160
Poder de corte de falta a tierra en cables en vacío [A]	90
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico) [kA]	40 / 50 Hz
Categoría de interruptor	
Endurancia mecánica (maniobras-clase)	5000 - M2 (motorizado)
Nº de cierres contra cortocircuito (maniobras-clase)	5 - E3
Categoría del Secc. de Puesta a Tierra	
Endurancia Mecánica (maniobras - clase)	1000-M0 (manual)
Nº de cierres contra cortocircuito (maniobras - clase)	5 - E2
Seccionador de Puesta a Tierra s/IEC62271-102	
Intensidad de corta duración (circuito de tierras)	
Valor eficaz 1 s [kA]	16 / 20*

Valor de pico [kA]	40 /50*
Poder de cierre del Secc. de Tierra (valor de pico) [kA]	40 / 50*
(*) Ensayos realizados a 21 kA./ 52,5 kA.	

Tabla 7.2, características eléctricas de las celdas de línea

7.2.2.1.4. Dimensiones de las celdas CGM.3-L

Alto [mm]	1745
Ancho [mm]	418
Fondo [mm]	845
Peso [kg]	138

Tabla 7.3, características físicas de las celdas de línea

7.2.2.2. Celdas función protección CGM.3-P

La celda función protección es de tipo modular, de protección con fusibles, provista de un interruptor-seccionador de tres posiciones (conectado, seccionado y puesto a tierra, antes y después de los fusibles) y protección con fusibles limitadores. La actuación de este interruptor se realiza mediante palanca de accionamiento sobre dos ejes distintos: uno para el interruptor (conmutación entre las posiciones de interruptor conectado e interruptor seccionado); y otro para el seccionador de puesta a tierra de los cables de acometida (que conmuta entre las posiciones de seccionado y puesto a tierra).

Se utiliza para las maniobras de conexión, desconexión y protección, permitiendo comunicar con el embarrado del conjunto general de celdas. Tiene la posibilidad de extensibilidad: a su derecha, izquierda y ambos lados.

En las celdas CGM.3-P, los fusibles se montan sobre unos carros que se introducen en los tubos portafusible de resina aislante, que son perfectamente estancos respecto del gas y del exterior. El disparo se produce por fusión de uno de los fusibles o cuando la presión interior de los tubos portafusible se eleva debido a un fallo en los fusibles o al calentamiento excesivo de éstos.

Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión en los cables de acometida y lleva también una alarma sonora de prevención de puesta a tierra de la marca ekorSAS, que suena cuando habiendo tensión en la línea se introduce la palanca en el eje del seccionador de puesta a tierra. Al introducir la palanca en esta posición, un sonido indica que puede realizarse un cortocircuito o un cero en la red si se efectúa dicha maniobra.



Figura 7.6, modelo de celda función protección y su esquema unifilar

7.2.2.2.1. Características eléctricas

Tensión nominal [kV]	36 V
Intensidad nominal	
En barras e interconexión celdas [A]	400 / 630
Acometida Línea [A]	400 / 630
Frecuencia asignada [Hz]	50/60 Hz
Tensión nominal soportada a frecuencia industrial 1min.	
A tierra entre polos y entre bornas del seccionador abierto [kV]	70
A la distancia de seccionamiento [kV]	80
Tensión soportada a impulso de tipo rayo:	

A tierra entre polos y entre bornas del seccionador abierto [kV]	170
A la distancia de seccionamiento [kV]	195
Arco Interno	16/20*kA 1s
Interruptor s/IEC60265-1	
Intensidad de corta duración (circuito principal)	
Valor eficaz 1/3 s [kA]	16 / 20*
Valor de pico [kA]	40 / 50*
Poder de corte de corriente principalmente activa [A]	200
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico) [kA]	40 / 50*
Categoría de interruptor	
Endurancia mecánica (maniobras-clase)	1000 - M1 (manual)
Nº de cierres contra cortocircuito (maniobras-clase)	5 - E3
Categoría del Secc. de Puesta a Tierra	
Endurancia Mecánica (maniobras - clase)	1000 - M0
Nº de cierres contra cortocircuito (maniobras - clase)	5 - E2
Int. de intersección combinado interruptor-unidad ekorRPT	
(I máxima de corte según TD 5 IEC 62271-105)[A]	490
Intensidad de transición combinado interruptor-fusible	
(I máxima de corte según TD 4 IEC 62271-105)[A]	820
Seccionador de Puesta a Tierra s/IEC62271-102	
Intensidad de corta duración (circuito de tierras)	
Valor eficaz 1 s [kA]	1/3

2. Memoria descriptiva	
------------------------	--

Valor de pico [kA]	2,5/7,5
Poder de cierre del Secc. de Tierra (valor de pico)[A]	2,5/7,5

Tabla 7.4, características eléctricas de las celdas función protección.

7.2.2.2. Dimensiones de las celdas CGM.3-P

Alto [mm]	1745
Ancho [mm]	480
Fondo [mm]	1010
Peso [kg]	211

Tabla 7.5, características físicas de las celdas de protección.

7.2.2.3. Celdas función medida CGM.3-M

Celda modular, función de medida. Se utiliza para alojar los transformadores de medida de tensión e intensidad, permitiendo comunicar con el embarrado del conjunto general de celdas, mediante cable seco.



Figura 7.7, modelo de celda de medida y su esquema unifilar

7.2.2.3.1. Características eléctricas

Tensión nominal [kV]	36
Intensidad nominal [A]	400 / 630
Tensión nominal soportada a frecuencia industrial [kV]	70 / 80
Tensión soportada a impulso de tipo rayo [kV]	170 / 195

Tabla 7.6, características eléctricas de las celdas de medida.

7.2.2.3.2. Dimensiones de las celdas CGM.3-M

Alto [mm]	1950
Ancho [mm]	900/1100
Fondo [mm]	1160
Peso [kg]	290* / 520#
(*) Sin incluir transformadores. (#) Con 3 trafos de Tensión y 3 trafos de intensidad.	

Tabla 7.7, características físicas de las celdas de medida.

7.2.2.4. Protección en alta tensión

La protección en alta tensión de este transformador se realiza utilizando una celda de protección con fusibles contra cortocircuitos. Estos fusibles presentan tiempos inferiores a los de los interruptores automáticos, ya que su fusión evita incluso el paso del máximo de las corrientes de cortocircuitos por toda la instalación, además de ser más económicos.

Los fusibles empleados en la protección de los transformadores serán del tipo "limitadores" de alto poder de ruptura (APR), que cumplir con las Normas UNE 21120, y los compartimentos dispuestos para alojar estos fusibles son compatibles con las dimensiones de los fusibles. El amperaje de los fusibles a instalar se elige de acuerdo a la potencia de los transformadores y la tensión de la red, según establece el Capítulo IV de las Normas Particulares de Sevillana-

Endesa denominado “Centros de Transformación, Seccionamiento y Entrega” en la tabla 7.8.

En las celdas CGM.3-P, los fusibles se montan sobre unos carros que se introducen en los tubos portafusible de resina aislante, que son perfectamente estancos respecto del gas y del exterior. El disparo se produce por fusión de uno de los fusibles o cuando la presión interior de los tubos portafusible se eleva debido a un fallo en los fusibles o al calentamiento excesivo de éstos. Presenta también captadores capacitivos para la detección de tensión en los cables de acometida.

Tensión (kV)	Potencia del transformador (kVA)						
	50	100	160	250	400	630	1000
25	5	10	16	20	32	40	63
20	5	10	20	32	40	63	63
15,4	10	16	20	40	63	63	100
10	10	20	32	40	63	100	100
5	20	40	63	100	100		

Tabla 7.8, amperaje de los fusibles a instalar de acuerdo a la potencia de los transformadores

Para este caso donde la potencia de los transformadores es de 630 KVA y la tensión de la red 25 kv la intensidad de los fusibles es de 40 A

7.2.2.5. **Puentes de alta tensión**

Se instala un juego de puentes de alta tensión, que conecta las celdas con las bornas del primario del transformador de potencia, mediante cable MT 18/30 kV del tipo RHZ1, unipolares, con conductores de sección 3 x 150 mm² y material aluminio. Van montados sobre bandeja metálica perforada.

La terminación al transformador se hace mediante terminal tipo EUROMOLD de 36 kV del tipo cono difusor y modelo OTK.

En el otro extremo, en la celda, la terminación se hace mediante conectores tipo EUROMOLD de 36 kV del tipo enchufable acodado y modelo M-400-LR.

Estos cables de alimentación en alta tensión al centro de transformación están de acuerdo con la norma Endesa DND001 "Cables aislados para redes subterráneas de alta tensión hasta 30 kV", así como con las Especificaciones Técnicas de Endesa N° 6700022.

7.2.2.6. **Cuadros de Baja Tensión**

El Cuadro de Baja Tensión (CBT), tipo UNESA AC-4, es un conjunto de aparata de BT cuya función es recibir el circuito principal de BT procedente del transformador MT/BT y distribuirlo en un número determinado de circuitos individuales.

La estructura del cuadro AC-4 de ORMAZABAL está compuesta por un bastidor de chapa blanca, en el que se distinguen las siguientes zonas:

- Zona de acometida, medida y de equipos auxiliares

En la parte superior del módulo AC-4 existe un compartimento para la acometida al mismo, que se realiza a través de un pasamuros tetrapolar, evitando la penetración del agua al interior. Dentro de este compartimento, existen cuatro pletinas deslizantes que hacen la función de seccionador.

El acceso a este compartimento es por medio de una puerta abisagrada en dos puntos. Sobre ella se montan los elementos normalizados por la compañía suministradora.

- Zona de salidas

Está formada por un compartimento que aloja exclusivamente el embarrado y los elementos de protección de cada circuito de salida. Esta protección se encomienda a fusibles de la intensidad máxima más adelante citada, dispuestos en bases trifásicas pero maniobradas fase a fase, pudiéndose realizar las maniobras de apertura y cierre en carga.

- Características eléctricas de los cuadros de BT

Tensión asignada	440 V
Intensidad asignada en los embarrados	1600 A

Nivel de aislamiento	
Frecuencia industrial (1 min)	
-a tierra y entre fases	10 kV
-entre fases	2,5 kV
Impulso tipo rayo	
-a tierra y entre fases	20 kV

Tabla 7.9, características físicas de los cuadros de BT.

○ **Características constructivas:**

- Anchura: 580 mm
- Altura: 1690 mm
- Fondo: 290 mm

Estos cuadros están provistos de fusibles de 160 A como se ha obtenido en el anexo de cálculos, que cumplen con lo especificado en la norma Endesa NNL011 (Fusibles de baja tensión. Bases y fusibles de cuchillas).

7.2.3. Seguridad

7.2.3.1. Enclavamientos

Estas celdas disponen de enclavamientos internos de serie que permiten un servicio fiable y seguro, de acuerdo a las exigencias de la norma IEC 62271-200.

El conjunto de enclavamientos evita la realización de operaciones inseguras: imposibilita cerrar simultáneamente el interruptor-seccionador y el seccionador de puesta a tierra, permite la apertura de la tapa de acceso a los cables de alta tensión únicamente con el seccionador de puesta a tierra conectado, condiciona el acceso a la zona de cables/ portafusibles, etc.

Además, las celdas del sistema CGM.3 admiten independientemente la condenación de maniobras por candado del interruptor así como del seccionador de puesta a tierra.

7.2.3.2. Arco interno

Las celdas CGM.3 están diseñadas para la protección de personas y bienes ante los efectos de un arco interno, según los criterios del Anexo A de la norma IEC 62271-200.

Arco interno en cuba: 16 kA 0,5 s / 20 kA 0,5 s

Arco interno en cuba:16 kA 1 s / 20 kA 1 s

Clase IAC AFL:16 kA 1 s / 20 kA 1 s

7.2.3.3. **Insensibilidad ambiental**

Los elementos de corte y conexión se encuentran dentro de una cuba de acero inoxidable, estanca y herméticamente sellada, aisladas en SF6. Este aislamiento integral en gas proporciona insensibilidad ante entornos ambientales agresivos (humedad, salinidad, polvo, contaminación, etc.) y protección contra contactos indirectos.

La envolvente de la cuba ha sido diseñada y ensayada para resistir los efectos de los arcos internos, protegiendo a personas y bienes. Su estanqueidad mantiene las condiciones óptimas de operación durante toda la vida útil de la celda, según norma IEC 62271-1

La disposición frontal de los mecanismos de maniobra y la utilización de palancas antireflex permite la realización de maniobras de forma segura, cómoda y sencilla con esfuerzos mínimos.

La posición del interruptor es indicada de forma fiable en el sinóptico, y validada por el ensayo de cadena cinemática de acuerdo con la normativa vigente (IEC 62271-102).

7.2.3.4. **Alarma sonora**

La unidad de alarma sonora de prevención de puesta a tierra ekorSAS es un indicador acústico que funciona asociado al eje del seccionador de puesta a tierra y al indicador de presencia de tensión, ekorVPIS.

La alarma se activa cuando habiendo tensión en la acometida de MT de la celda, se opera sobre la maneta de acceso al eje de accionamiento del seccionador de puesta a tierra. En ese momento un sonido avisa al operador que puede provocar un cortocircuito en la red si efectúa la maniobra, lo que implica una mayor seguridad tanto para bienes y personas, así como para la continuidad de suministro.

7.3. Transformador

En la parcela fotovoltaica se instala como se ha indicado dos centros de transformación con 2 transformadores de potencia de 630 KVA, el transformador trifásico reductor de tensión, construido según las normas citadas anteriormente, de marca COTRADIS o similar, con neutro accesible en el secundario, y la refrigeración se hace por circulación natural de aceite mineral, de tensión primaria 25 kV y tensión secundaria 420 V en vacío.

7.3.1. **Conexión baja tensión**

Pasatapas bt de porcelana para 420v - b2*

Potencia [kVA]	630
Intensidad nominal [A]	1000
Dimensión - Métrica d1	M30
Material	Latón

Tabla 7.10, conexión de los transformadores de BT.

Piezas de conexión - palas bt

Métrica	M30
e [mm]	32
f0 [mm]	60
Ø [mm]	14

Tabla 7.11, conexión de los transformadores de BT.

7.3.2. **Conexión media tensión**

Conectores para pasatapas enchufables en alta tensión (no suministrados con el transformador) para un Aislamiento de 36 kV se realiza del tipo acodado B (400 A) Ref. EUROMOLD M-400LR.

7.3.3. Equipamiento

Aceite mineral aislante no inhibido	UNE-EN 60296	
Conmutador de regulación (maniobrable sin tensión)	UNE-EN 60214	Figura 1
Conmutador de cambio de tensión sobre tapa para los transformadores de doble tensión primaria (maniobrable sin tensión)	UNE-EN 60214	
Pasatapas MT de porcelana	UNE-EN 50180	Figura 2
Pasatapas BT de porcelana	UNE-EN 50386	Figura 3
2 Terminales de tierra en la cuba	UNE-EN 50216-4	Figura 5
Dispositivo de vaciado y toma de muestras.	UNE-EN 50216-4	Figura 6
Dispositivo de llenado	UNE-21428	Figura 7
Placa de características	UNE-21428	Figura 8
2 Cáncamos de elevación	UNE-21428	Figura 9
4 Cáncamos de arriostamiento	UNE-21428	Figura 10
4 Dispositivos de arrastre	UNE-21428	Figura 11
Dispositivo para alojamiento de termómetro	UNE-EN-50216	Figura 12
Ruedas	UNE-EN-50216-4	Figura 13
Terminales planos de conexión BT		Figura 4

Tabla 7.12, Equipamiento de los transformadores de 630 kVA.

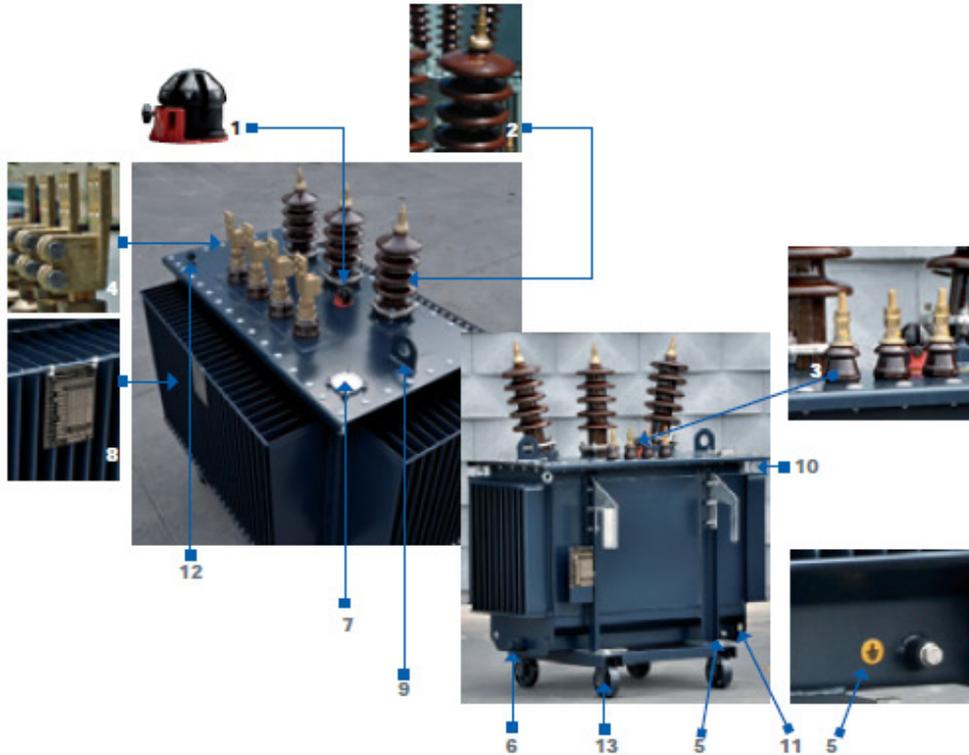


Figura 7.8, equipamiento de los transformadores

7.3.4. Características de los transformadores:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS			24 kV: D ₀ C _k (AB')									
POTENCIA ASIGNADA [kVA]			250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
Tensión [kV]	Primaria		20									
Asignada (Ur) [V]	Secundaria en vacío		420									
Grupo de Conexión			Dyn11									
Pérdidas en Vacío- Po [W]	Lista D ₀		530	750	880	1030	1150	1400	1750	2200	2700	3200
Pérdidas en Carga- Pk [W]	Lista Ck		3250	4600	5500	6500	8400	10500	13500	17000	21000	26500
Impedancia de Cortocircuito (%) a 75°C			4	4	4	4	6	6	6	6	6	6
Nivel de Potencia Acústica LwA [dB]	Lista D ₀		60	63	64	65	66	68	69	71	73	76
Caída de tensión a plena carga (%)	cos f = 1		1.37	1.22	1.16	1.11	1.19	1.22	1.25	1.24	1.22	1.23
	cos f = 0.8		3.33	3.25	3.21	3.17	4.44	4.47	4.49	4.48	4.47	4.47
Rendimiento (%)	CARGA 100%	cos f = 1	98.51	98.68	98.75	98.82	98.86	98.82	98.79	98.81	98.83	98.83
		cos f = 0.8	98.15	98.36	98.44	98.53	98.58	98.53	98.50	98.52	98.54	98.54
	CARGA 75%	cos f = 1	98.76	98.90	98.96	99.02	99.06	99.04	99.01	99.03	99.04	99.04
		cos f = 0.8	98.45	98.63	98.70	98.78	98.83	98.80	98.77	98.79	98.81	98.81

Tabla 7.12, características eléctricas de los transformadores ORMAZABAL.

7.3.5. Dimensiones

DIMENSIONES [mm]										
POTENCIA ASIGNADA [kVA]	250	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
A (Largo)	1376	1537	1622	1622	1932	1997	2007	1922	1965	2093
B (Ancho)	930	941	962	962	1161	1200	1200	1224	1277	1487
C (Alto a tapa)	915	1004	1026	1092	1112	1158	1230	1517	1715	1737
D1 (Alto a MT con Porcelana MT)	1300	1389	1411	1477	1497	1543	1615	1902	2100	2122
D3 (Alto a MT Borna enchufable MT)	1004	1093	1115	1181	1201	1247	1319	1606	1804	1826
D2 (Alto a BT con Palas)	1149	1238	1287	1353	1445	1491	1563	1886	2084	2167
F (separación MT)	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275
H (separación entre BT)	150	150	150	150	150	150	150	200	200	200
J (Distancia entre ruedas)	670	670	670	670	670	670	820	820	820	1070
K (ancho rueda)	40	40	40	40	40	40	70	70	70	70
Ø (diámetro rueda)	125	125	125	125	125	125	200	200	200	200
L (Rueda)	110	110	110	110	110	110	165	165	165	165
Volumen Aceite [Litros]	260	330	390	410	510	530	540	1000	1200	1400
Peso total [Kg]	1010	1330	1600	1750	2250	2430	2750	3850	4750	5350

Tabla 7.12, dimensiones de los transformadores ORMAZABAL.

7.4. **Puesta a tierra**

7.4.1. **Tierra de protección**

Todas las partes metálicas no unidas a los circuitos principales de todos los aparatos y equipos instalados en el Centro de Transformación se unen a la tierra de protección: envolventes de las celdas y cuadros de BT, rejillas de protección, carcasa de los transformadores, etc., así como la armadura del edificio (si éste es prefabricado). No se unirán, por contra, las rejillas y puertas metálicas del centro, si son accesibles desde el exterior.

Según el método UNESA realizado en la parte de cálculos se llega a una configuración de la puesta a tierra de protección que corresponde a la 70 - 35 / 5 / 42 cuyas características son:

Dimensiones: Rectángulo de 7 m x 3,5 m.

Profundidad: 0,5 m.

Numero de picas: 4 picas.

Distancia entre picas: 2 metros.

Sección conductor: 50 mm².

Diámetro de picas: 14 mm².

Los parámetros de esta configuración son los siguientes:

Resistencia Kr	0.078
Tensión de paso Kp	0.0171
Tensión de contacto Kc	0.0376
Código UNESA	70 - 35 / 5 / 42

Tabla 7.11, configuración tierra de protección

7.4.2. Tierra de servicio

Con objeto de evitar tensiones peligrosas en baja tensión, debido a faltas en la red de alta tensión, se conectara a tierra el neutro del transformador de potencia, de tal forma que no exista influencia en la red general de tierra, para lo cual se emplea un cable de cobre aislado.

Aplicando el método de UNESA en la memoria de cálculo se llega a la siguiente configuración de la tierra de servicio, picas en hilera unidas por un conductor horizontal, con 3 picas de 4 metros de longitud cada una y 6 metros de separación entre ellas y a una profundidad de 0,8m.

Las características del sistema de tierras de servicio son las siguientes:

Identificación	8/34 (según método UNESA)
Geometría	Picas alineadas
Número de picas	tres
Sección de los conductores	50 mm ²
Sección de las picas	14 mm ²
Kr	0,073 Ω / Ω ·m
Kp	0,0087 V/ (Ω·m)(A)

Tabla 7.12, configuración tierra de servicio

Las puestas a tierra de protección y servicio constituyen tierras separadas e independientes con una distancia de separación m, de forma que se toman medidas necesarias para evitar el contacto simultáneo inadvertido con elementos conectados a instalaciones de tierra diferentes, así como la transferencia de tensiones peligrosas de una instalación a otra.

7.5. Instalaciones secundarias

7.5.1. Alumbrado

En el interior de los centros de transformación, el nivel medio de iluminación será de al menos 150 lux para la comprobación y maniobra de los elementos del mismo.

Para dicho alumbrado, se instalan las fuentes de luz necesarias con un mínimo dos puntos de luz, manteniéndose la máxima uniformidad posible en la iluminación. Los focos están dispuestos sobre soportes rígidos

Se podrá efectuar la sustitución de lámparas sin peligro de contacto con otros elementos en tensión.

El interruptor se sitúa al lado de la puerta de entrada, con un piloto que indica su presencia para que su accionamiento no represente peligro de contacto con puntos en tensión.

Se dispone también un punto de luz de emergencia de carácter autónomo que señala los accesos al centro de transformación.

7.5.2. Medidas de seguridad

Para la protección del personal y equipos, se instalan medidas que garantizan la seguridad:

1- No es posible acceder a las zonas normalmente en tensión, si éstas no han sido puestas a tierra. Por ello, el sistema de enclavamientos interno de las celdas debe afectar al mando del aparato principal, del seccionador de puesta a tierra y a las tapas de acceso a los cables.

2- Las celdas de entrada y salida son con aislamiento integral y corte en gas, y las conexiones entre sus embarrados deberán ser apantalladas, consiguiendo con ello la insensibilidad a los agentes externos, y evitando de esta forma la pérdida del suministro en los Centros de Transformación interconectados con éste, incluso en el eventual caso de inundación del Centro de Transformación.

3- Las bornas de conexión de cables y fusibles son fácilmente accesibles a los operarios de forma que, en las operaciones de mantenimiento, la posición de trabajo normal no carezca de visibilidad sobre estas zonas.

4- Los mandos de la aparamenta estarán situados frente al operario en el momento de realizar la operación, y el diseño de la aparamenta protegerá al operario de la salida de gases en caso de un eventual arco interno.

5- El diseño de las celdas impedirá la incidencia de los gases de escape, producidos en el caso de un arco interno, sobre los cables de alta tensión y baja tensión. Por ello, esta salida de gases no debe estar enfocada en ningún caso hacia el foso de cables.

7.6. Red de media tensión

Se instalan dos circuitos de media tensión colocados en zanjas bajo tubo para conectar los dos centros de transformación con la red pública de tensión 25 KV, situada a 50 m de la parcela fotovoltaica.

En estas dos líneas los cables a instalar son de aluminio homogéneo con una sección nominal de 240 mm², aptos para una tensión de servicio en régimen permanente de 18/30 kV, apantallado con una corona de hilos de cobre con una sección total de 16 mm² no armado, y con cubierta exterior PVC, se puede ver detalles en la figura 7.9.

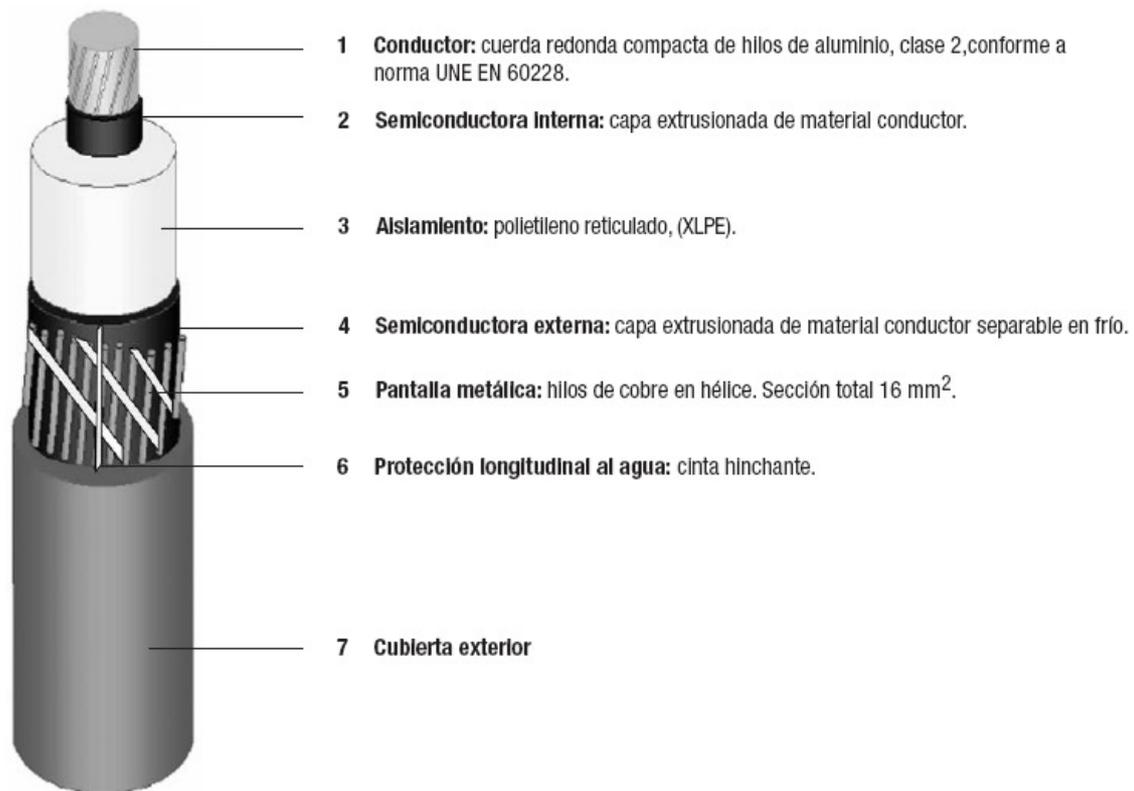


Figura 7.9, Detalles del cables de media tensión del tipo VOLTALENE

Las características facilitadas por el fabricante de los cables instalados en la red de media tensión se muestran a continuación:

Dimensiones:

- Sección $S = 240 \text{ mm}^2$.
- Sección pantalla $S = 16 \text{ mm}^2$.
- Diámetro sobre cuerda $d = 17,9 \text{ mm}$
- Diámetro semiconductor interior $d' = 19,3 \text{ mm}$.
- Diámetro sobre aislamiento $35,3 \text{ mm}$.
- Diámetro exterior $D = 42,5 \text{ mm}$.
- Peso 2105 Kg/Km .

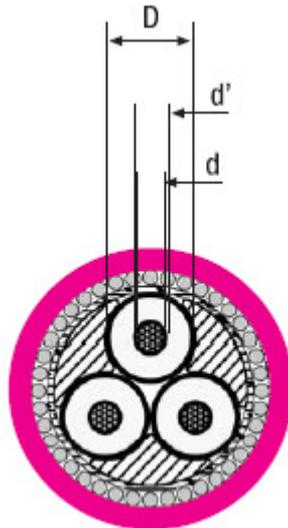


Figura 7.10, Dimensiones del cable

Características eléctricas:

- Tensión nominal: 18/30 KV.
- Tensión más elevada: 36 KV
- Intensidad admisible cable enterrado: 320 A
- Capacidad: $0,237 \mu\text{F/km}$.
- Resistencia a la frecuencia de 50 Hz: $0,161 \Omega/\text{km}$
- Reactancia a la frecuencia de 50 Hz: $0.113 \Omega/\text{km}$

- Temperatura máxima en el conductor: 90°C
- Tensiones de ensayo en fábrica
 - Tensión aplicada en ca durante 5 min para $U_0 \leq 30$ KV: 63 KV.
 - Ensayo de descargas parciales: 31,5 KV.
 - Nivel de aislamiento a impulso: 170 KV.

8. Balance energético

Se ha realizado una simulación de la instalación fotovoltaica mediante el programa PVSYST durante el periodo de un año, que nos permite obtener unos datos muy próximos a los reales que se supone se obtendrán. Entre otros resultados nos permite obtener la producción anual bruta y neta del sistema así como las pérdidas y el rendimiento global del sistema. A continuación presentamos un informe resumen de estos resultados cuyos detalles se hallan en la memoria de Cálculos:

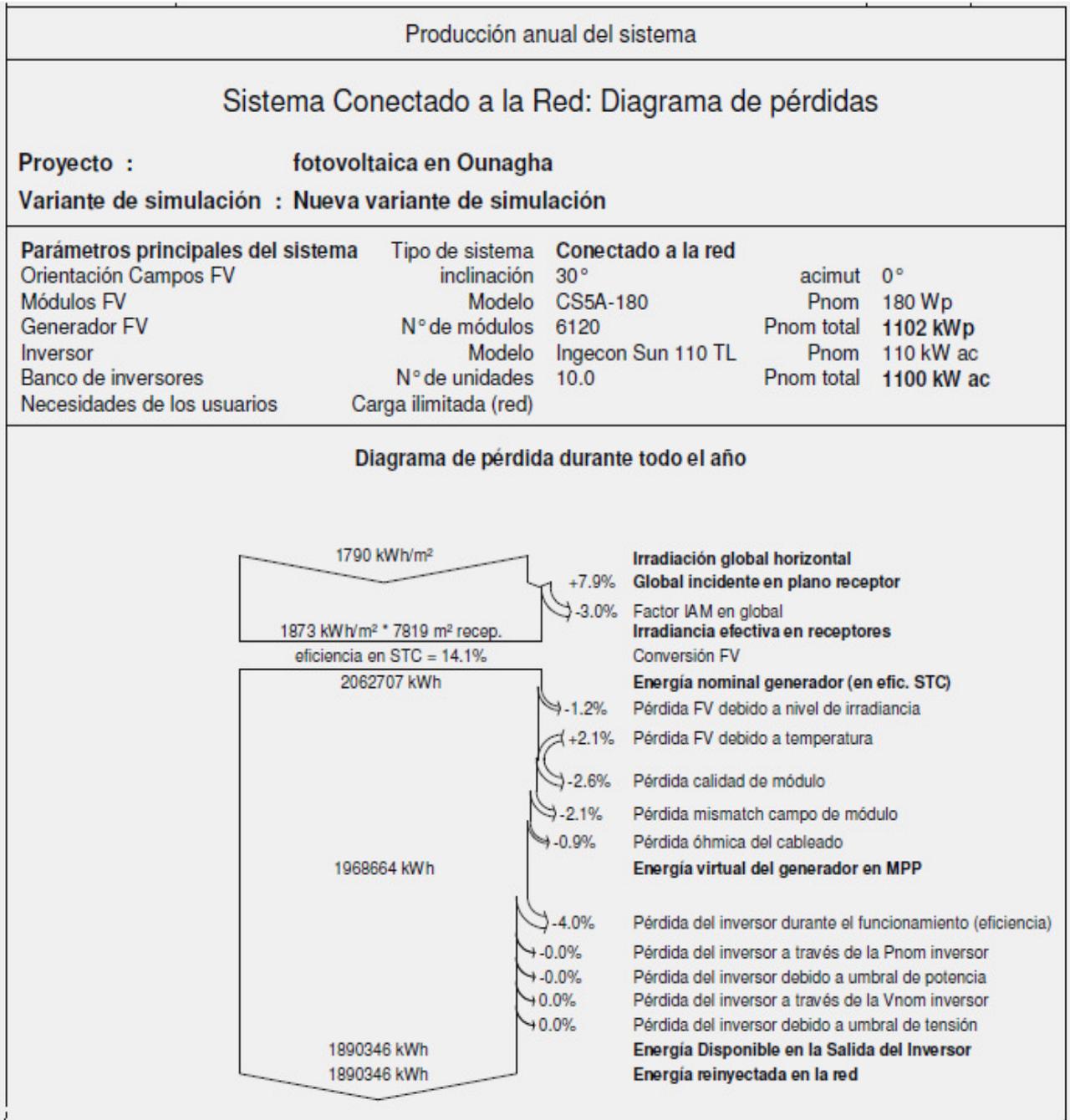


Figura 8.1, diagrama de pérdidas durante todo el año

Resultados principales de la simulación:

Energía producida: 1890 MWh/año

Producción específica. 1716 kWh/kWp/año

Factor de rendimiento: (PR): 88,9%

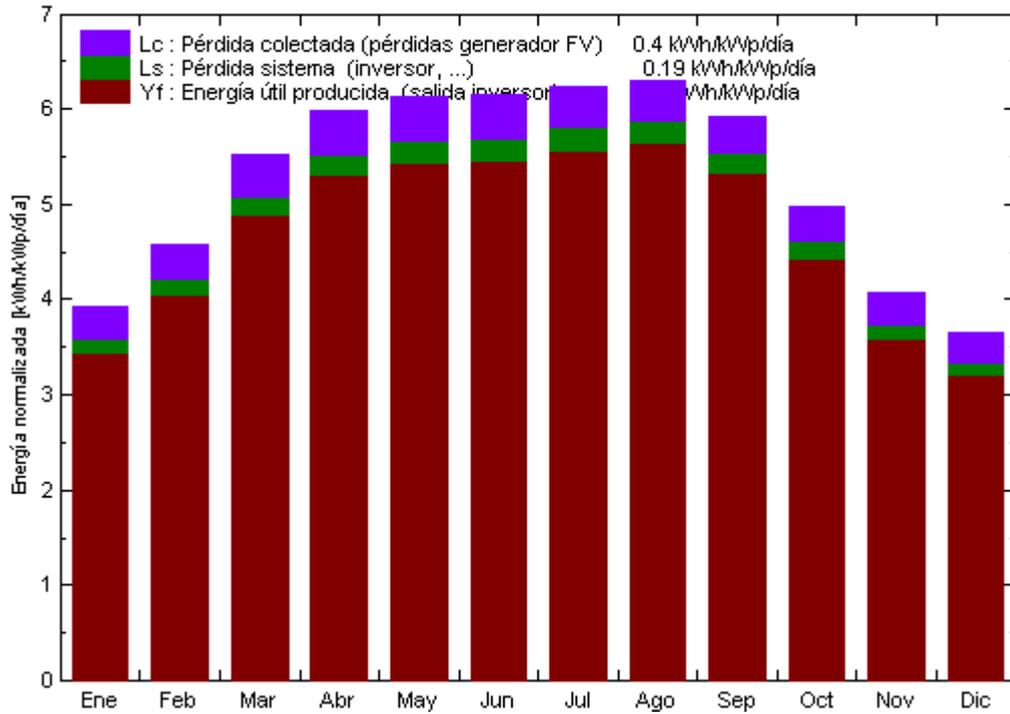
Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1102 kWp

Figura 8.2, producciones normalizadas (por kWp instalado)

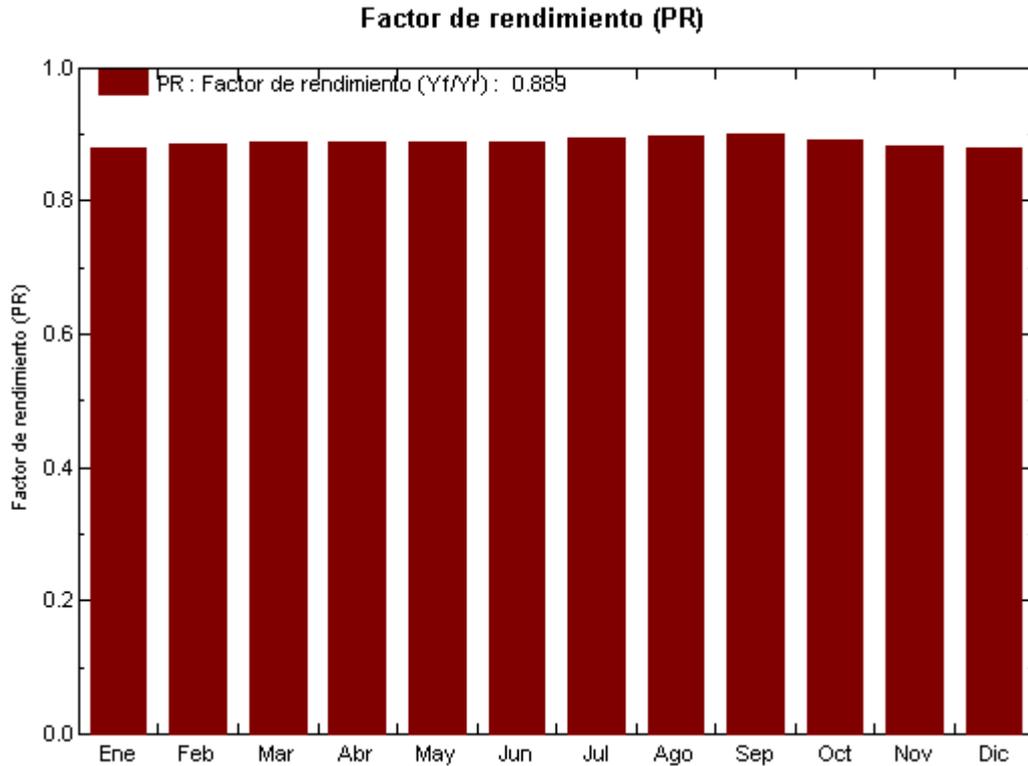


Figura 8.3, factor de rendimiento

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	86.0	13.00	121.8	118.5	122581	117744	12.87	12.36
Febrero	100.0	14.10	128.0	124.6	130020	124919	12.99	12.48
Marzo	150.0	14.70	171.1	166.2	173850	167034	13.00	12.49
Abril	176.0	15.90	179.5	174.0	182611	175440	13.01	12.50
Mayo	205.0	18.10	190.3	184.0	193624	185975	13.01	12.50
Junio	207.0	20.30	184.3	178.2	187720	180198	13.03	12.50
Julio	214.0	23.10	193.5	187.0	198229	190286	13.10	12.58
Agosto	199.0	23.10	195.3	189.4	201090	193149	13.17	12.65
Septiembre	161.0	22.50	177.6	172.5	183126	175889	13.19	12.67
Octubre	126.0	19.20	154.0	149.9	157425	151243	13.08	12.56
Noviembre	89.0	16.30	122.1	118.8	123686	118754	12.95	12.44
Diciembre	77.0	14.10	113.5	110.3	114310	109715	12.88	12.36
Año	1790.0	17.89	1931.1	1873.3	1968273	1890346	13.04	12.52

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal EArray Energía efectiva en la salida del generador
T Amb Temperatura Ambiente E_Grid Energía reinyectada en la red
GlobInc Global incidente en plano receptor EffArrR Eficiencia Esal campo/superficie bruta
GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EffSysR Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Figura 8.4, balance energético