

DATOS DE IDENTIFICACIÓN

AUTOR: DIEGO ROIZ BOUZAS

DIRECTOR: JOSÉ RAMÓN LANDERAS DIAZ

TITULO: “INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 17 KW SOBRE TERRENO PARA AUTOCONSUMO DE INSTALACIONES DEPORTIVAS AL AIRE LIBRE SIN CUBIERTA”

TITULACIÓN: GRADUADO EN INGENIERÍA DE LOS RECURSOS MINEROS

CONVOCATORIA: SEPTIEMBRE 2.013

CENTRO: ESCUELA POLITÉCNICA DE INGENIERÍA DE MINAS Y ENERGÍA DE TORRELAVEGA

DOCUMENTO Nº 1 MEMORIA

**INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 17 kW SOBRE TERRENO PARA
AUTOCONSUMO DE INSTALACIONES DEPORTIVAS AL AIRE LIBRE**

DOCUMENTO 1. MEMORIA**INDICE**

1. OBJETO	página 3
2. ALCANCE	6
3. ANTECEDENTES	7
4. NORMAS Y REFERENCIAS	10
5. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS	13
6. REQUISITOS DE DISEÑO	14
7. ANALISIS DE SOLUCIONES	15
8. RESULTADOS FINALES	21
9. PLANIFICACIÓN	40
10. ORDEN DE PRIORIDAD DE LOS DOCUMENTOS BÁSICOS	43

ANEXOS

1. INTRODUCCIÓN TEORICA AL PROYECTO	página 44
2. TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA	58
3. CLIMATOLOGÍA DE LA ZONA	88
4. ESTUDIO DE IRRADIACIÓN DE LA ZONA	92
5. SIMULACION ENERGETICA	108
6. CALCULOS	126
6.1 CÁLCULOS ELÉCTRICOS	126
6.2. CÁLCULOS ESTRUCTURALES	133
6.3. CÁLCULOS DE OTROS ELEMENTOS	150
7. ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD	153
8. ESTUDIO TOPOGRÁFICO DE LA PARCELA	166
9. CATÁLOGOS	194

1. Objeto

Se llevarán a cabo las obras necesarias para la construcción y posterior puesta en servicio de una instalación fotovoltaica de 17 kW de potencia nominal para autoconsumo de unas instalaciones deportivas en terrenos anexos al Campus Universitario de Torrelavega (Cantabria) y se encarga la redacción del presente proyecto que servirá como base para la ejecución de las obras y legalización de la instalación.

1.1. Justificación del proyecto

Las reservas de las materias primas fósiles, como el carbón, el petróleo y el gas, son limitadas. Su consumo produce un gasto cuantioso en la balanza comercial exterior de nuestro país. Por este motivo y por razones de rentabilidad a medio plazo es interesante profundizar en el uso de las energías renovables a todos los niveles.

La energía solar fotovoltaica es una tecnología que presenta numerosos beneficios ya que genera electricidad de forma limpia y adaptada a las necesidades actuales. La fuente de energía de un modulo fotovoltaico es el sol, un recurso infinito que irradia de manera suficiente en nuestro país y en nuestra comunidad.

Por ello, se hace necesaria una apuesta contundente por el fomento de la energía solar fotovoltaica. Una buena iniciativa será la aprobación del Real Decreto de Autoconsumo con Balance Neto que permitiría que la ciudadanía se convirtiera en productora de su propia energía. Precisamente este proyecto tiene como finalidad ese autoconsumo.

Socio-económicamente, Los beneficios más importantes de la energía fotovoltaica son:

- Su instalación es simple.
- Requiere poco mantenimiento.
- Tienen una vida larga (los paneles solares duran aproximadamente 30 años).
- Resiste condiciones climáticas extremas: granizo, viento, temperatura, humedad.
- No existe una dependencia de los países productores de combustibles.
- Su instalación en zonas rurales desarrolla tecnologías propias.
- Se utiliza en lugar de bajo consumo y en casas ubicadas en parajes rurales donde no llega la red eléctrica general.
- Posible venta de excedentes de electricidad a una compañía eléctrica.
- Tolera aumentar la potencia mediante la incorporación de nuevos módulos fotovoltaicos.

1.2. Tecnología empleada. Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es un tipo de electricidad renovable obtenida directamente a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica, o una deposición de metales sobre un sustrato llamada célula solar de película fina.

Debido a la creciente demanda de energías renovables, la fabricación de células solares e instalaciones fotovoltaicas ha avanzado considerablemente en los últimos años.

Entre los años 2001 y 2012 se ha producido un crecimiento exponencial de la producción de energía fotovoltaica, doblándose aproximadamente cada dos años.

Si esta tendencia continúa, la energía fotovoltaica cubriría el 10% del consumo energético mundial en 2018, alcanzando una producción aproximada de 2.200 TWh, y podría llegar a proporcionar el 100% de las necesidades energéticas actuales en torno al año 2027.

A finales de 2012, se habían instalado en todo el mundo más de 100 GW de potencia fotovoltaica. Gracias a ello la energía solar fotovoltaica es actualmente, después de las energías hidroeléctrica y eólica, la tercera fuente de energía renovable más importante en términos de capacidad instalada a nivel global, y supone ya una fracción significativa del mix eléctrico en la Unión Europea, cubriendo de media el 3-5% de la demanda y en torno al 6-9% en los períodos de mayor producción, en países como Alemania, Italia o España.

Gracias a los avances tecnológicos, la sofisticación y la economía de escala, el coste de la energía solar fotovoltaica se ha reducido de forma constante desde que se fabricaron las primeras células solares comerciales, aumentando a su vez la eficiencia, y logrando que su coste medio de generación eléctrica sea ya competitivo con las fuentes de energía convencionales en un creciente número de regiones geográficas, alcanzando la paridad de red.

Programas de incentivos económicos, primero, y posteriormente sistemas de autoconsumo fotovoltaico y balance neto sin subsidios, han apoyado la instalación de la fotovoltaica en un gran número de países.

1.3. Beneficios Medioambientales

Estas instalaciones comportan una serie de ventajas medioambientales, así como aspectos de calidad y ahorro energético.

- No contaminan
- No producen emisiones de CO₂ ni de otros gases contaminantes a la atmósfera.
- No consumen combustibles.
- No generan residuos
- No producen ruidos
- Son inagotables

Por ejemplo, si la electricidad que consumen 10 hogares se generara con solar fotovoltaica se ahorraría la emisión a la atmósfera del CO₂ equivalente a 58.000 km de coche al año.

2. Alcance

Solicita el presente proyecto la Universidad de Cantabria.

La Instalación se encuentra en los terrenos anexos al Campus Universitario de Torrelavega situado en el municipio del mismo nombre en Cantabria.

2.1. Datos del municipio y climatología:

Torrelavega es un municipio del norte de España. Se trata de una ciudad industrial y comercial de la comunidad autónoma de Cantabria, capital de un área de influencia de unos 120.000 habitantes conocida como Comarca del Besaya. La ciudad se sitúa en un valle ó vega a unos 8 kilómetros de la costa Cantábrica y a 24,5 kilómetros de la capital autonómica (Santander). En ella confluyen los ríos Saja y Besaya.

- Altitud: Su cota máxima es de 606 metros y, su cota mínima, de 12 metros. La capital municipal está a 25 m.

- Extensión: 35,54 km².
- Posición: Latitud 43° 20' N y Longitud 4° 02' O.

Su clima es equivalente al de las áreas bajas y litorales cantábricas, caracterizado por una temperatura moderada a lo largo de todo el año. Las temperaturas máximas no sobrepasan los 33 grados centígrados, mientras las mínimas medias se mantienen todo el año por encima de los 5 grados centígrados y de los 20 en verano. Dispone, además, de un elevado capital hídrico, consecuencia de unas precipitaciones importantes, entre 1.000 y 1.100 litros por m².

Las situaciones atmosféricas predominantes y el régimen de vientos en relación con ellas, tienen una incidencia muy fuerte en las condiciones medioambientales, en cuanto determinan el grado de contaminación aérea y la gravedad de la misma, por influir en la difusión atmosférica de los elementos contaminantes y su dirección. En este sentido, las condiciones de Torrelavega son muy malas, debido a una localización industrial muy desfavorable a sotavento de los vientos dominantes, y a la elevada frecuencia de situaciones de calma atmosférica, con inversión térmica en invierno y verano, y situaciones con vientos flojos, con otras situaciones anticiclónicas en verano, que dificultan la difusión ambiental de los contaminantes urbanos.

3. Antecedentes

El proyecto que sigue describe una instalación solar fotovoltaica sobre terreno para autoconsumo de unas instalaciones deportivas al aire libre dentro del recinto del Campus Universitario de Torrelavega.

Dicha energía podría obtenerse directamente de la red eléctrica, pero se ha optado por la energía solar fotovoltaica como fuente de energía eléctrica para

esas instalaciones, adhiriéndose a la línea de desarrollo marcada por la Unión Europea a sus países miembros, que propugna otras fuentes de energía diferentes a la convencional, menos contaminantes que ésta y menos gravosas para la balanza comercial exterior de nuestro país, considerando también que la Universidad es un marco idóneo para la investigación y la innovación. Razones de rentabilidad económica refuerzan esta elección, como se verá más adelante.

El funcionamiento de una central fotovoltaica consiste en transformar la energía recibida del sol directamente en electricidad mediante tecnología fotovoltaica. La energía generada en los módulos fotovoltaicos es conducida al inversor que transforma la corriente continua en corriente alterna, que se inyecta en un punto de la red interior, “aguas abajo” del contador de suministro, para que pueda producirse el autoconsumo.

El autoconsumo fotovoltaico consiste en la producción individual a pequeña escala de electricidad para el propio consumo, a través de paneles solares fotovoltaicos. Ello se puede complementar con el balance neto. Este esquema de producción, que permite compensar el consumo eléctrico mediante lo generado por una instalación fotovoltaica en momentos de menor consumo, ya ha sido implantado con éxito en muchos países. Fue propuesto en España por la asociación fotovoltaica ASIF para promover la electricidad renovable sin necesidad de apoyo económico adicional. El balance neto estuvo en fase de proyecto por el IDAE.¹²⁸ Actualmente está recogido en el Plan de Energías Renovables 2011-2020.

Entre las ventajas del autoconsumo respecto al consumo de la red se encuentran las siguientes:

- Con el abaratamiento de los sistemas de autoconsumo y el encarecimiento de las tarifas eléctricas, cada vez es más rentable que uno mismo produzca su propia electricidad.

- Se reduce la dependencia de las compañías eléctricas.
- Los sistemas de autoconsumo fotovoltaicos utilizan la energía solar, una fuente gratuita, inagotable, limpia y respetuosa con el medioambiente.
- Se genera un sistema distribuido de generación eléctrica que reduce la necesidad de invertir en nuevas redes y reduce las pérdidas de energía por el transporte de la electricidad a través de la red.
- Se reduce la dependencia energética del país con el exterior.
- Se evitan problemas para abastecer toda la demanda en hora punta, conocidos por los cortes de electricidad y subidas de tensión.
- Se minimiza el impacto de las instalaciones eléctricas en su entorno.

La instalación va a conectarse en paralelo con la red, sin acumulación de los excedentes que pudieran producirse, vertiendo a red la energía sobrante, con posibilidad de compensarla cuando se apruebe la normativa que regule el balance neto, según se establece en el RD 1699/2011 y vendiéndose al mercado mayorista de la electricidad hasta que no se apruebe la citada regulación.

La empresa distribuidora de la zona es EON- España, a la que se solicitará punto de conexión en la Caja General de Mando y Protección (GMP) ubicada dentro del terreno y que realizará los trabajos de verificación de la instalación cuando se ponga en servicio.

El proyecto de las instalaciones deportivas ha dejado libre un amplio espacio de terreno para ubicar la central fotovoltaica. No obstante, ha sido preciso un estudio previo del mismo para la acotación de una parcela con la mínima diferencia de cota para la instalación de dicha central fotovoltaica, es decir, una parcela lo más horizontal posible, lo cual evita movimiento de tierras y abarata el coste de la instalación.

4. Normas y referencias

4.1. Disposiciones legales y normas aplicadas

Para la realización del presente proyecto se han tenido en cuenta las siguientes normas y reglamentos:

- Normas UNE.
- Norma de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión de EON- España..
- Pliego de condiciones técnicas del I.D.A.E (Ministerio de Ciencia y Tecnología) de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- R.E.B.T. del 18/09/2002 e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Real decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

4.2 Bibliografía

Libros

Energía Solar Fotovoltaica. Manual Práctico. Editorial A. Madrid Vicente. Autores: Anne Labouret y Michel Villos.

Instalaciones Eléctricas de la Edificación. Editorial A. Madrid Vicente. Autor: Franco Martín Sánchez.

Energía Solar Fotovoltaica. Editorial ECA. Varios autores.

Manual de instalaciones fotovoltaicas. Editorial: Sunpowers. Autores: J. Lenzt y J. López

Artículos

Energías renovables para un futuro más limpio. Pedro Pozas Terrados. www.noticiaspositivas.net/opinando. 26/11/2003

La importancia de las energías renovables. Curso. Energía renovables. 30/01/2011

Páginas web

www.solener.com

www.Preoc.com

www.teknosolar.com

www.lbersolar.com

www.atersa.com

www. tiendaelektron.com

www. technosun.com

www. photowatt.com

www. solarweb.net

www. soloingenieria.net

www. tiendacables.com

www. portaelectricidad.es

www. jlich.es

www. megaalmacen.com

www. sassinelectric.com

www. aven.es

www. rec.es

www. trypower.es

www. appa.es

www. energiasrenovables.com

www. icarus.com

www.prephor.es

4.3. Programas de cálculo

Para la realización del proyecto se han seguido los programas METEONOM y PVSYST V5.64.

Tablas de la base de datos de radiación solar de Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS).

Hoja de cálculo EXCEL para el estudio de viabilidad.

5. Definiciones

“Radiación solar” es la energía procedente del sol, puede ser directa, difusa y reflejada.

“Efecto fotovoltaico” es la transformación directa de energía luminosa en energía eléctrica.

“Módulo o Panel Solar Fotovoltaico” es la unidad mínima de generación.

“Campo de paneles” es el conjunto de paneles fotovoltaicos conectados entre si y definido por el número de paneles asociados en serie y el número de serie asociados en paralelo.

“Potencia nominal” es la potencia que se corresponde con el valor de la potencia máxima de salida de la instalación, según se expresa en el catalogo del inversor.

“Inversor de CC/CA” es el sistema que transforma la corriente eléctrica en corriente continua.

6. Requisitos de diseño

Se va a construir un complejo deportivo al aire libre, en un solar anexo al Campus Universitario de Torrelavega, dotado de una edificación cerrada complementaria de 120 m² en la que se alojarán los servicios complementarios correspondientes (vestuario, duchas, lavabos, inodoros y un pequeño almacén). Se quiere proporcionar energía eléctrica para el uso de esas instalaciones cuyo consumo máximo se ha calculado en 12 Kw.

Para el consumo teórico calculado en el complejo se ha previsto una instalación solar fotovoltaica de 17 KW, para autoconsumo, que se instalará sobre el terreno, ya que la superficie de la única construcción cubierta no podría albergar todos los módulos solares requeridos.

Se ha calculado una potencia 5 KW superior al consumo para garantizar el suministro teniendo en cuenta la variabilidad de la radiación solar en las distintas horas del día y las variaciones meteorológicas.

La instalación se conectará en paralelo con la red, sin acumulación de los excedentes que pudieran producirse, vertiendo a la red la energía sobrante, con posibilidad de compensarla cuando se apruebe la normativa que regule el Balance Neto, según se establece en el R.D. 1.699/2.011, y vendiéndose al mercado mayorista de la electricidad hasta que no se apruebe la citada regulación.

Como se dijo anteriormente, el proyecto original de las instalaciones deportivas ha asignado una parcela para ubicar la instalación fotovoltaica.

Dado que los paneles deben situarse sobre el terreno hay que prever para la ubicación de los mismos la correspondiente armadura y sujeción de los módulos mediante el diseño de unas zapatas de sustentación, la instalación de la caja de protección del inversor y los aparatos de medida y el vallado final de la parcela.

7. Análisis de soluciones

Para dotar de energía eléctrica a estas instalaciones deportivas se puede recurrir a la red eléctrica o se puede optar por recurrir a otro tipo de producción de energía.

Dadas las condiciones climáticas de la zona recogidas en el anexo 3, los estudios de irradiación energética recogidos en el anexo 4 los estudios de eficiencia energética realizados y recogidos en el anexo 5 junto a los beneficios de la energía solar fotovoltaica, ya expuestos en el punto 1.1. (Justificación del Proyecto), se adoptado la solución energética que desarrolla este Proyecto.

Razones de rentabilidad económica avalan la elección de esta alternativa.

7.1. Diagnóstico energético.

Para la estimación de la producción eléctrica de la instalación se han utilizado tablas de la base de datos de radiación solar de Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS).

La producción esperada de la instalación fotovoltaica con la configuración de equipos seleccionada y lugar climático es aproximadamente de 22,01 MWH, con un Performance Ratio (PR) de la instalación del 85,6 %, según cálculos realizados con la aplicación PVSYST.

7.2. Análisis de viabilidad económica-financiera

El estudio se ha hecho a 25 años, que es la vida media de los módulos. Los gastos de la instalación original serán de 42.113,21 €, sin IVA, a los que hay que añadir los gastos de mantenimiento y seguro de la instalación.

La financiación es total por ser una obra pública.

La producción anual será de 22,01 Mw.año y un 70 % se gastará en el autoconsumo. El resto se verterá a la red.

Teniendo en cuenta que el precio del Kwh de autoconsumo es de 0,152529 €, si lo pagásemos a la Compañía distribuidora, y el que suministramos a red nos lo pagarían a 0´488606 €, según la tarifa publicada por el M. de Industria (Orden IET del 14 de febrero de 2013) obtendríamos que la instalación se amortizaría en 10 años.

Se está pendiente de la aprobación de la normativa que regulará el balance neto según establece el R.D. 1.699/2.011,

Para el estudio de la rentabilidad de la planta solar se ha partido de los siguientes datos:

Potencia instalación	17 Kw
Coste instalación	42.113,21 €
IVA instalación	8.843,77 €
Valor total instalación	50.956,98 €
Gastos mantenimiento y seguro	680 €/año
Tarifa autoconsumo	0,152529 €
Tarifa venta Red	0,488606 €
Producción planta	22.010 Kw.año
Producción autoconsumo (70%)	15.407 Kw.año
Producción venta Red (30%)	6.603 Kw.año
Incremento tarifa año	2,5%

Años	Rendimiento Módulos	Producción Kw año	Incremento tarifa	Tarifa autocomsumo	Tarifa red
1	1	22010	2,5	0,152529	0,4886
2	0,990	21789,900	2,5	0,156342225	0,500815
3	0,980	21572,001	2,5	0,160250781	0,513335375
4	0,970	21356,281	2,5	0,16425705	0,526168759
5	0,961	21142,718	2,5	0,168363476	0,539322978
6	0,951	20931,291	2,5	0,172572563	0,552806053
7	0,941	20721,978	2,5	0,176886877	0,566626204
8	0,932	20514,758	2,5	0,181309049	0,580791859
9	0,923	20309,611	2,5	0,185841776	0,595311656
10	0,914	20106,515	2,5	0,19048782	0,610194447
11	0,904	19905,449	2,5	0,195250015	0,625449308
12	0,895	19706,395	2,5	0,200131266	0,641085541
13	0,886	19509,331	2,5	0,205134547	0,65711268
14	0,878	19314,238	2,5	0,210262911	0,673540497
15	0,869	19121,095	2,5	0,215519484	0,690379009
16	0,860	18929,884	2,5	0,220907471	0,707638484
17	0,851	18740,586	2,5	0,226430158	0,725329446
18	0,843	18553,180	2,5	0,232090912	0,743462682
19	0,835	18367,648	2,5	0,237893185	0,762049249
20	0,826	18183,971	2,5	0,243840514	0,781100481
21	0,818	18002,132	2,5	0,249936527	0,800627993
22	0,810	17822,110	2,5	0,25618494	0,820643693
23	0,802	17643,889	2,5	0,262589564	0,841159785
24	0,794	17467,450	2,5	0,269154303	0,862188779
25	0,786	17292,776	2,5	0,27588316	0,883743499

Años	Precio autoconsumo en €	Precio de venta red en €	Ingresos Brutos cada año en €	Ingresos brutos totales
1	2350,014303	3226,2258	5576,240103	5576,240
2	2384,677014	3273,812631	5658,489645	11234,730
3	2419,851	3322,101367	5741,952367	16976,682
4	2455,543802	3371,102362	5826,646164	22803,328
5	2491,763073	3420,826122	5912,589195	28715,917
6	2528,516579	3471,283307	5999,799886	34715,717
7	2565,812198	3522,484736	6088,296934	40804,014
8	2603,657928	3574,441386	6178,099314	46982,114
9	2642,061882	3627,164396	6269,226279	53251,340
10	2681,032295	3680,665071	6361,697366	59613,037
11	2720,577522	3734,954881	6455,532402	66068,570
12	2760,70604	3790,045465	6550,751505	72619,321
13	2801,426454	3845,948636	6647,37509	79266,696
14	2842,747494	3902,676378	6745,423873	86012,120
15	2884,67802	3960,240855	6844,918875	92857,039
16	2927,227021	4018,654408	6945,881428	99802,920
17	2970,403619	4077,92956	7048,333179	106851,254
18	3014,217073	4138,079021	7152,296094	114003,550
19	3058,676774	4199,115687	7257,792461	121261,342
20	3103,792257	4261,052643	7364,8449	128626,187
21	3149,573193	4323,903169	7473,476362	136099,663
22	3196,029397	4387,680741	7583,710138	143683,374
23	3243,170831	4452,399032	7695,569863	151378,943
24	3291,007601	4518,071918	7809,079518	159188,023
25	3339,549963	4584,713479	7924,263441	167112,286

Años	Gastos de explotación en %	% sobre ingresos
1	680	12,19
2	697,000	12,32
3	714,425	12,44
4	732,286	12,57
5	750,593	12,69
6	769,358	12,82
7	788,592	12,95
8	808,306	13,08
9	828,514	13,22
10	849,227	13,35
11	870,457	13,48
12	892,219	13,62
13	914,524	13,76
14	937,388	13,90
15	960,822	14,04
16	984,843	14,18
17	1009,464	14,32
18	1034,700	14,47
19	1060,568	14,61
20	1087,082	14,76
21	1114,259	14,91
22	1142,116	15,06
23	1170,669	15,21
24	1199,935	15,37
25	1229,934	15,52

Año de Producción	Inversión inicial	Ingresos Brutos cada año en €	Gastos de explotación en %	Saldo anual en €	Saldo anual acumulado	
0	50956,98	0,000	0	-50956,98	-50956,98	
1		5576,240	680	4896,240	-46060,740	
2		5658,490	697,000	4961,490	-41099,250	
3		5741,952	714,425	5027,527	-36071,723	
4		5826,646	732,286	5094,361	-30977,362	
5		5912,589	750,593	5161,996	-25815,366	
6		5999,800	769,358	5230,442	-20584,924	
7		6088,297	788,592	5299,705	-15285,218	
8		6178,099	808,306	5369,793	-9915,425	
9		6269,226	828,514	5440,712	-4474,713	
10		6361,697	849,227	5512,471	1037,758	Payback
11		6455,532	870,457	5585,075	6622,833	
12		6550,752	892,219	5658,533	12281,365	
13		6647,375	914,524	5732,851	18014,216	
14		6745,424	937,388	5808,036	23822,252	
15		6844,919	960,822	5884,097	29706,349	
16		6945,881	984,843	5961,039	35667,388	
17		7048,333	1009,464	6038,869	41706,257	
18		7152,296	1034,700	6117,596	47823,853	
19		7257,792	1060,568	6197,225	54021,077	
20		7364,845	1087,082	6277,763	60298,840	
21		7473,476	1114,259	6359,217	66658,057	
22		7583,710	1142,116	6441,594	73099,652	
23		7695,570	1170,669	6524,901	79624,553	
24		7809,080	1199,935	6609,144	86233,697	
25		7924,263	1229,934	6694,329	92928,027	

A partir de los 10 años la instalación empieza a ser rentable.

8. RESULTADOS FINALES

8.1. Descripción de funcionamiento.

La central fotovoltaica consta de dos elementos principales:

- El generador fotovoltaico.
- Un inversor de potencia.

El funcionamiento consiste en transformar la energía recibida del sol directamente en electricidad mediante tecnología fotovoltaica. La energía generada en los módulos fotovoltaicos es conducida al inversor que transforma la corriente continua en corriente alterna, que se inyecta en un punto de la red interior, “aguas abajo” del contador de suministro, para que pueda producirse el autoconsumo.

La empresa distribuidora de la zona es EON- España, que concedió punto de conexión en la Caja General de Mando y Protección (GMP) ubicada dentro del terreno y que realizará los trabajos de verificación de la instalación cuando se ponga en servicio.

Se solicitará la verificación/programación del contador ubicado en la Caja de Protección y Medida (CPM), para que se habilite/resetee la bidireccionalidad de la medida, de modo que pueda contabilizarse la energía exportada a la red para su comercialización al mercado o si fuera el caso, la aplicación futura del balance neto.

8.2. Descripción de la instalación

En el presente proyecto se determinarán y dimensionarán todos los elementos constituyentes de la instalación eléctrica. Estos son:

- Caja de protección y medida (CPM)
- Derivación individual
- Cuadro de dispositivos de protección.
- Líneas de conexión entre cuadro de protección e inversor.
- Líneas de conexión entre los módulos fotovoltaicos y el inversor.
- Cajas de conexiones de las series.
- Campo de módulos fotovoltaicos.
- Puesta a tierra.

La instalación contará con 72 módulos fotovoltaicos policristalinos de 250 Wp del fabricante REC con una potencia pico total de 18 kWp y un inversor de 17 kW nominales de conexión a red del fabricante SMA, instalado junto con los elementos eléctricos necesarios para el correcto funcionamiento de la instalación y el cumplimiento de la legislación vigente.

La configuración del campo fotovoltaico será de 4 series de 18 paneles cada una. Los módulos fotovoltaicos se instalarán sobre el terreno orientados hacia el sur geográfico con una inclinación de 30º respecto a la horizontal.

Según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, nos atenderemos a la norma ITC-BT-30 “Instalaciones de características especiales”, y a la norma ITC-BT-40 “Instalaciones generadoras de Baja Tensión”.

8.3. Desarrollo

En el presente proyecto se determinarán todos los elementos constituyentes de la instalación eléctrica. Por lo tanto se dimensionarán los siguientes elementos:

- Caja de protección y medida (CPM)
- Derivación individual

- Cuadro de dispositivos de protección.
- Líneas de conexión entre cuadro de protección e inversor.
- Líneas de conexión entre los módulos fotovoltaicos y el inversor.
- Cajas de conexiones de las series.
- Campo de módulos fotovoltaicos.
- Puesta a tierra.

Se justificará el cálculo estructural para el soporte de los módulos fotovoltaicos realizando básicamente el cálculo de cargas y la adecuación de los elementos constructivos existentes para soportar las nuevas acciones a incorporar: estáticas (peso propio del panel, la estructura soporte) y dinámicas (viento, nieve, etc.).

Los equipos principales de la instalación son 72 módulos fotovoltaicos policristalinos de 250 Wp del fabricante REC con una potencia pico total de 18 kWp y un inversor de 17 kW nominales de conexión a red del fabricante SMA, instalado junto con los elementos eléctricos necesarios para el correcto funcionamiento de la instalación y el cumplimiento de la legislación vigente.

La configuración del campo fotovoltaico será de 4 series de 18 paneles cada una, teniendo cada panel las dimensiones de 991 mm de altura y 1665 mm de longitud.

Los paneles fotovoltaicos van instalados de dos en dos sobre una estructura metálica de perfil UPN formando un bloque rectangular de 1982x1665mm. Esta estructura se soporta sobre una columna de 100 mm colocada en su punto central y sujeta a la zapata.

A su vez esta pareja de paneles va adosada a otros dos paneles y así sucesivamente formando una fila de dieciocho pares de paneles con una longitud de la fila de $1,665 \times 18 = 29,97$ mts y una altura de 1,982 mts. Paralela a esta fila y a una distancia de 3,74 mts irá otra fila igual y por tanto de 18 pares de paneles, según se recoge en el Anexo de Cálculos.

Por tanto, los módulos fotovoltaicos se instalarán sobre el terreno colocando una serie superpuesta a la otra y detrás las otras dos series, también superpuestas.

Estarán orientados hacia el Sur frontalmente y formando un ángulo de 30º con la horizontal del suelo.

Según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, la instalación objeto de proyecto está considerada como local mojado y una instalación generadora, por lo que para el diseño y dimensionado se prestará atención a la ITC-BT-30 “Instalaciones en locales de características especiales” e ITC-BT-40 “Instalaciones generadoras de baja tensión”.

8.4 Instalación eléctrica

8.4.1. Potencia máxima admisible de la instalación.

Viene determinada por la potencia nominal del inversor, que en este caso es 17 kW.

Según el Real Decreto 1699/2011, Art. 12, aptdo. 2, al ser la potencia nominal a instalar superior a 5 kW, la conexión a la red será trifásica.

8.4.2. Derivación individual.

Es la línea que conecta la salida del inversor con el embarrado de la Caja General de Mando y Protección (en adelante CGMP) del abonado, que es el punto de conexión otorgado por EON-España.

Para la selección y dimensionamiento se seguirá todo lo dispuesto en la ITC-BT-15 “Instalaciones de enlace. Derivaciones individuales”.

En este caso la derivación individual estará constituida por:

- Conductores aislados en el interior de un tubo en montaje superficial.
- Conductores aislados en el interior de un tubo enterrado.

Los tubos y su instalación cumplirán lo indicado en la ITC-BT-21 "Instalaciones interiores o receptoras. Tubos y canales protectores"

Las canalizaciones incluirán en cualquier caso el conductor de protección.

Se utilizará un cable multiconductor formado por conductores de cobre, con aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de compuesto termoplástico, siendo su tensión de aislamiento 0,6/1 kV y su designación es RZ1-K según la norma UNE 21123-4. Asimismo, los conductores serán no propagadores de incendio y con emisión de humos y opacidad reducida.

Para el cálculo de la sección de los conductores se tendrá en cuenta lo siguiente:

- La demanda prevista por el usuario y cuya intensidad estará controlada por los dispositivos privados de mando y protección. A efectos de las intensidades máximas admisibles se tendrá en cuenta lo indicado en la tabla A.52-1 bis de la norma UNE 20460-5-523, que sustituye la tabla 1 de ITC-BT-19.
- La caída de tensión máxima admisible será del 1,5%.
- La sección mínima será de 6 mm² para los cables polares, neutro y protección.

La derivación individual estará formada por conductor de cobre multipolar de sección 4(1x25) mm², tensión de aislamiento 0,6/1kV, no propagador de incendio y con emisión de humos y opacidad reducida, bajo tubo de PVC de 50 mm. de diámetro y de características 4321 en montaje superficial con paso subterráneo para canalización en el interior de un tubo enterrado de 90 mm. de diámetro.

La derivación individual de 4(1x25) mm² soporta una intensidad máxima admisible de 52,4 A, según la tabla A.52-1 bis de la norma UNE 20.460-5-523 y una vez aplicados los coeficientes correctores correspondientes. Como se tiene una intensidad máxima de 30,7 A, la derivación individual soporta dicha corriente.

Para proteger la derivación individual se instalará en la CGMP un interruptor automático de 40 A que hará la función de corte manual en carga de la instalación un interruptor diferencial de 4x40 A y 300 mA y en el cuadro de protecciones de la instalación fotovoltaica un PIA de 4x32 A y un interruptor diferencial de 4x40 A y 30mA para aislar el circuito de generación.

De esta forma queda protegida la derivación individual y se mantiene la selectividad amperimétrica entre las protecciones del CGBT y el de la CGMP.

Su dimensionado se justifica en el apartado de cálculos eléctricos.

8.4.3. Cuadro de protecciones.

Albergan los dispositivos de mando protección y protección de la instalación fotovoltaica.

Se instalarán tanto en la CGMP como en el cuadro de protecciones de la instalación fotovoltaica según lo indicado en el plano, a una altura aproximada de 1,2 m.

Serán de material aislante y auto extingible. En caso de ser metálico se conectará a tierra.

Sobre la tapa se colocará una placa con el nombre del instalador y fecha de instalación.

En la CGMP de la recepción del camping se instalarán las siguientes protecciones:

- 1 Interruptor General Automático (IGA) de corte en carga de 4x40 A.
- 1 Bloque diferencial 4x40 A y sensibilidad 300 mA.

El cuadro de protecciones de la instalación fotovoltaica estará compuesto por:

- 1 Interruptor General Automático (IGA) de corte omipolar con dispositivo de protección contra sobrecargas y cortocircuitos de 4x32 A.
- 1 Bloque diferencial 4x40 A y sensibilidad 30 mA.
- 1 dispositivo de protección contra sobretensiones de Clase I+II, 3P+N, $I_{max}(10/350\mu s) = 12,5 \text{ kA}$; $I_{max}(8/20\mu s) = 40 \text{ kA}$.
- 1 Pequeño Interruptor Automático (PIA) de 2x10 A
- 1 Bloque diferencial 2x40 A y sensibilidad 30 mA.

El tipo de los elementos a instalar en el cuadro de protecciones se determinarán y presentarán en el esquema unifilar dentro de los Planos.

8.4.4. Sistema de instalación.

Para el montaje de las líneas eléctricas se utilizarán tres tipos de instalación:

- Cables montados directamente sobre el terreno..
- Cables bajo tubo en montaje superficial.
- Cables bajo bandeja en montaje superficial.

Cualquier parte de la instalación eléctrica quedara a una distancia no inferior a 3 cm de las tuberías de gas, saneamiento, teléfonos y agua.

Tanto las cajas de derivación y las cajas de conexiones de las series, serán aislantes IP65.

Las cajas de derivación llevarán tapas colocadas a presión o con tornillos. Los empalmes se realizarán dentro de estas cajas utilizándose bornes o piezas de conexión, estando prohibido el sistema de empalme por retorcimiento directo de los conductores.

Los tubos se unirán entre sí mediante accesorios adecuados a su clase que aseguren la continuidad de la protección que proporcionan a los conductores. El montaje de los tubos cumplirá la ITC-BT-21.

Con el fin de que los cables no sean susceptibles de doblarse por efecto de su propio peso, los puntos de fijación de los mismos estarán suficientemente próximos. La distancia entre dos puntos de fijación sucesivos, no excederá de 0,40 metros.

Se evitará curvar los cables con un radio demasiado pequeño y salvo prescripción en contra fijada en la Norma UNE correspondiente al cable utilizado, este radio no será inferior a 10 veces el diámetro exterior del cable.

Los extremos de los cables serán estancos cuando las características de los locales o emplazamientos así lo exijan, utilizándose a este fin cajas u otros dispositivos adecuados. La estanqueidad podrá quedar asegurada con la ayuda de prensaestopas.

Los empalmes y conexiones se harán por medio de cajas o dispositivos equivalentes provistos de tapas desmontables que aseguren a la vez la continuidad de la protección mecánica establecida, el aislamiento y la inaccesibilidad de las conexiones y permitiendo su verificación en caso necesario.

8.4.5. Cables montados bajo tubo.

La instalación será bajo tubo de PVC, rígido o flexible, no propagador de llama, que será de características 4321, instalado en superficie, siempre con los diámetros indicados en la ITC-BT-21.

Los tubos se unirán entre sí mediante accesorios adecuados a su clase que aseguren la continuidad de la protección que proporcionan a los conductores. El montaje de los tubos cumplirá la ITC-BT-21.

8.4.6. Cables montados bajo bandeja.

La instalación será bajo bandeja de PVC, no propagador de la llama, que será de características según la tabla 11 de la ITC-BT 21, instalado en superficie. Para su montaje deberán cumplir lo indicado en norma UNE 20.460-5-52 y en la ITC-BT 20.

El trazado de las bandejas se hará siguiendo preferentemente líneas verticales y horizontales. La tapa de las bandejas quedará siempre accesible.

8.4.7. Cableado.

Para el cálculo de las secciones y caídas de tensión se seguirán las prescripciones del Reglamento Electrotécnico.

La sección de los conductores se determinará teniendo en cuenta la máxima caída de tensión y la intensidad máxima admisible de acuerdo con la tabla A.52-1 bis de la norma UNE 20460-5-523, que sustituye la tabla 1 de ICT-BT-019.

Las características de aislamiento y protección de los cables, así como las conducciones al aire o enterradas serán las adecuadas a las condiciones de instalación, según establece el REBT en las ITC-06, 07, 19, 20 y 21.

Las intensidades máximas admisibles son las definidas en esas ITC del RBT para cada caso, y en la norma UNE 20.460 -5-523 y su anexo Nacional.

Las secciones de los cables serán tales que cumplan los criterios de máxima intensidad y máxima caída de tensión admisible.

Para el cálculo de la intensidad se tendrán en cuenta las condiciones más desfavorables para cada tramo de la instalación a diseñar.

Los cables finalmente elegidos serán tales que su intensidad máxima admisible, considerando todos los factores de corrección que puedan intervenir, sea superior a la del dispositivo de protección contra sobrecargas, y esta a su vez, superior a la máxima previsible en condiciones normales de explotación.

Según al ITC-BT-40 los cables de conexión de la instalación fotovoltaica deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la red de distribución pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.

8.4.8. Corriente Alterna.

En la parte de alterna que va desde el cuadro de protecciones hasta el inversor se utilizarán conductores unipolares de cobre, bajo tubo, con aislamiento de compuesto de polietileno reticulado y cubierta libre de halógenos, siendo su tensión de aislamiento 0,6/1 kV y su designación es RZ1-K según la norma UNE 21123-2.

Las secciones empleadas en las líneas se indicarán en los cálculos y en el esquema unifilar dentro de los Planos.

8.4.9. Corriente Continua.

Se utilizarán cables unipolares o bipolares, bajo bandeja o tubo, con aislamiento de compuesto de polietileno reticulado y cubierta libre de halógenos, siendo su tensión de aislamiento 0,6/1 kV y su designación es RZ1-K según la norma UNE 21123-2.

Se instalarán 4 series de 18 paneles, conectándose una de ellas directamente al inversor por la entrada "B" y las otras tres a través de una única línea de 6 mm² por la entrada "A1" obteniéndose los siguientes valores de tensión e intensidad bajo condiciones estándar en bornes del lado de continua del inversor:

- Potencia pico entrada CC 18.000 Wp
- Tensión nominal de entrada CC 543 V
- Tensión en circuito abierto CC 673,2 V
- Intensidad nominal de entrada CC 33,2 A
- Intensidad de cortocircuito de entrada CC 35,44 A

En el esquema unifilar se representa la forma en que se han cableado los módulos fotovoltaicos de la instalación. Las secciones empleadas en las líneas se indicarán en el esquema multifilar dentro de los Planos.

8.4.10. Inversor CC/CA de conexión a red.

Para esta instalación se ha seleccionado 1 inversor trifásico marca SMA, modelo STP-17000 TL con las siguientes características:

- Potencia máxima de CC (con $\cos f = 1$) = 17410 W
- Tensión de entrada máxima en vacío CC 1000 V
- Intensidad máxima de entrada / string CC entrada A: 33 A, B: 11 A /

- Strings por seguidor MPP A:5, B:1
- Tensión CA 400 V
- Potencia nominal CA 17 kW
- Intensidad nominal CA 24,6 A
- Factor de potencia (cos F) 0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo
- Aislamiento IP65

Las características físicas del inversor son las siguientes:

Alto	690 mm.
Ancho	665 mm.
Espesor/Fondo	265 mm.
Peso	65 kg

El inversor dispone de un sistema de control que permite su utilización de forma totalmente automatizada. Vienen equipados con todos los elementos de mando y protección de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Durante los periodos nocturnos el inversor permanece parado vigilando los valores de tensión de la red y del generador fotovoltaico. Al amanecer, la tensión del generador fotovoltaico aumenta, lo que pone en funcionamiento el inversor que comienzan a inyectar corriente en la red.

8.4.11. Elementos de protección.

Las funciones de protección de máxima y mínima frecuencia y máxima y mínima tensión a que se refiere el Artículo 14 del RD 1699/2011 están integradas en el equipo inversor, y las maniobras de desconexión-conexión por actuación de las mismas son realizadas mediante un contactor que realizará el rearme automático del equipo una vez que se restablezcan las condiciones normales de suministro de la red.

Este contactor cumple con lo especificado en el apto d) del art. 14 del RD 1699/2011. La protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia está dentro de los valores de 50,5 y 48 Hz, respectivamente y los de máxima y mínima tensión entre 1,1 y 0,85 Um, respectivamente.

El inversor dispone de separación galvánica entre la red de distribución de BT y la instalación fotovoltaica que cumple la Norma UNE 60742.

En el caso de una desconexión de la red, es posible que la generación de potencia procedente del sistema solar quede compensada con el consumo

existente en la zona aislada. La protección frente al modo isla debe garantizar que incluso en el caso de que se produzca este equilibrio, el inversor detecta esta situación y se desconecta. El inversor dispone de varios dispositivos que supervisan esta situación que puede ser detectada por salidas de rango en tensión o frecuencia y por cambios de la impedancia de la red.

8.5. Módulos fotovoltaicos.

La instalación cuenta con 72 módulos fotovoltaicos modelo REC 250PE, de 250 Wp cada uno, que forman una potencia total de campo de 18 kWp.

Las características eléctricas de los módulos empleados son las siguientes:

Pot. Máx. en el PMP – Pmax	250 Wp
Tensión en vacío – Voc	37,4 V
Tensión a pot. máx. – Vmpp	30,2 V
Corriente de cortocircuito - Isc	8,86 A
Corriente a pot. máx. – Impp	8,3 A

Las características físicas de los paneles fotovoltaicos son las siguientes:

Longitud	1665 mm
Anchura	991 mm
Espesor	38 mm
Peso	18 kg

La caja de conexiones para intemperie con el terminal positivo y el negativo, lleva incorporados 4 diodos de derivación, que evitan la posibilidad de avería de las células y su circuito, por sombreados parciales de uno o varios módulos dentro del conjunto.

Las cajas de conexiones de los módulos son IP67.

La superficie total del campo fotovoltaico es de 214,9 m²

8.6. Puesta a tierra

La puesta a tierra de las instalaciones interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones generadoras, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable.

Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.

Los circuitos de puesta a tierra formarán una línea eléctricamente continua en la que no se van a poder incluir en serie, ni masas, ni elementos metálicos.

La instalación fotovoltaica dispondrá de una instalación de puesta a tierra que cumplirá la ITCBT-18 y se dividirá en las siguientes partes:

- Toma de tierra:

La toma de tierra estará formada por picas de cobre-acero $\varnothing \geq 14,2$ mm y 2 m de longitud.

Estas picas estarán unidas entre si y al borne de puesta a tierra mediante un conductor de cobre desnudo enterrado de 35 mm^2 .

- Borne de puesta a tierra:

En las proximidades de la ubicación del cuadro de protecciones se preverá un borne principal de tierra al cual deben unirse los conductores siguientes:

- Los conductores de tierra.
- Los conductores de protección.
- Los conductores de unión equipotencial.

En el borne de puesta a tierra se dispondrá de un dispositivo que permita medir la resistencia de la toma de tierra.

- Los conductores de unión equipotencial principal:

Se realizará una conexión equipotencial entre las masas de los paneles solares y todos los demás elementos conductores accesibles, tales como la estructura metálica que soporta los módulos fotovoltaicos con la toma de tierra. El conductor que asegure esta conexión debe estar preferentemente soldado a las canalizaciones o a los otros elementos conductores o, si no, fijado solidariamente a los mismos por collares u otro tipo de sujeción, estableciendo los contactos sobre partes metálicas sin pintura.

- Conductores de protección:

Mediante los conductores de protección se conectarán el borne de puesta a tierra y las masas de la instalación con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos.

La sección de los conductores de protección dependerá de la sección del conductor de fase del elemento que protejan.

Sección conductor de fase S (mm²)	Sección mínima conductor de protección Sp (mm²)
$S \leq 16 \text{ (mm}^2\text{)}$	$Sp = S$
$16 \text{ (mm}^2\text{)} \leq S \leq 35 \text{ (mm}^2\text{)}$	$Sp = 16 \text{ (mm}^2\text{)}$
$S > 35 \text{ (mm}^2\text{)}$	$Sp = S / 2$

El valor de la toma de tierra deberá ser tal que en ningún punto de la instalación puedan aparecer diferencias de potencial con respecto a tierra superiores a 24 V en emplazamiento conductor (local húmedo).

Según esto y teniendo en cuenta que la menor sensibilidad de los diferenciales instalados es de 300 mA, se tiene que la máxima resistencia de puesta a tierra deberá ser inferior a 80 Ohmios.

Sin embargo para asegurar el correcto funcionamiento de los equipos electromagnéticos, además de mejorar la seguridad contra contactos indirectos, la resistencia de toma de tierra será inferior a 20 Ohmios.

Se medirá la resistencia a tierra en este punto comprobando que su valor sea inferior a los valores deseados, en caso contrario se tomara las medidas necesarias para reducir estos valores.

8.7. Ubicación del inversor, cuadros de protección y caja de medida

El inversor se colocará en un lugar con grado de contaminación 2 o mejor. No se instalará expuesto a la luz directa del sol, en presencia de polvo conductor, gases corrosivos, vibraciones, salpicaduras o goteo de agua en el caso en que el grado de protección no lo permita y en ambientes salinos. La humedad ambiente de funcionamiento será del 5% al 95%, de $1\text{g}/\text{m}^3$ a $25\text{g}/\text{m}^3$, sin condensación o formación de hielo (clase 3k3 según EN50178).

Este inversor dispone de tomas de ventilación en lado izquierdo, por lo tanto habrá que mantener una distancia de 50 cm de las paredes u otros equipos. Debe facilitarse el libre acceso al dispositivo para los trabajos de mantenimiento y reparación.

El local que albergue el inversor, el aparato de medida y la caja general de protecciones será un edificio prefabricado de hormigón armado compacto, marca PREPHOR, modelo EP-1T, usado normalmente para albergar centros de transformación como el de la figura inferior, pero con posibilidad de personalizar para diversos fines, como en este caso, protegiendo al inversor.

Este edificio será completamente estanco y la empresa comercializadora del mismo se encargará de su traslado e instalación.

Estos edificios cumplen con las normas UNE 1303, EN-61330, 20099, 20344 Y LA EHE.



8.8. Obra civil

Como se dijo anteriormente, para la instalación son necesarios 72 paneles que vamos a instalar de dos en dos, necesitaremos para ello 36 estructuras y columnas de soporte con sus correspondientes zapatas.

La estructura metálica formada por los dos paneles tendrá una superficie rectangular de 1982x1665mm y una inclinación de 30° con la horizontal del terreno.

Cada panel pesa 18 Kg, como acreditan las especificaciones técnicas, el conjunto de dos paneles más la estructura metálica nos daría un peso de 51,42 Kg.

Debido a las características del terreno, las características ambientales y de la instalación, calculamos una zapata de dimensiones 1200x2000x1000 mm (B-L-H).

Cada zapata tendrá 9 redondos de 20 mm dispuestos longitudinalmente y 7 redondos de 20 mm transversalmente.

El hormigón empleado será del tipo HA-25, y el acero, del tipo B-400S.

Las estructuras-soporte están diseñadas para soportar las inclemencias meteorológicas. Los materiales empleados son de acero galvanizado en caliente para una instalación solar incluida la tornillería y piezas de sujeción de los paneles a la estructura: (modelo H de Atersa) con 2 paneles de 250 Wp de dimensiones 1650 x 990 x 50 mm cada panel.

La estructura tendrá unas dimensiones de 1650 de largo, 1980 de alto y 50 mm de ancho y esta dimensionada para soportar vientos y acumulaciones de nieve. Según la normativa vigente.(normas UNE 37-501 y UNE 37-508), que cumple con los espesores mínimos exigibles según la norma UNE EN ISO 1461. La tornillería utilizada es del mismo material.

La superficie del campo fotovoltaico es de 214,9 m² (29,97 x 7,17 m) pero cada dimensión es aumentada en aproximadamente 3 metros para seguridad quedando finalmente unas dimensiones de 35 por 12 m, es decir una superficie de 420 m² y un perímetro de 94 m.

Se dotará a ese perímetro de una valla, con su correspondiente puerta, para proteger la instalación y garantizar la seguridad de las personas que frecuenten las instalaciones deportivas.

Para ello se utilizará una malla simple de torsión de una altura de 2 m, con alambre galvanizado de 2,10 mm.

Para la sujeción se utilizarán cuatro postes esquineros y cuatro postes de refuerzo dotados de tensores, y veinte postes más repartidos cada dos metros a lo largo del perímetro. El diámetro de los postes es de 45 mm.

9. Planificación

9.1. Tramitación legal

9.1.1. Autorizaciones previas exigibles por la normativa sectorial aplicable:

Antes de comenzar la instalación deberá solicitarse y tramitarse todos los permisos y licencias para la tramitación de las obras en el Ayuntamiento del municipio al que afecten dichas obras.

9.1.2. Trámites administrativos:

Los trámites legales y administrativos para la conexión de la instalación a la Red se registrarán por la normativa aplicable, y serán los siguientes:

1. Solicitud de punto de conexión.
2. Solicitud de la autorización administrativa (por ser mayor de 10 KW requiere el visado del Colegio de Ingenieros), junto con la solicitud de inscripción previa en el Régimen Especial.
3. Ejecución de la instalación una vez conseguida la autorización administrativa.
4. Solicitud de contrato a la empresa distribuidora de energía eléctrica.
5. Certificado de baja tensión.
6. Solicitud de acta de puesta en marcha.
7. Solicitud de inscripción definitiva en el Régimen Especial.

9.2. Plan de obra

- Recepción de módulos fotovoltaicos en obra.
- Recepción de inversor en obra.
- Recepción de estructura en obra.
- Realización de trabajos para la colocación de zapatas
- Colocación de módulos fotovoltaicos en estructuras según especificaciones.
- Interconexionado de módulos fotovoltaicos según esquema.
- Colocación de cableado para interconexionado de cadenas de módulos y conexionados de los mismos.
- Conexionado de cableado de CC desde módulos hasta inversor a través de de protecciones especificadas en la memoria técnica.
- Colocación de inversor en edificio prefabricado de hormigón armado instalado por la empresa Prephor.
- Conexionado de inversor en la parte de CC con protecciones específicas de la memoria técnica.

- Conexión de protecciones de CA con armarios de protección y medida con conductores.
- Colocación de picas de toma de tierra en cada una de las estructuras y conexión de las mismas a algún tubo de hierro de 100mm de diámetro.
- Colocación de pica de toma de tierra en cada una de las arquetas de la caseta.
- Conexión de las picas de toma de tierra de las arquetas con cable a borna de tierra del inversor.
- Colocación de conductores desde armario CPM de consumo de la propiedad hasta el edificio del inversor.
- Colocación de armario IP24 de protecciones con interruptor magnetotérmico.
- Colocación de armario de protecciones para la parte de CC con IP24.
- Colocación del armario IP24 para protecciones y conexión con conductor en la parte de CA.
- Colocación de malla de simple torsión para protección de la planta.
- Pruebas y puesta en marcha.

9.3. Horas de trabajo estimadas

Dado que el montaje de la estructura, cableado, colocación de módulos, conexión de los mismos y verificación de la instalación en este tipo de estructuras se trata de una tarea sencilla ir situado sobre carriles de soporte y sujeción y no ir atornillados la estructuras, las horas totales, considerando que la instalación integral se lleve a cabo por dos operarios, asciende a un total de 160 horas.

10. Orden de prioridad entre los documentos básicos

1. Memoria
2. Planos
3. Pliego de condiciones
4. Presupuesto

ANEXO 1. INTRODUCCIÓN TEÓRICA AL PROYECTO

EL SOL

El Sol es una estrella que se encuentra en el centro del Sistema Solar y constituye la mayor fuente de radiación electromagnética de este sistema planetario. La Tierra y otros cuerpos (incluidos otros planetas, asteroides, meteoritos, cometas y polvo) orbitan alrededor del Sol. Por sí solo, representa alrededor del 98,6 por ciento de la masa del Sistema Solar. La distancia media del Sol a la Tierra es de aproximadamente 149.600.000 kilómetros (92.960.000 millas) y su luz recorre esta distancia en 8 minutos y 19 segundos. La energía del Sol, en forma de luz solar, sustenta a casi todas las formas de vida en la Tierra a través de la fotosíntesis, y determina el clima de la Tierra y la meteorología.

Es la estrella del sistema planetario en el que se encuentra la Tierra; por tanto, es el astro con mayor brillo aparente. Su visibilidad en el cielo local determina, respectivamente, el día y la noche en diferentes regiones de diferentes planetas. En la Tierra, la energía radiada por el Sol es aprovechada por los seres fotosintéticos, que constituyen la base de la cadena trófica, siendo así la principal fuente de energía de la vida. También aporta la energía que mantiene en funcionamiento los procesos climáticos. El Sol es una estrella que se encuentra en la fase denominada secuencia principal, con un tipo espectral G2, que se formó entre 4.567,9 y 4.570,1 millones de años y permanecerá en la secuencia principal aproximadamente 5000 millones de años más. El Sol, junto con todos los cuerpos celestes que orbitan a su alrededor, incluida la Tierra, forman el Sistema Solar.

A pesar de ser una estrella mediana, es la única cuya forma se puede apreciar a simple vista, con un diámetro angular de 32' 35" de arco en el perihelio y 31'31" en el afelio, lo que da un diámetro medio de 32' 03". La combinación de tamaños y distancias del Sol y la Luna son tales que se ven, aproximadamente, con el mismo

tamaño aparente en el cielo. Esto permite una amplia gama de eclipses solares distintos (totales, anulares o parciales).

RADIACIÓN SOLAR

La Radiación solar es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol. El Sol es una estrella que se encuentra a una temperatura media de 6000 K en cuyo interior tienen lugar una serie de reacciones de fusión nuclear, que producen una pérdida de masa que se transforma en energía. Esta energía liberada del Sol se transmite al exterior mediante la radiación solar. El Sol se comporta prácticamente como un cuerpo negro el cual emite energía siguiendo la ley de Planck a la temperatura ya citada. La radiación solar se distribuye desde el infrarrojo hasta el ultravioleta. No toda la radiación alcanza la superficie de la Tierra, porque las ondas ultravioletas más cortas, son absorbidas por los gases de la atmósfera fundamentalmente por el ozono. La magnitud que mide la radiación solar que llega a la Tierra es la irradiancia, que mide la energía que, por unidad de tiempo y área, alcanza a la Tierra. Su unidad es el W/m^2 (vatio por metro cuadrado).

EL EFECTO FOTOVOLTAICO

En el término "fotovoltaico", foto proviene del griego, que significa "luz", y voltaico proviene del campo de la electricidad, en honor al físico italiano Alejandro Volta, que también proporciona el término voltio a la unidad de medida de la diferencia de potencial en el Sistema Internacional de medidas. Este término se comenzó a usar en Reino Unido desde el año 1849.

El efecto fotovoltaico fue reconocido por primera vez en 1839 por el físico francés Alexandre-Edmond Becquerel, pero la primera célula solar no se construyó hasta 1883.

Su autor fue Charles Fritts, quien recubrió una muestra de selenio semiconductor con un pan de oro para formar el empalme. Este primitivo dispositivo presentaba una eficiencia de sólo un 1%. Los estudios realizados en el siglo XIX por Michael Faraday, James Clark Maxwell, Nikola Tesla y Heinrich Hertz sobre inducción electromagnética, fuerzas eléctricas y ondas electromagnéticas, y sobre todo los de Albert Einstein en 1905, proporcionaron la base teórica al efecto fotoeléctrico, que es el fundamento de la conversión de energía solar a electricidad.

Russell Ohl patentó la célula solar moderna en el año 1946, aunque Sven Ason Berglund había patentado, con anterioridad, un método que trataba de incrementar la capacidad de las células fotosensibles.

La era moderna de la tecnología de potencia solar no llegó hasta el año 1954 cuando los Laboratorios Bell, descubrieron, de manera accidental, que los semiconductores de silicio dopado con ciertas impurezas, eran muy sensibles a la luz. Estos avances contribuyeron a la fabricación de la primera célula solar comercial con una conversión de la energía solar de, aproximadamente, el 6%.

Por tanto, recogiendo de forma adecuada la radiación solar, esta puede transformarse en otras formas de energía como energía térmica o energía eléctrica utilizando paneles solares.

Mediante colectores solares, la energía solar puede transformarse en energía térmica, y utilizando paneles fotovoltaicos la energía luminosa puede transformarse en energía eléctrica. Ambos procesos nada tienen que ver entre sí en cuanto a su tecnología. Así mismo, en las centrales térmicas solares se utiliza la energía térmica de los colectores solares para generar electricidad.

Se distinguen dos componentes en la radiación solar: la radiación directa y la radiación difusa. La radiación directa es la que llega directamente del foco solar, sin reflexiones o refracciones intermedias. La difusa es la emitida por la bóveda celeste diurna gracias a los múltiples fenómenos de reflexión y refracción solar en la atmósfera, en las nubes, y el resto de elementos atmosféricos y terrestres.

La radiación directa puede reflejarse y concentrarse para su utilización, mientras que no es posible concentrar la luz difusa que proviene de todas direcciones. Sin embargo, tanto la radiación directa como la radiación difusa son aprovechables.

Se puede diferenciar entre receptores activos y pasivos en que los primeros utilizan mecanismos para orientar el sistema receptor hacia el Sol -llamados seguidores- y captar mejor la radiación directa.

Una importante ventaja de la energía solar es que permite la generación de energía en el mismo lugar de consumo mediante la integración arquitectónica en edificios. Así, podemos dar lugar a sistemas de generación distribuida en los que se eliminan casi por completo las pérdidas relacionadas con el transporte -que en la actualidad suponen aproximadamente el 40% del total- y la dependencia energética.

Las diferentes tecnologías fotovoltaicas se adaptan para sacar el máximo rendimiento posible de la energía que recibimos del sol. De esta forma por ejemplo los sistemas de concentración solar fotovoltaica (CPV por sus siglas en inglés) utiliza la radiación directa con receptores activos para maximizar la producción de energía y conseguir así un coste menor por kWh producido. Esta tecnología resulta muy eficiente para lugares de alta radiación solar, pero actualmente no puede competir en precio en localizaciones de baja radiación solar como Centro Europa, donde tecnologías como la célula solar de película fina (también llamada Thin Film) están consiguiendo reducir también el precio de la tecnología fotovoltaica tradicional a cotas nunca vistas.

Desde su aparición en la industria aeroespacial, donde se ha convertido en el medio más fiable para suministrar energía eléctrica en los vehículos espaciales, la energía solar fotovoltaica ha desarrollado un gran número de aplicaciones terrestres. La producción industrial a gran escala de paneles fotovoltaicos comenzó en la década de los 80, y entre sus múltiples usos se pueden destacar:

- Centrales conectadas a red para suministro eléctrico.
- Sistemas de autoconsumo fotovoltaico.
- Electrificación de pueblos en áreas remotas (electrificación rural).
- Suministro eléctrico de instalaciones médicas en áreas rurales.
- Corriente eléctrica para viviendas aisladas de la red eléctrica.
- Sistemas de comunicaciones de emergencia.
- Estaciones repetidoras de microondas y de radio.
- Sistemas de vigilancia de datos ambientales y de calidad del agua.
- Faros, boyas y balizas de navegación marítima.
- Bombeo para sistemas de riego, agua potable en áreas rurales y abrevaderos para el ganado.
- Balizamiento para protección aeronáutica.
- Sistemas de protección catódica.
- Sistemas de desalinización.
- Vehículos de recreo.
- Señalización ferroviaria.
- Sistemas de carga para los acumuladores de barcos.
- Postes de SOS (Teléfonos de emergencia en carretera).
- Parquímetros.
- Recarga de vehículos eléctricos.

En entornos aislados, donde se requiere poca potencia eléctrica y el acceso a la red es difícil, como señalización de vías públicas, estaciones meteorológicas o repetidores de comunicaciones, se emplean las placas fotovoltaicas como alternativa económicamente viable. Para comprender la importancia de esta posibilidad, conviene tener en cuenta que aproximadamente una cuarta parte de la población mundial todavía no tiene acceso a la energía eléctrica.

La energía fotovoltaica en España



Como se ha dicho la energía solar fotovoltaica es un tipo de electricidad renovable obtenida directamente a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica, o una deposición de metales sobre un sustrato llamada célula solar de película fina.

Debido a la creciente demanda de energías renovables, la fabricación de células solares e instalaciones fotovoltaicas ha avanzado considerablemente en los últimos años.

Entre los años 2001 y 2012 se ha producido un crecimiento exponencial de la producción de energía fotovoltaica, doblándose aproximadamente cada dos años. Si esta tendencia continúa, la energía fotovoltaica cubriría el 10% del consumo energético mundial en 2018, alcanzando una producción aproximada de 2.200 TWh, y podría llegar a proporcionar el 100% de las necesidades energéticas actuales en torno al año 2027.

A finales de 2012, se habían instalado en todo el mundo más de 100 GW de potencia fotovoltaica. Gracias a ello la energía solar fotovoltaica es actualmente, después de las energías hidroeléctrica y eólica, la tercera fuente de energía renovable más importante en términos de capacidad instalada a nivel global, y supone ya una fracción significativa del mix eléctrico en la Unión Europea, cubriendo de media el 3-5% de la demanda y en torno al 6-9% en los períodos de mayor producción, en países como Alemania, Italia o España.

Gracias a los avances tecnológicos, la sofisticación y la economía de escala, el coste de la energía solar fotovoltaica se ha reducido de forma constante desde que se fabricaron las primeras células solares comerciales, aumentando a su vez la eficiencia, y logrando que su coste medio de generación eléctrica sea ya competitivo con las fuentes de energía convencionales en un creciente número de regiones geográficas, alcanzando la paridad de red.

Programas de incentivos económicos, primero, y posteriormente sistemas de autoconsumo fotovoltaico y balance neto sin subsidios, han apoyado la instalación de la fotovoltaica en un gran número de países.

La tasa de retorno energético de esta tecnología, por su parte, es cada vez menor. Con la tecnología actual, los paneles fotovoltaicos recuperan la energía necesaria para su fabricación en un período comprendido entre 6 meses y 1,4 años; teniendo en cuenta que su vida útil media es superior a 30 años, producen electricidad limpia durante más del 95% de su ciclo de vida.

España es uno de los países de Europa con mayor irradiación anual. Esto hace que la energía solar sea en este país más rentable que en otros. Regiones como el norte de España, que generalmente se consideran poco adecuadas para la energía fotovoltaica, reciben más irradiación anual que la media en Alemania, país que mantiene desde hace años el liderazgo en la promoción de la energía solar fotovoltaica.

La primera instalación fotovoltaica conectada a red en España fue la planta piloto de 100 kWp que Iberdrola instaló en San Agustín de Guadalix en 1984. Sin embargo, durante la década de 1980, el mercado fotovoltaico en España se ciñó al abastecimiento de aplicaciones aisladas. No fue hasta 1993 cuando se pudieron instalar otros cuatro sistemas de conexión a red, cada uno de 2,7 kWp, en unas viviendas particulares de Pozuelo. A éstos le siguieron otros proyectos de demostración: 42 kWp en una escuela de Menorca, 13,5 kWp en el Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid, y 53 kWp en la Biblioteca de Mataró, siendo el más importante la planta "Toledo-PV", de 1 MW de potencia, que también fue conectada a la red en 1993.

A finales de 1995 la potencia total sumaba 1,6 MW, a pesar de que ninguno de los sistemas mencionados estuviera incorporado legalmente en el contexto general del sistema eléctrico. Al no existir una normativa específica que los regulase, se encontraban en una especie de vacío legal.

En 1998, en concordancia con las medidas de apoyo a las energías renovables que se estaban llevando a cabo en el resto de Europa, el Gobierno aprobó el Real Decreto 2818/1998[que reconocía la necesidad de un tratamiento específico para esta alternativa energética, estableciendo unas primas de 30 y 60 pesetas (0,18 y 0,36 €) por kWh vertido a la red, para sistemas con potencia nominal superior e inferior a 5 kWp, respectivamente. En el año 2000, sólo dos sistemas habían logrado acceder a esas primas, y el Gobierno publicó un nuevo Real Decreto, el 1663/2000, que estableció condiciones técnicas y administrativas específicas, y supuso el inicio de un lento despegue de la fotovoltaica en España.

El verdadero marco regulador que impulsó definitivamente el desarrollo de centrales solares fotovoltaicas conectadas a la red fue el Real Decreto 436/2004y el RD 661/2007, en el que se estipulaba una prima de 0,44 € por cada kWh fotovoltaico que se inyectaba a la red.

Gracias a esta regulación, España fue en el año 2008 uno de los países con más potencia fotovoltaica instalada del mundo, con 2.708 MW instalados en un sólo año. Sin embargo, a partir del 30 de septiembre de 2008 esta actividad quedó regulada mediante el RD 1578/2008 de retribución fotovoltaica, que estableció unas primas variables en función de la ubicación de la instalación (suelo: 0,32 €/kWh o tejado: 0,34 €/kWh), estando sujetas además a un cupo máximo de potencia anual instalada a partir de 2009 que se adaptaría año a año en función del comportamiento del mercado.

Estas modificaciones en la legislación del sector ralentizaron la construcción de nuevas plantas fotovoltaicas, de tal forma que en 2009 se instalaron tan sólo 19 MW, en 2010 420 MW y en 2011 se instalaron 354 MW correspondiendo al 2% del total de la Unión Europea. En términos de producción energética, en 2010, la energía fotovoltaica cubrió en España aproximadamente el 2% de la generación de electricidad. Mientras que en 2011 representó el 2,9% de la generación eléctrica, según datos del operador, Red Eléctrica.

A finales de 2011 se aprobó el Real decreto por el que se estableció la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. Sin embargo, todavía se espera que se apruebe la norma que desarrolle las condiciones técnicas necesarias para dichas conexiones y la regulación de un modelo de balance neto adecuado a las características del sistema eléctrico nacional.

Actualmente, el acceso a la red eléctrica en España requiere una serie de permisos de la administración y la autorización de la compañía eléctrica distribuidora de la zona. Ésta tiene la obligación de dar punto de enganche o conexión a la red eléctrica, pero en la práctica el papeleo y la reticencia de las eléctricas están frenando el impulso de las energías renovables en general, y de la energía fotovoltaica en particular.

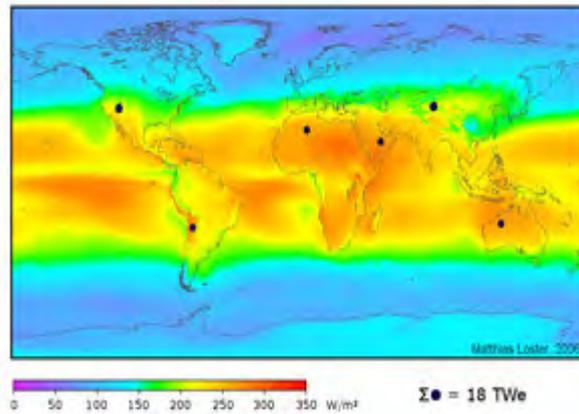
Las eléctricas buscan motivos técnicos, como la saturación de la red, para controlar sus intereses en otras fuentes energéticas y con la intención de bloquear la iniciativa de los pequeños productores de energía solar fotovoltaica.

Esta situación provoca una grave contradicción entre los objetivos de la Unión Europea para impulsar las energías limpias, por una parte, y en España, la realidad de una escasa liberalización del sector energético que impide el despegue y la libre competitividad de las energías renovables. A principios de 2013 la potencia instalada en España ascendía a 4.381 MW.

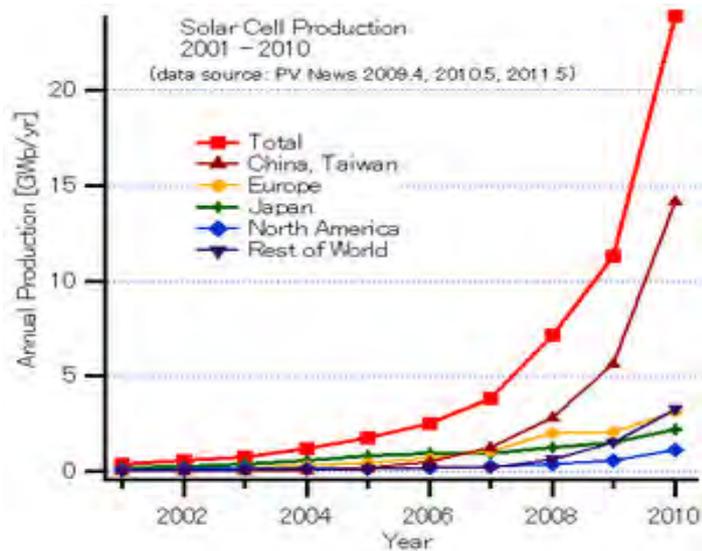
Situación actual en España

En enero de 2012 el Gobierno el Real Decreto Ley 1/2012 por el que se procedió a la suspensión de forma indefinida de los cupos del Régimen Especial de energía, es decir, los procedimientos de preasignación de retribución y de los incentivos económicos para nuevas instalaciones fotovoltaicas y demás energías renovables. En la práctica este RDL supuso que las nuevas plantas fotovoltaicas que no estuvieran inscritas en cupos no recibirán prima alguna pero podrán vender la energía a precio de mercado.

La fotovoltaica en el resto del mundo



Mapamundi de radiación solar. Los pequeños puntos en el mapa muestran el área total de fotovoltaica necesaria para cubrir la demanda mundial de energía usando paneles solares con una eficiencia del 8%.



Producción mundial de células solares por países.

Históricamente, los Estados Unidos lideraron la instalación de energía fotovoltaica desde sus inicios hasta 1997, cuando fueron alcanzados por Japón, que mantuvo el liderato hasta que Alemania la sobrepasó en 2005, manteniendo esa posición desde entonces. Actualmente Alemania es, junto a Italia, Japón, China y Estados Unidos, uno de los países donde la fotovoltaica está experimentando actualmente un crecimiento más vertiginoso.

En la siguiente tabla se muestra el detalle de la potencia mundial instalada, desglosada por cada país, desde el año 2000 hasta finales de 2012:

Potencia total instalada (MWp) por país

País	Total 2000	Total 2001	Total 2002	Total 2003	Total 2004	Total 2005	Total 2006	Total 2007	Total 2008	Total 2009	Total 2010	Total 2011	Total 2012
Total mundial	1.425	1.753	2.220	2.798	3.911	5.340	6.915	9.443	15.772	23.210	39.778	69.684	102.024
 Unión Europea	154	248	389	590	1.297	2.299	3.285	5.257	10.554	16.357	29.328	51.360	68.110
 Alemania	113,7	194,6	278	431	1.034	1.926	2.759	3.835,5	5.340	9.959	17.320	24.875	32.509
 Italia	19	20	22	26	30,7	37,5	50	120,2	458,3	1.157	3.502	12.764	16.987
 Estados Unidos	138,8	167,8	212,2	275,2	376	479	624	830,5	1.168,5	1.255,7	2.519	4.383	8.683
 China	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	893	3.093	8.043
 Japón	330,2	452,8	636,8	859,6	1.132	1.421,9	1.708,5	1.918,9	2.144	2.627	3.617	4.914	6.704
 España	2	4	7	12	23	48	145	693	3.354	3.438	3.892	4.214	4.381
 Francia	11,3	13,9	17,2	21,1	26	33	43,9	75,2	179,7	335,2	1.025	2.831	3.923

Potencia total instalada (MWp) por país

País	Total 2000	Total 2001	Total 2002	Total 2003	Total 2004	Total 2005	Total 2006	Total 2007	Total 2008	Total 2009	Total 2010	Total 2011	Total 2012
 Bélgica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	574	803	2.018	2.678
 Australia	29,2	33,6	39,1	45,6	52,3	60,6	70,3	82,5	104,5	183,6	504	1.298	2.291
 Reino Unido	1,9	2,7	4,1	5,9	8,2	10,9	14,3	18,1	22,5	29,6	72	1.014	2.114
 República Checa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	463,3	1.953	1.960	2.085
 India	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	189	461	1.888
 Grecia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55	206	631	1.234
 Bulgaria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,7	18	133	1.066
 Corea del Sur	4	4,8	5,4	6	8,5	13,5	35,8	81,2	357,5	441,9	662	754	
 Canadá	7,2	8,8	10	11,8	13,9	16,7	20,5	25,8	32,7	94,6	200	563	
 Eslovaquia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	145	488	
 Dinamarca	1,5	1,5	1,6	1,9	2,3	2,7	2,9	3,1	3,3	4,6	7,1	17	400
 Suiza	15,3	17,6	19,5	21	23,1	27,1	29,7	36,2	47,9	73,6	111	216	356
 Israel	-	-	-	-	0,9	1	1,3	1,8	3	24,5	66	196	
 Ucrania	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	190	
 Austria	4,9	6,1	10,3	16,8	21,1	24	25,6	27,7	32,4	52,6	103	176	
 Portugal	1,1	1,3	1,7	2,1	2,7	3	3,4	17,9	68	102,2	131	144	
 Holanda	12,8	20,5	26,3	45,7	49,2	50,7	52,2	52,8	57,2	67,5	97	118	
 Taiwán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32	102	

Potencia total instalada (MWp) por país

País	Total 2000	Total 2001	Total 2002	Total 2003	Total 2004	Total 2005	Total 2006	Total 2007	Total 2008	Total 2009	Total 2010	Total 2011	Total 2012
 Eslovenia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	36	90	
 Sudáfrica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40	41	
 México	13,9	15	16,2	17,1	18,2	18,7	19,7	20,8	21,8	25	30	40	
 Brasil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27	32	
 Luxemburgo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27	27	31	
 Suecia	2,8	3	3,3	3,6	3,9	4,2	4,8	6,2	7,9	8,8	10	19	
 Malasia	-	-	-	-	-	-	5,5	7	8,8	11,1	15	15	
 Finlandia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9,6	11	
 Chipre	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,3	6,2	10	
 Noruega	6	6,2	6,4	6,6	6,9	7,3	7,7	8	8,3	8,7	9,2	9,2	
 Argentina	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,2	6,2	
 Turquía	0,4	0,6	0,9	1,3	1,8	2,3	2,8	3,3	4,0	5,0	6,0	6,0	

ANEXO 2. TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA

Principio de funcionamiento. Explicación simplificada.

En física moderna, el fotón es la partícula elemental responsable de las manifestaciones cuánticas del fenómeno electromagnético. Es la partícula portadora de todas las formas de radiación electromagnética, incluyendo los rayos gamma, los rayos X, la luz ultravioleta, la luz visible (espectro electromagnético), la luz infrarroja, las microondas y las ondas de radio. El fotón tiene una masa invariante cero, y viaja en el vacío con una velocidad constante c . Como todos los cuantos, el fotón presenta tanto propiedades corpusculares como ondulatorias ("dualidad onda-corpúsculo"). Se comporta como una onda en fenómenos como la refracción que tiene lugar en una lente, o en la cancelación por interferencia destructiva de ondas reflejadas; sin embargo, se comporta como una partícula cuando interacciona con la materia para transferir una cantidad fija de energía, que viene dada por la expresión.

$$E = \frac{hc}{\lambda}$$

Donde "h" es la constante de Planck, c es la velocidad de la luz y λ es la longitud de onda. Esto difiere de lo que ocurre con las ondas clásicas, que pueden ganar o perder cantidades arbitrarias de energía. Para la luz visible, la energía portada por un fotón es de alrededor de 4×10^{-19} julios; esta energía es suficiente para excitar un ojo y dar lugar a la visión.

Además de energía, los fotones llevan también asociado un momento lineal y tienen una polarización. Siguen las leyes de la mecánica cuántica, lo que significa que a menudo estas propiedades no tienen un valor bien definido para un fotón dado. En su lugar se habla de las probabilidades de que tenga una cierta polarización, posición o momento lineal.

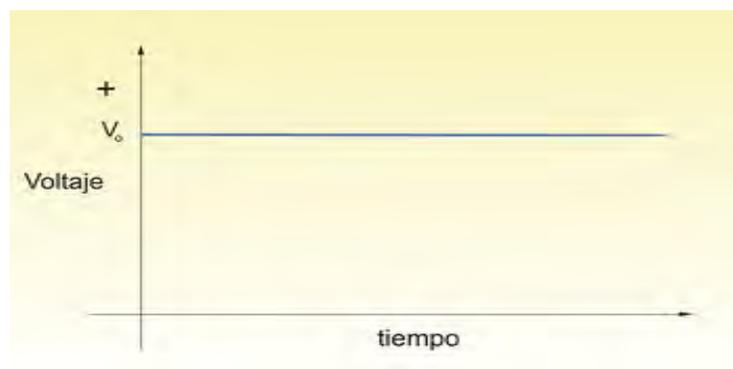
Por ejemplo, aunque un fotón puede excitar una molécula, a menudo es imposible predecir cuál será la molécula excitada.

Al incidir la radiación solar sobre un modulo fotovoltaico el proceso es el siguiente:

1. Algunos de los fotones, que provienen de la radiación solar, impactan sobre la primera superficie del panel, penetrando en este y siendo absorbidos por materiales semiconductores, tales como el silicio o el arseniuro de galio.
2. Los electrones, subpartículas atómicas que forman parte del exterior de los átomos, y que se alojan en orbitales de energía cuantizada, son golpeados por los fotones (interaccionan) liberándose de los átomos a los que estaban originalmente confinados.

Esto les permite, posteriormente, circular a través del material y producir electricidad. Las cargas positivas complementarias que se crean en los átomos que pierden los electrones, (parecidas a burbujas de carga positiva) se denominan huecos y fluyen en el sentido opuesto al de los electrones, en el panel solar.

Se ha de comentar que, así como el flujo de electrones corresponde a cargas reales, es decir, cargas que están asociadas a desplazamiento real de masa, los huecos, en realidad, son cargas que se pueden considerar virtuales puesto que no implican desplazamiento de masa real.



Representación de la diferencia de potencial, o voltaje de corriente con respecto al tiempo en corriente continua

Un conjunto de paneles solares transforman la energía solar (energía en forma de radiación y que depende de la frecuencia de los fotones) en una determinada cantidad de corriente continua, también denominada DC (acrónimo del inglés Direct Current y que corresponde a un tipo de corriente eléctrica que se describe como un movimiento de cargas en una dirección y un sólo sentido, a través de un circuito. Los electrones se mueven de los potenciales más bajos a los más altos).

Opcionalmente:

1. La corriente continua se lleva a un circuito electrónico conversor (inversor) que transforma la corriente continua en corriente alterna, (AC) (tipo de corriente disponible en el suministro eléctrico de 220 voltios).
2. La potencia de AC entra en el panel eléctrico de la instalación
3. La electricidad generada se distribuye, casi siempre, a la línea de distribución de los dispositivos de iluminación de la instalación, ya que estos no consumen excesiva energía, y son los adecuados para que funcionen correctamente con la corriente generada por el panel.
4. La electricidad que no se usa se puede enrutar y usar en otras instalaciones.

Una célula fotoeléctrica o fotocélula es un componente eléctrico que genera un haz de luz infrarroja y detecta si este se mantiene o ha sido cortado. Una célula fotoeléctrica, también llamada célula, fotocélula o célula fotovoltaica, es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía luminosa (fotones) en energía eléctrica (flujo de electrones libres) mediante el efecto fotoeléctrico, generando energía solar fotovoltaica.

Compuestos de un material que presenta efecto fotoeléctrico: absorben fotones de luz y emiten electrones. Cuando estos electrones libres son capturados, el resultado es una corriente eléctrica que puede ser utilizada como electricidad.

La eficiencia de conversión media obtenida por las células disponibles comercialmente (producidas a partir de silicio monocristalino) está alrededor del 14%, pero según la tecnología utilizada varía desde el 6% de las células de silicio amorfo hasta el 14-22% de las células de silicio monocristalino. También existen

Las células multicapa, normalmente de Arseniuro de galio, que alcanzan eficiencias del 30%. En laboratorio se ha superado el 43% con nuevos paneles experimentales.¹

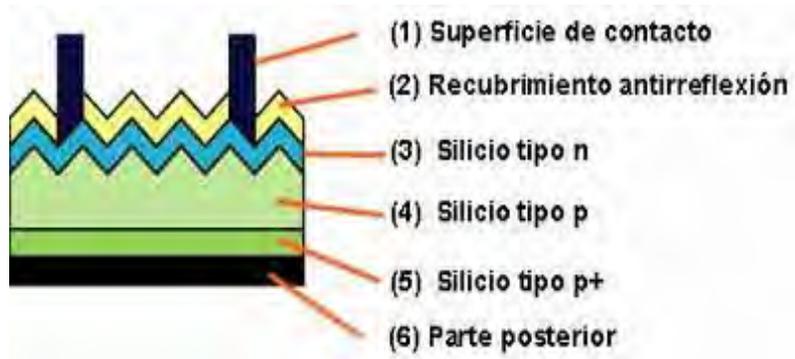
La vida útil media a máximo rendimiento se sitúa en torno a los 25 años, período a partir del cual la potencia entregada disminuye.

Al grupo de células fotoeléctricas para energía solar se le conoce como panel fotovoltaico. Los paneles fotovoltaicos consisten en una red de células solares conectadas como circuito en serie para aumentar la tensión de salida hasta el valor deseado (usualmente se utilizan 12V ó 24V) a la vez que se conectan varias redes como circuito paralelo para aumentar la corriente eléctrica que es capaz de proporcionar el dispositivo.

El tipo de corriente eléctrica que proporcionan es corriente continua, por lo que si necesitamos corriente alterna o aumentar su tensión, tendremos que añadir un inversor y/o un convertidor de potencia.

Como se decía en un semiconductor expuesto a la luz, un fotón de energía arranca un electrón, creando al pasar un «hueco». Normalmente, el electrón encuentra rápidamente un hueco para volver a llenarlo, y la energía proporcionada por el fotón, pues, se disipa. El principio de una célula fotovoltaica es obligar a los electrones y a los huecos a avanzar hacia el lado opuesto del material en lugar de simplemente recombinarse en él: así, se producirá una diferencia de potencial y por lo tanto tensión entre las dos partes del material, como ocurre en una pila.

Para ello, se crea un campo eléctrico permanente, a través de una unión pn, entre dos capas dopadas respectivamente, p y n:



Estructura de una célula fotovoltaica.

- La capa superior de la celda se compone de silicio dopado de tipo n. En esta capa, hay un número de electrones libres mayor que una capa de silicio puro, de ahí el nombre del dopaje n, como carga negativa (electrones). El material permanece eléctricamente neutro: es la red cristalina quien tiene globalmente una carga negativa.
- La capa inferior de la celda se compone de silicio dopado de tipo p. Esta capa tiene por lo tanto una cantidad media de electrones libres menor que una capa de silicio puro, los electrones están ligados a la red cristalina que, en consecuencia, está cargada positivamente. La conducción eléctrica está asegurada por los huecos, positivos (p).

En el momento de la creación de la unión pn, los electrones libres de la capa n entran en la capa p y se recombinan con los huecos en la región p. Existirá así durante toda la vida de la unión, una carga positiva en la región n a lo largo de la unión (porque faltan electrones) y una carga negativa en la región en p a lo largo de la unión (porque los huecos han desaparecido); el conjunto forma la «Zona de Carga de Espacio» (ZCE) y existe un campo eléctrico entre las dos, de n hacia p.

Este campo eléctrico hace de la ZCE un diodo, que solo permite el flujo de corriente en una dirección: los electrones pueden moverse de la región p a la n, pero no en la dirección opuesta y por el contrario los huecos no pasan más que de n hacia p.

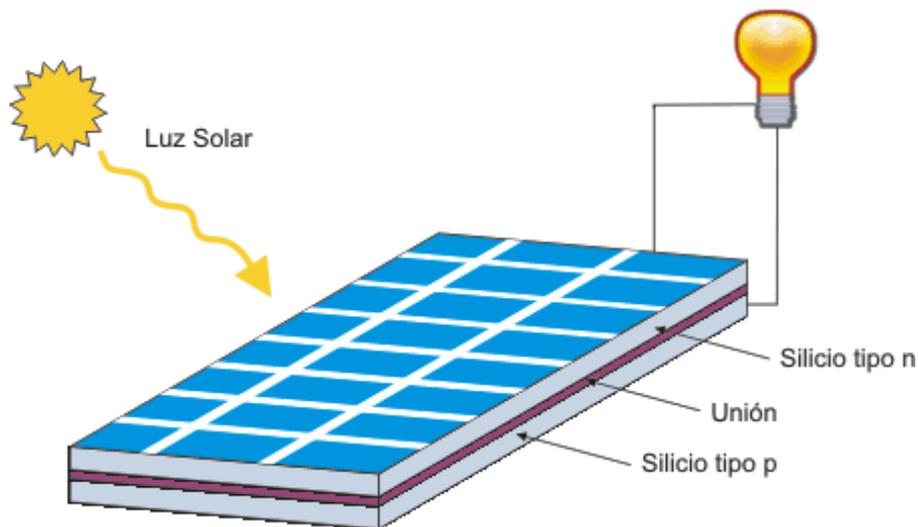
En funcionamiento, cuando un fotón arranca un electrón a la matriz, creando un electrón libre y un hueco, bajo el efecto de este campo eléctrico cada uno va en dirección opuesta: los electrones se acumulan en la región n (para convertirse en polo negativo), mientras que los huecos se acumulan en la región dopada p (que se convierte en el polo positivo). Este fenómeno es más eficaz en la (ZCE), donde casi no hay portadores de carga (electrones o huecos), ya que son anulados, o en la cercanía inmediata a la (ZCE): cuando un fotón crea un par electrón-hueco, se separaron y es improbable que encuentren a su opuesto, pero si la creación tiene lugar en un sitio más alejado de la unión, el electrón (convertido en hueco) mantiene una gran oportunidad para recombinarse antes de llegar a la zona n. Pero la ZCE es necesariamente muy delgada, así que no es útil dar un gran espesor a la célula.

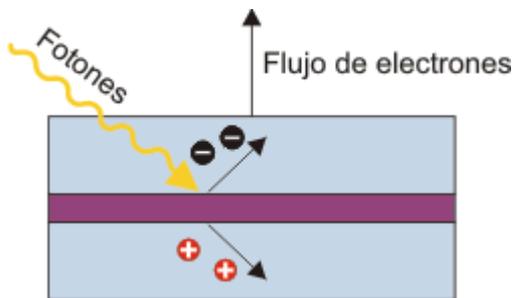
En suma, una célula fotovoltaica es el equivalente de un Generador de Energía a la que hemos añadido un diodo.

Es preciso añadir contactos eléctricos (que permitan pasar la luz: en la práctica, mediante un contacto de rejilla, una capa antireflectante para garantizar la correcta absorción de fotones, etc.

Para que la célula funcione, y produzca la potencia máxima de corriente se le añade la banda prohibida de los semiconductores a nivel de energía de los fotones. Es posible aumentar las uniones a fin de explotar al máximo el espectro de energía de los fotones, lo que produce las células multijuntas. ¿Cómo funcionan las celdas solares?

En definitiva, para entender la operación de una célula fotovoltaica, necesitamos considerar la naturaleza del material y la naturaleza de la luz del sol. Como antes expuse, las celdas solares están formadas por dos tipos de material, generalmente silicio tipo p y silicio tipo n. La luz de ciertas longitudes de onda puede ionizar los átomos en el silicio y el campo interno producido por la unión que separa algunas de las cargas positivas ("agujeros") de las cargas negativas (electrones) dentro del dispositivo fotovoltaico. Los agujeros se mueven hacia la capa positiva o capa de tipo p y los electrones hacia la negativa o capa tipo n. Aunque estas cargas opuestas se atraen mutuamente, la mayoría de ellas solamente se pueden recombinar pasando a través de un circuito externo fuera del material debido a la barrera de energía potencial interno. Por lo tanto si se hace un circuito se puede producir una corriente a partir de las celdas iluminadas, puesto que los electrones libres tienen que pasar a través del circuito para recombinarse con los agujeros positivos.





Efecto fotovoltaico en una célula solar

La cantidad de energía que entrega un dispositivo fotovoltaico está determinado por:

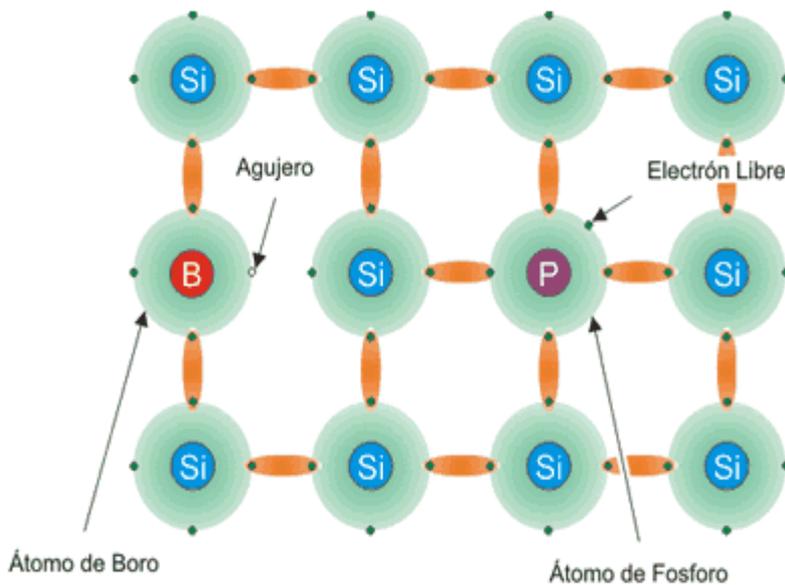
- El tipo y el área del material
- La intensidad de la luz del sol
- La longitud de onda de la luz del sol

El Silicio

El silicio es actualmente el material más comúnmente usado para la fabricación de células fotovoltaicas. Se obtiene por reducción de la sílice, compuesto más abundante en la corteza de la Tierra, en particular en la arena o el cuarzo

Un átomo del silicio tiene 4 electrones de valencia (aquellos más débilmente unidos), que enlazan a los átomos adyacentes. Substituyendo un átomo del silicio por un átomo que tenga 3 o 5 electrones de la valencia producirá un espacio sin un electrón (un agujero) o un electrón extra que pueda moverse más libremente que los otros, ésta es la base del doping. En el doping tipo p, la creación de agujeros, es alcanzada mediante la incorporación en el silicio de átomos con 3 electrones de valencia, generalmente se utiliza boro.

En el dopaje de tipo n, la creación de electrones adicionales es alcanzada incorporando un átomo con 5 electrones de valencia, generalmente fósforo.



Una vez que se crea una unión p-n, se hacen los contactos eléctricos al frente y en la parte posterior de la célula evaporando o pintando con metal la plancha. La parte posterior de la plancha se puede cubrir totalmente por el metal, pero el frente de la misma tiene que tener solamente un patrón en forma de rejilla o de líneas finas de metal, de otra manera el metal bloquearía al sol del silicio y no habría ninguna respuesta a los fotones de la luz incidente.

El primer paso es la producción de silicio metalúrgico, puro al 98%, obtenido de pedazos de piedras de cuarzo provenientes de un filón mineral (la técnica de producción industrial no parte de la arena). El silicio se purifica mediante procedimientos químicos (Lavado + Decapado) empleando con frecuencia destilaciones de compuestos clorados de Silicio, hasta que la concentración de impurezas es inferior al 0.2 partes por millón.

Así se obtiene el Silicio grado semiconductor con un grado de pureza superior al requerido para la generación de Energía Solar Fotovoltaica. Este ha constituido la base del abastecimiento de materia prima para aplicaciones solares hasta la fecha, representando en la actualidad casi las tres cuartas partes del aprovisionamiento de las industrias.

Sin embargo, para usos específicamente solares, son suficientes (dependiendo del tipo de impureza y de la técnica de cristalización), concentraciones de impurezas del orden de una parte por millón. Al material de esta concentración se le suele denominar Silicio de grado solar.

Con el silicio fundido, se realiza un proceso de crecimiento cristalino que consiste en formar capas monomoleculares alrededor de un germen de cristalización o de un cristalito inicial. Nuevas moléculas se adhieren preferentemente en la cara donde su adhesión libera más energía. Las diferencias energéticas suelen ser pequeñas y pueden ser modificadas por la presencia de dichas impurezas o cambiando las condiciones de cristalización. La semilla o germen de cristalización que provoca este fenómeno es extraída del silicio fundido, que va solidificando de forma cristalina, resultando, si el tiempo es suficiente, un monocristal y si es menor, un policristal. La temperatura a la que se realiza este proceso es superior a los 1500 °C .

El procedimiento más empleado en la actualidad es el Proceso Czochralski, pudiéndose emplear también técnicas de colado. El Silicio cristalino así obtenido tiene forma de lingotes.

Estos lingotes son luego cortados en láminas delgadas cuadradas (si es necesario) de 200 micrómetros de espesor, que se llaman «obleas». Después del tratamiento para la inyección del enriquecido con sustancia dopante (P, As, Sb o B) y obtener así los semiconductores de silicio tipo P o N.

Después del corte de las obleas, las mismas presentan irregularidades superficiales y defectos de corte, además de la posibilidad de que estén sucias de polvo o virutas del proceso de fabricación. Esta situación puede disminuir considerablemente el rendimiento del panel fotovoltaico así que se realizan un conjunto de procesos para mejorar las condiciones superficiales de las obleas tales como un lavado preliminar, la eliminación de defectos por ultrasonidos, el decapado, el pulido o la limpieza con productos químicos. Para las celdas con más calidad (monocristal) se realiza un tratado de texturizado para hacer que la oblea absorba con más eficiencia la radiación solar incidente.

Posteriormente, las obleas son «metalizadas», un proceso que consiste en la colocación de unas cintas de metal incrustadas en la superficie, conectadas a contactos eléctricos, que son las que absorben la energía eléctrica que generan las uniones P/N a causa de la irradiación solar y la transmiten.

La producción de células fotovoltaicas requiere energía, y se estima que un módulo fotovoltaico debe trabajar alrededor de 2 a 3 años, según su tecnología, para producir la energía que fue necesaria para su producción (módulo de retorno de energía).

Los materiales y procesos de fabricación son objeto de programas de investigación ambiciosos para reducir el costo y el reciclado de las células fotovoltaicas. Las tecnologías de película delgada sobre sustratos sin marcar recibió la aceptación de la industria más moderna. La industria busca reducir la cantidad de silicio utilizado. Las células monocristalinas han pasado de 300 micras de espesor a 200 y se piensa que llegarán rápidamente a las 180 y 150 micras, reduciendo la cantidad de silicio y la energía requerida, así como también el precio.

Células de silicio amorfo

El silicio durante su transformación, produce un gas que se proyecta sobre una lámina de vidrio. La celda es gris muy oscuro. Es la célula de las calculadoras y relojes llamados de «solares». Estas células fueron las primeras en ser manufacturadas, ya que se podían emplear los mismos métodos de fabricación de diodos.

- Ventajas:
 - Funciona con una luz difusa baja (incluso en días nublados),
 - Un poco menos costosa que otras tecnologías,
 - Integración sobre soporte flexible o rígido.
- Inconvenientes:
 - Rendimiento a pleno sol bajo, del 5% al 7%,6
 - Rendimiento decreciente con el tiempo (~7%).

Célula de silicio monocristalino



Al enfriarse, el silicio fundido se solidifica formando solo un único cristal de grandes dimensiones. Luego se corta el cristal en delgadas capas que dan lugar a las células. Estas células generalmente son un azul uniforme.

- Ventajas:
 - Buen rendimiento de 14% al 16%[6] ,
 - Buena relación W_p m^2 (~150 WC/ m^2 , lo que ahorra espacio en caso necesario
 - Número de fabricantes elevado.
- Inconvenientes:
 - Coste más elevado

Células de silicio multicristalino



Una célula fotovoltaica basada en silicio multicristalino.

Durante el enfriamiento de silicio en un molde se forman varios cristales. La fotocélula es de aspecto azulado, pero no es uniforme, se distinguen diferentes colores creados por los diferentes cristales.

- Ventajas:
 - Células cuadradas (con bordes redondeados en el caso de Si monocristalino) que permite un mejor funcionamiento en un módulo,

- Eficiencia de conversión óptima, alrededor de 100 Wp/m², pero un poco menor que en el monocristalino
- Lingote más barato de producir que el monocristalino.
- Inconveniente
 - Bajo rendimiento en condiciones de iluminación baja.

Célula Tándem

Apilamiento monolítico de dos células individuales. Mediante la combinación de dos células (capa delgada de silicio amorfo sobre silicio cristalino, por ejemplo) que absorben en el espectro al mismo tiempo se solapan, mejorando el rendimiento en comparación con las células individuales separadas, sean amorfas, cristalinas o microcristalinas.

- Ventajas
 - Alta sensibilidad en un amplio rango de longitudes de onda. Excelente rendimiento.
- Desventaja
 - El costo es alto debido a la superposición de dos células.

Energía fotovoltaica de capa fina o Thin film (Célula solar de película fina)

Otra alternativa de bajo coste a las células de silicio cristalino es la energía fotovoltaica de capa o película fina que está basada en las células solares de tercera generación. Consisten en una célula solar que se fabrica mediante el depósito de una o más capas delgadas (película delgada) de material fotovoltaico en un sustrato.

Las células solares de película delgada suelen clasificarse según el material fotovoltaico utilizado:

- Silicio amorfo (a-Si) y otros silicios de película delgada (TF-Si)
- Teluro de cadmio (CdTe)
- Cobre indio galio y seleniuro (CIS o CIGS)
- Células solares sensibilizadas por colorante (DSC) y otras células solares orgánicas.

La Conferencia Internacional Energía Solar de Bajo Coste de Sevilla, realizada en febrero de 2009, fue el primer escaparate en España de las mismas. Esta tecnología causó grandes expectativas en sus inicios. Sin embargo, la fuerte caída en el precio de las células y los módulos de silicio policristalino desde finales de 2011 ha provocado que algunos fabricantes de capa fina se hayan visto obligados a abandonar el mercado, mientras que otros han visto muy reducidos sus beneficios.

Célula multiunión

Estas células tienen una alta eficiencia y han sido desarrolladas para aplicaciones espaciales. Las células multiunión están compuestas de varias capas delgadas usando la epitaxia por haz molecular.

Un células de triple unión, por ejemplo, se compone de semiconductores GaAs, Ge y GaInP₂. Cada tipo de semiconductores se caracteriza por un máximo de longitud de onda más allá del cual no es capaz de convertir los fotones en energía eléctrica (ver banda prohibida). Por otro lado, por debajo de esta longitud de onda, el exceso de energía transportada por el fotón se pierde. De ahí el valor de la selección de materiales con longitudes de onda tan cerca el uno al otro como sea posible, de forma que absorban la mayoría del espectro solar, generando un máximo de electricidad a partir del flujo solar.

El uso de materiales compuestos de cajas cuánticas permitirá llegar al 65% en el futuro (con un máximo teórico de 87%). Los dispositivos de células de uniones múltiples GaAs son más eficaces. Spectrolab ha logrado el 40,7% de eficiencia (diciembre de 2006) y un consorcio (liderado por investigadores de la Universidad de Delaware) ha obtenido un rendimiento de 42,8% (septiembre de 2007).

Estas nuevas técnicas traen consigo una preocupación: los recursos de materias primas de estos metales raros, como el indio, cuya producción mundial es de 25 toneladas por año y el precio a fecha de abril del 2007 es de 1.000 dólares por kg; el telurio, cuya producción mundial es de 250 toneladas al año; el galio con una producción de 55 toneladas al año y el germanio con una producción de 90 toneladas al año. Aunque las cantidades de estas materias primas necesarias para la fabricación de células solares son infinitesimales, un desarrollo masivo de paneles fotovoltaicos solares debería tener en cuenta esta disponibilidad limitada.

Investigación y desarrollo



La técnica no ha alcanzado la madurez y muchas vías de investigación están siendo exploradas, primero se debe reducir el costo de la electricidad producida, y también avanzar en la resistencia de los materiales, flexibilidad de uso, facilidad

de integración en los objetos, en la vida, etc.). Todas las etapas de los procesos de fabricación se pueden mejorar, por ejemplo:

- La empresa «Evergreen Solar» ha conseguido realizar el depósito de silicio todavía líquido en una película donde se cristaliza directamente con el espesor preciso de la lámina.
- La empresa "Nanosolar" ha industrializado la producción de células CGIS mediante una técnica de impresión en continuo.
- Todas las compañías han anunciado sucesivos aumentos de la eficiencia de sus células.
- El tamaño de las obleas está creciendo de manera constante, reduciendo el número de manipulaciones
- Se trata de utilizar mejor todas las longitudes de onda del espectro solar (incluyendo el infrarrojo, lo que abre perspectivas interesantes: la conversión directa de la luz de una llama en electricidad, refrigeración).
- Concentradores (ya utilizados en los satélites) se están probando en la tierra. A través de espejos y lentes incrustados en el panel, focalizan la radiación en la célula fotovoltaica.

A finales de 2007, Sharp ha anunciado la disponibilidad de un sistema de enfoque hasta 1100 veces la radiación solar (contra 700 veces para la marca previa de 2005); a principios de 2008, Sunrgi ha alcanzado 1600 veces. La concentración permite disminuir la proporción de los grupos de paneles dedicados a la producción de electricidad, y por lo tanto su coste. Por otra parte, estos nuevos materiales soportan muy bien la elevada temperatura debida a la concentración del flujo solar.

- Se está estudiando también la posibilidad de unir el silicio amorfo y el cristalino por heterounión en una célula solar más simple de más del 20% de eficiencia. Proyecto de 2 años anunciado a principios de 2008, con la

participación del Laboratorio de Innovación para Nuevas Tecnologías Energéticas y Nanomaterials del CEA-Liten y la empresa coreana JUSUNG (proveedor de equipamiento para los fabricantes de semiconductores), con el INES (Savoy) donde la CEA-Liten ha concentrado sus actividades en la energía solar.

- Otros semiconductores (selenio-asociación cobre-indio-selenio (CIS) de película fina) se están estudiando por ejemplo en Francia por el instituto de investigación y desarrollo en energía fotovoltaica. El CIS parece ofrecer un modesto rendimiento del 12%, pero con bajo costo de fabricación.
- Los compuestos orgánicos de (materias plásticas) también pueden ser usadas para hacer células fotovoltaicas de polímeros, y podría llegar a hacerse paneles flexibles y ligeros, azulejos, tejidos o velas solares, es de esperar que de fabricación a bajo coste.

En la actualidad los rendimientos son bajos (5% como máximo), así como su vida, y aún quedan muchos problemas técnicos por resolver. A principios de 2008, el grupo japonés Fujikura anunciaba haber puesto a prueba (1000 horas a 85° C y con una humedad del 85%) unas células fotovoltaicas orgánicas de tipo Grätzel no sólo más resistente, sino que su rendimiento mejoró del 50 al 70% con una superficie rugosa que distribuye al azar la luz reflejada dentro de la célula donde se liberan de nuevo las cargas eléctricas mediante la activación de otros pigmentos fotosensibles.

- Un equipo de EE.UU. de Boston College en Chestnut Hill (Massachusetts) ha desarrollado paneles solares capaces de recuperar el espectro infrarrojo y convertirlo en electricidad. Esto permitiría la producción de electricidad a partir de cualquier fuente de calor, incluso por la noche. Hasta ahora, sólo una parte de la radiación de la luz visible, predominantemente verde y azul, se transformaba en electricidad y la radiación infrarroja se utilizaba en los paneles térmicos para calentar el agua.

- Asimismo, se pretende fabricar células transparentes; modelos impulsados por el Instituto alemán Fraunhofer para la Mecánica de Materiales (IWM; proyecto "METCO" sugieren que las células transparentes bicapa podrían algún día ser producidas industrialmente. los semiconductores de tipo p transparentes parecen más difíciles de producir (el fósforo podría ser un dopante-P del óxido de zinc, pero el nitrógeno parece ser más prometedor).
- Por último, la escasez de silicio o de productos dopantes (el precio del indio se ha multiplicado por diez desde 2002 hasta 2009 tras su rarefacción) aumenta aún más los incentivos para la innovación de un mercado en fuerte crecimiento que parece enorme, sobre todo si se puede reducir el costo de la electricidad y acercarlo al de los combustibles fósiles.

Las tres generaciones de células fotoeléctricas

Las células fotoeléctricas se clasifican en tres generaciones que indican el orden de importancia y relevancia que han tenido históricamente. En el presente hay investigación en las tres generaciones mientras que las tecnologías de la primera generación son las que más están representadas en la producción comercial con el 89.6% de producción en 2007.

- **Primera Generación**

Las células de la primera generación tienen gran superficie, alta calidad y se pueden unir fácilmente. Las tecnologías de la primera generación no permiten ya avances significativos en la reducción de los costes de producción. Los dispositivos formados por la unión de células de silicio se están acercando al límite de eficacia teórica que es del 31% y tienen un periodo de amortización de 5-7 años.

- **Segunda Generación**

Los materiales de la segunda generación han sido desarrollados para satisfacer las necesidades de suministro de energía y el mantenimiento de los costes de producción de las células solares. Las técnicas de fabricación alternativas, como la deposición química de vapor, y la galvanoplastia tiene más ventajas, ya que reducen la temperatura del proceso de forma significativa.

Uno de los materiales con más éxito en la segunda generación han sido las películas finas de telurio de cadmio (CdTe), CIGS, de silicio amorfo y de silicio microamorfo. Estos materiales se aplican en una película fina en un sustrato de apoyo tal como el vidrio o la cerámica, la reducción de material y por lo tanto de los costos es significativa. Estas tecnologías prometen hacer mayores las eficiencias de conversión, en particular, el CIGS-CIS, el DSC y el CdTe que son los que ofrecen los costes de producción significativamente más baratos. Estas tecnologías pueden tener eficiencias de conversión más altas combinadas con costos de producción más baratos.

Entre los fabricantes, existe una tendencia hacia las tecnologías de la segunda generación, pero la comercialización de estas tecnologías ha sido difícil. En 2007, First Solar produjo 200 MW de células fotoeléctricas de CdTe, el quinto fabricante más grande de células en 2007. Wurth Solar comercializó su tecnología de CIGS en 2007 produciendo 15 MW. Nanosolar comercializó su tecnología de CIGS en 2007 y con una capacidad de producción de 430 MW para 2008 en los EEUU y Alemania. Honda, también comenzó a comercializar su base de paneles solares CIGS en 2008. En 2007, la producción de CdTe representó 4.7% del mercado, el silicio de película fina el 5.2%, y el CIGS 0.5%. [18]

- **Tercera generación**

Se denominan células solares de tercera generación a aquellas que permiten eficiencias de conversión eléctrica teóricas mayores que las actuales y a un precio de producción mucho menor. La investigación actual se dirige a la eficiencia de conversión del 30-60%, manteniendo los materiales y técnicas de fabricación a un bajo costo. Se puede sobrepasar el límite teórico de eficiencia de conversión de energía solar para un solo material, que fue calculado en 1961 por Shockley y Queisser en el 31%. No utilizan turbinas ni generador sino la luz natural del sol. Existen diversos métodos para lograr esta alta eficiencia incluido el uso de célula fotovoltaica con multiunión, la concentración del espectro incidente, el uso de la generación térmica por luz ultravioleta para aumentar la tensión, o el uso del espectro infrarrojo para la actividad nocturna.

Panel Fotovoltaico

Los paneles o módulos fotovoltaicos (llamados comúnmente paneles solares, aunque esta denominación abarca otros dispositivos) están formados por un conjunto de celdas (células fotovoltaicas) que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos (energía solar fotovoltaica). El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas, que son:

- radiación de 1000 W/m²
- temperatura de célula de 25 °C (no temperatura ambiente).

Las células de silicio más comúnmente empleadas en los paneles fotovoltaicos se puede dividir en tres subcategorías:

- Las células de silicio monocristalino están constituidas por un único cristal de silicio. Este tipo de células presenta un color azul oscuro uniforme.
- Las células de silicio policristalino (también llamado multicristalino) están constituidas por un conjunto de cristales de silicio, lo que explica que su rendimiento sea algo inferior al de las células monocristalinas. Se caracterizan por un color azul más intenso.
- Las células de silicio amorfo. Son menos eficientes que las células de silicio cristalino pero son más económicas. Este tipo de células es, por ejemplo, el que se emplea en aplicaciones solares como relojes o calculadoras.

Su efectividad es mayor cuanto grandes son los cristales, pero también su peso, grosor y coste. El rendimiento de las primeras puede alcanzar el 20% mientras que el de las últimas puede no llegar al 10%, sin embargo su coste y peso, como antes decía, es muy inferior.

Los lingotes cristalinos son cortados en discos finos como una oblea, pulidos para eliminar posibles daños causados por el corte. Se introducen dopantes (impurezas añadidas para modificar las propiedades conductoras) dentro de las obleas, y se depositan conductores metálicos en cada superficie: una fina rejilla en el lado donde da la luz solar y usualmente una hoja plana en el otro.

Los paneles solares son contruidos con estas celdas cortadas en forma apropiada. Para protegerlos de daños en la superficie frontal causados por radiación o por el mismo manejo de éstos se los enlaza en una cubierta de vidrio y se cimentan sobre un sustrato (el cual puede ser un panel rígido o una manta blanda). Se realizan conexiones eléctricas en serie-paralelo para determinar el voltaje de salida total. La cimentación y el sustrato deben ser conductores

térmicos, ya que las celdas se calientan al absorber la energía infrarroja que no es convertida en electricidad.

Debido a que el calentamiento de las celdas reduce la eficacia de operación es deseable minimizarlo. Los ensamblajes resultantes son llamados paneles solares o grupos solares.

Uso de la energía solar fotovoltaica:

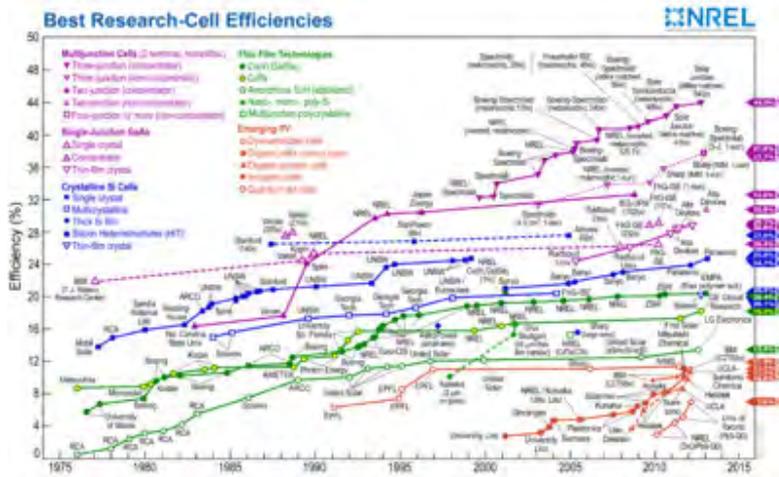
Los paneles fotovoltaicos, además de producir energía que puede alimentar un red eléctrica terrestre, pueden emplearse en otros usos. El área de mayor crecimiento lo forman los sistemas conectados a la red pública. En los Estados Unidos, con incentivos de los estados, compañías eléctricas y del gobierno federal, el crecimiento continuará.

Los programas de contadores conectados a red (medición neta) permiten a los usuarios recibir una compensación por cualquier energía extra que incorpore a la red. La mayor parte de este sistema compra la energía al mismo precio de venta, aunque algunas compañías la compran a un precio cercano a 1/3 de lo que cobran.

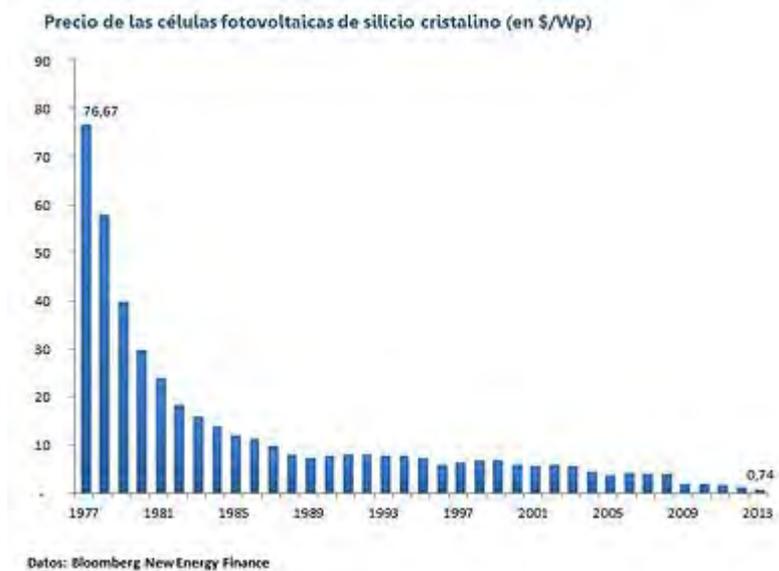
Como contraste, en Alemania se ha adoptado un sistema extremo de net-metering para incentivar el crecimiento del mercado de las energías renovables, de forma que se paga ocho veces lo que la compañía cobra. Este alto incentivo ha creado una enorme demanda de paneles solares en ese país.

Hoy en día se han desarrollado paneles solares adaptables a las fachadas de los edificios. Este tipo de panel puede cambiarse de forma, de posición y de color, integrándose completamente en las edificaciones, y ampliando su eficiencia energética.

Eficiencia y costos



Cronología de las eficiencias de conversión logradas en células solares fotovoltaicas (fuente: National Renewable Energy Laboratory de Estados Unidos).



Evolución del precio de las células fotovoltaicas de silicio cristalino (en \$/Wp) entre 1977 y 2013 (fuente: Bloomberg New Energy Finance).

Las eficiencias de las células solares varían entre el 6% de aquellas basadas en silicio amorfo hasta el 44% de las células multiunión. Las eficiencias de conversión de las células solares que se utilizan en los módulos fotovoltaicos comerciales (de silicio monocristalino o policristalino) se encuentran en torno al 14-22%.

El coste de las células solares de silicio cristalino ha descendido desde 76,67 \$/Wp en 1977 hasta aproximadamente 0,74 \$/Wp en 2013. Esta tendencia sigue la llamada "ley de Swanson", una predicción similar a la conocida Ley de Moore, que establece que los precios de los módulos solares descienden un 20% cada vez que se duplica la capacidad de la industria fotovoltaica.

En 2011, el precio de los módulos solares se había reducido en un 60% desde el verano de 2008, colocando a la energía solar por primera vez en una posición competitiva con el precio de la electricidad pagado por el consumidor en un buen número de países soleados. El coste medio de generación eléctrica de la energía solar fotovoltaica es ya competitivo con el de las fuentes convencionales de energía en una creciente lista de países, particularmente cuando se considera la hora de generación de dicha energía, ya que la electricidad es usualmente más cara durante el día.

Se ha producido una dura competencia en la cadena de producción, y asimismo se esperan mayores caídas del coste de la energía fotovoltaica en los próximos años, lo que supone una creciente amenaza al dominio de las fuentes de generación basadas en las energías fósiles. Conforme pasa el tiempo, las tecnologías de generación renovable son generalmente más baratas, como antes dije, mientras que las energías fósiles se vuelven más caras:

Cuanto más desciende el coste de la energía solar fotovoltaica, más favorablemente compete con las fuentes de energía convencionales, y más atractiva es para los usuarios de electricidad en todo el mundo. La fotovoltaica a pequeña escala puede utilizarse en California a precios de \$100/MWh (\$0,10/kWh) por debajo de la mayoría de otros tipos de generación, incluso

aquellos que funcionan mediante gas natural de bajo coste. Menores costes en los módulos fotovoltaicos también suponen un estímulo en la demanda de consumidores particulares, para los que el coste de la fotovoltaica se compara ya favorablemente al de los precios finales de la energía eléctrica convencional.

En 2011, el coste de la fotovoltaica había caído bastante por debajo del de la energía nuclear, y se espera que siga cayendo.

Para instalaciones a gran escala, ya se han alcanzado precios por debajo de 1 \$/Watio. En algunos países, en determinadas zonas, la energía fotovoltaica ha alcanzado la paridad de red, que se define cuando los costes de producción fotovoltaica se encuentran al mismo nivel, o por debajo, de los precios de electricidad que paga el consumidor final (aunque en la mayor parte de las ocasiones todavía por encima de los costes de generación en las centrales de carbón o gas, sin contar con la distribución y otros costes inducidos).

La energía fotovoltaica se genera durante un período del día muy cercano al pico de demanda (lo precede) en sistemas eléctricos que hacen gran uso del aire acondicionado. Más generalmente, es evidente que, con un precio de carbón de 50 \$/tonelada, que eleva el precio de las plantas de carbón a 5cent./kWh, la energía fotovoltaica será competitiva en la mayor parte de los países.

El precio a la baja de los módulos fotovoltaicos se ha reflejado rápidamente en un creciente número de instalaciones, acumulando en todo 2011 unos 23 GW instalados ese año. Aunque se espera cierta consolidación en 2012, debido a recortes en el apoyo económico en los importantes mercados de Alemania e Italia, el fuerte crecimiento muy probablemente continuará durante el resto de la década. De hecho, ya en un estudio se mencionaba que la inversión total en energías renovables en 2011 había superado las inversiones en la generación eléctrica basada en el carbón.

En el caso del autoconsumo fotovoltaico, el tiempo de retorno de la inversión se calcula en base a cuánta electricidad se deja de consumir de la red, debido al empleo de paneles fotovoltaicos.

La tendencia es que los precios disminuyan aun más con el tiempo una vez que los componentes fotovoltaicos han entrado en una clara y directa fase industrial.

Inversor eléctrico



Un inversor solar instalado en una planta de conexión a red en Speyer, Alemania.



Detalle de un inversor



Vista general de un inversor

La función de un inversor es cambiar un voltaje de entrada de corriente continua a un voltaje simétrico de salida de corriente alterna, con la magnitud y frecuencia deseada por el usuario o el diseñador. Los inversores se utilizan en una gran variedad de aplicaciones, desde pequeñas fuentes de alimentación para computadoras, hasta aplicaciones industriales para controlar alta potencia.

Los inversores también se utilizan para convertir la corriente continua generada por los paneles solares fotovoltaicos, acumuladores o baterías, etc, en corriente alterna y de esta manera poder ser inyectados en la red eléctrica o usados en instalaciones eléctricas aisladas.

Un inversor simple consta de un oscilador que controla a un transistor, el cual se utiliza para interrumpir la corriente entrante y generar una onda rectangular. Esta onda rectangular alimenta a un transformador que suaviza su forma, haciéndola parecer un poco más una onda senoidal y produciendo el voltaje de salida necesario. Las formas de onda de salida del voltaje de un inversor ideal debería ser sinusoidal. Una buena técnica para lograr esto es utilizar la técnica de PWM logrando que la componente principal senoidal sea mucho más grande que las armónicas superiores.

Los inversores más modernos han comenzado a utilizar formas más avanzadas de transistores o dispositivos similares, como los tiristores, los triac's o los IGBT's.

Los inversores más eficientes utilizan varios artificios electrónicos para tratar de llegar a una onda que simule razonablemente a una onda senoidal en la entrada del transformador, en vez de depender de éste para suavizar la onda.

Se pueden clasificar en general en dos tipos: 1) inversores monofásicos y 2) inversores trifásicos.

Se pueden utilizar condensadores e inductores para suavizar el flujo de corriente desde y hacia el transformador.

Además, es posible producir una llamada "onda senoidal modificada", la cual se genera a partir de tres puntos: uno positivo, uno negativo y uno de tierra. Unos circuitos lógicos se encargan de activar los transistores de manera que se alternen adecuadamente. Los inversores de onda senoidal modificada pueden causar que ciertas cargas, como motores, por ejemplo; operen de manera menos eficiente.



Tablero Inversor de cargas

Los inversores más avanzados utilizan la modulación por ancho de pulsos con una frecuencia portadora mucho más alta para aproximarse más a la onda seno o modulaciones por vectores de espacio mejorando la distorsión armónica de salida. También se puede predistorsionar la onda para mejorar el factor de potencia ($\cos \Phi$).

Los inversores de alta potencia, en lugar de transistores utilizan un dispositivo de conmutación llamado IGBT (Insulated Gate Bipolar transistor ó Transistor Bipolar de Puerta Aislada).

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA ENERGÍA SOLAR

- Los costos de operación son muy bajos.
- El mantenimiento es sencillo y de bajo costo.
- Los módulos tienen un periodo de vida hasta de 30 años.
- Se puede integrar en las estructuras de construcciones nuevas o existentes
- Se pueden hacer módulos de todos los tamaños.
- El transporte de todo el material es práctico.
- El costo disminuye a medida que la tecnología va avanzando.
- Es un sistema de aprovechamiento de energía idóneo para zonas donde no llega la electricidad.
- Los paneles fotovoltaicos son limpios y silenciosos.

Desventaja de la energía solar fotovoltaica

- Los costos de instalación son altos, requiere de una gran inversión inicial.

ANEXO 3. CLIMATOLOGIA DE LA ZONA

Clima de Cantabria

En Cantabria tanto la costa como la montaña comparten un clima atlántico húmedo, con abundantes y persistentes precipitaciones a lo largo del año, influenciado por la proximidad al mar y por la orografía anteriormente descrita. Esta cercanía del Mar Cantábrico actúa como un amortiguador térmico impidiendo el excesivo aumento de temperaturas durante el día y una caída exagerada durante las noches.

Del mismo modo, la Corriente del Golfo contribuye a suavizar las temperaturas respecto a las que le correspondería realmente según la latitud a que se encuentra la comunidad autónoma. Todo esto hace que las temperaturas en la región no suelen superar valores máximos de 30º C con medias que se mantiene por debajo de los 20º C y una amplitud térmica que se sitúa entre 8 y 15º C.

Se puede decir pues que el rasgo más característico de Cantabria son sus precipitaciones regulares, que se sitúan entre los 1.000 y 1.200 mm anuales en su mayor parte, y que hacen de esta una región nubosa y húmeda. No obstante cabe señalar diferencias entre las diversas comarcas naturales anteriormente descritas.

Las tierras bajas de La Marina próximas a la costa disfrutan de un clima templado con una relativa homotermia a lo largo de los años, las temperaturas invernales no suelen ser excesivamente bajas y es raro que desciendan a valores negativos, teniendo unas medias de 10º C. Del mismo modo durante el estío estas no suelen sobrepasar los 30ºC, estando por lo regular próximas a los 20º C. Las precipitaciones medias anuales se sitúan entre los 800 y los 1000 mm.

A medida que nos internamos en el interior de la región la suavidad térmica desaparece, habiendo un mayor contraste entre el invierno y el verano en función de la altitud y las condiciones locales. Así, en los valles altos es frecuente descender a temperaturas de -5º C en invierno, sin que por otra parte en verano se alcance temperaturas más altas que en el litoral.

Al contrario que en las tierras bajas próximas a la costa, donde no existe ningún mes de heladas seguras (aunque sí hay dos meses de heladas probables), en las tierras de montaña hay dos, tres y hasta cuatro meses de heladas seguras. Esto hace que en las partes más altas del sector más montañoso de la región (1200 m. en adelante) buena parte de las precipitaciones son en forma de nieve entre los meses de marzo y octubre, siendo ya un clima de montaña.

Una vez rebasada la Cordillera Cantábrica pasamos a un clima de clara influencia continental, en la zona de Campoo, con veranos muy frescos e inviernos prolongados y fríos. Debido al efecto Foehn se produce una menor nubosidad y mayor insolación. En lugares como Reinosa la precipitación media anual es de 980 mm y el verano, aunque no se puede considerar seco (menos de 300 mm/mes), se acerca.

Más al sur, en el valle del Ebro, el clima pasa a ser mediterráneo extremo y las precipitaciones desciende aún más, situándose en los 800 mm anuales en su extremo sur. Los inviernos son fríos y largos, con heladas frecuentes. El verano es seco y cálido pero no extremado (la media de las temperaturas máximas diarias del mes de agosto, el más cálido, no superan los 30°C). Debido al Embalse del Ebro en invierno son frecuentes las nieblas.

Excepción térmica lo constituye el valle de Liébana. Ubicada a los pies de los Picos de Europa en una hoya rodeada de farallones calcáreos, este impresionante muro crea un microclima que difiere del resto de la región. De este modo, en el fondo del valle persiste un clima mediterráneo atenuado que se transforma progresivamente a un clima atlántico húmedo a medida que se asciende. Sus temperaturas medias anuales son de 28°C para las máximas y 8° C en las mínimas con una pluviometría de 800 mm anuales.

La destacable influencia de la geografía física de Cantabria, con su fuerte relieve, sobre su clima es la causa principal de fenómenos atmosféricos peculiares como son las llamadas suradas, propiciadas por el mencionado efecto Foehn. El viento del sur sopla fuerte y seco, aumentando la temperatura a medida que nos acercamos a la costa. Esto provoca una llamativa disminución de la humedad

relativa del aire y la ausencia de precipitaciones. Condiciones que contrastan con las de la vertiente sur de la cordillera donde el viento es más fresco y húmedo y puede estar lloviendo. Estas situaciones son más frecuentes en otoño e invierno, registrándose unas temperaturas anormalmente altas de más de 28°C. Son frecuentes los incendios causados por este viento, como el que arrasó la ciudad de Santander en el invierno de 1941.

Por otro lado, el viento húmedo del noroeste, conocido en la región como gallego, es el que deja las lluvias. Las zonas costeras suelen estar sometidas a vientos constantes del Océano Atlántico, que frecuentemente llegan a ser fuertes. En condiciones muy particulares, más propicias en los meses de abril-mayo y septiembre-octubre, los vientos del noroeste pueden alcanzar magnitudes de galerna.

La tríada de vientos se completa con el viento del nordeste, el cual despeja los cielos pero hace bajar las temperaturas en verano. En invierno las entradas continentales del nordeste, conocidas como siberianas, suelen dejar nieve a nivel del mar. Son masas de aire secas y muy frías, que dejan algún copo, más abundantes cuando más al interior, ya que las nubes bajas se quedan retenidas en las montañas.

Las temperaturas media, mínima y máxima y las precipitaciones de Torrelavega durante el periodo comprendido entre enero de 1990 y diciembre de 2010 son:

Fecha inicial:

Fecha final:

Enero	1990	Diciembre	2010	Filtrar
-------	------	-----------	------	---------

Mes	Temp. máx. (°C)			Temp. mín. (°C)			Precipitación (l/m ²)			
	Media ⁺	Mínimo ⁺	Máximo ⁺	Media ⁺	Mínimo ⁺	Máximo ⁺	Máximo ⁺	Máx. acc. ⁺	Número ⁺	Acumulado ⁺
enero	13,21	5	22,2	7,98	-0,1	16,4	40,6	151,9	15,85	94,37
febrero	13,01	4,6	23,2	7,75	0,5	16,8	37,7	115,8	13,15	70,42
marzo	14,82	5,8	25,8	8,92	-0,3	19	40,2	151,1	13,08	82,3
abril	15,59	9,5	26,4	9,77	2,5	15	34,4	237,1	15,21	84,96
mayo	17,61	11,3	31,5	12,26	6,4	16,5	59	152,7	15,14	70,54
junio	20,28	14,8	34,5	15,16	9,6	19,2	47,3	173,1	11,86	51,85
julio	22,03	17,4	32,6	16,89	11,8	22	71,1	98,1	11,07	46,34
agosto	23,12	18,3	35,4	17,66	13,6	22,8	54,4	150,3	12	60,83
septiembre	21,69	16,4	33,6	15,93	9,5	20	73,5	166,4	11,57	88,9
octubre	19,92	11,7	32,2	13,89	6	22,1	52,8	242,4	14,43	113,04
noviembre	15,48	8,2	26,7	10,23	1,4	19,8	63,3	301,8	19,5	167,57
diciembre	13,55	4,7	23,2	8,29	0	16,2	63	195,9	16,21	112,41
anual	17,66	4,6	35,4	12,2	-0,3	22,8	73,5	1352,7	166,07	1025,88

- **Media:** Valor medio diario de la variable en el periodo
- **Mínimo:** Valor mínimo diario registrado de la variable en el periodo
- **Máximo:** Valor máximo diario registrado de la variable en el periodo
- **Número:** Número de días de ocurrencia del fenómeno en el periodo
- **Acumulado:** Valor acumulado medio de la variable en el periodo
- **Máx. acc.:** Valor acumulado máximo registrado de la variable en el periodo

Asimismo las temperaturas y la precipitación del año 2010 fueron:

Fecha inicial:

Fecha final:

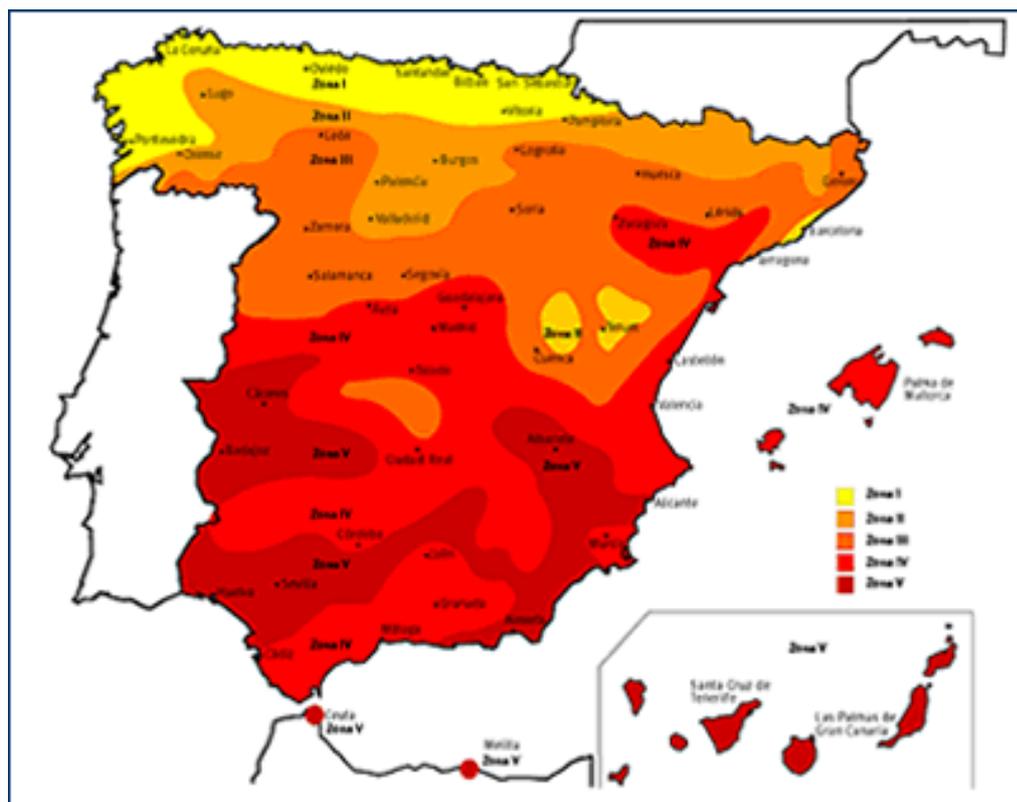
Enero	▼	2010	▼	Diciembre	▼	2010	▼	Filtrar
-------	---	------	---	-----------	---	------	---	---------

Mes	Temp máx. (°C)			Temp. mín. (°C)			Precipitación (l/m ²)			
	Media*	Mínimo*	Máximo*	Media*	Mínimo*	Máximo*	Máximo*	Máx. acc.*	Número*	Acumulado*
enero	11,77	6,4	18,5	6,77	0,8	11,9	40,6	142,1	22	142,1
febrero	12,69	5,5	23,2	6,7	0,5	12,7	9,8	31,5	12	31,5
marzo	14,82	7,4	23	8,45	1,4	17,7	18,1	54,9	9	54,9
abril	16,17	12,3	22,7	10,26	6,2	13,4	9	23,9	7	23,9
mayo	17,16	12	27	11,47	6,6	16,4	21,8	86	13	86
junio	19,52	15,8	23,7	14,56	11,6	17,2	47,3	173,1	13	173,1
julio	22,39	19,1	24,2	17,35	14,8	19,4	27,1	50,7	10	50,7
agosto	23,26	19,8	27,8	17,46	15,2	20,7	18,8	46,8	10	46,8
septiembre	21,53	18	26,7	15,03	11,9	17,7	14,7	51,8	11	51,8
octubre	19,57	14,1	29,2	13,05	7,4	21,2	32,4	118,2	14	118,2
noviembre	14,7	8,2	21,5	9,65	3	15,2	54,1	301,8	25	301,8
diciembre	12,38	5,9	19,1	6,84	1,2	14	41,4	135,3	19	135,3
anual	17,19	5,5	29,2	11,5	0,5	21,2	54,1	1216,1	165	1216,1

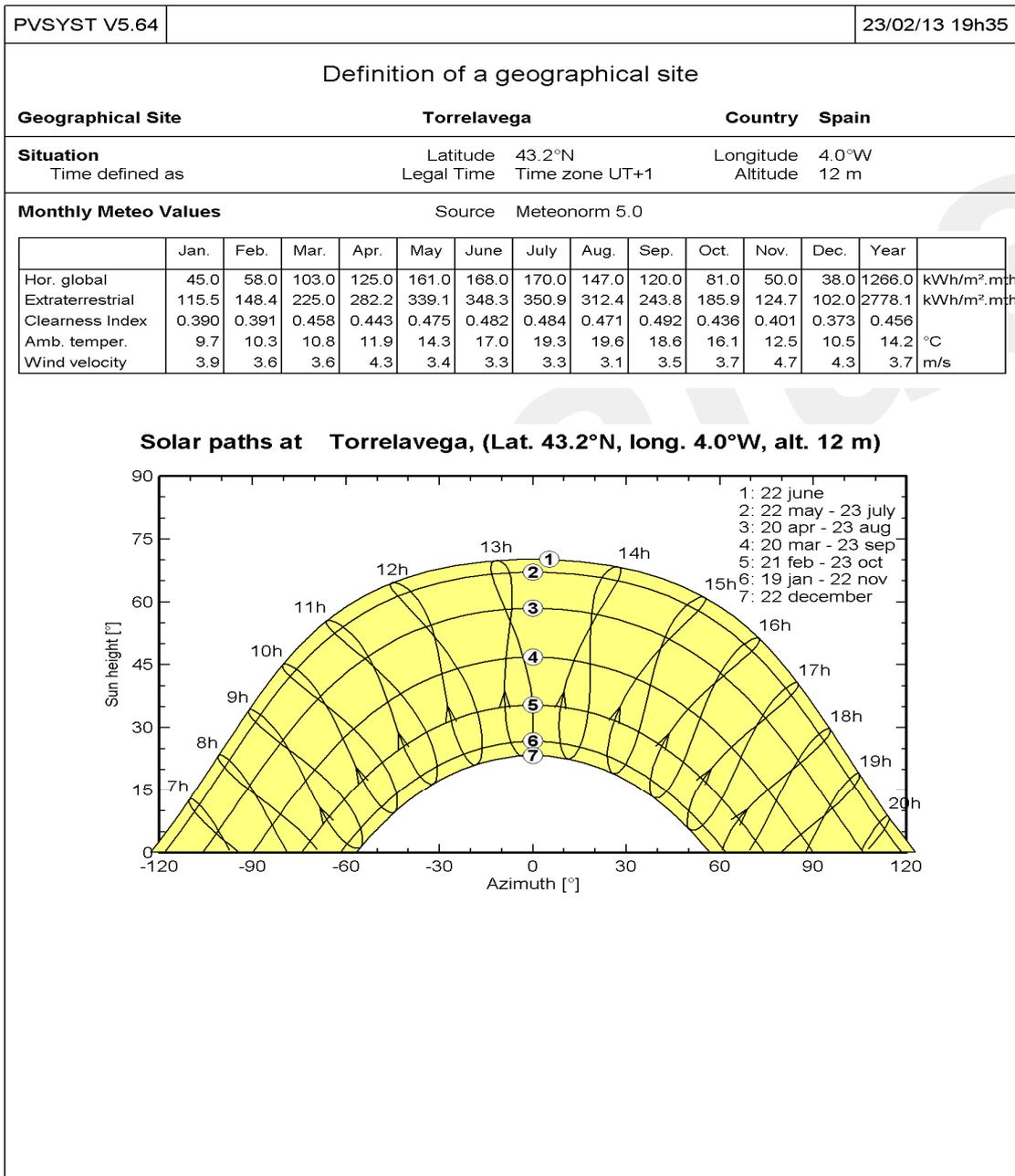
ANEXO 4 ESTUDIO DE IRRADIACIÓN.

Las condiciones de funcionamiento de un módulo fotovoltaico dependen de variables externas tales como la radiación solar y la temperatura de funcionamiento. Para poder efectuar el diseño de una instalación solar fotovoltaica se necesita saber la radiación del lugar. Para ello se ha de disponer de las tablas de radiación solar del lugar de emplazamiento, en nuestro caso de Cantabria.

En este mapa solar de España se aprecian por los colores las diversas zonas climáticas.



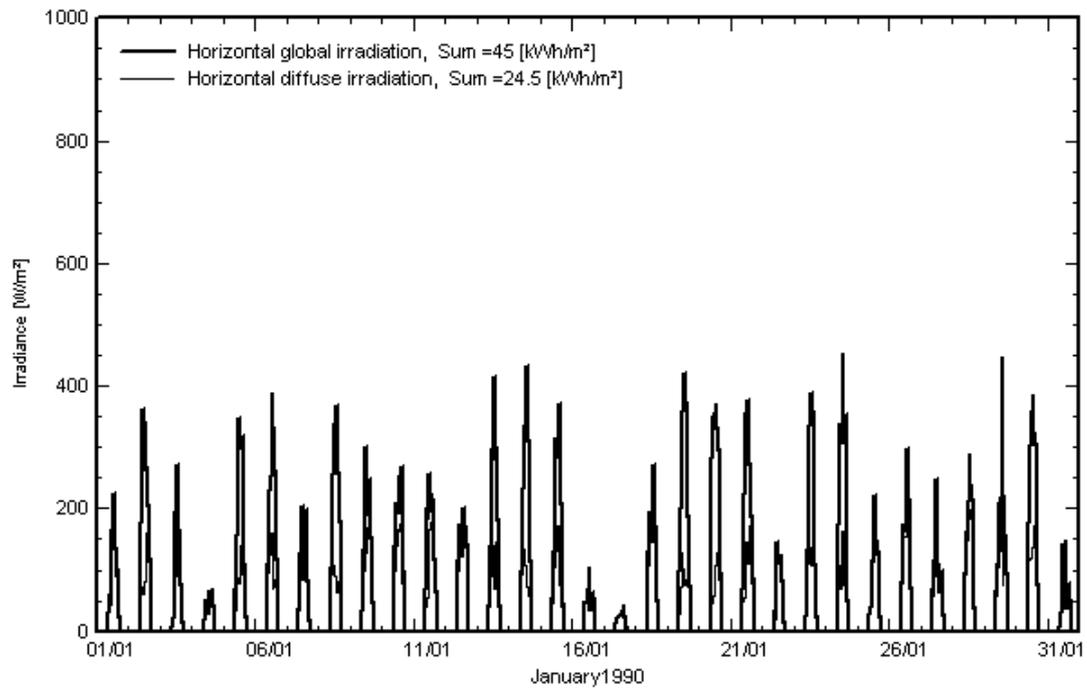
El estudio esta basado en los programas Meteonorm 5.0 y PVSYST V5.64 y en un año genérico que es el 1990, tiene un alto grado de fiabilidad y además de mostrar gráficos y tablas generales también habrá un estudio por meses.



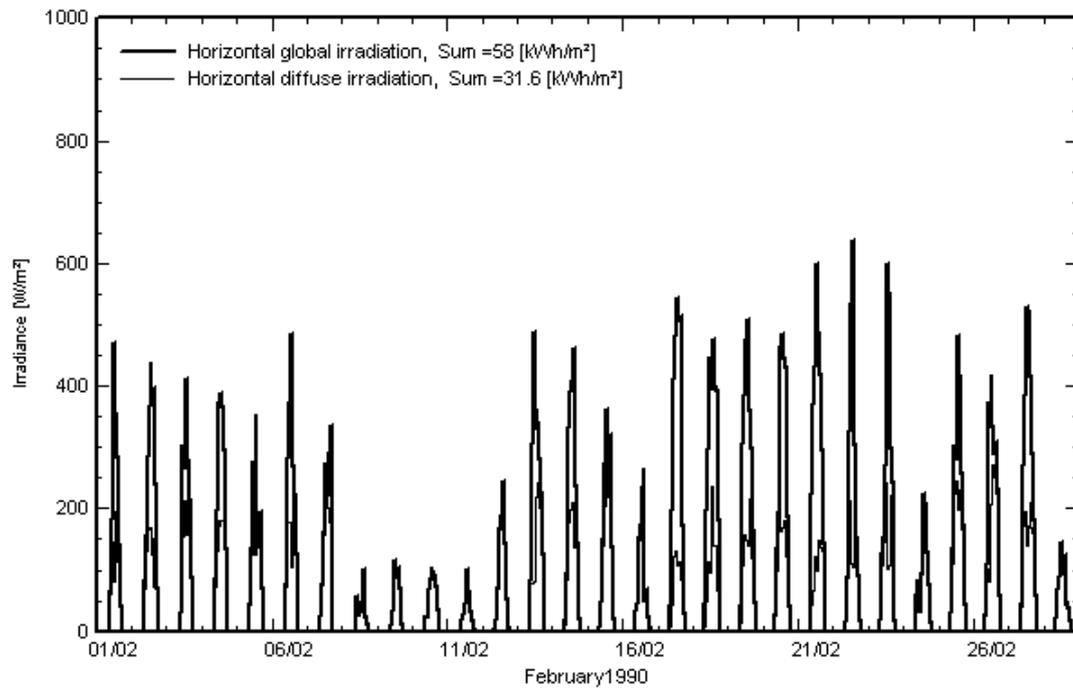
PVSYST V5.64													23/02/13 19h35	
Definition of a geographical site														
Geographical Site	Torrelavega										Country		Spain	
Situation					Latitude 43.2°N				Longitude 4.0°W					
Time defined as					Legal Time Time zone UT+1				Altitude 12 m					
Monthly Meteo Values	Source Meteonorm 5.0													
	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
Hor. global	45.0	58.0	103.0	125.0	161.0	168.0	170.0	147.0	120.0	81.0	50.0	38.0	1266.0	kWh/m ² .mth
Extraterrestrial	115.5	148.4	225.0	282.2	339.1	348.3	350.9	312.4	243.8	185.9	124.7	102.0	2778.1	kWh/m ² .mth
Clearness Index	0.390	0.391	0.458	0.443	0.475	0.482	0.484	0.471	0.492	0.436	0.401	0.373	0.456	
Amb. temper.	9.7	10.3	10.8	11.9	14.3	17.0	19.3	19.6	18.6	16.1	12.5	10.5	14.2	°C
Wind velocity	3.9	3.6	3.6	4.3	3.4	3.3	3.3	3.1	3.5	3.7	4.7	4.3	3.7	m/s

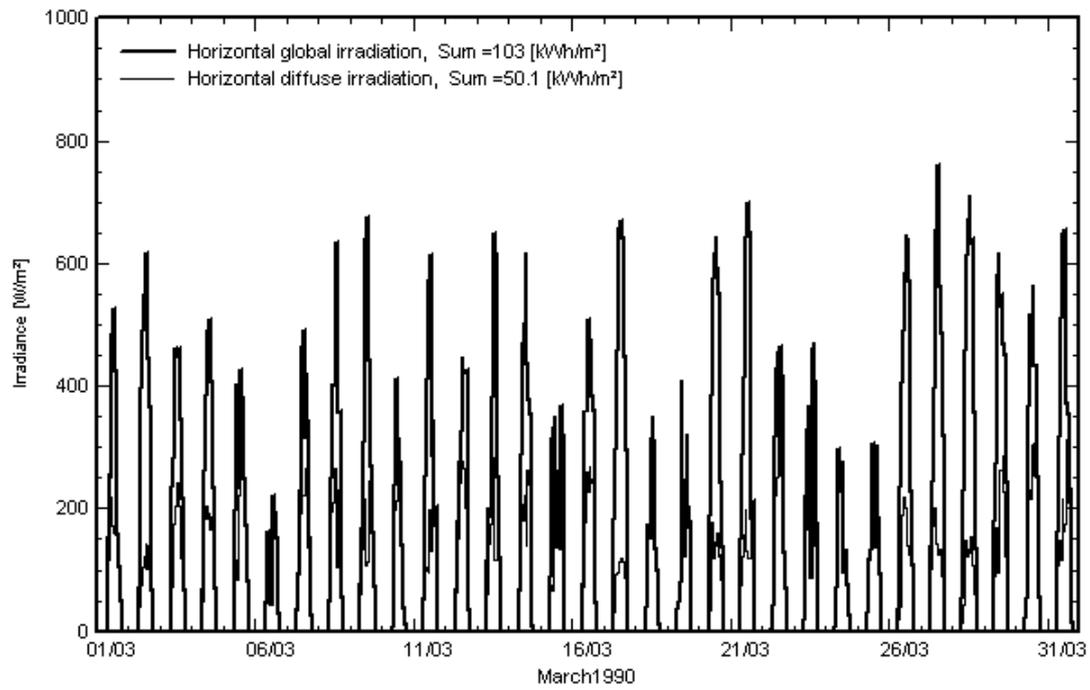
Solar paths at Torrelavega, (Lat. 43.2°N, long. 4.0°W, alt. 12 m)

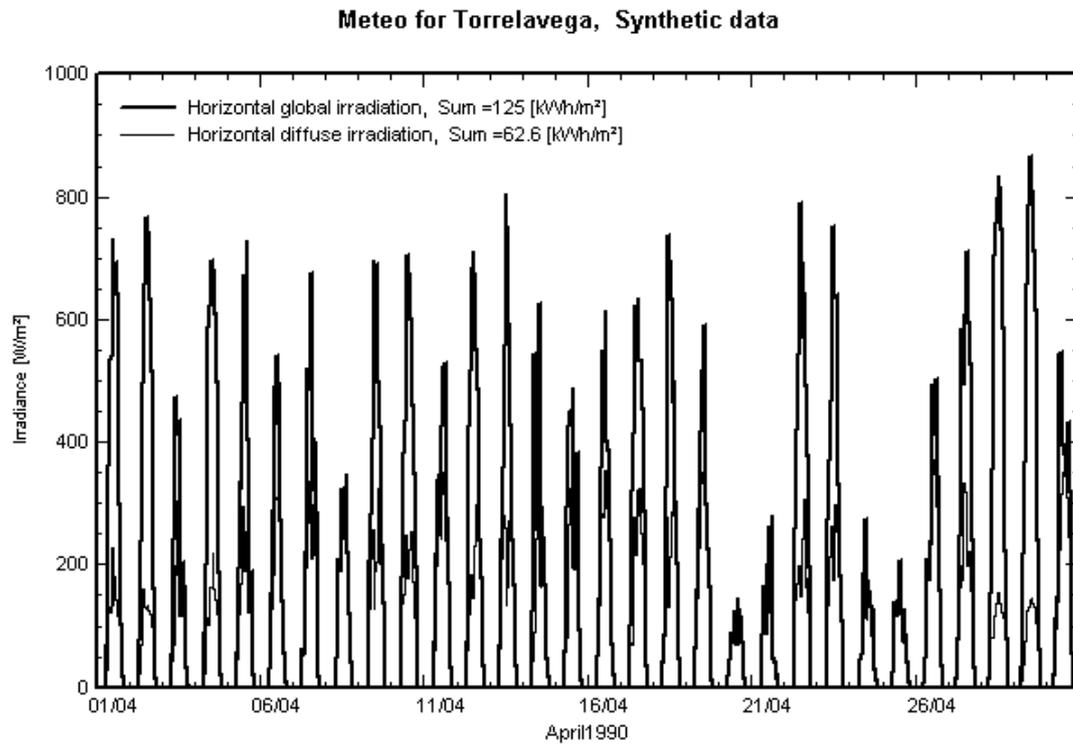
Meteo for Torrelavega, Synthetic data

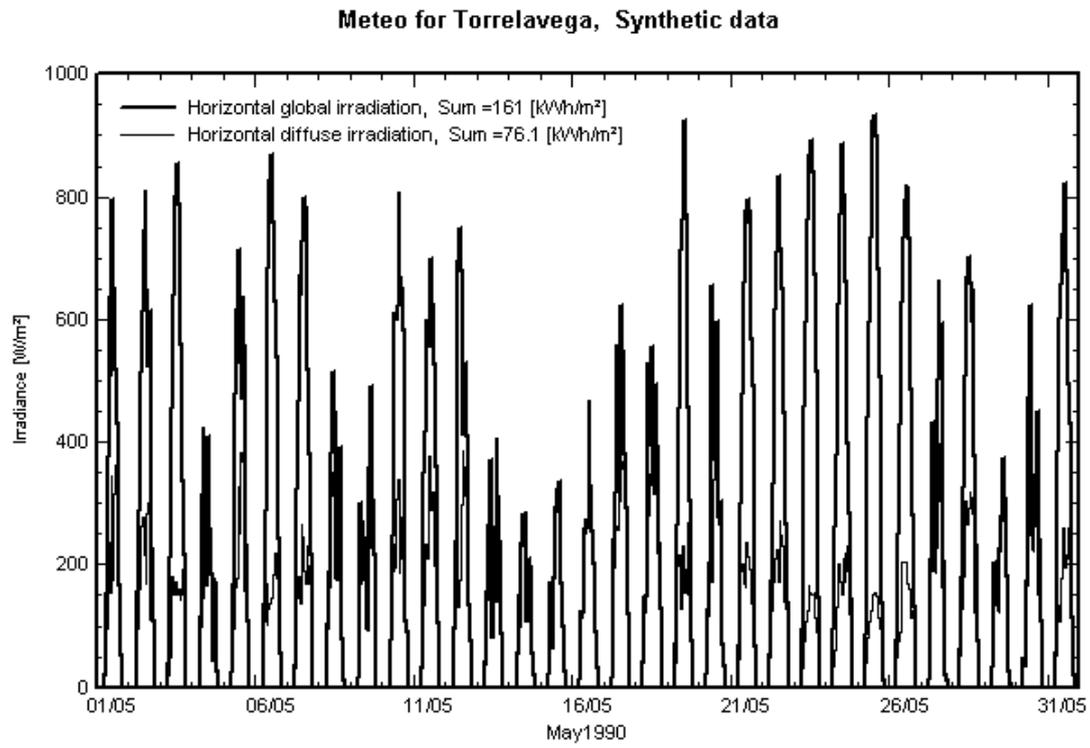


Meteo for Torrelavega, Synthetic data

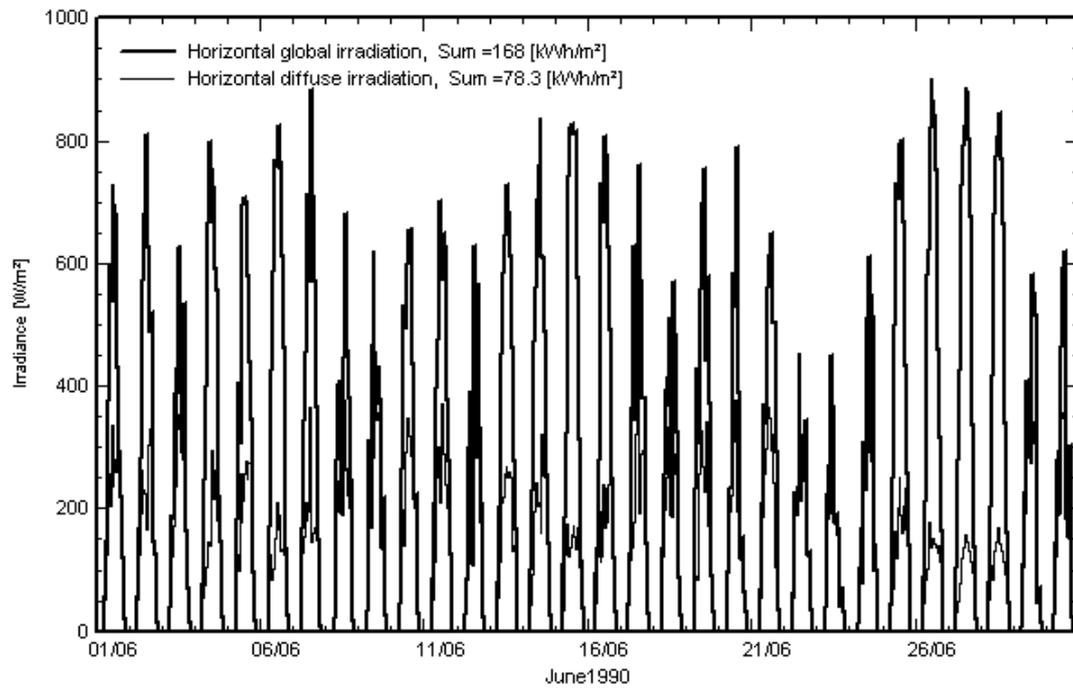


Meteo for Torrelavega, Synthetic data

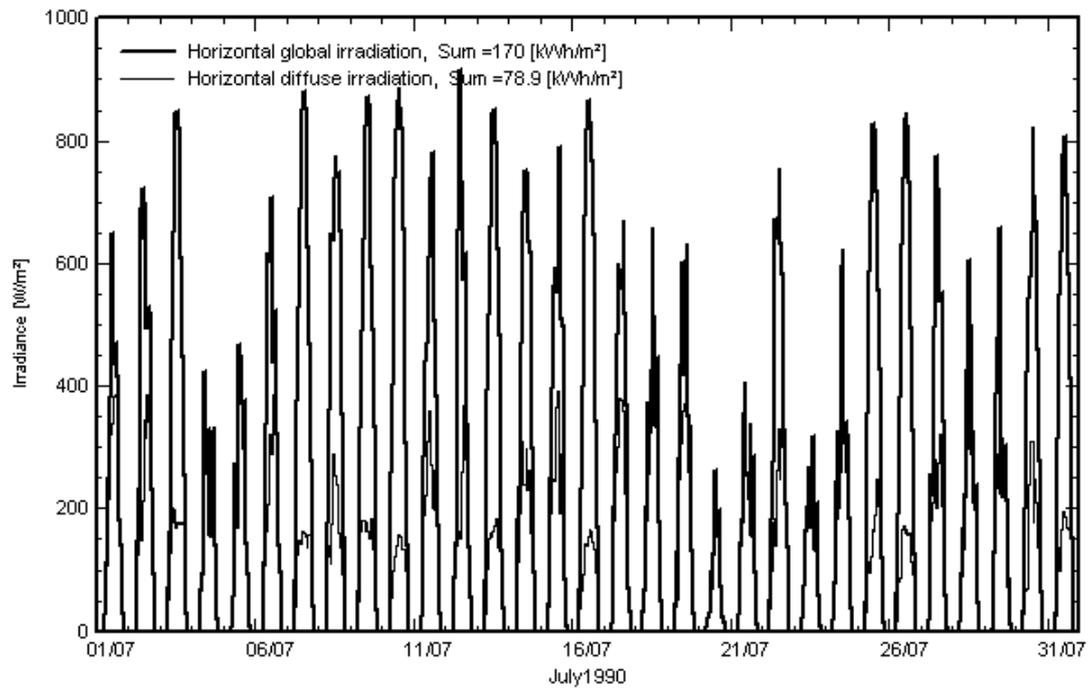


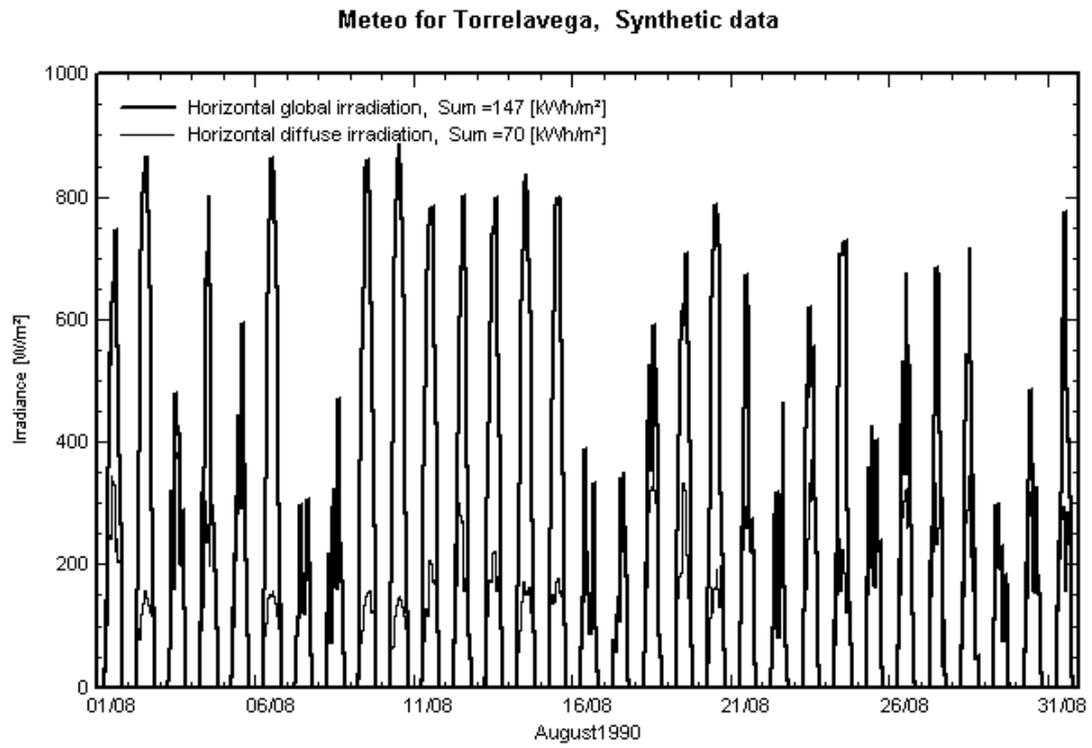


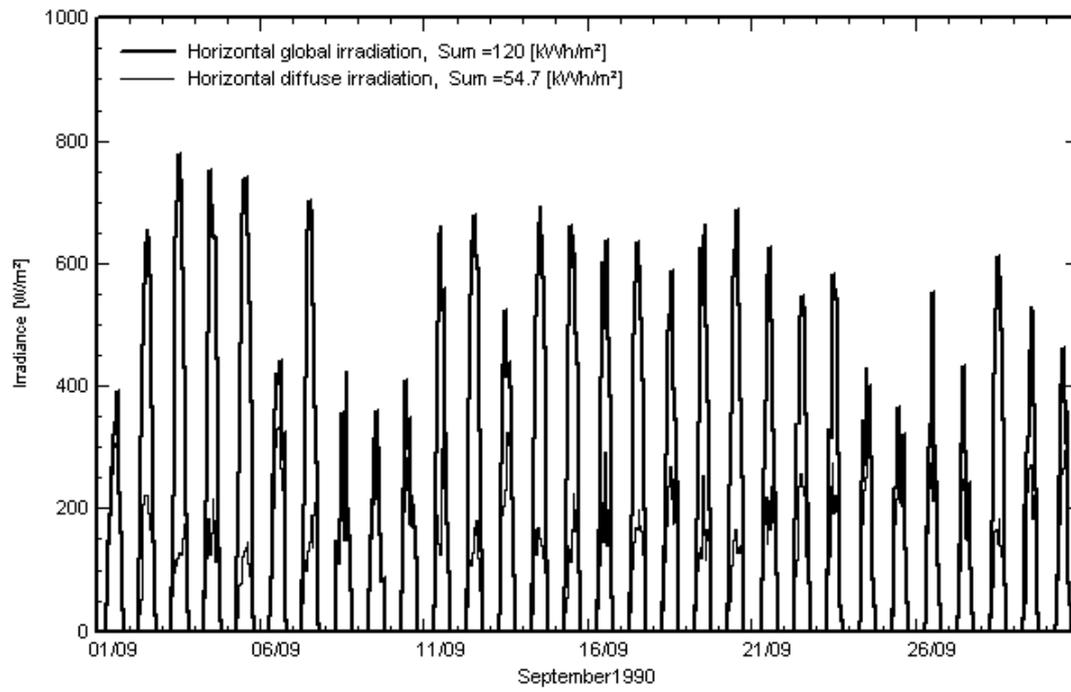
Meteo for Torrelavega, Synthetic data

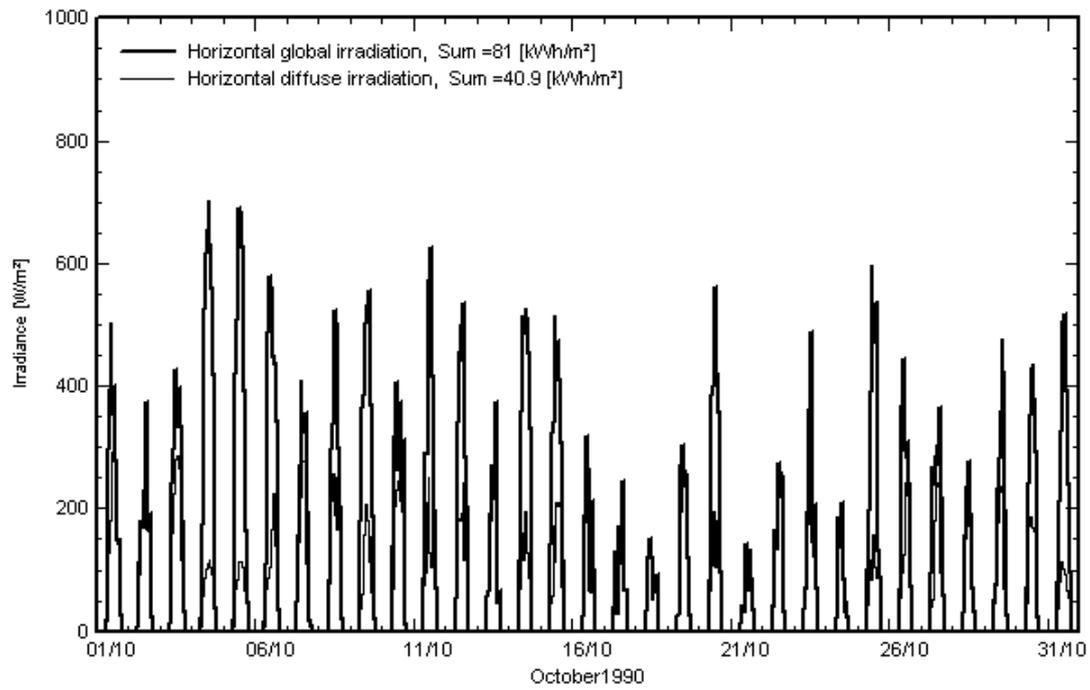


Meteo for Torrelavega, Synthetic data

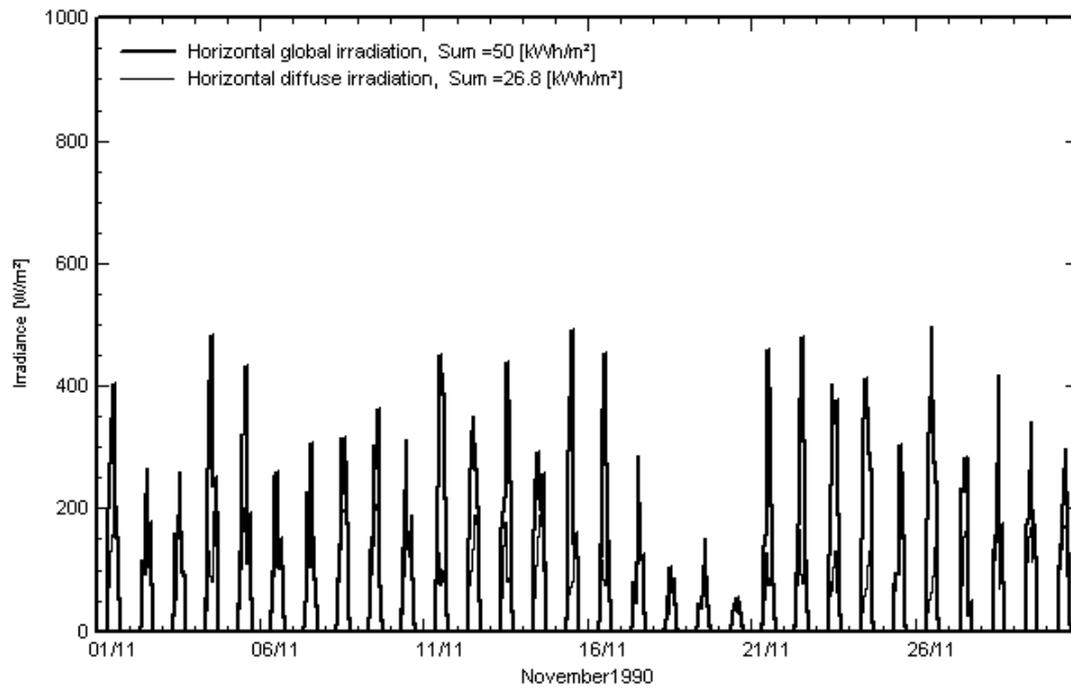




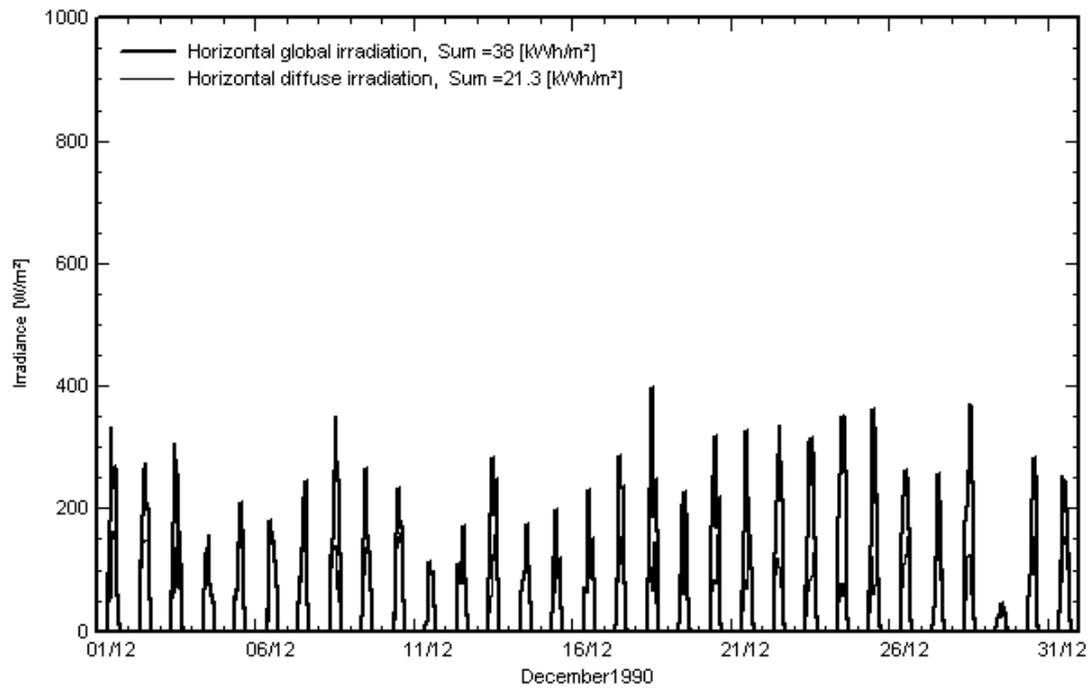
Meteo for Torrelavega, Synthetic data

Meteo for Torrelavega, Synthetic data

Meteo for Torrelavega, Synthetic data



Meteo for Torrelavega, Synthetic data



ANEXO 5. SIMULACIÓN ENERGÉTICA

Haremos una simulación energética con el programa PVSYST V5.64 donde obtendremos unos resultados generales energéticos y un diagrama de perdidas, también un breve análisis de energía producida.

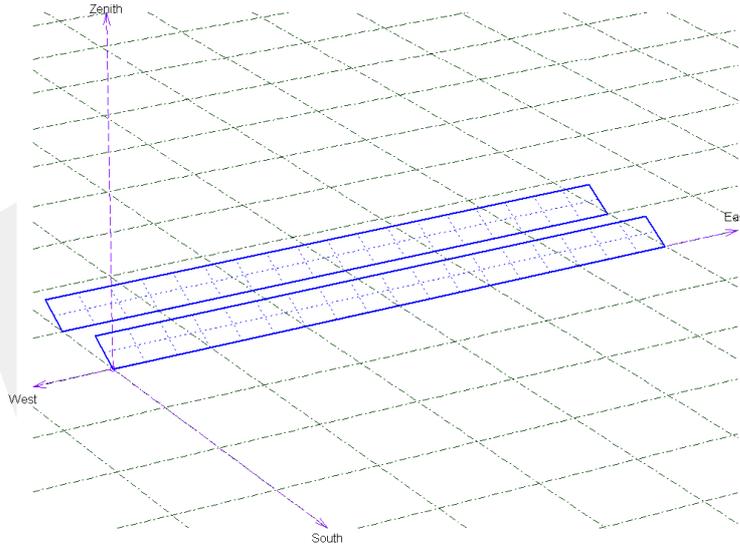
PVSYST V5.64		23/02/13	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :	Proyecto Autoconsumo 17KW Torrelavega		
Geographical Site	Torrelavega	Country	Spain
Situation	Latitude 43.2°N	Longitude	4.0°W
Time defined as	Legal Time Time zone UT+1	Altitude	12 m
	Albedo 0.20		
Meteo data :	Torrelavega, Synthetic Hourly data		
Simulation variant :	New simulation variantss		
	Simulation date 23/02/13 19h11		
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation	Tilt	30°	Azimuth 0°
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	Linear shadings		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-poly	Model	REC 250PE
	Manufacturer	REC	
Number of PV modules	In series	18 modules	In parallel 4 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	72	Unit Nom. Power 250 Wp
Array global power	Nominal (STC)	18.00 kWp	At operating cond. 16.23 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	490 V	I mpp 33 A
Total area	Module area	119 m²	Cell area 105 m²
Inverter	Model	Sunny Tripower17000 TL	
	Manufacturer	SMA	
Characteristics	Operating Voltage	150-800 V	Unit Nom. Power 17.0 kW AC
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind=1 m/s.)			NOCT 56 °C
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	245 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction 0.1 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 2.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter 0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)		

Grid-Connected System: Near shading definition

Project : Proyecto Autoconsumo 17KW Torrelavega
Simulation variant : New simulation variantss

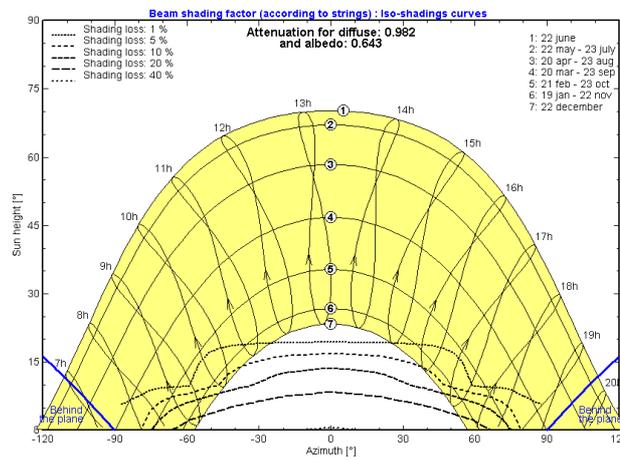
Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth	0°
PV modules	Model	REC 250PE	Pnom	250 Wp
PV Array	Nb. of modules	72	Pnom total	18.00 kWp
Inverter	Model	Sunny Tripower17000 TL	Pnom	17.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Proyecto Autoconsumo 17KW Torrelavega: New shading scene



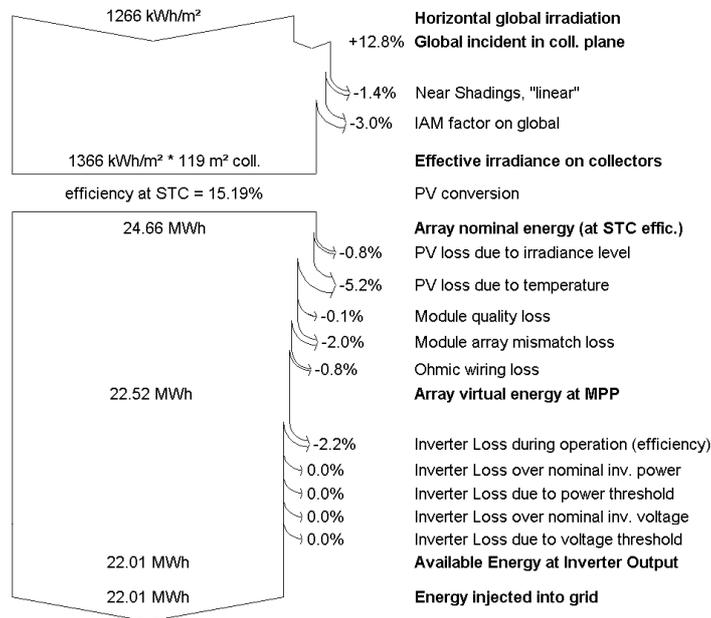
PVSYST V5.64		23/02/13	Page 3/4					
Grid-Connected System: Main results								
Project :		Proyecto Autoconsumo 17KW Torrelavega						
Simulation variant :		New simulation variantss						
Main system parameters		System type Grid-Connected						
Near Shadings		Linear shadings						
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth 0°					
PV modules	Model	REC 250PE	Pnom 250 Wp					
PV Array	Nb. of modules	72	Pnom total 18.00 kWp					
Inverter	Model	Sunny Tripower17000 TL	Pnom 17.00 kW ac					
User's needs	Unlimited load (grid)							
Main simulation results								
System Production		Produced Energy 22.01 MWh/year	Specific prod. 1223 kWh/kWp/year					
		Performance Ratio PR 85.6 %						
<p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 18.00 kWp</p> <p> ■ Yc : Collection Loss (PV-array losses) 0.49 kWh/kWp/day ■ Ys : System Loss (inverter, ...) 0.08 kWh/kWp/day ■ Yf : Produced useful energy (inverter output) 3.35 kWh/kWp/day </p>		<p>Performance Ratio PR</p> <p>PR : Performance Ratio (Yf / Yg) 0.856</p>						
New simulation variantss								
Balances and main results								
	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	%	%
January	45.0	9.70	70.6	67.1	1.154	1.127	13.75	13.43
February	58.0	10.30	78.6	75.3	1.273	1.243	13.63	13.32
March	103.0	10.80	124.9	119.9	2.015	1.972	13.58	13.29
April	125.0	11.90	134.4	128.7	2.138	2.090	13.38	13.09
May	161.0	14.30	159.1	152.2	2.500	2.444	13.23	12.93
June	168.0	17.00	160.6	153.4	2.505	2.448	13.13	12.84
July	170.0	19.30	165.6	158.4	2.543	2.485	12.93	12.63
August	147.0	19.60	151.7	145.3	2.319	2.267	12.87	12.58
September	120.0	18.60	139.2	133.6	2.164	2.116	13.09	12.80
October	81.0	16.10	106.3	101.9	1.683	1.645	13.33	13.03
November	50.0	12.50	75.9	72.4	1.217	1.189	13.50	13.19
December	38.0	10.50	61.9	58.5	1.007	0.983	13.69	13.37
Year	1266.0	14.24	1428.6	1366.5	22.516	22.010	13.27	12.97
Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array				
	T Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid				
	GlobInc	Global incident in coll. plane	EffArrR	Effic. Eout array / rough area				
	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EffSysR	Effic. Eout system / rough area				

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Proyecto Autoconsumo 17KW Torrelavega
Simulation variant : New simulation variantss

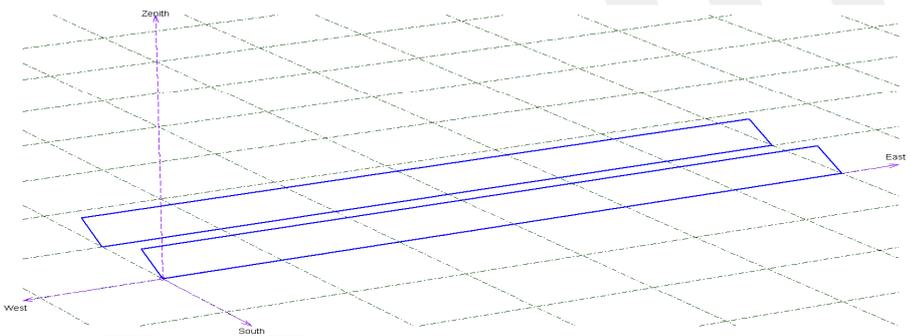
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth 0°
PV modules	Model	REC 250PE	Pnom 250 Wp
PV Array	Nb. of modules	72	Pnom total 18.00 kWp
Inverter	Model	Sunny Tripower17000 TL	Pnom 17.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year

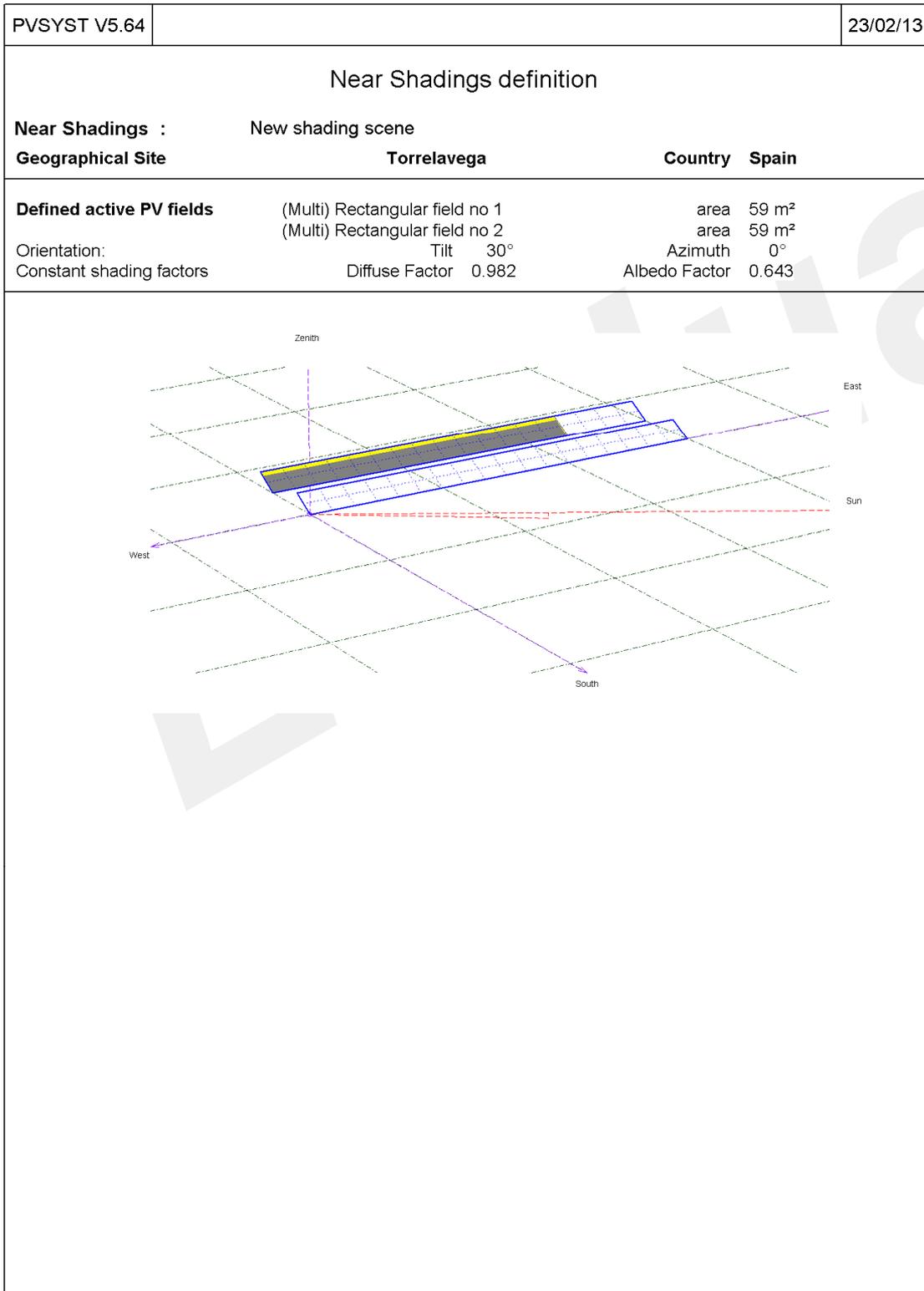


Cálculo de pérdidas por sombreado

Las pérdidas por sombreado han quedado reducidas al mínimo por la distribución de los módulos fotovoltaicos y porque alrededor del campo no existen elementos constructivos o naturales que agraven este problema. Aun así, hacemos un estudio por horas.

PVSYST V5.64				23/02/13
Near Shadings definition				
Near Shadings :	New shading scene			
Geographical Site	Torrelavega	Country	Spain	
Defined active PV fields	(Multi) Rectangular field no 1	area	59 m ²	
	(Multi) Rectangular field no 2	area	59 m ²	
Orientation:	Tilt 30°	Azimuth	0°	
Constant shading factors	Diffuse Factor 0.982	Albedo Factor	0.643	
				

9:00 Horas.



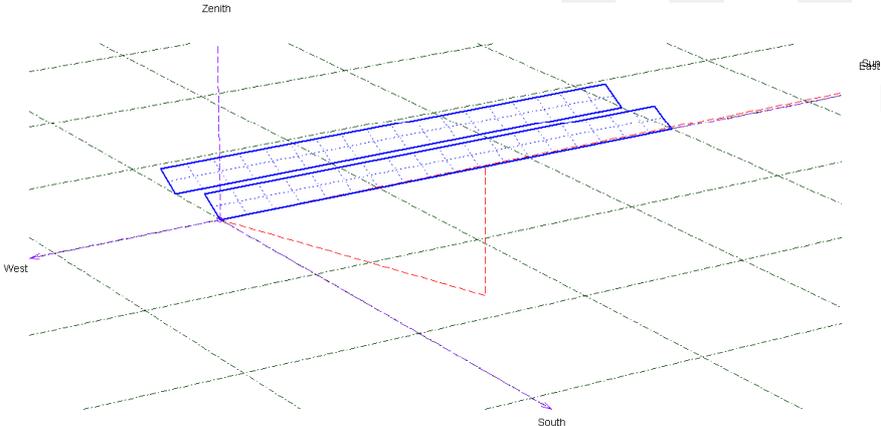
10 Horas.

PVSYST V5.64		23/02/13
Near Shadings definition		
Near Shadings :	New shading scene	
Geographical Site	Torrelavega	Country Spain
Defined active PV fields	(Multi) Rectangular field no 1	area 59 m ²
	(Multi) Rectangular field no 2	area 59 m ²
Orientation:	Tilt 30°	Azimuth 0°
Constant shading factors	Diffuse Factor 0.982	Albedo Factor 0.643

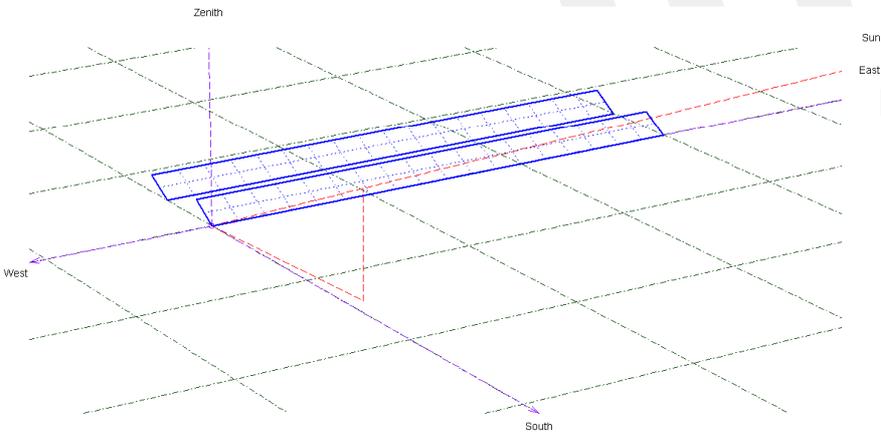
11 Horas.

PVSYST V5.64		23/02/13
Near Shadings definition		
Near Shadings :	New shading scene	
Geographical Site	Torrelavega	Country Spain
Defined active PV fields	(Multi) Rectangular field no 1	area 59 m ²
	(Multi) Rectangular field no 2	area 59 m ²
Orientation:	Tilt 30°	Azimuth 0°
Constant shading factors	Diffuse Factor 0.982	Albedo Factor 0.643

12 Horas.

PVSYST V5.64		23/02/13
Near Shadings definition		
Near Shadings :	New shading scene	
Geographical Site	Torrelavega	Country Spain
Defined active PV fields	(Multi) Rectangular field no 1	area 59 m ²
	(Multi) Rectangular field no 2	area 59 m ²
Orientation:	Tilt 30°	Azimuth 0°
Constant shading factors	Diffuse Factor 0.982	Albedo Factor 0.643
		

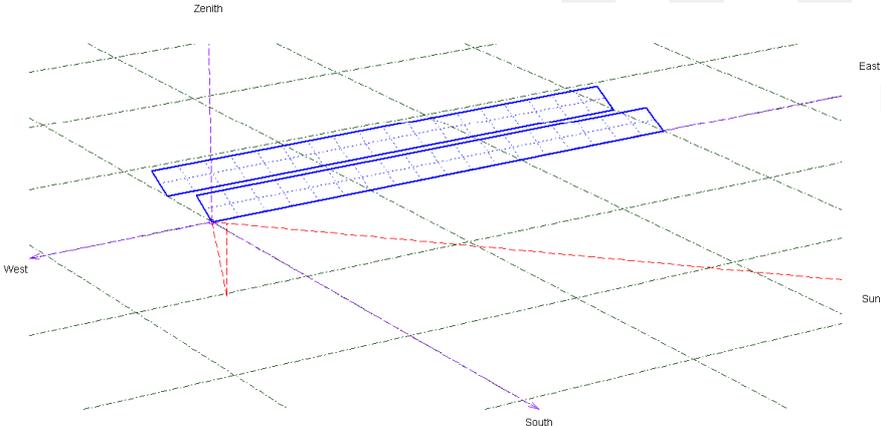
13 Horas.

PVSYST V5.64		23/02/13
Near Shadings definition		
Near Shadings :	New shading scene	
Geographical Site	Torrelavega	Country Spain
Defined active PV fields	(Multi) Rectangular field no 1	area 59 m ²
Orientation:	(Multi) Rectangular field no 2	area 59 m ²
Constant shading factors	Tilt 30°	Azimuth 0°
	Diffuse Factor 0.982	Albedo Factor 0.643
		

14 Horas.

PVSYST V5.64		23/02/13
Near Shadings definition		
Near Shadings :	New shading scene	
Geographical Site	Torrelavega	Country Spain
Defined active PV fields	(Multi) Rectangular field no 1	area 59 m ²
	(Multi) Rectangular field no 2	area 59 m ²
Orientation:	Tilt 30°	Azimuth 0°
Constant shading factors	Diffuse Factor 0.982	Albedo Factor 0.643

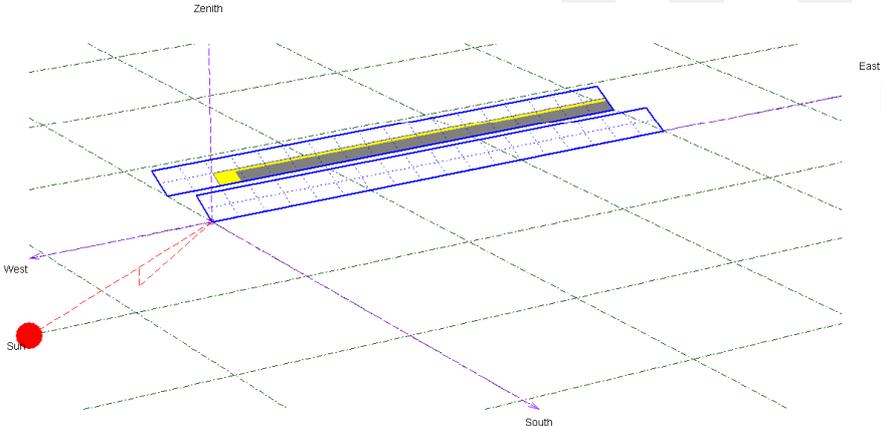
15 Horas

PVSYST V5.64		23/02/13
Near Shadings definition		
Near Shadings :	New shading scene	
Geographical Site	Torrelavega	Country Spain
Defined active PV fields	(Multi) Rectangular field no 1	area 59 m ²
Orientation:	(Multi) Rectangular field no 2	area 59 m ²
Constant shading factors	Tilt 30°	Azimuth 0°
	Diffuse Factor 0.982	Albedo Factor 0.643
		

16 Horas.

PVSYST V5.64		23/02/13
Near Shadings definition		
Near Shadings :	New shading scene	
Geographical Site	Torrelavega	Country Spain
Defined active PV fields	(Multi) Rectangular field no 1	area 59 m ²
	(Multi) Rectangular field no 2	area 59 m ²
Orientation:	Tilt 30°	Azimuth 0°
Constant shading factors	Diffuse Factor 0.982	Albedo Factor 0.643

17 Horas

PVSYST V5.64		23/02/13
Near Shadings definition		
Near Shadings :	New shading scene	
Geographical Site	Torrelavega	Country Spain
Defined active PV fields	(Multi) Rectangular field no 1	area 59 m ²
	(Multi) Rectangular field no 2	area 59 m ²
Orientation:	Tilt 30°	Azimuth 0°
Constant shading factors	Diffuse Factor 0.982	Albedo Factor 0.643
		

18 Horas.

PVSYST V5.64		23/02/13
Near Shadings definition		
Near Shadings :	New shading scene	
Geographical Site	Torrelavega	Country Spain
Defined active PV fields	(Multi) Rectangular field no 1	area 59 m ²
	(Multi) Rectangular field no 2	area 59 m ²
Orientation:	Tilt 30°	Azimuth 0°
Constant shading factors	Diffuse Factor 0.982	Albedo Factor 0.643

Tabla Resumen pérdidas.

PVSYST V5.64																	23/02/13			
Near Shadings definition																				
Near Shadings :		New shading scene																		
Geographical Site		Torrelavega										Country		Spain						
Defined active PV fields		(Multi) Rectangular field no 1										area		59 m ²						
		(Multi) Rectangular field no 2										area		59 m ²						
Orientation:		Tilt 30°										Azimuth		0°						
Constant shading factors		Diffuse Factor 0.982										Albedo Factor		0.643						
Shading factor table (linear), for the beam component																				
Azimuth	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°	
Height																				
90°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
80°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
70°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
60°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
50°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
40°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
30°	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
20°	Behind	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	Behind
10°	Behind	Behind	Behind	1.000	1.000	1.000	1.000	0.924	0.864	0.841	0.864	0.924	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	Behind
2°	Behind	Behind	Behind	Behind	1.000	0.963	0.746	0.658	0.612	0.583	0.612	0.658	0.746	0.963	1.000	Behind	Behind	Behind	Behind	Behind
Shading factor for diffuse: 0.982 and for albedo: 0.643																				

PVSYST V5.64	23/02/13
--------------	----------

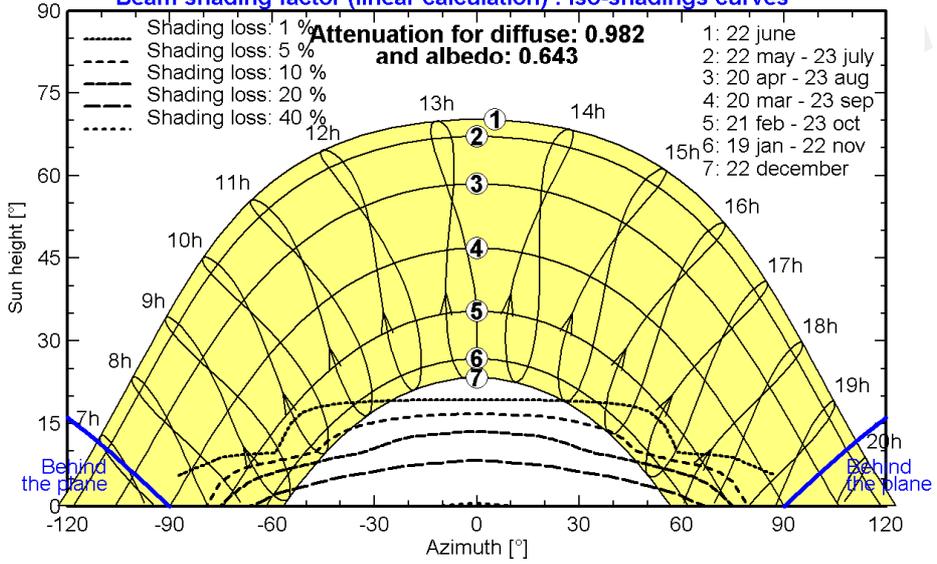
Near Shadings definition

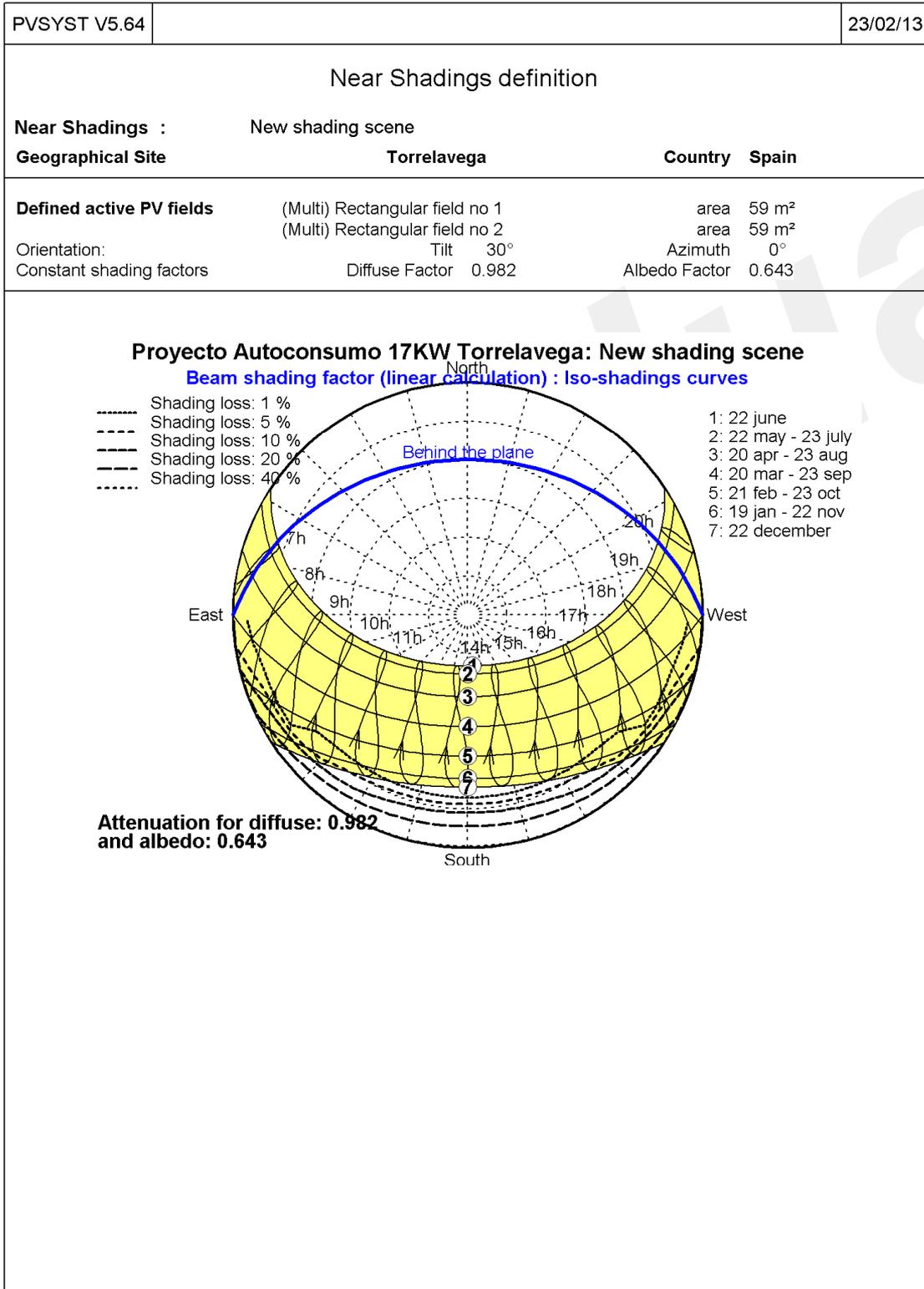
Near Shadings : New shading scene
Geographical Site Torrelavega **Country** Spain

Defined active PV fields (Multi) Rectangular field no 1 area 59 m²
 (Multi) Rectangular field no 2 area 59 m²
 Orientation: Tilt 30° Azimuth 0°
 Constant shading factors Diffuse Factor 0.982 Albedo Factor 0.643

Proyecto Autoconsumo 17KW Torrelavega: New shading scene

Beam shading factor (linear calculation) : Iso-shadings curves





ANEXO 6. CÁLCULOS

6.1. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

6.1.1. Cálculos en corriente alterna

6.1.1.1. Cálculo de secciones.

Para el cálculo de las secciones y caídas de tensión se seguirán las prescripciones del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Las secciones elegidas atenderán a las distintas tablas que en ellas aparecen, dependiendo del sistema de instalación empleado y del tipo de conductor empleado.

Para los cálculos de intensidades y de caídas de tensión se utilizarán una serie de fórmulas que se mencionan a continuación.

Para hallar las intensidades que circulan por cada una de las líneas se utilizará:

$$(1) \quad I = \frac{P}{U \cdot \cos \varphi} \quad \text{para corriente monofásica}$$

$$(2) \quad I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} \quad \text{para corriente trifásica}$$

Siendo:

- I = Intensidad nominal en amperios.
- P = Potencia en vatios.
- $\cos \varphi$ = Factor de potencia (en receptores óhmicos puros será la unidad).
- U = Tensión de servicio.

Con estas intensidades se procederá a la elección de las secciones correspondientes en cada caso y con ello al cálculo de las caídas de tensión, que no deberán superar unos determinados valores, para lo que se utilizará:

$$e = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot S \cdot U} \quad \text{para corriente monofásica.}$$

$$e = \frac{P \cdot L}{\gamma \cdot S \cdot U} \quad \text{para corriente trifásica.}$$

Siendo:

- e = caída de tensión en voltios.
- P = potencia en vatios.
- L = longitud de la línea en metros.
- γ = Coeficiente de conductibilidad del conductor (condiciones más desfavorables
conductor de Cu a 90°C → γ Cu (90°C) = 44 m / Ω mm²)
- U = tensión de suministro.

Todos los cálculos de líneas, tanto de las secciones como de las caídas de tensión se expondrán en la hoja resumen de los circuitos y en el esquema unifilar adjunto.

6.1.1.2. Cálculo de las protecciones.

Cálculo del I.G.A.

Se describirá a continuación el método de cálculo del I.G.A que se instalará en la cabecera de la instalación.

Se calcula la intensidad máxima prevista que circulará por el circuito mediante la fórmula:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi}$$

Donde:

- I = Intensidad (A).
- P = Potencia de cálculo (W).
- U = Tensión de servicio.
- $\cos\varphi$ = Factor de potencia.

Se selecciona un I.G.A de intensidad superior a la prevista para el circuito y menor a la intensidad admisible por el conductor.

Se determina la intensidad de cortocircuito del I.G.A mediante la fórmula:

$$I_{cc} = \frac{0,8 \cdot U}{R}$$

Donde:

- I_{cc} = Intensidad de cortocircuito máxima en el punto considerado (A).
- U = Tensión de alimentación fase-neutro (230 V).
- R = Resistencia del conductor de fase entre el punto considerado y la alimentación

$$R = \rho \cdot L \cdot \frac{2}{S}$$

Donde:

- $\rho = 0,018 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
- L = Longitud de la línea
- S = Sección de la línea

Cálculo protección diferencial.

Para el cálculo de los diferenciales de los circuitos auxiliares se sigue el siguiente proceso:

Partiendo de las fórmulas:

$$(1) \quad I = \frac{P}{U \cdot \cos \varphi} \quad \text{para corriente monofásica}$$

$$(2) \quad I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} \quad \text{para corriente trifásica}$$

Siendo:

- I = Intensidad nominal en amperios.
- P = Potencia en vatios.
- $\cos \varphi$ = Factor de potencia (en receptores óhmicos puros será la unidad).
- U = Tensión de servicio.

Se obtiene la intensidad máxima que va a circular por el circuito.

Se elige un diferencial de un valor de intensidad nominal normalizada inmediatamente superior al resultado obtenido.

La sensibilidad del diferencial será aquella que, en función del valor de la resistencia de puesta a tierra de su ubicación, garantice que no existan tensiones de derivación mayores de 24 V en emplazamientos húmedos y de 50 V en emplazamiento secos. Para ello ha de cumplirse la siguiente relación:

$$U > R_{\text{tierra}} \cdot I_{\text{diferencial}}$$

Siendo:

- U = Tensión en V de derivación máxima admitida (24 V en emplazamientos húmedos y 50 V en emplazamientos secos).
- R_{tierra} = Resistencia a tierra en Ohmios en el punto de instalación del diferencial.
- $I_{diferencial}$ = Sensibilidad en A del diferencial instalado.

Los diferenciales deben estar protegidos, aguas arriba, por un interruptor automático de intensidad nominal igual o inferior a la del propio diferencial.

Los resultados de estos cálculos se expondrán en la hoja resumen de los circuitos y en el esquema unifilar adjunto.

6.1.2. Cálculos en corriente continua.

Cálculo de secciones

Para el cálculo de las secciones y caídas de tensión se seguirán las prescripciones del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Las secciones elegidas atenderán a las distintas tablas que en ellas aparecen, dependiendo del sistema de instalación empleado y del tipo de conductor empleado.

Para los cálculos de intensidades y de caídas de tensión se utilizarán una serie de fórmulas que se mencionan a continuación.

Para hallar las intensidades que circulan por cada una de las líneas se utilizará:

$$I = \frac{P}{U}$$

Siendo:

- I = Intensidad nominal en amperios.
- P = Potencia en vatios.
- U = Tensión de servicio.

Con estas intensidades se procederá a la elección de las secciones correspondientes en cada caso y con ello al cálculo de las caídas de tensión, que no deberán superar unos determinados valores, para lo que se utilizará:

$$e = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot S \cdot U}$$

Siendo:

- e = caída de tensión en voltios.
- P = potencia en vatios.
- L = longitud de la línea en metros.
- γ = coeficiente de conductibilidad del conductor, (condiciones más desfavorables
conductor de Cu a 90°C → γ Cu (90°C) = 44 m / Ω mm²)
- U = tensión de suministro.

Todos los cálculos de líneas, tanto de las secciones como de las caídas de tensión se llevarán a cabo en una tabla adjunta en la hoja resumen de los cálculos, en la que se dispondrán todos los datos necesarios para la correcta interpretación de los resultados.

Sección de las canalizaciones.

El cálculo de la sección de las canalizaciones depende del número y de la sección de los conductores que contenga. Las secciones de las canalizaciones de los circuitos se calculan según las tablas de la ITCBT-21.

Los resultados obtenidos se representarán en la tabla resumen de los cálculos.

Cuadro- Resumen de los cálculos eléctricos

A continuación se incluye una hoja de cálculo de toda la instalación con todos los resultados hallados según los métodos explicados anteriormente.

RESUMEN DE CÁLCULOS																							
CIRCUITO	Nº	POTENCIA DE CÁLCULO (W)	TENSION (v)	LONGITUD (m)	COS ϕ	INTENSIDAD (A)	INT x 1.25 (A)	TIPO DE INSTALACION	Nº CONDUCTORES Y AISLAMIENTO	DESIGNACION CONDUCTOR Y TENSION DE AISLAMIENTO	CONDUCTIVIDAD	FACTOR DE CORRECCION	SECCION (mm ²)	I MÁXIMA ADMISIBLE	CAÍDA DE TENSION (V)	% CAÍDA DE TENSION	Σ % CAÍDA DE TENSION	I.G.A. INSTALADO (A)	P.I.A. INSTALADO (A)	DIFERENCIAL INSTALADO (A) SENSIBILIDAD	SECCION CANALIZACION MINIMA (mm ²)	ESTADO	
DERIVACIÓN INDIVIDUAL																							
Derivación individual - AC	DI	17.000	400	90	1,00	24,5	30,7	D	3X-XLPE	RZ1-K 0,6/1kV	44	0,55	25	52,4	3,48	0,87	0,87	40		4x40 300 mA	90	OK	
CUADRO GENERAL																							
Inversor - AC	INV	17.000	400	4	1,00	24,5	30,7	B1	3X-XLPE	RZ1-K 0,6/1kV	44	1	25	73,0	0,15	0,04	0,91		32	4x40 30 mA	50	OK	
LÍNEAS CC																							
Línea 1 módulos FV	FS1	4.500	544	20	-	8,3	10,4	C	2X-XLPE	RZ1-K 0,6/1kV	44	0,87	4	33,1	1,86	0,34	0,34					BANDEJA	OK
Línea 2 módulos FV	FS2	4.500	544	20	-	8,3	10,4	C	2X-XLPE	RZ1-K 0,6/1kV	44	0,87	4	33,1	1,86	0,34	0,34					BANDEJA	OK
Línea 3 módulos FV	FS3	4.500	544	20	-	8,3	10,4	C	2X-XLPE	RZ1-K 0,6/1kV	44	0,87	4	33,1	1,86	0,34	0,34					BANDEJA	OK
Línea 4 módulos FV	FS4	4.500	544	20	-	8,3	10,4	C	2X-XLPE	RZ1-K 0,6/1kV	44	0,87	4	33,1	1,86	0,34	0,34					BANDEJA	OK

6.2. CALCULOS ESTRUCTURALES

6.2.1. Cargas aplicadas a la estructura

Teniendo en cuenta que por los cálculos eléctricos anteriormente expuestos son necesarios 72 paneles que vamos a instalar de dos en dos, necesitaremos 36 estructuras y columnas de soporte con sus correspondientes zapatas.

La estructura metálica formada por los dos paneles tiene una superficie rectangular de 1982x1665mm y va a estar inclinada 30° con la horizontal

Cada panel pesa 18 Kg, como acreditan las especificaciones técnicas, el conjunto de dos paneles más la estructura metálica nos daría un peso 51,42 Kg.

Debido a las características del terreno, ambientales y de la instalación, calculamos una zapata de dimensiones 1200x2000x1000 mm (B-L-H). A continuación reflejamos los cálculos que justifican este resultado.

Las cargas que se utilizan para calcular la estructura, vienen dadas principalmente por la acción del peso propio, de la nieve que se puede almacenar sobre la superficie y de la acción del viento incidente.

Durante la realización de este TFC, la normativa vigente que se considera que se ajusta mejor a este tipo de estructuras, es el Código Técnico de la Edificación (CTE), más concretamente, la versión actualizada en abril de 2009. Se ha elegido esta norma dado que no existe una normativa específica para este tipo de instalaciones y que el CTE tiene en cuenta las cargas y sus efectos en estructuras que se encuentran en el exterior.

Según el CTE [CTE, 2009], pueden no considerarse las acciones térmicas cuando se dispongan juntas de dilatación de forma que no existan elementos continuos de más de 40 m de longitud.

En la estructura no hay ningún elemento que supere dicha longitud y por tanto, en este TFC no se tendrán en cuenta las acciones térmicas.

Las acciones producidas por el propio peso de los diferentes elementos que componen esta instalación se pueden diferenciar en dos grandes grupos de elementos o materiales, con dos densidades bien diferenciadas para poder calcular la fuerza gravitatoria debida al propio peso. Estos elementos son el acero de la estructura y los módulos fotovoltaicos.

Para la densidad del acero se toma el valor de 7850 kg/m^3 y los módulos tienen un peso propio de 18 kg por unidad.

Como cada soporte vertical sostiene a dos módulos su peso será de 36 Kg, por otro lado el peso de la armadura es de 8,8 Kg al llevar un perfil cuyo peso es de 2,78 Kg/m y finalmente el peso de la columna es de 6,62 Kg, columna cuyo diámetro es 100 mm., tiene 4 mm de espesor y su longitud es de 700 mm.

Luego la carga del peso de los módulos más la estructura será de:

Peso Total = 36 Kg + 8,8 Kg + 6,62 Kg = 51,42 Kg

En segundo lugar, se tiene las cargas producidas por la nieve. El valor de la carga de nieve por unidad de superficie en proyección horizontal es:

$$q_n = 1,2 \cdot \mu \cdot s_k$$

Donde:

Se aplica un factor de seguridad de 1,2 por la posibilidad de que el emplazamiento esté fuertemente expuesto a la acción del viento.

μ es el coeficiente de forma.

y s_k es el valor característico de la carga de nieve sobre un terreno horizontal.

Tabla 1. Valores característicos de carga de nieve sobre un terreno horizontal

Altitud (m)	Zona de clima invernal, (según figura E.2)						
	1	2	3	4	5	6	7
0	0,3	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
200	0,5	0,5	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2
400	0,6	0,6	0,2	0,3	0,4	0,2	0,2
500	0,7	0,7	0,3	0,4	0,4	0,3	0,2
600	0,9	0,9	0,3	0,5	0,5	0,4	0,2
700	1,0	1,0	0,4	0,6	0,6	0,5	0,2
800	1,2	1,1	0,5	0,8	0,7	0,7	0,2
900	1,4	1,3	0,6	1,0	0,8	0,9	0,2
1.000	1,7	1,5	0,7	1,2	0,9	1,2	0,2
1.200	2,3	2,0	1,1	1,9	1,3	2,0	0,2
1.400	3,2	2,6	1,7	3,0	1,8	3,3	0,2
1.600	4,3	3,5	2,6	4,6	2,5	5,5	0,2
1.800	-	4,6	4,0	-	-	9,3	0,2
2.200	-	8,0	-	-	-	-	-

La Tabla 1. ha sido extraída del CTE y en ella se puede observar que s_k toma en nuestro caso el valor de 0,3 por estar en la zona 1.

Por otro lado, el coeficiente de forma para el seguidor cumple las condiciones de asemejarse a un faldón terminado en una cornisa y el no impedir el deslizamiento de la nieve. Por lo tanto, éste tomará el valor de $\mu = 1$ por ser la inclinación de 30° .

$$\text{Peso nieve/ m}^2 = 1,2 \cdot \mu \cdot s_k = 1,2 \cdot 1 \cdot 0,3 = 0,36 \text{ Kg./M}^2$$

Como la superficie de los dos módulos es de $1,665 \times 1,982 = 3,30 \text{ m}^2$ el peso total por la nieve será de:

$$\text{Peso nieve} = 0,36 \cdot 3,30 = \mathbf{1,188 \text{ Kg}}$$

Por último se tiene las cargas como consecuencia del viento. La acción del viento es la presión estática, q_e , que es la fuerza perpendicular a la superficie de cada punto expuesto que puede expresarse como:

$$Q_e = Q_b \cdot C_e \cdot C_p$$

q_b la presión dinámica del viento, con valores variables en función del emplazamiento geográfico de la obra.

c_e el coeficiente de exposición, variable con la altura del punto considerado, en función del grado de aspereza del entorno donde se encuentra ubicada la construcción.

c_p el coeficiente eólico o de presión, dependiente de la forma y orientación de la superficie respecto al viento y en su caso, respecto a los bordes de esa superficie; un valor negativo, indica succión.

El coeficiente de exposición, en función de la altura, puede determinarse de dos formas diferentes.

- La primera forma utilizaría el coeficiente de exposición que, para las características de la instalación es $c_e = 2,1$, por realizarse en terreno rural llano.
- La segunda forma de calcular el coeficiente de exposición es con las expresiones:

$$c_e = F \cdot (F+7k) \quad \text{y} \quad F = k \cdot \ln(\max(z,Z) / L)$$

Siendo z la altura sobre el terreno y k , L , Z parámetros característicos de cada tipo de entorno según la Tabla siguiente.

La segunda forma de calcular el coeficiente de exposición parece la más correcta, pues los paneles tienen una altura en función de la inclinación a la que esté sometido.

En nuestro caso estaremos según la tabla 2, en un grado II.

Tabla 2. Coeficientes para tipo de entorno

	Grado de aspereza del entorno	Parámetros		
		k	L(m)	Z(m)
I	Borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de, al menos, 5 km. de longitud.	0,156	0,003	1,0
II	Terreno rural sin obstáculos ni arbolado de importancia.	0,17	0,01	1,0
III	Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados como árboles o construcciones pequeñas.	0,19	0,05	2,0
IV	Zona urbana en general, industrial o forestal.	0,22	0,3	5,0
V	Centro de negocio de grandes ciudades, con profusión de edificios en altura.	0,24	1,0	10,0

La altura va a depender de la posición de los paneles que van a estar inclinados a 30°. Por lo tanto, con una inclinación de 30° la altura máxima de los paneles es de:

$$1,982 \text{sen} 30^\circ = 0,991 \text{ m.}$$

A esto, hay que añadir la altura de la estructura al suelo que es de 0,20 m.

En definitiva la altura máxima de la estructura será de $0,991\text{m} + 0,2\text{m} = 1,191 \text{ m}$ y con esta altura se obtiene un coeficiente de exposición máximo de:

$$F = k \cdot \ln(\max(z, Z) / L)$$

$$F = 0,17 \cdot \ln(1,191 / 0,01) = 0,812 \quad \text{y}$$

$$c_e = F (F + 7 k) = 0,812 (0,812 + 7 \cdot 0,17) = 1,62$$

Ya se tiene dos de los factores fundamentales para calcular la acción del viento

$$q_e = q_b \cdot c_e \cdot c_p$$

Por último se calculará C_p , el coeficiente eólico o de presión exterior. Este se calcula mediante las tablas del apartado 7 de la norma EN 1991-1-4 del Eurocódigo [EUROCODIGO, 2007]. El Eurocódigo, además de tabular los coeficientes de presión neta, también contiene los coeficientes globales de fuerza, empleados para el cálculo de las acciones sobre la estructura.

Al no ser norma específica para seguidores solares, se debe buscar entre las formas de estructuras, cual es la que mejor se asemeja al seguidor. Esta forma es la de marquesina, sin embargo, sólo se dan valores de coeficientes eólicos para marquesinas de 0° a 30° de inclinación. Para entender qué comportamiento tiene la estructura en este rango de inclinaciones se recurre a la norma que quedó derogada tras el CTE, la NBE-AE-88 [NBE, 1988].

Tabla 3. Coeficientes eólicos según la norma derogada NBE

Tabla 5.4 Coeficiente eólico en planos y diedros exentos						
Angulo de incidencia del viento α	Coeficiente eólico en:					
	Planos exentos Se calcularán los efectos más desfavorables con $\alpha \pm 10^\circ$		Diedros exentos Se calculará cada elemento en los casos más desfavorables			
	En el borde a barlovento c_1	En el borde a sotavento c_2	Caso I		Caso II	
			En el plano a barlovento c_3	En el plano a sotavento c_4	En el plano a barlovento c_3	En el plano a sotavento c_4
90° a 60°	1,2	1,2	1,2	0	0,8	0,4
50°	1,4	1,0	1,2	0	0,6	0,6
40°	1,6	0,8	1,2	0	0,4	0,8
30°	1,6	0,8	1,2	0	0,4	0,8
20°	1,2	0,4	1,0	0	0,2	0,8
10°	0,8	0	0,8	0	0	0,8
0°	0	0	0	0	0	0

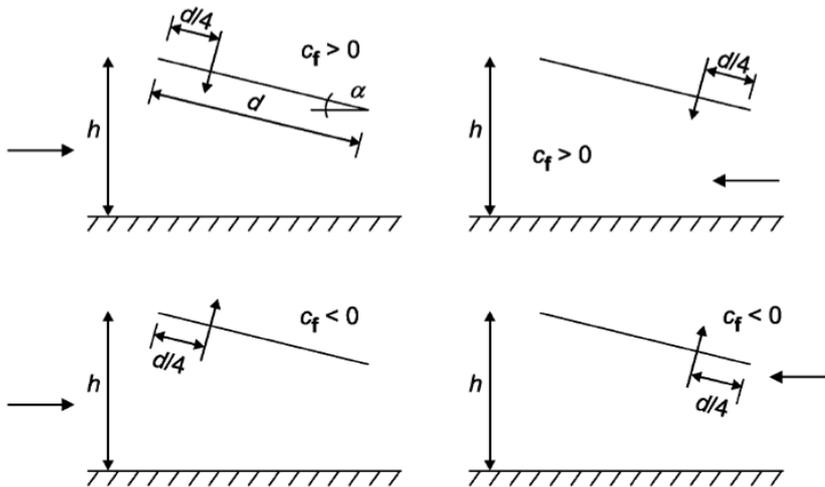
Valores intermedios pueden interpolarse linealmente.

El cálculo del coeficiente eólico según dicha norma se hace mediante la Tabla 3. En la Tabla 4. se incluye los coeficientes eólicos para marquesinas según eurocódigo y en la Figura 2. se muestra en que zona de la marquesina se encuentra el centro de fuerzas, que es donde se aplica la fuerza resultante de la acción del viento, también según eurocódigo.

Tabla 4. Coeficientes eólicos según Eurocódigo

		Coeficientes de presión neta $c_{p,net}$			
Ángulo de la cubierta α	Bloqueo φ	Coefficiente global de fuerza c_f	Zona A	Zona B	Zona C
0°	Valor máximo para cualquier φ	+ 0,2	+ 0,5	+ 1,8	+ 1,1
	Valor mínimo para $\varphi = 0$	- 0,5	- 0,6	- 1,3	- 1,4
	Valor mínimo para $\varphi = 1$	- 1,3	- 1,5	- 1,8	- 2,2
5°	Valor máximo para cualquier φ	+ 0,4	+ 0,8	+ 2,1	+ 1,3
	Valor mínimo para $\varphi = 0$	- 0,7	- 1,1	- 1,7	- 1,8
	Valor mínimo para $\varphi = 1$	- 1,4	- 1,6	- 2,2	- 2,5
10°	Valor máximo para cualquier φ	+ 0,5	+ 1,2	+ 2,4	+ 1,6
	Valor mínimo para $\varphi = 0$	- 0,9	- 1,5	- 2,0	- 2,1
	Valor mínimo para $\varphi = 1$	- 1,4	- 2,1	- 2,6	- 2,7
15°	Valor máximo para cualquier φ	+ 0,7	+ 1,4	+ 2,7	+ 1,8
	Valor mínimo para $\varphi = 0$	- 1,1	- 1,8	- 2,4	- 2,5
	Valor mínimo para $\varphi = 1$	- 1,4	- 1,6	- 2,9	- 3,0
20°	Valor máximo para cualquier φ	+ 0,8	+ 1,7	+ 2,9	+ 2,1
	Valor mínimo para $\varphi = 0$	- 1,3	- 2,2	- 2,8	- 2,9
	Valor mínimo para $\varphi = 1$	- 1,4	- 1,6	- 2,9	- 3,0
25°	Valor máximo para cualquier φ	+ 1,0	+ 2,0	+ 3,1	+ 2,3
	Valor mínimo para $\varphi = 0$	- 1,6	- 2,6	- 3,2	- 3,2
	Valor mínimo para $\varphi = 1$	- 1,4	- 1,5	- 2,5	- 2,8
30°	Valor máximo para cualquier φ	+ 1,2	+ 2,2	+ 3,2	+ 2,4
	Valor mínimo para $\varphi = 0$	- 1,8	- 3,0	- 3,8	- 3,6
	Valor mínimo para $\varphi = 1$	- 1,4	- 1,5	- 2,2	- 2,7
NOTA – los valores + indican una acción neta en sentido descendente los valores – indican una acción neta en sentido ascendente					

Figura 2. Localización del centro de fuerzas en marquesinas a un agua, según CTE y Eurocodigo.



Comparando, se puede concluir que la norma derogada, la NBE-AE-88, sólo contempla la opción de $\varphi = 0$, es decir una marquesina vacía por debajo, sin impedimentos para la circulación del aire y que esta norma tampoco tiene en cuenta el efecto de la succión.

Con todo lo razonado anteriormente, se decide utilizar CTE aplicado a nuestro caso que es de 30° , siendo $c_p = 3$

Por tanto $q_e = q_b \cdot c_e \cdot c_p = 0,52 \cdot 2,1 \cdot 3 = 3,28 \text{ KN/m}^2$ y

Q viento (fuerza) = $3,28 \cdot 1,665 \cdot 1,982 = 10,81 \text{ KN}$

La fuerza del viento más desfavorable en el lugar de la instalación es en la dirección sur. Por tanto actúa frontalmente sobre los paneles.

El momento flector de la parte superior de la zapata es $M = Q \cdot h$, donde Q es el esfuerzo cortante y h la altura del soporte. Luego,

$$M \text{ (Momento flector)} = 10,81 \cdot 0,7 = 7,42 \text{ KNm.}$$

6.2.2. Cálculo de la zapata

La zapata va a ras del suelo junto con la base del pilar y su misión es la de transmitir las tensiones del pilar al suelo evitando que los pilares se claven en el suelo y fijando la columna soporte al terreno.

El peso del panel y la estructura no influyen mucho en el calculo de la zapata siendo determinante para su calculo el viento y el momento creado.

El armado en las dos direcciones será de barras de 20 mm. y el hormigón será del tipo HA-25. La dimensión mayor de la zapata se coloca en dirección norte – sur que es la más desfavorable por la acción del viento.

Datos a tener en cuenta para el cálculo:

Hormigón HA - 25 $f_{ck} = 300 \text{ Kg/cm}^2 = 30 \text{ N/mm}^2$

Acero B – 400 S $f_{yk} = 4100 \text{ Kg/cm}^2 =$
410 N/mm²

Angulo de rozamiento interno del terreno $\delta = 30^\circ$

Resistencia característica del terreno $\sigma = 250 \text{ KN/m}^2$

Peso específico del terreno $\gamma_t = 18 \text{ KN/m}^3$

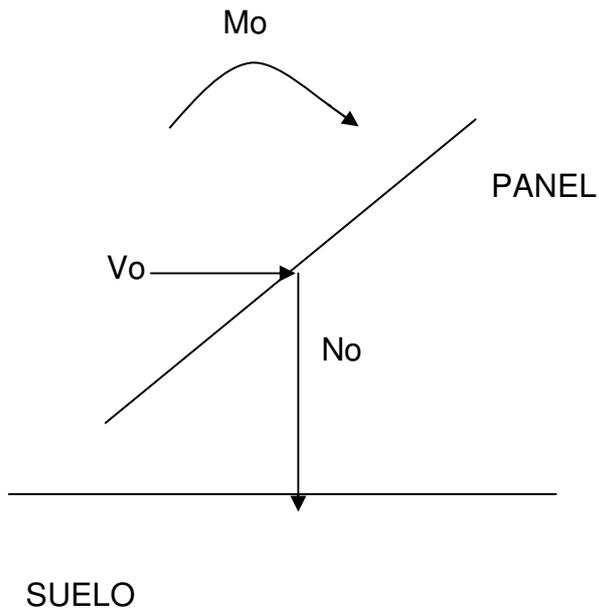
Peso específico del hormigón $\gamma_h = 25 \text{ KN/m}^3$

$$N_o = 51,42 \text{ Kg}$$

$$M_o = 7,42 \text{ KN/m}$$

$$V_o = 10,81 \text{ KN}$$

N_0 es el peso total, M_0 es el momento flector y $V_0 = Q$ es el esfuerzo cortante.



La Zapata esta centrada ya que coincide el soporte con el centro geométrico. Las dimensiones de la zapata son:

$$L = 2000\text{mm}$$

$$B = 1200\text{mm.}$$

$$h = 1000\text{mm.}$$

Las dimensiones de la placa base: $L' \times B'$ son: **300 X 200 mm**

Verificamos si se cumplen las condiciones:

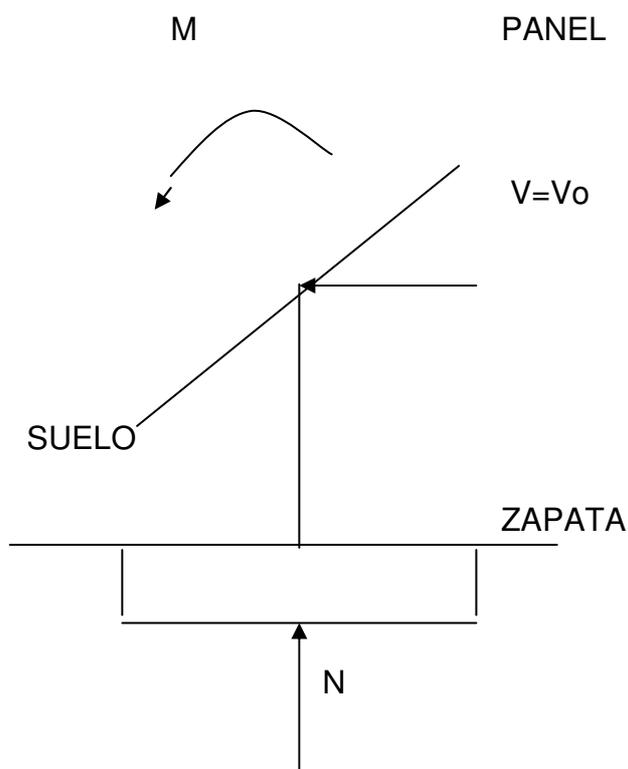
Condición 1. Estabilidad estructural

Las cargas en la base de la zapata, teniendo en cuenta el peso propio de la misma, así como los momentos y los esfuerzos cortantes que actúan en la cara superior de la zapata son:

$$N = N_0 + \gamma_h \cdot B \cdot L \cdot h = 0,51 \text{ KN} + 25 \cdot 2,1 \cdot 2,1 \text{ KN} = 60,5 \text{ KN}.$$

$$M = M_0 + V_0 \cdot h = 7,42 + 10,81 \cdot 1 = 18,23 \text{ KNm}$$

$$V = V_0 = 10,81 \text{ KN}$$



Condición 2. Vuelco

$C_{sv} = M_e/M_v = (N \cdot l/2) / M = (60,5 \cdot 2/2) \cdot 18,23 = 3,32 > 1,5$. Se cumple la condición.

Condición 3. Deslizamiento

$C_{sd} = (N \operatorname{tg} 2\delta/3) / V = 60,5 \operatorname{tg}(2 \cdot 20^\circ/3) / 10,81 = 2,03 > 1,5$. Se cumple la condición.

Condición 4. Hundimiento

La excentricidad es: $e = M / N = 18,23 / 60,5 = 0,30$ m. Esta cantidad es menor $L/6$.

Aplicando $\sigma_{\max} = (N/LB)(1+6e/L)$, tendremos que:

$\sigma_{\max} = (60,5/2 \cdot 1,2)(1+6 \cdot 0,3/2) = 25,2 \cdot 1,9 = 47,9 \text{ KN/m}^2$; por tanto tenemos como tensión máxima en el terreno $47,9 \text{ KN/m}^2$.

La $\sigma_{\min} = (N/LB)(1-6e/L)$

$\sigma_{\min} = (60,5/2 \cdot 1,2)(1-6 \cdot 0,3/2) = 25,2 \cdot 0,1 = 2,52 \text{ KN/m}^2$

La tensión media actuante sobre la superficie de asiento es $25,21 \text{ KN/m}^2$.

De donde comparando con la tensión admisible se debe verificar que:

$$\sigma_{\max} < 1,25 \sigma_{\text{adm}}$$

Esta condición se verifica ya que $47,9 \text{ KN/m}^2$ es menor que $1,25 \cdot 250 = 312,5 \text{ KN/m}^2$

Condición 5. Cálculo a flexión

Vuelo físico: $V \text{ long.} = (L - L^i) / 2 = (2000 - 300) / 2 = 850 \text{ mm.}$

$V \text{ trans.} = (B - B^i) / 2 = (1200 - 200) / 2 = 500 \text{ mm.}$

El vuelo más desfavorable es 850 mm. Se cumple que $V < 2h$ ya que 850 es menor que $2 \cdot 1000$, es decir 2000 mm.

Vuelo mecánico: Para el caso del soporte metálico con placa.

$m = \text{Vuelo desf.} + (L \text{ placa} - \text{Diametro soporte.}) / 4 = 850 + (300 - 100) / 4 = 900 \text{ mm.}$

Obtención de la tensión de cálculo: $\sigma \text{ terreno} = h \cdot \gamma_h$ en pilar metálico.

Por tanto $\sigma \text{ terreno} = 1,25 = 25 \text{ KN/m}^2$;

$\sigma \text{ media} = \sigma - \sigma \text{ terreno} = 25,21 - 25 = 0,44 \text{ KN/m}^2$

Cuantía geométrica mínima

$A_{cgm} = (1,5/1000) \cdot B \cdot h = 1,5 \cdot 1200 \cdot 1000 = 1800 \text{ mm}^2$

Cuantía mecánica mínima

$A_s = 0,04 \cdot B \cdot h \left(\frac{f_{ck}}{\gamma_c} \right) / \left(\frac{f_{yk}}{\gamma_s} \right) = 2692,6 \text{ mm}^2$

Cogemos la más desfavorable que es $A_s = 2692,6 \text{ mm}^2$.

Calculo del número de redondos:

$n = 2692,6 / (\pi \cdot 20^2) / 4 = 8,57$, luego 9 redondos de 20 mm de diametro en la armadura longitudinal.

Como trabajamos con zapata rectangular tendremos que calcular ahora la armadura transversal.

En la armadura transversal irán $n = (2000 - 2 \cdot 60) / 300 = 6,2$, luego 7 redondos de 20 mm de diametro.

6.2.3. Estructura soporte

Uno de los elementos más importantes en una instalación fotovoltaica, para asegurar un óptimo aprovechamiento de la radiación solar es la estructura soporte, encargada de sustentar los módulos solares, proporcionándole la inclinación más adecuada para que los módulos reciban la mayor cantidad de radiación a lo largo del año.

Las estructuras están diseñadas para soportar las inclemencias meteorológicas. Los materiales empleados son de acero galvanizado en caliente para una instalación solar incluida la tornillería y piezas de sujeción de los paneles a la estructura: (modelo H de Atersa) con 2 paneles de 250 Wp de dimensiones 1650 x 990 x 50 mm cada panel.

La estructura tendrá unas dimensiones de 1650 de largo, 1980 de alto y 50 mm de ancho y esta dimensionada para soportar vientos y acumulaciones de nieve. Según la normativa vigente.(normas UNE 37-501 y UNE 37-508), que cumple con los espesores mínimos exigibles según la norma UNE EN ISO 1461. La tornillería utilizada es del mismo material. El diseño de la estructura es el de la siguiente figura:



Esta estructura está compuesta por unos perfiles modulares de alta flexibilidad de ajuste, un elemento de sujeción de los módulos fotovoltaicos, unos perfiles de sujeción para el soporte central y diferentes elementos de unión.

Como se dijo anteriormente, los paneles se dispondrán uno sobre otro en sentido horizontal como se indica en la siguiente figura en la que el segundo panel no está todavía anclado.



6.3. CÁLCULO DE OTROS ELEMENTOS

6.3.1. Cálculo de la distancia mínima entre filas de módulos

La distancia d , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

En cualquier caso, d ha de ser como mínimo igual a $h k$, siendo k un factor adimensional al que, en este caso, se le asigna el valor $1/\tan(61^\circ - \text{latitud})$.

En la tabla siguiente pueden verse algunos valores significativos del factor k , en función de la latitud del lugar.

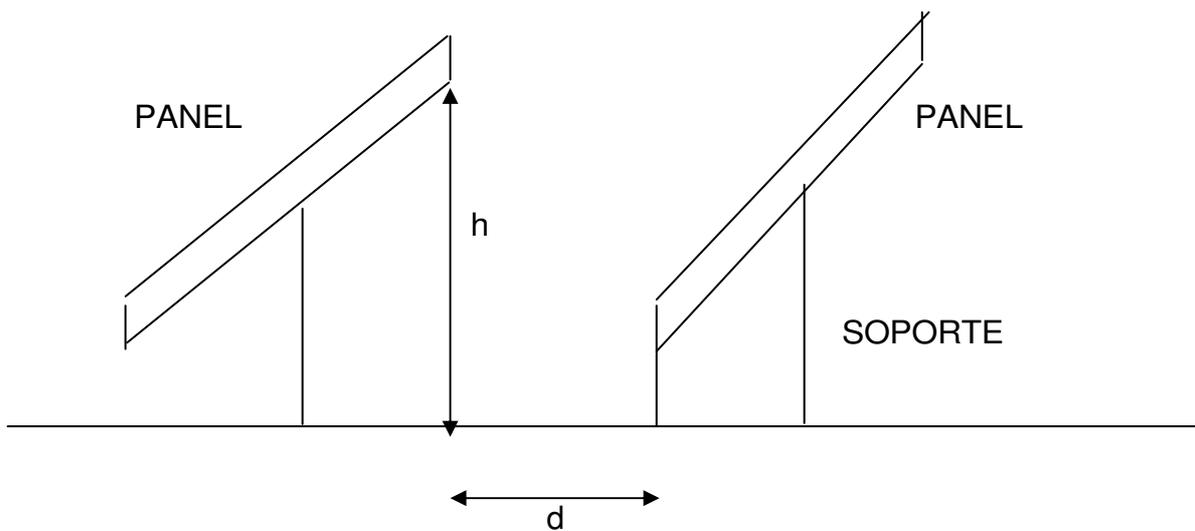
<i>Latitud</i>	29°	37°	39°	41°	43°	45°
<i>k</i>	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

En nuestro caso, siendo la latitud del lugar $43^\circ 20'$ tendremos que:

$$k = 1/\tan(61^\circ - 43,33^\circ) = 1/\tan 17,66^\circ = 1/0,3183 = 3,14$$

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

En nuestro caso, las dos series de paneles irán a la misma altura sobre el terreno, por lo que h será la altura de los paneles por sen de 30° , más la altura de los paneles sobre el suelo.



Por tanto:

$$h = 1,982 \text{ sen } 30^\circ = 0,991 + 0,20 = 1,191 \quad h = 1,191 \text{ metros,}$$

$$\text{Siendo } k = 3,14 \text{ y } h = 1,191 ; \text{ tendremos que } d = h \cdot k = 1,191 \cdot 3,14 = 3,74 \text{ m}$$

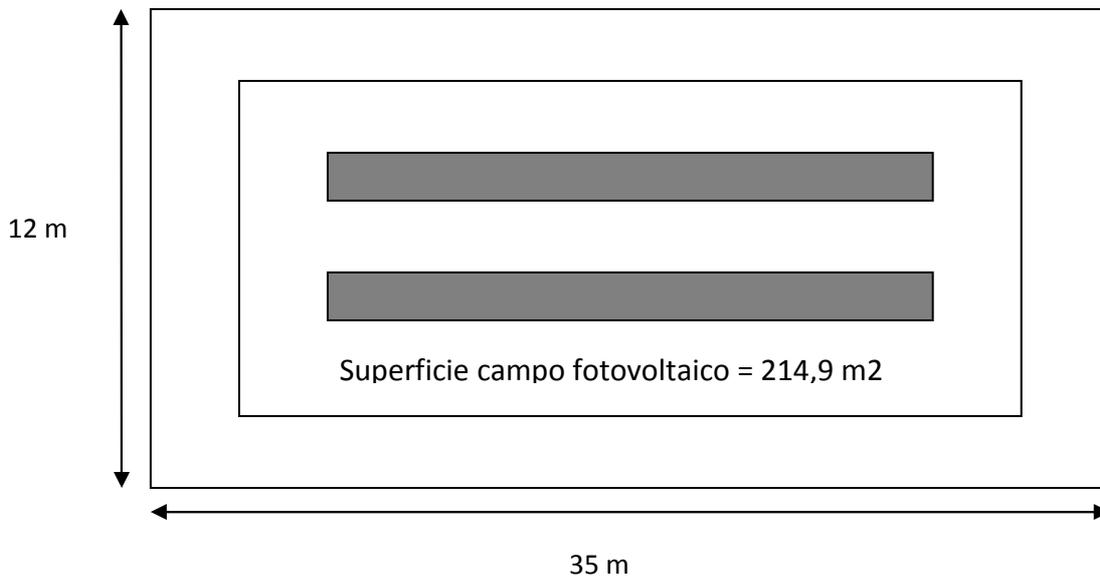
6.3.2. Vallado de protección de la instalación

La superficie del campo fotovoltaico es de $214,9 \text{ m}^2$ ($29,97 \times 7,17 \text{ m}$) pero cada dimensión es aumentada en aproximadamente 3 metros para seguridad quedando finalmente unas dimensiones de 35 por 12 m, es decir una superficie de 420 m^2 y un perímetro de 94 m.

Se dotará a ese perímetro de una valla, con su correspondiente puerta, para proteger la instalación y garantizar la seguridad de las personas que frecuenten las instalaciones deportivas.

Para ello se utilizará una malla simple de torsión de una altura de 2 m, con alambre galvanizado de 2,10 mm.

Para la sujeción se utilizarán cuatro postes esquineros y cuatro postes de refuerzo dotados de tensores, y veinte postes más repartidos cada dos metros a lo largo del perímetro. El diámetro de los postes es de 45 mm.



ANEXO 7. ESTUDIO BASICO DE SEGURIDAD Y SALUD

1 MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1. Objeto

Según se establece en el art. 4.2 del Real Decreto 1627/1997, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, el petionario está obligado a encargar la redacción de un ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD (E.B.S.S) en los proyectos de obras en que no se den alguno de los supuestos siguientes:

- a. Que el presupuesto de ejecución por contrata incluido en el proyecto sea igual o superior a 450.759 euros.
- b. Que la duración estimada sea superior a 30 días laborables, empleándose en algún momento a más de 20 trabajadores simultáneamente.
- c. Que el volumen de mano de obra estimada, entendiendo por tal la suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra, sea superior a 500.
- d. Las obras de túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas.

De acuerdo con el artículo 7 del mismo Real Decreto 1627/1997, este E.B. S.S. servirá de base para la redacción del Plan de Seguridad y Salud por parte de cada Contratista interviniente en la obra en el que se analizarán, estudiarán, desarrollarán y complementarán las previsiones contenidas en este E.B.S.S, adaptando a sus propios recursos, equipos y procesos constructivos.

1.2. Autor del Estudio Básico de Seguridad y Salud

El peticionario Universidad de Cantabria ha designado al firmante de este documento para la redacción del Estudio de Seguridad y Salud de la obra.

1.3. Datos de la Obra

El presente Estudio Básico de Seguridad y Salud se redacta para la siguiente obra:

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 17 kW PARA AUTOCONSUMO en instalaciones deportivas descubiertas en el Campus Universitario de Torrelavega (Cantabria).

El presupuesto de ejecución material de las obras es de 42.113,21 €, sin IVA, inferior en cualquier caso a 450.759 € a partir del cual sería preciso Estudio de Seguridad y Salud.

Se prevé un plazo de ejecución de las mismas de 15 días.

El número total de operarios previsto que intervengan en la obra en sus diferentes fases es de 6.

No concurrirá la circunstancia de una duración de obra superior a 30 días y coincidir 20 trabajadores simultáneamente que según R.D. 1627/97 requeriría de E.S.S.

2 NORMAS DE SEGURIDAD

Tanto la Contrata como el peticionario, asumen someterse al arbitrio de los tribunales con jurisdicción en el lugar de la obra.

Es obligación de la contrata, así como del resto de agentes intervinientes en la obra el conocimiento de las normas de seguridad y el cumplimiento de todos sus puntos.

Durante la totalidad de la obra se estará a lo dispuesto en la normativa vigente, especialmente la de obligado cumplimiento entre las que cabe destacar:

2.1 Seguridad y Salud

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- R.D 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.
- R.D. 1627/1997, de 24 de octubre (BOE del 25), por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- LEY 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales. BOE núm. 298 de 13 de diciembre.
- REAL DECRETO 171/2004, de 30 de enero, por el que se desarrolla el artículo 24 de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, en materia de coordinación de actividades empresariales. BOE núm. 27, de 31 de enero de 2004.
- REAL DECRETO 604/2006, de 19 de mayo, por el que se modifica el Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención, y el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones

- mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción. BOE núm. 127, de 29 de mayo de 2006.
- LEY 32/2006, de 19 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la construcción.
- REAL DECRETO 1109/2007, de 24 de agosto, que desarrolla la LEY 32/2006 de subcontratación en el sector de la construcción.
- R.D. 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- R.D. 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- R.D. 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañen riesgos, en particular dorso lumbar, para los trabajadores.
- R.D. 1215/1997, de 18 de julio (BOE de 7 de agosto), por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- REAL DECRETO 2177/2004, de 12 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, en materia de trabajos temporales en altura. BOE núm. 274 de 13 noviembre.
- R.D. 773/1997, de 30 de mayo (BOE de 12 de junio -rectificado en el BOE de 18 de julio-), sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual (Transposición de la Directiva 89/656/ CEE, de 30 de noviembre).
- REAL DECRETO 1849/2000 de 10 de noviembre de 2000, por el que se derogan diferentes disposiciones en materia de normalización y homologación. BOE núm. 289 de 2 de diciembre de 2000.
- R.D. 1495/1986, de 26 de mayo (BOE del 27 de julio -rectificado en el BOE de 4 de octubre-), por el que se aprueba el Reglamento de

- seguridad en las máquinas. Modificado por los R.D.590/1989, de 19 de mayo (BOE de 3 de junio) y 830/1991, de 24 de mayo (BOE del 31), Derogado por R.D .1849/2000, de 10 de noviembre (BOE de 2 de diciembre).
- Real Decreto 56/1995, de 20 de enero, por el que se modifica el real decreto 1435/1992, de 27 de noviembre, relativo a las disposiciones de aplicación de la directiva del consejo 89/392/CEE, sobre máquinas. BOE núm. 33 de 8 de febrero.
- Real Decreto 159/1995, de 3 de febrero, por el que se modifica el Real Decreto 1407/1992, de 20 de noviembre, por el que se regula las condiciones para la comercialización y libre circulación intracomunitaria de los Equipos de Protección Individual.
- REAL DECRETO 286/2006, de 10 de marzo, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición al ruido. BOE núm. 60 de 11 de marzo.
- REAL DECRETO 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- REAL DECRETO 664/1997, de 12 de mayo, protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes biológicos durante el trabajo. BOE núm. 124 de 24 de mayo.
- REAL DECRETO 349/03, DE 05/04/2003, que modifica el Real Decreto 655/1997, de 12 de mayo, sobre protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes cancerígenos durante el trabajo, y por el que se amplía su ámbito de aplicación a los agentes mutágenos.
- REAL DECRETO 681/03, DE 05/04/2003, de 12 de junio, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores expuestos a riesgos derivados de atmósferas explosivas en el lugar de trabajo (BOE 18/06/2003).

- REAL DECRETO 1311/2005, de 4 de noviembre, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores frente a los riesgos derivados o que puedan derivarse de la exposición a vibraciones mecánicas.
- Real Decreto 374/2001, de 6 de abril, sobre protección de la salud y seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con los agentes químicos durante el trabajo (BOE 1/5/2001)
- REAL DECRETO LEGISLATIVO 5/2000, de 4 de agosto, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley sobre Infracciones y Sanciones en el Orden Social. (Corrección de errores BOE 228 de 22 de septiembre de 2000) y su modificación por el Real Decreto Ley 5/2006, de 9 de junio, para la mejora del crecimiento y del empleo.

2.2 Edificación

- REAL DECRETO 2177/1996, de 4 de Octubre de 1996, por el que se aprueba la Norma Básica de Edificación "NBE-CPI-96: Condiciones de protección contra incendios en los edificios".
- REAL DECRETO 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación (BOE 28/03/2006).

2.3 Instalaciones

- REAL DECRETO 842/02, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (BOE 18/09/2002). Donde aparecen las instrucciones técnicas complementarias (ICT) de R.E.B.T.
- REAL DECRETO 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

- REAL DECRETO 3275/1982, de 12 de noviembre, sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas y Centros de Transformación.
- DECRETO 3151/1968, de 28 de noviembre, por el que se aprueba el reglamento de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión.
- ORDEN de 6 de julio de 1984, por la que se aprueban las Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.
- Orden de 10 de marzo de 2000, por la que se modifican las instrucciones técnicas complementarias MIE-RAT 01, MIE-RAT 02, MIE-RAT 06, MIE-RAT 14, MIE-RAT 15, MIERAT 16, MIE-RAT 17, MIE-RAT 18 y MIE-RAT 19, del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.(BOE núm.72 de 24 de marzo de 2000).
- Orden de 16 de abril de 1991, por la que se modifica el punto 3.6 de la instrucción técnica complementaria MIE-RAT 06 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.(BOE núm.101 de 28 de abril de 1998).
- Orden de 23 de junio de 1988, por la que se actualizan diversas instrucciones técnicas complementarias MIE-RAT del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.(BOE núm.160 de 5 de julio de 1988)
- Orden de 27 de noviembre de 1987, por la que se actualizan las instrucciones técnicas complementarias MIE-RAT 13 Y MIE-RAT 14 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación (BOE núm.291 de 5 de diciembre de 1987).

- Orden de 18 de octubre de 1984 complementaria de la de 6 de julio que aprueba las instrucciones técnicas complementarias del reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación (ITC MIE-RAT 20) (BOE núm.256 de 25 de octubre de 1984).
- REAL DECRETO 875/1984, de 28 de marzo, por el que se aprueba el Reglamento para aprobación de modelo y verificación primitiva de contadores de uso corriente (clase 2) en conexión directa, nuevos a tarifa simple o a tarifas múltiples, destinados a la medición de la energía en corriente monofásica o polifásica de frecuencia 50 Hz.
- REAL DECRETO 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Decreto de 12 de marzo de 1954 por el que se aprueba el Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía.
- Normas UNE
- Recomendaciones UNESA
- Normas particulares de la empresa suministradora

3 SEGURIDAD APLICADA A LAS FASES DE OBRA

3.1 Riesgos Eliminables o Evitables completamente

No se han identificado riesgos totalmente eliminables.

Se entiende que ninguna medida preventiva adoptada frente a un riesgo lo elimina por completo, dado que siempre podrá localizarse una situación por mal uso del sistema, actitudes imprudentes de los operarios u otras en que dicho riesgo no sea eliminado.

MEDIDAS PREVENTIVAS y PROTECCIONES COLECTIVAS:

- En cualquier caso, antes de comenzar los trabajos, realizar la planificación de las actividades que se van a realizar.
- No habilitar puestos de trabajo fijos en áreas afectadas por desplazamientos de cargas.
- Atender a las indicaciones dadas por la Dirección Facultativa y/o el Coordinador de Seguridad y Salud.

3.2 Riesgos no evitables completamente

Este apartado se desarrolla la identificación de los riesgos laborales que no pueden ser completamente eliminados, y las medidas preventivas y protecciones técnicas que deben adaptarse para el control y la reducción de este tipo de riesgos.

3.2.1 Puesta en marcha de la instalación

Se incluyen aquí los trabajos de conexión de la instalación eléctrica a la red de distribución de baja tensión de la compañía distribuidora de energía eléctrica, según las normas de enlace propias y en los puntos de acometida indicados por el mismo previo estudio de las nuevas instalaciones a ejecutar.

RIESGOS:

- Golpes en manos, pies y cabeza con máquinas y herramientas.
- Pisadas de objetos, torceduras
- Caídas de objetos por manipulación.

- Sobreesfuerzos en manipulación de peso o por adopción de posturas incorrectas.
- Exposición a temperaturas extremas debido a trabajos a la intemperie.

MEDIDAS PREVENTIVAS:

- Seguir estrictamente el protocolo de actuación.
- Uso de herramientas adecuadas al uso que se pretende realizar. Se requerirá la formación adecuada del trabajador.
- Las herramientas han de estar en buen estado y estar certificadas.
- Las herramientas eléctricas cumplirán con las especificaciones contempladas en este documento dentro del apartado de herramientas eléctricas.
- Si la luz natural es insuficiente, prever iluminación artificial.

EQUIPOS DE PROTECCION INDIVIDUAL:

- Botas de goma o PVC.
- Guantes de cuero.
- Ropa de trabajo adecuada.

3.2.1.1 Herramientas eléctricas en general

RIESGOS:

- Golpes, cortes y vuelcos

MEDIDAS PREVENTIVAS y PROTECCIONES COLECTIVAS:

- Cuando se usen herramientas eléctricas en zonas mojadas se deben utilizar con el grado de protección adecuado (IP 55).
- El circuito al cual se conecten debe estar protegido por un interruptor diferencial, de 0.03 amperios de sensibilidad.
- Todas las máquinas y herramientas eléctricas que no posean doble aislamiento deberán estar conectadas a tierra.
- Los cables eléctricos, conexiones, etc., deberán estar en perfecto estado, siendo conveniente revisarlos con frecuencia.
- Cuando se cambien útiles, se hagan ajustes o se efectúen reparaciones se deben desconectar del circuito eléctrico para que no haya posibilidad de ponerlas en marcha involuntariamente.
- Si se necesita usar cables de extensión se deben hacer las conexiones empezando en la herramienta y siguiendo hacia la toma de corriente.

3.2.1.2 Herramientas Manuales Ligeras

RIESGOS:

- Caída de objetos a distinto nivel.
- Golpes, cortes y atrapamientos.
- Proyección de partículas
- Ruido y polvo.
- Vibraciones.
- Sobreesfuerzos.
- Contactos eléctricos.
- Quemaduras.

EQUIPOS de PROTECCIÓN INDIVIDUAL:

- Casco de seguridad de polietileno.
- Calzado con suela antideslizante.
- Calzado de seguridad con suela aislante y anti clavos.
- Guantes de cuero u otros resistentes a la abrasión, desgarros, cortes...
- Guantes dieléctricos.
- Ropa de trabajo ajustada, especialmente en puños y bastas.
- Faja de protección dorso lumbar.
- Gafas de protección del polvo.
- Gafas de seguridad antiimpactos.
- Mascarilla de filtro mecánico recambiable.
- Tapones.
- Cinturón portaherramientas.

3.3 Trabajos posteriores

El apartado 3 del art. 6 del R.D. 1627/1997 establece que en el estudio Básico de Seguridad y Salud se contemplarán las previsiones y las informaciones para efectuar en su día, en las debidas condiciones de seguridad y salud los previsibles trabajos posteriores.

3.3.1 Trabajos de conservación, reparación y mantenimiento

- Para los trabajos de conservación, reparación y mantenimiento se tendrán en cuenta las mismas medidas preventivas establecidas en los apartados 3.2 y 3.3 de este mismo documento.

- Se deberá llevar a cabo un adecuado programa de mantenimiento preventivo, de forma, que a través del desarrollo de las oportunas inspecciones periódicas, sea posible el análisis y comunicación de las anomalías detectadas.

4 VALORACION DE LAS MEDIDAS PREVENTIVAS

Dadas las características de la obra, los procesos constructivos, medios y maquinaria prevista para la ejecución de la misma, se consideran las medidas preventivas, medios de protección colectiva y equipos de protección individual previstos en este Estudio, los más convenientes para conseguir un nivel de riesgo en el peor de los casos tolerable.

5 CONSIDERACIONES FINALES

El técnico que suscribe el presente documento considera que las condiciones mínimas de seguridad y salud en la obra han sido convenientemente especificadas.

ANEXO 8. ESTUDIO TOPOGRÁFICO DE LA PARCELA

1.- OBJETO.

Para la correcta definición de un proyecto de ingeniería, como es el caso, es fundamental tener una información técnica que permita de una manera gráfica, obtener los datos necesarios para evaluar las características de la zona de actuación en su conjunto y el lugar de emplazamiento más adecuado, además de determinar el volumen de terreno que se deberá de mover, en caso de que esto fuera preciso.

Los terrenos objeto de este estudio topográfico forman un rectángulo irregular entre la glorieta ... y la glorieta de las Piedras (calle Rufino Peón frente a la Escuela de Ingeniería de Minas y Energía), la carretera entre Tanos y Santiago de Cartes y dos vías paralelas ambas y perpendiculares a las dos vías citadas en primer lugar. Se encuentran dentro de lo que se conoce como el Campus Universitario de Torrelavega.

Al no disponer de cartografía adecuada que reflejase el área disponible, fue necesario realizar un levantamiento topográfico de esta área, con el fin de obtener un modelo digital del terreno, que una vez pasado a un formato en papel, constituiría los planos utilizados para la correcta definición de la obra.

2.- PROCESO DE OBTENCIÓN DEL MODELO DIGITAL DEL TERRENO

Un modelo digital se obtiene mediante, la realización de un levantamiento topográfico, que consiste en un conjunto de operaciones necesarias para la representación del terreno tanto planimétricamente, como altimétricamente.

A continuación, se describe el proceso que se ha utilizado para obtener un modelo digital de la zona de actuación. Este proceso, se divide en dos etapas claramente diferenciadas.

En una primera etapa el trabajo consiste en la captación de datos en campo, a través de los instrumentos topográficos y de las metodologías empleadas que se van a definir más adelante. En una etapa posterior, estos datos son procesados mediante programas de ordenador específicos para la obtención de la cartografía deseada, en una etapa de trabajo en gabinete.

2.1.- TRABAJO DE CAMPO

Como se ha comentado anteriormente, en esta etapa se toman los datos necesarios para su posterior tratamiento informático.

2.1.1.- INSTRUMENTOS UTILIZADOS

El equipo utilizado en campo, consta de dos elementos básicos; una estación total (con su trípode) y un prisma.

Para la medición de distancias y ángulos se ha utilizado una Estación Total modelo “Leica TC-705”, capaz de realizar el registro electrónico de todos los datos tomados en campo y almacenarlos para su posterior volcado a un ordenador. Las especificaciones técnicas de este instrumento topográfico son las siguientes:

- SENSIBILIDAD (S): 60cc
- AUMENTOS (A): 30 X
- APRECIACIÓN (a): 15cc
- DISTANCIÓMETRO: 3 mm + 3 p.p.m.

El equipo se completaba con dos baterías (una de ellas de repuesto), con una autonomía suficiente para un día de trabajo en campo.

2.1.2.- METODOLOGÍA UTILIZADA EN CAMPO

A continuación se especifica la metodología utilizada para la toma de datos en campo. Antes se definen brevemente algunos conceptos básicos para su mejor comprensión:

Base topográfica: Una base topográfica, es un punto materializado sobre el terreno por medio de un elemento fijo como un clavo, y que además tiene unas coordenadas perfectamente conocidas.

Poligonal o itinerario: La definición de poligonal es: “una sucesión encadenada de radiaciones que tiene como principal objetivo establecer las coordenadas de las estaciones necesarias y suficientes para la determinación a partir de ellas de los puntos radiados”.

Radiación: La radiación es el método por el cual se obtienen las coordenadas de puntos en el terreno a partir de una base de coordenadas conocidas, mediante la captación de mediciones angulares (ángulos horizontales y verticales) y distancias.

Una vez definidos estos conceptos básicos, se pasa a la descripción de la metodología utilizada para la realización del levantamiento topográfico:

En primer lugar se instalaron sobre el terreno cuatro bases topográficas materializadas mediante clavos, de manera que cumplieran, desde cada una de ellas dos condiciones básicas:

- Desde cada base se debería de observar al menos otras dos (la anterior y la posterior),
- Y además desde cada base, se podían ver todos los elementos que se pretendían radiar desde cada una. De esta forma fue necesaria la instalación de cuatro bases, tal y como se ha comentado anteriormente.

Cada vez que se estacionaba en una base, se tomaban datos de referencia con la estación anterior y la posterior en círculo directo y círculo inverso. Una vez realizadas estas operaciones se radiaban los puntos deseados desde cada base, repitiéndose el mismo proceso desde cada una de ellas.

Este método se empleó para la toma de datos de todos los puntos de la zona, exceptuando las bases, desde las cuales se radiaron cerca de 700 puntos, a lo largo de tres días de trabajo. Al terminar las radiaciones desde una base se llevaba a cabo el cierre con su referencia de partida, para disminuir el error. Este procedimiento además permitiría posteriormente la comprobación de la bondad de los datos obtenidos durante las mediciones.

2.1.3.- ESTACIONES TOPOGRÁFICAS

Como se ha comentado anteriormente, se instalaron cuatro bases topográficas para la toma de datos en campo. Cada base tiene asignado un nombre; V1, V2, V3 y V4, de manera que desde cada una de ellas se radiaron los puntos necesarios para la posterior representación del terreno.

La información completa sobre cada una de estas bases se ha representado en cuatro cuadros individuales, de manera que se pueden conocer de cada una de ellas los siguientes datos:

- Nombre de la base.
- Coordenadas locales de cada una de las estaciones.
- Situación sobre un croquis en planta de la zona.
- Fotografía de cada una de ellas.

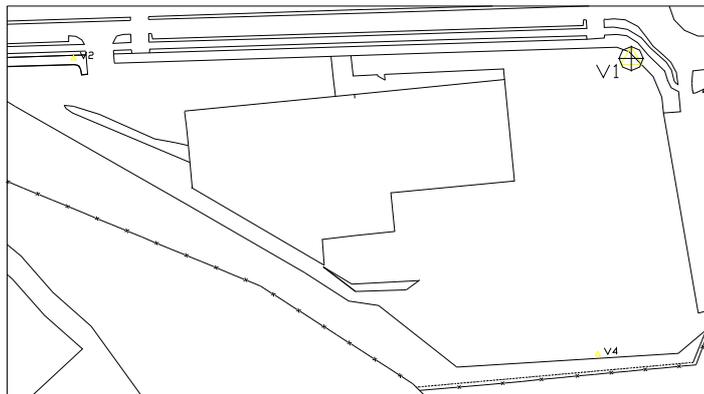
Con esta información, las características principales de cada estación quedan perfectamente definidas en los cuadros que se representan a continuación.

Estación V 1

Coordenadas de la estación.

X	Y	Z
1.000	1.000	1.000

situación.



Fotografía.

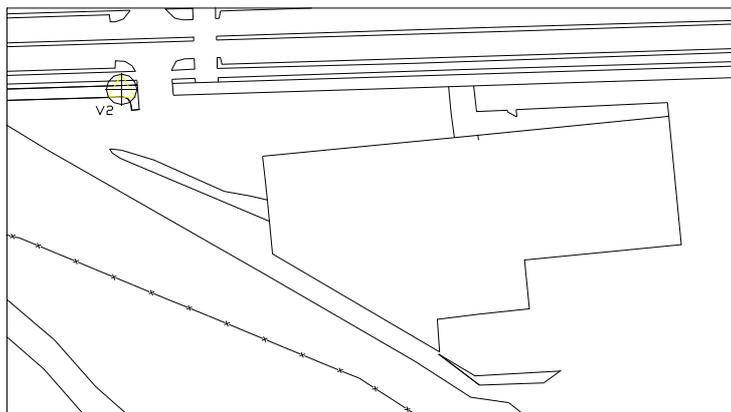


Estación V 2

Coordenadas de la estación.

X	Y	Z
829,3490	1.000	93,1200

situación.



Fotografía.

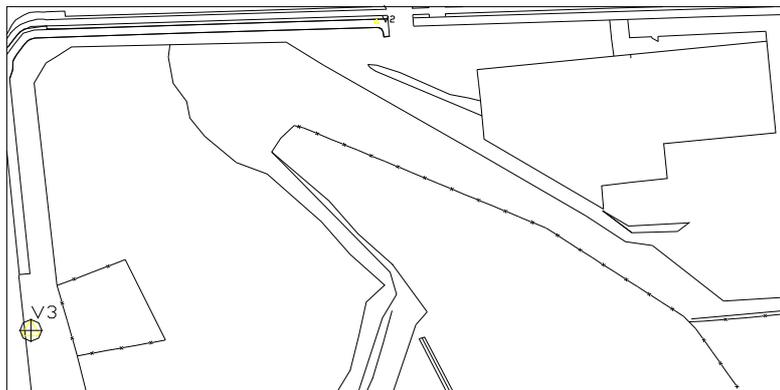


Estación V 3

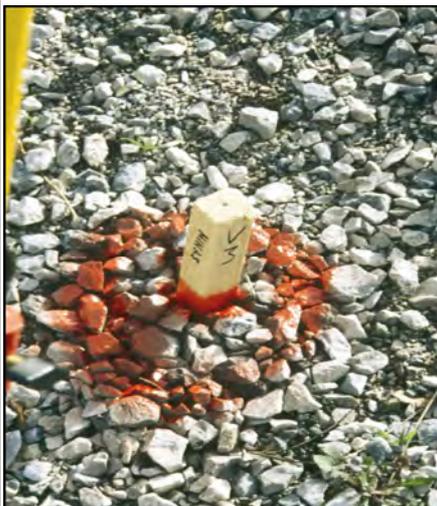
Coordenadas de la estación.

X	Y	Z
712,4097	894,9445	89,7717

situación.



Fotografía.

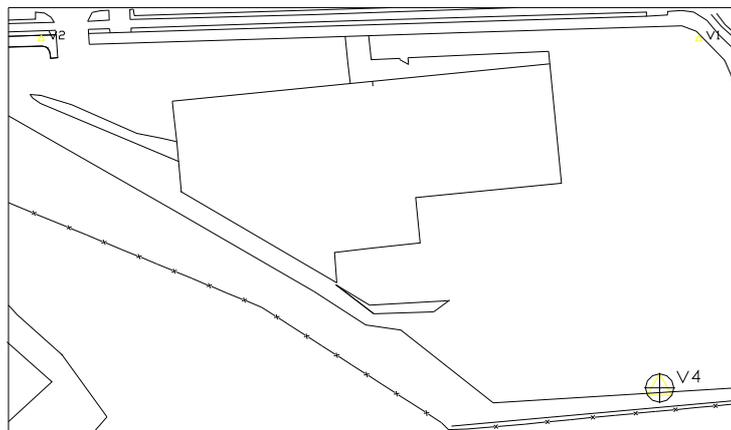


Estación V 4

Coordenadas de la estación.

X	Y	Z
989,8306	908,5770	97,7002

situación.



Fotografía.



2.2.- TRABAJO EN GABINETE

A continuación se especifica la metodología utilizada para el tratamiento de los datos obtenidos en campo y la obtención de un modelo digital del terreno, que una vez impreso en papel dará lugar a un dibujo gráfico o plano de la zona de actuación. Este proceso, se ha dividido en varias etapas, que se explicarán a continuación. Antes se definirá lo que se entiende por Modelo Digital del Terreno.

Modelo Digital del Terreno: Un Modelo Digital del Terreno (M.D.T.) es el conjunto de informaciones alfanuméricas, codificadas en forma y función, y almacenadas en soporte estable en condiciones de ulterior procesado, que permiten, hasta su caso más general, acceder al conocimiento de la conformación de un territorio, cuantificado y cualificando su zonificación puntual, lineal, superficial y volumétrica en cualquier secuencia o estructuración geométrica y aportando la adecuada metodología para realizar actualizaciones sucesivas y criterios de extracción temática en el mas amplio abanico de posibilidades y con independencia, tan amplia como sea posible, de la escala.

2.2.1.- VOLCADO DE DATOS

Se denomina volcado de datos en gabinete, a la transferencia de todos los datos obtenidos en campo y almacenados por la estación total utilizada para los trabajos, a un archivo creado en un ordenador convencional para su posterior tratamiento con software adecuado. El proceso se realiza automáticamente utilizando un cable de transferencia y programa específico que establece la conexión entre la estación total y el ordenador, durando esta operación unos pocos minutos. El proceso se completa utilizando un volcador que transforma toda la información almacenada en la estación total, en ficheros que pueden ser leídos por distintos programas informáticos de aplicación topográfica, que permiten editar los datos de campo.

En este caso, se utiliza un programa para transferir la libreta de campo, adecuando los códigos de los puntos a un formato que entiende el INTSURVEYOR, que es el programa cartográfico que fue el soporte básico para la obtención de la nueva cartografía.

2.2.2.- SISTEMA DE COORDENADAS

Generalmente cualquier plano de ingeniería está referenciado en el sistema de coordenadas U.T.M. (Universal Transversal Mercator). Las coordenadas que ofrece el plano que se ha creado para la realización de este proyecto son coordenadas locales, es decir, un sistema de coordenadas propio. Esto no supone ningún problema ya que la única diferencia entre ambos es el sistema referencial elegido para su representación. Cualquier lectura que se haga sobre los datos en él recogidos conservarán las mismas propiedades y características de un plano similar referenciado en el sistema U.T.M. La elección de un sistema referencial propio, se justifica plenamente si se tiene en cuenta que el objetivo que se pretende es la representación de una parte del terreno, sin necesidad de referenciarlo con el resto, por ese motivo se ha elegido un sistema de coordenadas local.

2.2.3.- TRATAMIENTO INFORMÁTICO DE LOS DATOS

Los datos que han sido volcados ya se encuentran en el archivo creado en el disco duro del ordenador, pero en un estado bruto, es decir, solamente son datos numéricos que necesitan de un procesado posterior.

El tratamiento informático de los datos almacenados en este fichero, se ha realizado con el programa informático INTSURVEYOR. El Intsurveyor es un programa de generación de modelos digitales del terreno (MDT) que a partir de los datos de campo y las coordenadas de las estaciones realiza directamente la reducción de todos los puntos. Este programa admite datos volcados desde las principales marcas de aparatos topográficos existentes en el mercado actual: Geodimeter, Wild, Zeiss, Topcon, Sokkisha, Pentax, Nikon, Psion y Husky.

No se van explicar los procedimientos operacionales que se han realizado con este programa para el tratamiento de los datos obtenidos en campo, por entenderse que están fuera de todo contexto y no suponen un objetivo en la realización de este proyecto. Solamente se indicarán de manera muy escueta los pasos que se han realizado en esta operación.

El programa presenta una serie de opciones las cuales producen la generación final de un Modelo Digital del Terreno. Cada uno de estas opciones que se presentan en forma de desplegable trata o permite la creación de una serie de ficheros mínimos necesarios para la generación final del MDT partiendo de unas observaciones de campo obtenidas por métodos clásicos, como ya se ha comentado anteriormente. Se crea así, un modelo digital triangular del terreno (MDT), que se basa en la lectura de códigos de líneas de límite y rotura. La línea límite delimita los bordes del MDT, mientras que la línea de rotura obliga a formar un lado del triángulo según la alineación deseada, obligando a respetar quiebros reales existentes en el terreno, como pueden ser taludes, muros, bordes de carreteras, etc. Una misma línea no puede ser codificada de ambas formas. El modelo generado puede editarse para insertar, cambiar o borrar triángulos en zonas donde la codificación haya sido ineficaz. Pueden ser añadidas (cambiadas), borradas manualmente roturas y límites, y además, el modelo y curvas de nivel quedan visibles simultáneamente durante el proceso de edición para que los efectos de los cambios puedan ser evaluados.

El curvado del MDT se realiza por medio de elementos rectos (rápidos) o suavizados (continuos) pudiendo aprovechar cuatro estilos de líneas diferentes. Estos elementos rectos pueden ser editados de forma interactiva en el entorno del MDT, suavizados, analizados o borrados en cualquier momento, con las ventajas que este sistema ofrece. INTSURVEYOR presenta el modelo en pantalla, pudiendo elegir el tamaño de la hoja deseada A0, A1, A2, etc., con una base de datos en capas que pueden ser activadas o desactivadas en cualquier combinación: puntos, cotas, números, símbolos, líneas, estaciones, cuadrícula, curvado, triángulos (MFT), roturas, límites, intersección, desmonte, relleno, perfiles, texto libre y vista CAD (fichero importado).

Durante el desarrollo de este proceso, se ha elegido la equidistancia entre las curvas de nivel que se deseaba (1 metro), la escala de representación (E 1:1.000), y el formato papel sobre el que se desea obtener el plano finalmente, que será un A1. De esta forma, se ha obtenido un primer modelo digital del terreno, en el que posteriormente se han tenido que retocar algunos detalles utilizando el programa de dibujo AutoCad R-14. Esto es posible porque el sistema permite la exportación de la información gráfica en capas a ficheros con formato DXF en 3 dimensiones para tratamiento en sistemas CAD, posibilitando la edición y manipulación del dibujo por una comodidad todavía superior.

Una vez corregidos todos los defectos que presentaba el primer modelo, se pudo obtener así el modelo digital definitivo, sobre el que se han realizado todos los cálculos posteriores.

3.- CARACTERÍSTICAS DEL MODELO DIGITAL OBTENIDO

Una vez terminado el trabajo de captura de datos en campo y el posterior trabajo de gabinete para realizar el tratamiento informático de esos datos obtenidos de la manera antes descrita, se tiene un modelo digital del terreno con las siguientes características básicas:

- Escala del plano: E 1:1.000
- Equidistancia : 1 metro.
- Extensión del archivo: *DXF. (compatible con programas de diseño CAD).

Los datos obtenidos se recogen sobre un formato digital, que además ofrece la posibilidad de pasarlos a un formato papel imprimiéndolos en una impresora o plotter con las ventajas adicionales que esto supone.

4.- ERRORES EN LAS MEDICIONES

En este apartado, se estudian los distintos errores que se pueden haber cometido durante la realización del levantamiento topográfico, así como su influencia sobre las mediciones efectuadas.

4.1.- GENERALIDADES

Durante el proceso de captura de datos en campos, se producen una serie de errores que hay que tener en cuenta y evaluarlos de forma correcta. En general, los errores que normalmente se producen en este tipo de trabajos son de dos clases:

Por un lado, los errores producidos por el propio instrumento utilizado, son denominados errores sistemáticos.

Por otro lado, los errores cometidos por el operador al realizar la medición y que básicamente dependen de los sentidos de este, también son conocidos como errores accidentales y son variables en magnitud y sentido. Son los más importantes.

4.2.- TOLERANCIAS

Se establecen unas tolerancias como límite máximo de error admisible en el proceso de toma de datos. Se calculan a continuación, dos tipos de tolerancias. La tolerancia planimétrica y la tolerancia altimétrica que se describen a continuación.

4.2.1.- TOLERANCIA PLANIMÉTRICA

La tolerancia planimétrica es proporcional a la escala del plano y al límite de percepción visual que se ha establecido en 0,2 mm. La tolerancia planimétrica se determina con la siguiente expresión:

$$1.1.1 \quad T = 0,2 \cdot E$$

El plano creado tiene una escala E 1:1.000. Sustituyendo este valor se obtendrá la tolerancia planimétrica:

$$1.1.1.1 \quad T = 0,2 \cdot 1.000 = 200 \text{ mm} = 20 \text{ cms}$$

4.2.2.- TOLERANCIA ALTIMÉTRICA

La tolerancia altimétrica se establece en función de la equidistancia del plano, según la siguiente expresión:

$$T = \frac{1}{4} \cdot E_q$$

Teniendo en cuenta que la equidistancia del plano se estableció en 1 metro, se tiene que:

$$T = \frac{1}{4} \cdot 1 = 0,25 \text{ m} = 25 \text{ cms}$$

4.3.- ERROR EN LA POLIGONAL

El error cometido en la poligonal se va a calcular teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se han tenido en cuenta cuatro tramos de poligonal comprendidos entre las cuatro bases topográficas establecidas en el terreno y que son V1, V2, V3 y V4.

- En cada caso se ha tomado la distancia reducida que más daño hace, de manera que siempre se está en caso más desfavorable posible.

- Como las lecturas dentro de la poligonal se han tomado en CD y CI, se ha establecido la corrección de Bessel en los casos que corresponde, e igual a $1/\sqrt{2}$.

El cálculo de los errores se ha dividido en dos partes diferenciadas, error planimétrico y error altimétrico:

4.3.1.- ERROR PLANIMÉTRICO

Para el cálculo del error planimétrico, se establece una elipse de error, en la cual los dos semiejes corresponden a los errores transversal y longitudinal.

- Error de verticalidad (E_v)

Este error se produce por la falta de verticalidad del eje principal del aparato, es decir, por la falta de coincidencia de éste con la vertical del lugar. Se calcula aplicando la expresión:

$$E_v = \frac{S}{12}$$

Donde: S = Sensibilidad del instrumento utilizado. S=60cc.

$$E_v = \frac{60^{cc}}{12} = 5^{cc}$$

- Error de dirección (E_d).

Es el error máximo angular acimutal posible. El error de dirección tiene su origen, exclusivamente, en la operación de estacionar el aparato y posicionar el elemento de puntería, y solo repercute en la evaluación del ángulo horizontal.

$$E_d = \frac{ee + ep}{D} \cdot \beta$$

Donde:

D = distancia entre la estación y el punto visado. En el caso de una poligonal con varios tramos, se coge la distancia menor. En este caso 91,8920 metros.

$$\beta = 636.620 \text{ cc}$$

ee + ep = Se toma un valor dependiendo de la metodología. En este caso se usa una estación total y su valor es 1 cm. (Se introduce en la expresión en metros).

$$Ed = \frac{0,01}{91,8920} \cdot 636.620 = 69,27 \text{ cc}$$

- Error de puntería (Ep).

Dado que la coincidencia de los hilos de la cruz filiar del aparato con el objetivo puntual que se desea visar no es perfecta, se produce un error de puntería que hay que evaluar por separado, según se trate de observaciones cenitales o acimutales. Para calcularlo se usa la expresión:

$$Ep = \frac{K}{A} \cdot \left(1 + \frac{4 \cdot A}{100}\right) \cdot \frac{1}{\sqrt{2}}$$

Donde:

A = aumentos del anteojo, 30.

K = constante = 30 cc.

Sustituyendo, se tiene que:

$$Ep = \frac{30}{30} \cdot \left(1 + \frac{4 \cdot 30}{100}\right) \cdot \frac{1}{\sqrt{2}} = 1,55 \text{ cc}$$

- Error de lectura (El).

El error de lectura viene dado por los 2/3 de la apreciación del aparato; según la expresión siguiente:

$$El = \frac{2}{3} \cdot a \cdot \frac{1}{\sqrt{2}}$$

Sustituyendo los valores, se tiene que:

$$EI = \frac{2}{3} \cdot 3 \cdot \frac{1}{\sqrt{2}} = 7,07 \text{ }^{\circ}$$

- El error total acimutal será:

$$E_T^H = \sqrt{E_V^2 + E_P^2 + E_D^2 + EI^2}$$

Se entra en esta fórmula con los valores que ya se han calculado:

$$E_T^H = \sqrt{5^2 + 69,27^2 + 1,55^2 + 7,07^2} = 69,83 \text{ }^{\circ}$$

• El error transversal será (et):

Para calcular el valor de este error, se utiliza la fórmula siguiente:

$$e_t = D_R \cdot \frac{E_T^H \cdot \sqrt{2}}{636.620} \cdot \sqrt{\frac{n \cdot (n+1) \cdot (n+2)}{6}}$$

Donde:

n = nº de tramos de la poligonal, en nuestro caso se considera $n = 4$.

D = Distancia reducida mayor de todas las que componen los distintos tramos de la poligonal. En este caso, es de 277,7396 metros.

ET = Error total acimutal. Su cálculo se realiza haciendo la composición cuadrática de los distintos errores de los que se compone como ya se ha visto anteriormente.

$$e_t = 277,7396 \cdot \frac{69,82 \cdot \sqrt{2}}{636.620} \cdot \sqrt{\frac{4 \cdot (4+1) \cdot (4+2)}{6}} = 0,1926 \text{ m} = 19,26 \text{ cms}$$

• El error longitudinal (el), será:

En el cálculo del valor del error longitudinal, se utiliza la siguiente expresión:

$$1.1.2 \quad e_l = 0,02 \cdot \sqrt{n}$$

Donde n es el número de tramos de la poligonal, en este caso n = 4, luego:

$$e_l = 0,02 \cdot \sqrt{4} = 0,04 \text{ m} = 4 \text{ cms}$$

Pero esto no es totalmente exacto, ya que este valor se le supone para tramos de aproximadamente 2 Km. En este caso se aplicará la expresión que da la incertidumbre en la medición de distancias:

$$e_l = [(ee + ep) + 0,3\text{cm} + 0,3\text{cm} / \text{Km}] \cdot \frac{1}{\sqrt{2}}$$

Sustituyendo valores:

$$e_l = [(1) + 1 + 0,3 \cdot 0,277] \cdot \frac{1}{\sqrt{2}} = 0,98 \approx 1 \text{ cm}$$

De los dos valores obtenidos, solamente se considerará como válido el que más daño hace, es decir, el mayor de los dos, valor que en este caso corresponde a 19,26 cms.

4.3.2.- ERROR ALTIMÉTRICO

Se calculará el error total cenital, para determinar posteriormente el error de la poligonal.

- Error de verticalidad (Ev).

$$E_v = \frac{S}{3}$$

Sustituyendo valores, se tiene que:

$$E_v = \frac{60}{3} = 20 \text{ ''}$$

- Error de puntería (Ep):

Se calcula mediante la fórmula:

$$E_p = \frac{K}{A} \cdot \left(1 + \frac{4 \cdot A}{100}\right) \cdot \frac{1}{\sqrt{2}}$$

Donde:

A = Aumentos del anteojo, 30.

K = Constante = 150 cc.

$$E_p = \frac{150}{30} \cdot \left(1 + \frac{4 \cdot 30}{100}\right) \cdot \frac{1}{\sqrt{2}} = 7,78 \text{ cc}$$

- Error de lectura (El):

$$E_l = \frac{2}{3} \cdot a \cdot \frac{1}{\sqrt{2}}$$

Donde:

a = Apreciación igual 15 cc.

Se aplica la regla de Bessel.

Sustituyendo valores, se tiene que:

$$E_l = \frac{2}{3} \cdot 15 \cdot \frac{1}{\sqrt{2}} = 7,07 \text{ cc}$$

De este modo el cálculo del error total cenital, se hará mediante la expresión:

$$E_T^C = \sqrt{E_v^2 + E_p^2 + E_l^2}$$

Sustituyendo valores queda que:

$$E_T^C = \sqrt{20^2 + 7,78^2 + 7,07^2} = 22,59 \text{ cc}$$

$$\Delta D = [(ee + ep) + 1\text{cm} + 0,3\text{cm} / \text{Km}] \cdot$$

Donde se tiene en cuenta una distancia de 277 metros. Sustituyendo, se tiene que:

$$\Delta D = [(1) + 0,3 + 0,3 \cdot 0,277] = 1,38 \text{ cms}$$

- Error en un tramo:

$$e_t^I = \Delta D \cdot \cot g (V)$$

Donde V es el ángulo vertical medido que más daño hace (el que más se aleja de la visual horizontal). En este caso $V=102,58$. Sustituyendo, se tiene que:

$$e_t^I = 1,38 \cdot \cot g (102,58) = 0,056$$

$$e_t^{II} = D \cdot (\cot g (V \pm E_T^C) - \cot g (V))$$

Donde:

V = Ángulo cenital que más se aleja de la visual horizontal + ó -

D = Distancia más larga de la poligonal En este caso, 277,74 metros.

ET = Error total cenital calculado anteriormente: 22,59 cc.

Sustituyendo estos valores en la expresión anterior, se tiene que:

$$e_t^{II} = 277,74 \cdot (\cot g (102,586 - 0,0022) - \cot g (102,586)) = 0,01 \text{ m} = 1 \text{ cm}$$

- Error debido a la altura del instrumento (e_i):

$$e_i = 1 \text{ cm.}$$

Se toma este valor ya que se considera como el error máximo que se puede llegar a generar al tomar la altura del instrumento.

- Error debido a la lectura de la distancia (em):

Este error corresponde a unos valores preestablecidos en función de la distancia máxima medida. En este caso el valor correspondiente es el siguiente:

$$em = 3 \text{ cms.}$$

El error altimétrico de la poligonal en un solo tramo, se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$e = \sqrt{e_t^{12} + e_t^{12} + e_i^2 + e_m^2}$$

Sustituyendo valores en la fórmula anterior, se tiene que:

$$e = \sqrt{0,056^2 + 1^2 + 1^2 + 3^2} = 3,31 \text{ cms.}$$

Este valor obtenido, representa el error altimétrico de la poligonal, valor, que está dentro de la tolerancia permitida y que se determinó anteriormente.

4.4.- ERROR EN LA RADIACIÓN

El error cometido en la radiación se va a calcular teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- En cada caso se ha tomado la distancia reducida que más daño hace, de manera que siempre se está en caso más desfavorable posible.

- Como las lecturas en las radiaciones se han tomado sólo en CD, no se ha establecido la corrección de Bessel.

El cálculo de los errores se ha dividido igual que en el estudio de la poligonal, en dos partes bien diferenciadas, error planimétrico y error altimétrico:

4.4.1.- ERROR PLANIMÉTRICO

Para el cálculo del error planimétrico, se establece una elipse de error, en la cual los dos semiejes corresponden a los errores transversal y longitudinal.

- Error de verticalidad (E_v).

Este error se produce por la falta de verticalidad del eje principal del aparato, es decir, por la falta de coincidencia de éste con la vertical del lugar. Se calcula aplicando la expresión:

$$E_v = \frac{S}{12}$$

Donde: S = Sensibilidad del instrumento utilizado. S=60cc.

Sustituyendo, se tiene que:

$$E_v = \frac{60^{cc}}{12} = 5^{cc}$$

- Error de dirección (E_d).

$$E_d = \frac{ee + ep}{D} \cdot \beta$$

Donde:

D = Distancia entre la estación y el punto visado. En este caso 176,9337 metros. Hay que decir aquí, que normalmente se toma el valor de la distancia que produce un error mayor.

En este caso, se ha tomado una distancia media respecto a los valores máximo y mínimo, ya que de no ser así, el resultado sería desproporcionado y fuera de toda lógica.

$$\beta = 636.620 \text{ cc}$$

ee + ep = Se toma un valor dependiendo de la metodología. En este caso se usa una estación total y su valor es de 2 cms. (Se introduce en la expresión en metros).

$$Ed = \frac{0,02}{176,9397} \cdot 636.620 = 71,96 \text{ cc}$$

- Error de puntería (Ep).

Para calcularlo se usa la expresión descrita anteriormente:

$$Ep = \frac{K}{A} \cdot \left(1 + \frac{4 \cdot A}{100} \right)$$

Donde:

A = Aumentos del anteojo, 30.

K = Constante = 30 cc.

Sustituyendo los valores anteriores en la fórmula queda que:

$$Ep = \frac{30}{30} \cdot \left(1 + \frac{4 \cdot 30}{100} \right) = 2,20 \text{ cc}$$

- Error de lectura (El).

El error de lectura viene dado por los 2/3 de la apreciación del aparato; según la expresión siguiente:

$$El = \frac{2}{3} \cdot a$$

Sustituyendo los valores, se tiene que:

$$EI = \frac{2}{3} \cdot 15 = 10 \text{ }^{\circ}$$

- El error total acimutal será:

$$E_T^H = \sqrt{Ev^2 + Ep^2 + Ed^2 + EI^2}$$

Sustituyendo los valores calculados en la fórmula, se tiene que:

$$E_T^H = \sqrt{5^2 + 71,96^2 + 2,20^2 + 10^2} = 72,86 \text{ }^{\circ}$$

- El error transversal será (et):

Para calcular el valor de este error, se utiliza la fórmula siguiente:

$$e_t = \frac{D_R \cdot E_T^H}{636.620}$$

Donde:

D = Distancia reducida mayor de todas las que componen las distintos radiaciones.

ET = Error total acimutal. Su cálculo se realiza haciendo la composición cuadrática de los distintos errores de los que se compone.

$$e_t = \frac{352,006 \cdot 72,86}{636.620} = 0,0402 \text{ m} = 4 \text{ cms.}$$

- El error longitudinal (el), será:

$$e_l = [(ee + ep) + 0,3\text{cm} + 0,3\text{cm} / \text{Km}]$$

Sustituyendo valores:

$$e_1 = [(2) + 0,3 + 0,3 \cdot 0,352] = 2,4 \text{ cms.}$$

De los dos valores obtenidos, solamente se considerará como válido el que más daño hace, es decir, el mayor de los dos, valor que en este caso corresponde a 4 cms, y que está dentro del valor de tolerancia calculado anteriormente.

4.4.2.- ERROR ALTIMÉTRICO

Se calculará el error total cenital, para determinar posteriormente el error de la radiación.

- Error de verticalidad (E_v).

$$E_v = \frac{S}{3}$$

Sustituyendo valores, se tiene que:

$$E_v = \frac{60}{3} = 20 \text{ cc}$$

- Error de puntería (E_p):

Se calcula mediante la fórmula:

$$E_p = \frac{K}{A} \cdot \left(1 + \frac{4 \cdot A}{100} \right)$$

Donde:

A = Aumentos del antejo, 30.

K = Constante = 150 cc.

$$E_p = \frac{150}{30} \cdot \left(1 + \frac{4 \cdot 30}{100}\right) = 11 \text{ cc}$$

- Error de lectura (El):

$$E_l = \frac{2}{3} \cdot a$$

Donde:

a = Apreciación igual 15 cc.

Sustituyendo valores, se tiene que:

$$E_l = \frac{2}{3} \cdot 15 = 10 \text{ cc}$$

De este modo el cálculo del error total cenital, se hará mediante la expresión:

$$E_T^C = \sqrt{E_v^2 + E_p^2 + E_l^2}$$

Sustituyendo valores queda que:

$$E_T^C = \sqrt{20^2 + 11^2 + 10^2} = 24,92 \text{ cc}$$

$$\Delta D = [(e_e + e_p) + 0,3\text{cm} + 0,3\text{cm}/\text{Km}] \cdot$$

Donde se tiene en cuenta una distancia de 352 metros. Sustituyendo, se tiene que:

$$\Delta D = [(1) + 0,3 + 0,3 \cdot 0,352] = 1,40 \text{ cms.}$$

- Error en un tramo:

$$e_t^I = \Delta D \cdot \cot g (V)$$

Donde V es el ángulo vertical medido que más daño hace (el que más se aleja de la visual horizontal). En este caso V=119,4825. Sustituyendo, se tiene que:

$$e_t^I = 1,40 \cdot \cot g (119,4825) = 0,44 \text{ cms.}$$

$$e_t^{II} = D \cdot (\cot g (V \pm E_T^C) - \cot g (V))$$

Donde:

V = Ángulo cenital que más se aleja de la visual horizontal + ó -

D = Distancia más larga de la poligonal En este caso, 352,006 metros.

ET = Error total cenital calculado anteriormente: 24,92 cc.

Sustituyendo estos valores en la expresión anterior, se tiene que:

$$e_t^{II} = 352,006 \cdot (\cot g (119,4825 - 0,0025) - \cot g (119,4825)) = 0,020 \text{ m} = 2 \text{ cms.}$$

- Error debido a la altura del instrumento (e_i):

$$e_i = 1 \text{ cm.}$$

- Error debido a la lectura de la distancia (e_m):

En este caso el valor correspondiente es el siguiente:

$$e_m = 3 \text{ cms.}$$

El error altimétrico de la radiación en un solo tramo, se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$e = \sqrt{e_t^{I2} + e_t^{II2} + e_i^2 + e_m^2}$$

Sustituyendo los valores en la fórmula se tiene que:

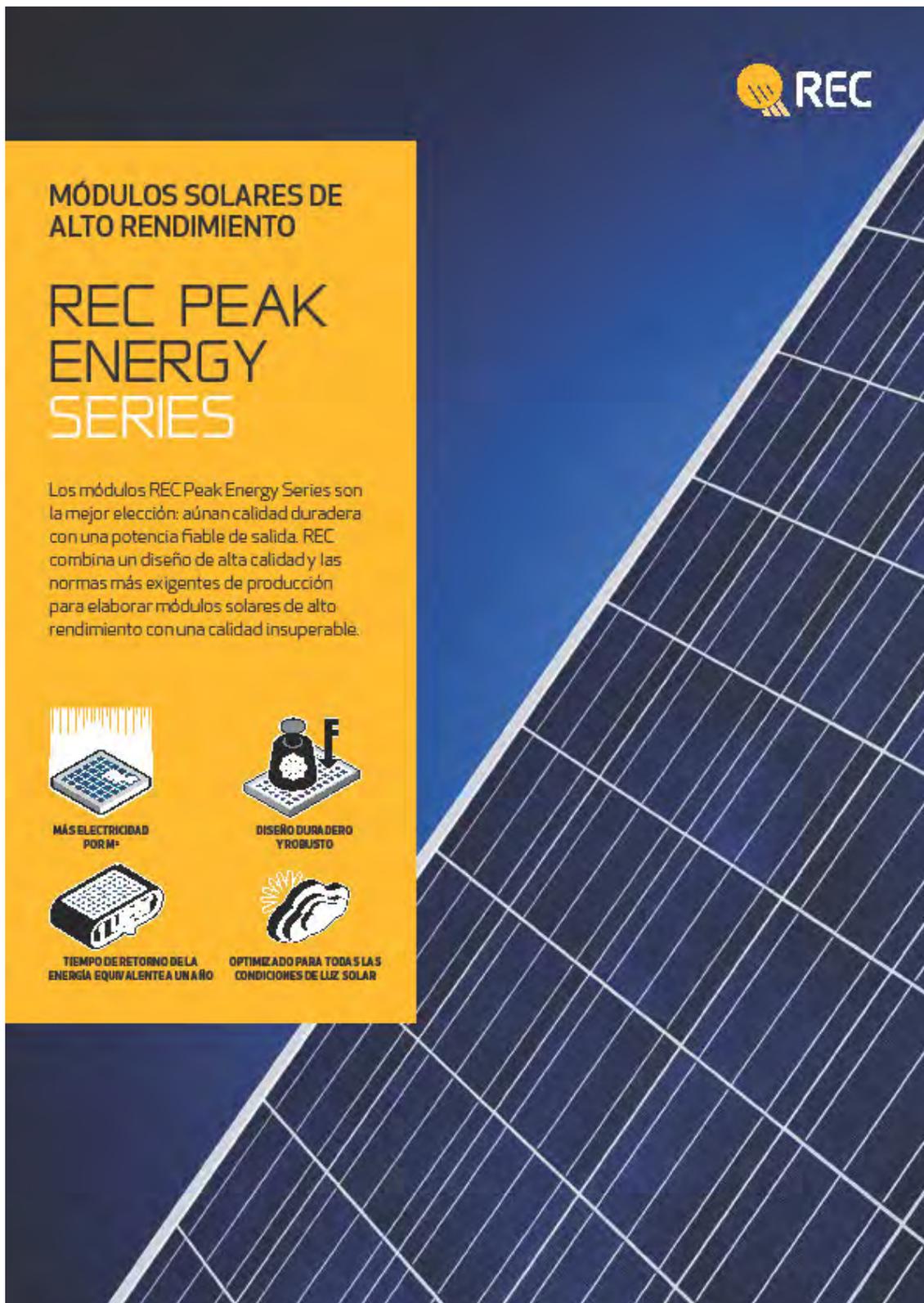
$$e = \sqrt{0,44^2 + 2^2 + 1^2 + 3^2} = 3,77 \text{ cms.}$$

Este valor obtenido, representa el error altimétrico de la radiación, valor, que está dentro de la tolerancia permitida y que se determinó anteriormente.

4.5.- CONCLUSIÓN

Con los resultados obtenidos se ha podido demostrar que todos los errores obtenidos en este capítulo están dentro de las tolerancias permitidas y que también han sido calculadas en el correspondiente apartado.

ANEXO 9. CATALOGOS DE LOS EQUIPOS



REC

MÓDULOS SOLARES DE ALTO RENDIMIENTO

REC PEAK ENERGY SERIES

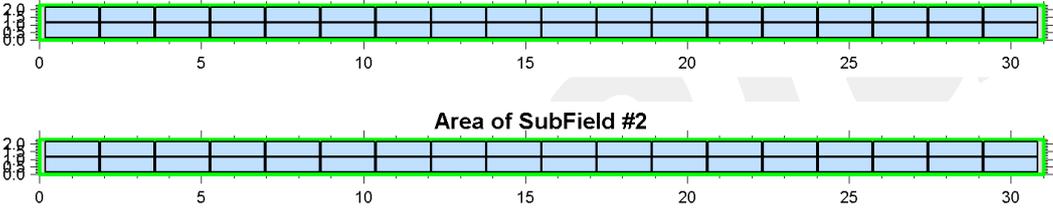
Los módulos REC Peak Energy Series son la mejor elección: aúnan calidad duradera con una potencia fiable de salida. REC combina un diseño de alta calidad y las normas más exigentes de producción para elaborar módulos solares de alto rendimiento con una calidad insuperable.

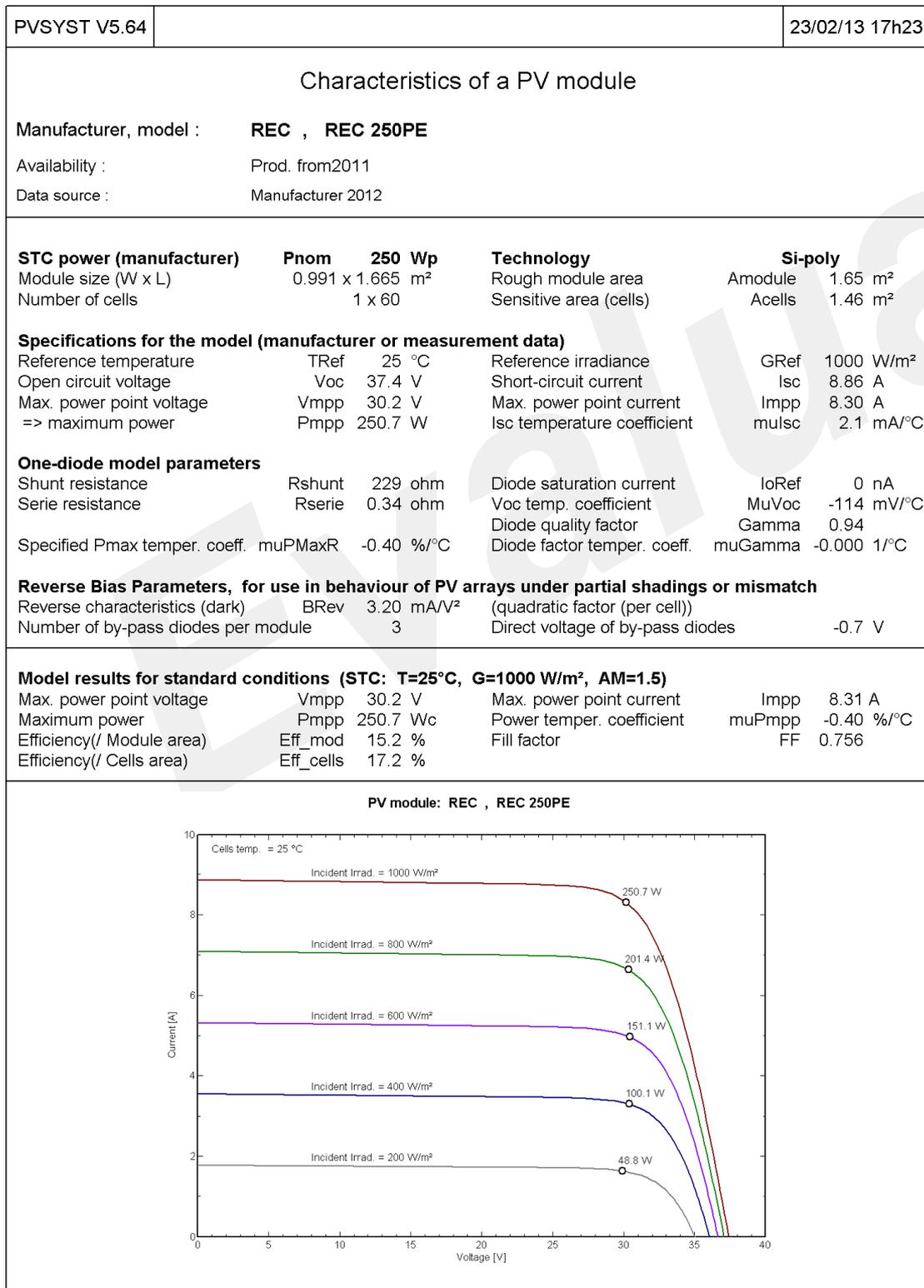
MÁS ELECTRICIDAD POR M²

DISEÑO DURADERO Y ROBUSTO

TIEMPO DE RETORNO DE LA ENERGÍA EQUIVALENTE A UN AÑO

OPTIMIZADO PARA TODAS LAS CONDICIONES DE LUZ SOLAR

PVSYST V5.64		23/02/13 17h25									
Characteristics of a grid inverter											
Project : Proyecto Autoconsumo 17KW Torrelavega Simulation variant : New simulation variantss											
PV Array Characteristics <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 30%;">PV module</td> <td style="width: 30%;">Si-poly Model REC 250PE</td> <td style="width: 40%;"></td> </tr> <tr> <td></td> <td>Manufacturer REC</td> <td>Size 0.991 x 1.665 m²</td> </tr> <tr> <td>Number of PV modules</td> <td>In series 18 modules</td> <td>In parallel 4 strings</td> </tr> </table>			PV module	Si-poly Model REC 250PE			Manufacturer REC	Size 0.991 x 1.665 m ²	Number of PV modules	In series 18 modules	In parallel 4 strings
PV module	Si-poly Model REC 250PE										
	Manufacturer REC	Size 0.991 x 1.665 m ²									
Number of PV modules	In series 18 modules	In parallel 4 strings									
Area of SubField #2											
											



SUNNY TRIPOWER 10000TL / 12000TL / 15000TL / 17000TL



SPT 10000TL / SPT 12000TL / SPT 15000TL / SPT 17000TL

Rentable

- Rendimiento máximo del 98,1 %
- Mejor rendimiento de adaptación con OptiTrac Global Peak
- Comunicación Bluetooth®

Seguro

- Fusible String electrónico y reconocimiento de fallos en Strings
- Descargador de sobretensión de CC del tipo II
- Monitorización de corriente de String

Flexible

- Tensión de entrada de CC hasta 1000 V
- Funciones integradas de gestión de red
- Diseño de instalaciones perfecto gracias a Optiflex

Sencillo

- Inyección trifásica
- Conexión del cableado sin necesidad de herramientas
- Sistema de conexión de CC SUNCLIX
- Área de conexión de fácil acceso

SUNNY TRIPOWER 10000TL / 12000TL / 15000TL / 17000TL

El trifásico que facilita la planificación del sistema

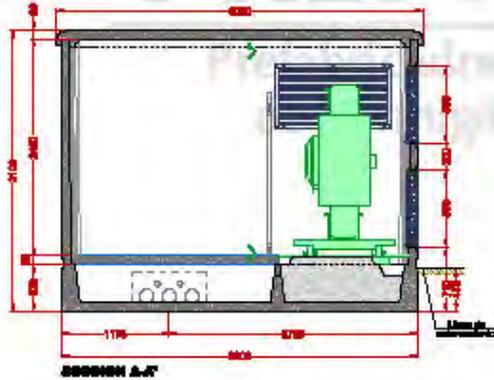
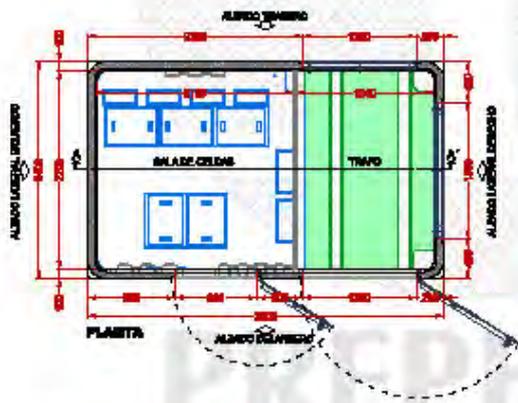
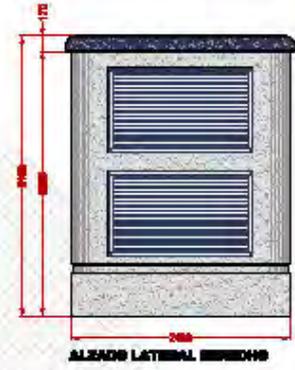
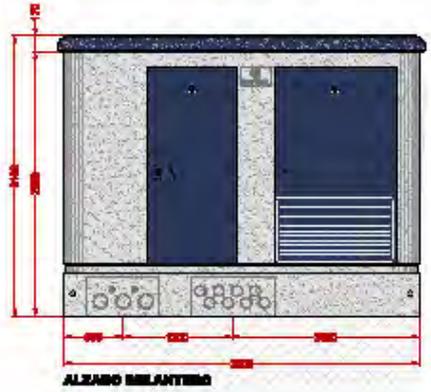
El inversor trifásico Sunny Tripower, dotado de la última tecnología, está indicado para prácticamente todas las configuraciones modulares gracias a la nueva tecnología Optiflex con dos entradas del punto de máxima potencia (MPP) en conexión con un amplio rango de tensión de entrada. Asimismo, su gran flexibilidad permite diseñar todo tipo de instalaciones hasta un rango de varios MW. El Sunny Tripower cumple todos los requisitos de preparación de tensión reactiva, gestión de inyección y apoyo de red y, por lo tanto, contribuye eficazmente a la gestión de red. El completo sistema de seguridad Optiprotect con reconocimiento de fallos de String autodidacta, el fusible String electrónico y el descargador de sobretensión de CC (tipo II) integrable permiten la máxima disponibilidad.

PVSYST V5.64		23/02/13 17h24																																	
Characteristics of a grid inverter																																			
Manufacturer, model :		SMA, Sunny Tripower17000 TL																																	
Availability :		Prod. from 2010																																	
Data source :		Manufacturer 2011																																	
Input characteristics (PV array side)																																			
Operating mode		MPPT																																	
Minimum MPP Voltage	Vmin	150 V	Nominal PV Power																																
Maximum MPP Voltage	Vmax	800 V	Maximum PV Power																																
Absolute max. PV Voltage	Vmax array	1000 V	Maximum PV Current																																
Min. Voltage for PNom	Vmin PNom	400 V	Power Threshold																																
			Pnom DC																																
			Pmax DC																																
			Imax DC																																
			Pthresh.																																
"String" inverter with input protections		Number of string inputs																																	
Multi MPPT capability		Number of MPPT inputs																																	
Behaviour at Vmin/Vmax		Limitation																																	
		Behaviour at Pnom																																	
		Limitation																																	
Output characteristics (AC grid side)																																			
Grid Voltage	Unom	400 V	Nominal AC Power																																
Grid frequency	Freq	50/60 Hz	Pnom AC																																
		Triphased	17 kWac																																
			Maximum AC Power																																
			Pmax AC																																
			Nominal AC current																																
			Inom AC																																
			Maximum AC current																																
			Imax AC																																
Efficiency defined for 3 voltages	400 V	600 V	800 V																																
Maximum efficiency	0.0 %	0.0 %	0.0 %																																
European average efficiency	0.0 %	0.0 %	0.0 %																																
Remarks and Technical features		Sizes: Width 665 mm Height 690 mm Depth 265 mm Weight 59.00 kg																																	
Array isolation monitoring, Internal DC switch, Output Voltage disconnect adjustment, ENS protection, Technology: TL transformerless, 16 kHz, IGBT Protection : -25 - +60°C, IP 65: outdoor installation Control: Graphic Unbalances MPPT inputs 5:1 (Imax = 33/11A) Use in Pvsyst: you can re-define as 6 MPPT inputs and group 5 in one subfield and one in the other																																			
Efficiency profile vs Input power																																			
<table border="1"> <caption>Approximate data from Efficiency profile vs Input power graph</caption> <thead> <tr> <th>P In (DC) [kW]</th> <th>Eff. for U = 800 V (%)</th> <th>Eff. for U = 600 V (%)</th> <th>Eff. for U = 400 V (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0.0</td> <td>80</td> <td>80</td> <td>80</td> </tr> <tr> <td>0.2</td> <td>80</td> <td>80</td> <td>80</td> </tr> <tr> <td>0.4</td> <td>85</td> <td>90</td> <td>88</td> </tr> <tr> <td>0.6</td> <td>90</td> <td>95</td> <td>92</td> </tr> <tr> <td>0.8</td> <td>92</td> <td>96</td> <td>94</td> </tr> <tr> <td>1.0</td> <td>93</td> <td>96</td> <td>94</td> </tr> <tr> <td>1.2</td> <td>93</td> <td>96</td> <td>94</td> </tr> </tbody> </table>				P In (DC) [kW]	Eff. for U = 800 V (%)	Eff. for U = 600 V (%)	Eff. for U = 400 V (%)	0.0	80	80	80	0.2	80	80	80	0.4	85	90	88	0.6	90	95	92	0.8	92	96	94	1.0	93	96	94	1.2	93	96	94
P In (DC) [kW]	Eff. for U = 800 V (%)	Eff. for U = 600 V (%)	Eff. for U = 400 V (%)																																
0.0	80	80	80																																
0.2	80	80	80																																
0.4	85	90	88																																
0.6	90	95	92																																
0.8	92	96	94																																
1.0	93	96	94																																
1.2	93	96	94																																



- EDIFICIO PREFABRICADO PARA CENTRO DE TRANSFORMACIÓN TIPO "EP - 1T 3700x2200x2400 VA 1PP" -

Más documentos de propiedad de "Prefabricados y Postes de Hormigón S.A." - Dirección: C/da. Nacional 683 Bar. B-10119 Villanueva de Cañete Obispo, Tfn: 959 774644 Fax: 959 774644 Web: www.prephor.com Email: prephor@prephor.com



Esc: 1:50
Cotas en mm.



Estructura de soporte de placas tipo H Atersa

175.00 €

(Precio con IVA incluido)

Estructura de soporte de placas tipo H





En caso de adquirir este producto especificar cual de los siguientes modelos quiere adquirir:

- Acero Galvanizado para 1 panel A-10
- Acero Galvanizado para 1 panel A-20
- Acero Galvanizado para 1 panel A-40
- Acero Galvanizado para 2 paneles A-40
- Acero Galvanizado para 1 panel A-66
- Acero Galvanizado para 2 paneles A-66
- Acero Galvanizado para 1 panel A-85
- Acero Galvanizado para 2 paneles A-85
- Acero Galvanizado para 1 panel A-130
- Acero Galvanizado para 1 panel A-170-180

Uno de los elementos mas importantes en una instalación fotovoltaica, para asegurar un optimo aprovechamiento de la radiación solar es la estructura soporte, encargada de sustentar los módulos solares, proporcionándole la inclinación mas adecuada para que los módulos reciban la mayor cantidad de radiación a lo largo del año.

Las estructuras de ATERSA están diseñadas para soportar las inclemencias meteorológicas. Los materiales empleados son el acero galvanizado en caliente (normas UNE 37-501 y UNE 37-508), que cumple con los espesores mínimos exigibles según la norma UNE EN ISO 1461. La tornillería utilizada es galvanizada o

de acero inoxidable y cumple la Norma MV-106.

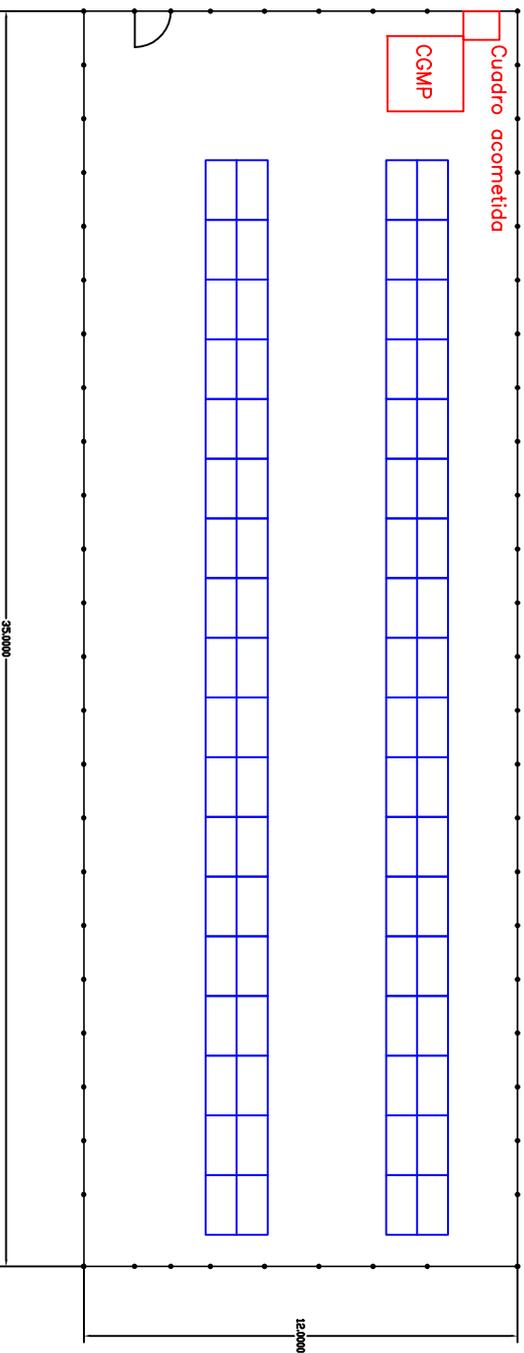
Los recubrimientos galvanizados cuentan con la característica casi única de estar unidos metalúrgicamente al acero base, por lo que poseen una excelente adherencia, con un recubrimiento de aproximadamente 80 micras.

DOCUMENTO Nº 2. PLANOS

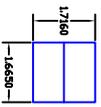
- 1. Foto aérea Campus Universitario de Torrelavega.**
- 2. Foto aérea de la parcela deportiva con campo fotovoltaico.**
- 3. Plano de Distribución del campo fotovoltaico.**
- 4. Esquema multifilar CA: cableado de las series, protecciones e inversor.**
- 5. Esquema unifilar en CC.**
- 6. Esquema unifilar. Conexiones entre strings.**
- 7. Estructura y cimentación de los paneles**
- 8. Plano Topográfico del Campus**





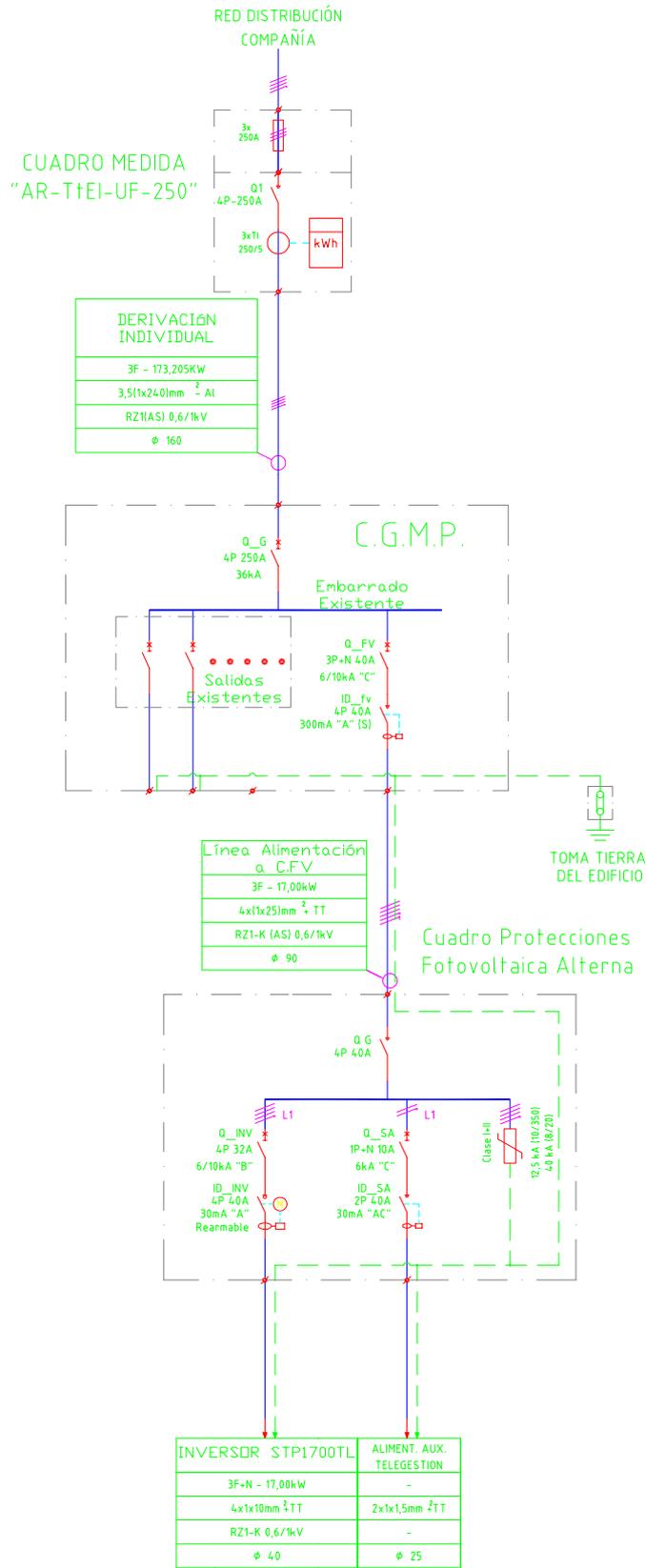


MALLADO DE SIMPLE
TORSIÓN CON POSTES
DE TUBO DE ACERO



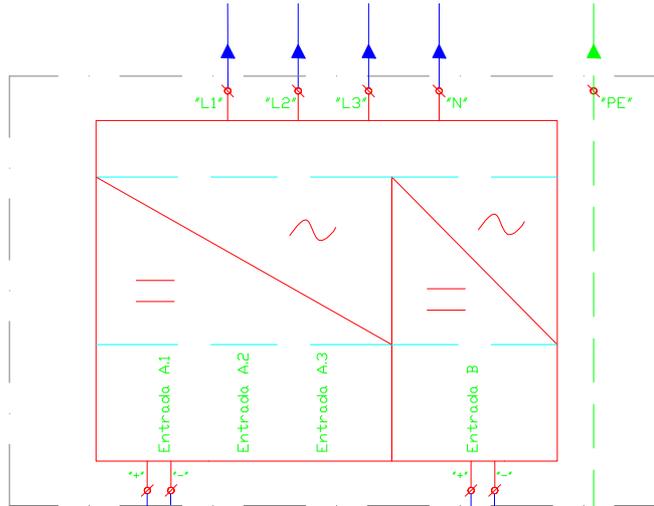
MÓDULO FOTOVOLTAICO
REC. 250 PE
(proyección horizontal)

		UNIVERSIDAD DE CANTABRIA.		
Fecha:	25-2-2013	Nombre:	DESDO NIZEL BOLAQUE	Identificación:
Autorevisión:		Proyecto:		PLANO DE DISTRIBUCIÓN
Escala:	1:1.000	Título:	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 17 MW SOBRE TERRENO PÁRA AUTOCONSUMO DE INSTALACIONES DE PROMIEM	N.º DE PLANOS: 3
				Hoja 12

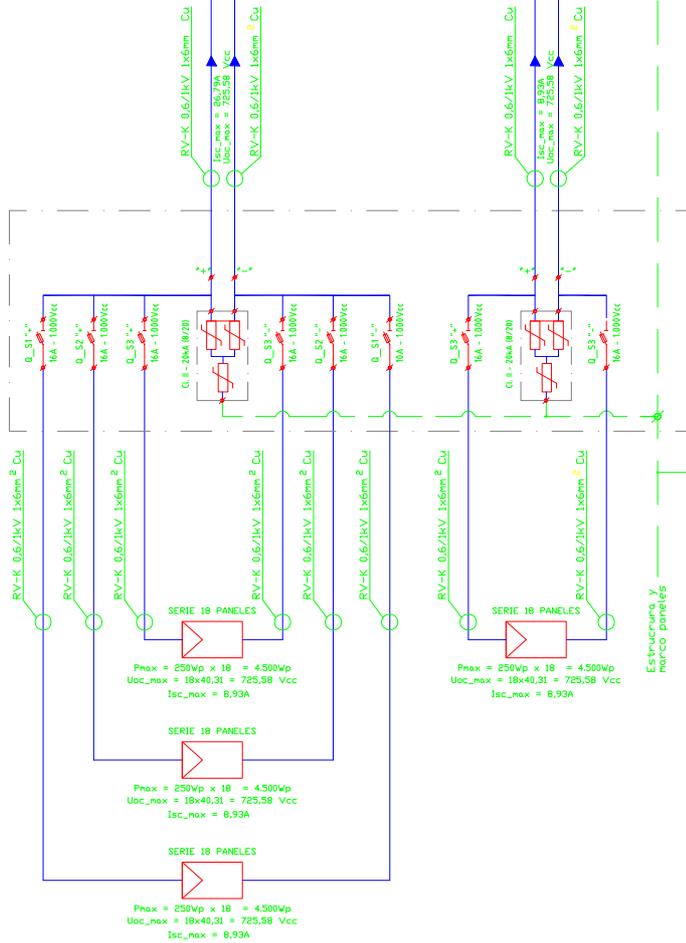


		UNIVERSIDAD DE CANTABRIA.		
		Fecha	Nombre	Firma
Elaboró	23-2-2013	DIEGO ROIZ BOUZAS		PLANO DE UNIFILAR LINEA INVERSOR-P.CONEXIÓN
Aprobó				
Comprobó				
Escalado	TÍTULO: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 17 KW SOBRE TERRENO PARA AUTOCONSUMO DE INSTALACIONES DEPORTIVAS			Nº DE PLANOS: 4
1:1.000				Análisis:

INVERSOR
STP 17.000TL
Pn (ac) = 17,0kW



Cuadro Protecciones
Corriente Continua

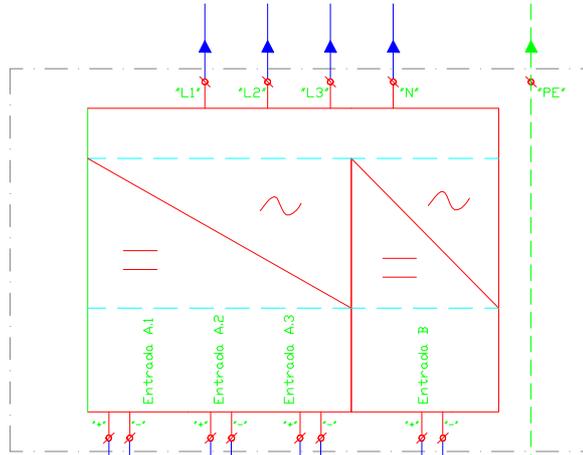


TOMA TIERRA
INSTALACION
FOTOVOLTAICA

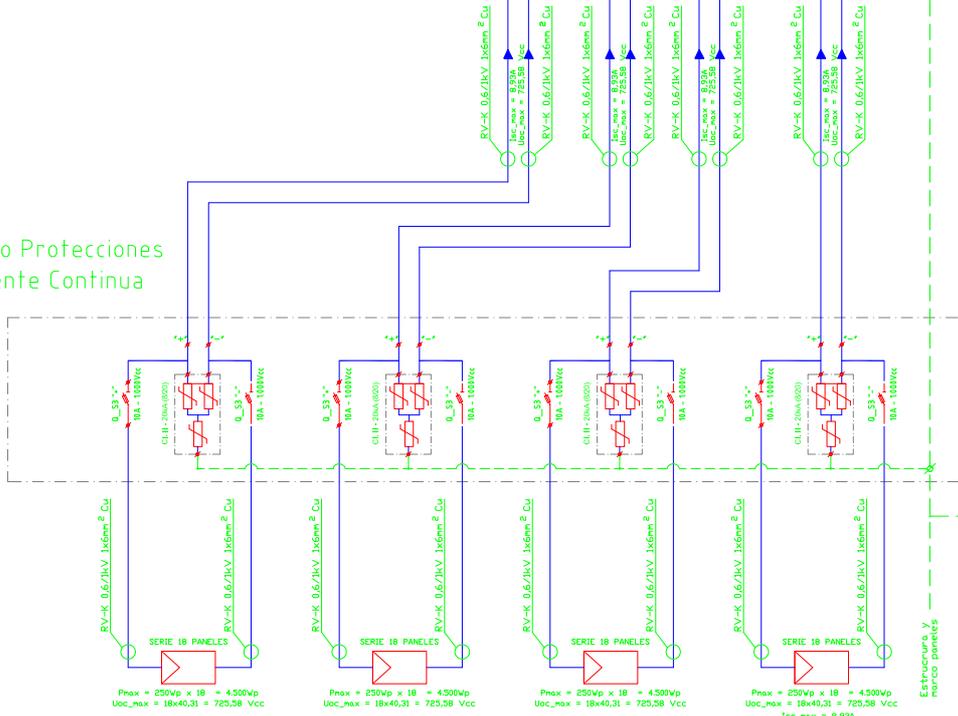
		UNIVERSIDAD DE CANTABRIA.		
		Fecha	Nombre	Firma
Elaboró:	23-2-2013	DIEGO ROIZ BOUZAS		PLANO DE UNIFILAR CAMPO FOTOVOLTAICO
Aprobó:				
Comprobó:				
Escalas:	T.M.c. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 17 KW SOBRE TERRENO PARA AUTOCONSUMO DE INSTALACIONES DEPORTIVAS			Nº DE PLANOS: 5
1:1.000				Análisis:

A.C.G.B.T.

INVERSOR
STP 17.000TL
Pn (ac) = 17,0kW

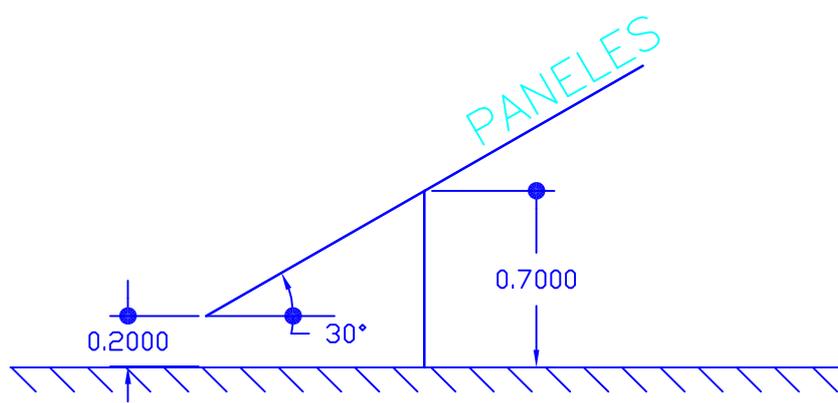
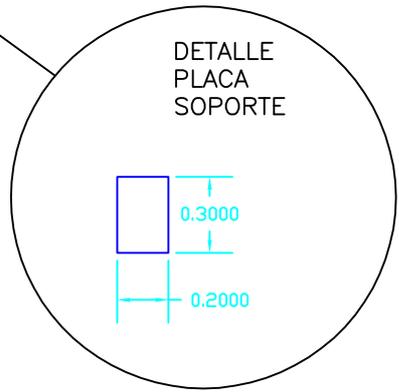
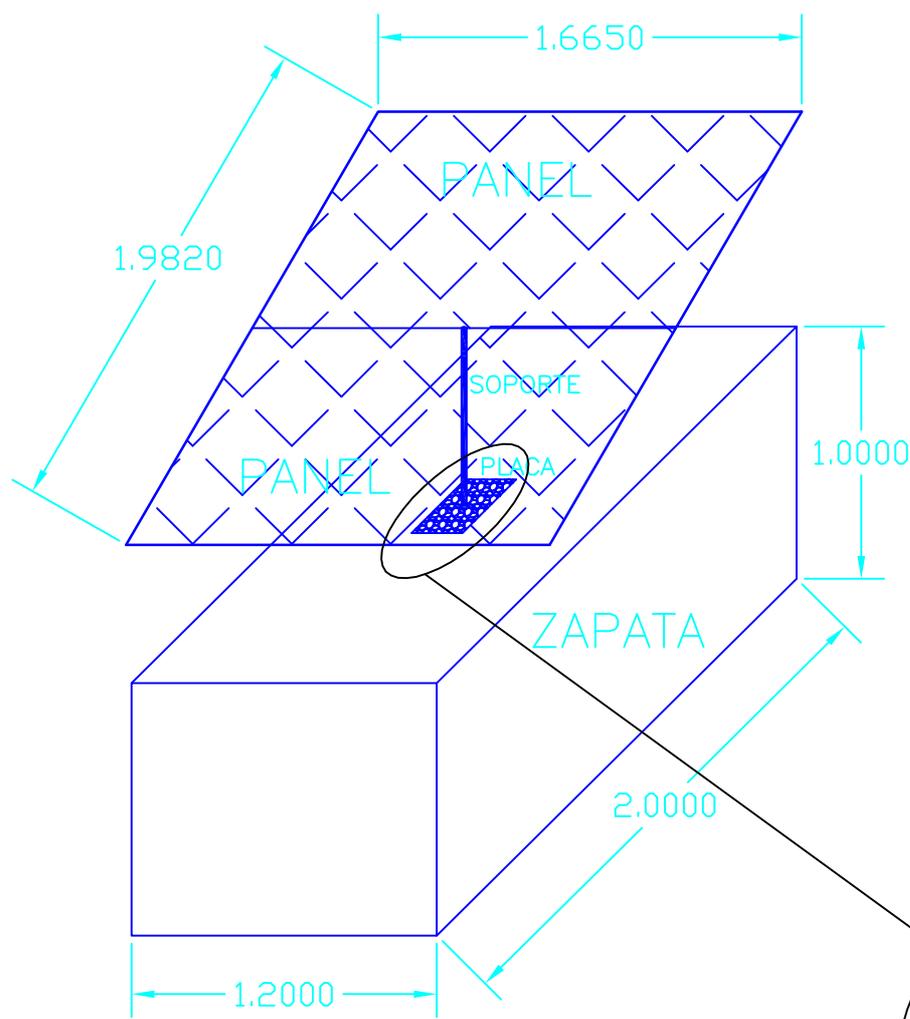


Cuadro Protecciones Corriente Continua



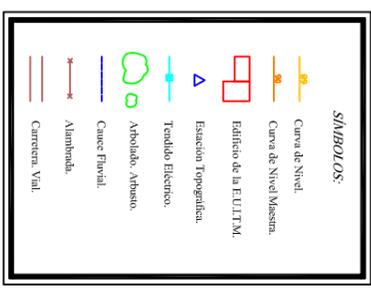
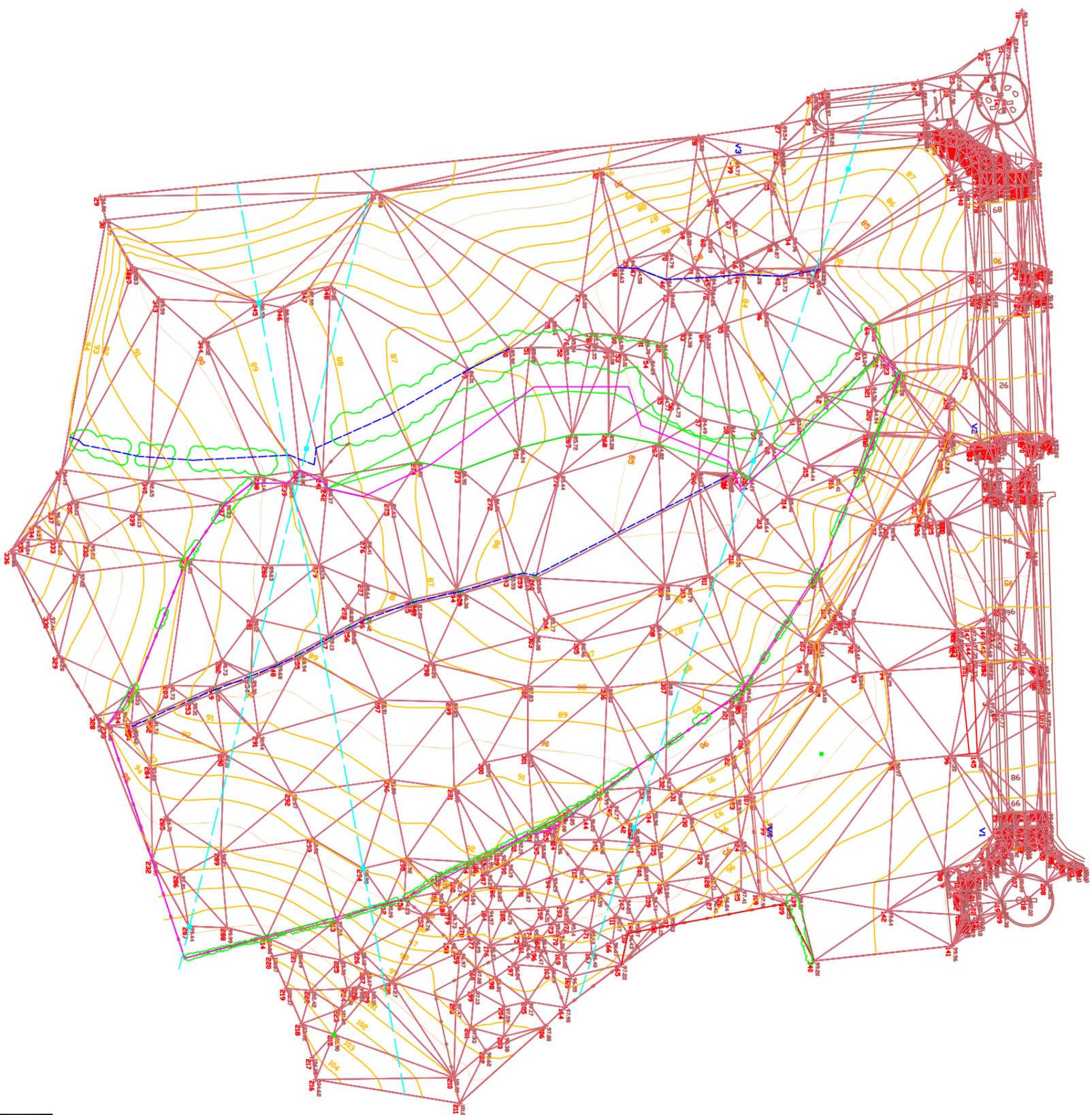
$P_{max} = 250Vp \times 18 = 4500Wp$
 $U_{oc_max} = 18 \times 40,31 = 725,58 V_{cc}$
 $I_{sc_max} = 6,98A$

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA				
Fecha	Revisión	Folio	Descripción	
23-2-2013	DIAGO ROZ BOLAÑOS		PLANO DE UNIFILAR CAMPO FOTVOLTAICO 8	
TÍTULO: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 17 kW SOBRE TERRENO PARA ALBERGUE DE INSTALACIONES DEPORTIVAS Nº DE FOLIOS: 6 1:1.000				



NOTA: TODAS LAS COTAS EN METROS

		UNIVERSIDAD DE CANTABRIA.		
		Fecha	Nombre	Firma
Objeto	23-2-2013	DIEGO ROIZ BOUZAS		PLANO DE ESTRUCTURA Y CIMENTACIÓN
Aprobado				
Comprobado				
Escalas:	Título: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 17 KW SOBRE TERRENO PARA AUTOCONSUMO DE INSTALACIONES DEPORTIVAS			Nº DE PLANO: 7
				Área:



		UNIVERSIDAD DE CANTABRIA		
Fecha	Nombre	Finca	Denominación	
23-2-2013	DIEGO ROZ BOUZAS		PLANO DE SITUACION	
Diseñado				
Aprobado				
Comprobado				

Escalas:	Título:	Nº DE PLANO:
1:1.000	INSTALACION FOTOVOLTAICA DE 17 KW SOBRE TERRENO PARA AUTOCONSUMO DE INSTALACIONES DEPORTIVAS	1



DOCUMENTO Nº 3

Pliego de Condiciones

CAPÍTULO 1	CONDICIONES GENERALES
CAPÍTULO 2	CONDICIONES TÉCNICAS
CAPÍTULO 3	CONDICIONES FACULTATIVAS
CAPÍTULO 4	CONDICIONES ECONÓMICAS
CAPÍTULO 5	MANTENIMIENTO

1.- CONDICIONES GENERALES

1.1. Objeto

Este Pliego de Condiciones determina los requisitos a que se debe ajustar la ejecución de la instalación fotovoltaica cuyas características técnicas estarán especificadas en el correspondiente Proyecto.

1.2. Campo de aplicación

Este Pliego de Condiciones se refiere al montaje y puesta en marcha de un sistema fotovoltaico.

Los Pliegos de Condiciones particulares podrán modificar las presentes prescripciones.

1.3. Disposiciones generales

El Contratista está obligado al cumplimiento de la Reglamentación del Trabajo correspondiente, la contratación del Seguro Obligatorio, Subsidio Familiar y de Vejez, Seguro de Enfermedad y todas aquellas reglamentaciones de carácter social vigentes o que en lo sucesivo se dicten.

1.3.1. Condiciones facultativas legales

Las obras del Proyecto, además de lo prescrito en el presente Pliego de Condiciones se registrarán por lo especificado en:

- Reglamentación sobre contratación:
 - TRLCAP: Real Decreto Legislativo 2/2000, de 16 de junio, por el que se aprueba el Reglamento General de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas y concordantes.
 - Reglamento Real Decreto 1098/2001, de 12 de octubre, por el que se aprueba

el Reglamento General de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas y concordantes.

- Artículo 1588 y siguientes del Código Civil, en los casos que sea procedente su aplicación al contrato de que se trate.
- Decreto de 12 de marzo de 1954 por el que se aprueba el Reglamento de Verificaciones eléctricas y Regularidad en el suministro de energía.
- Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, así como las Ordenes de 6 de julio de 1984, de 18 de octubre de 1984 y de 27 de noviembre de 1987, por las que se aprueban y actualizan las Instrucciones Técnicas Complementarias sobre dicho Reglamento.
- Orden de 10 de marzo de 2000, modificando ITC MIE RAT en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.
- Modificaciones de las Instrucciones Técnicas Complementarias publicadas por Orden Ministerial en el BOE nº 72, de 24 de marzo de 2000, y la corrección de erratas publicadas en el BOE nº 250, del 18 de octubre de 2000.
- Real Decreto 3151/1968 de 28 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento Técnico de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión.
- Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, por el que se regulan las Actividades de Transporte, Distribución, Comercialización, Suministro y Procedimientos de Autorización de Instalaciones de Energía Eléctrica.
- Normas particulares y de normalización de la Compañía Suministradora de Energía Eléctrica.

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales y concordantes.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados y Ordenanzas Municipales.

1.3.2. Seguridad en el trabajo

El contratista está obligado a cumplir las condiciones que se indican en el punto 3.1 de este Pliego de Condiciones y cuantas en esta materia fueran de pertinente aplicación.

Asimismo, deberá proveer cuanto fuese preciso para el mantenimiento de las máquinas, herramientas, materiales y útiles de trabajo, en debidas condiciones de seguridad.

Mientras los operarios trabajen en circuitos o equipos en tensión o en su proximidad, usarán ropa sin accesorios metálicos y evitarán el uso innecesario de objetos de metal. Los metros, reglas, mangos de aceiteras, útiles limpiadores, etc... que se usen no deben ser de material conductor. Se llevarán las herramientas o equipos en bolsas y se utilizará calzado aislante o al menos sin

herrajes ni clavos en suelas.

El personal de la Contrata viene obligado a usar todos los dispositivos y medios de protección personal, herramientas y prendas de seguridad exigidos para eliminar o reducir los riesgos profesionales, tales como casco, gafas, banqueta aislante, etc..., pudiendo el Director de Obra suspender los trabajos si estima que el personal de la Contrata está expuesto a peligros que son corregibles.

El Director de Obra podrá exigir del Contratista, ordenándolo por escrito, el cese en la obra de cualquier empleado u obrero que, por imprudencia temeraria, fuera capaz de producir accidentes que hicieran peligrar la integridad física del propio trabajador o de sus compañeros.

El Director de Obra podrá exigir del Contratista, en cualquier momento, antes o después de la iniciación de los trabajos, que presente los documentos acreditativos de haber formalizado los regímenes de Seguridad Social de todo tipo (afiliación, accidente, enfermedad, etc...), en la forma legalmente establecida.

1.3.3. Seguridad pública

El Contratista deberá tomar las precauciones máximas en todas las operaciones y usos de equipos para proteger a personas y bienes materiales de los peligros procedentes del trabajo, siendo de su cuenta las responsabilidades que por tales accidentes se ocasionen.

El Contratista contratará una póliza de Seguros que proteja suficientemente a él y a sus operarios frente a las responsabilidades por daños, responsabilidad civil, etc..., en que pudieran incurrir como consecuencia de la ejecución de los trabajos.

1.4. Organización del trabajo

El Contratista ordenará los trabajos en la forma más eficaz para la perfecta

ejecución de los mismos y la instalación se realizará siempre siguiendo las condiciones siguientes:

1.4.1. Datos de la obra

Se entregará al Contratista una copia de los planos y pliegos de condiciones del Proyecto, así como cuantos planos y datos necesite para la completa ejecución de la instalación.

El Contratista podrá tomar nota o sacar copia a su costa de la Memoria, Presupuesto y Anexos del Proyecto, así como segundas copias de todos los documentos.

El Contratista se hace responsable de la buena conservación de los originales de donde obtenga las copias, los cuales serán devueltos después de su uso al Director de Obra.

Por otra parte, en un plazo máximo de dos meses, después de la terminación de los trabajos, el Contratista deberá actualizar los diversos planos y documentos existentes, de acuerdo con las características de la instalación terminada, entregando al Director de Obra dos expedientes completos relativos a los trabajos realmente ejecutados.

No se harán por el Contratista alteraciones, correcciones, adiciones o variaciones substanciales en los datos fijados en el Proyecto, salvo aprobación previa por escrito del Director de Obra.

1.4.2. Replanteo de la obra

El Director de la Obra, una vez que el Contratista esté en posesión del Proyecto y antes de iniciar las obras, deberá hacer el replanteo de las mismas, con especial atención en los puntos singulares, entregando al Contratista las referencias y datos necesarios para fijar completamente la ubicación de los mismos.

Se levantará por duplicado Acta en la que constarán claramente los datos entregados, firmada por el Director de Obra y por el representante del Contratista.

1.4.3 Mejoras y variaciones del Proyecto

No se considerarán como mejoras ni variaciones del Proyecto más que aquellas que hayan sido ordenadas expresamente por escrito por el Director de Obra y convenido su precio antes de proceder a su ejecución.

Las obras accesorias, no incluidas en los precios de adjudicación, podrán ejecutarse con personal independiente del Contratista.

1.4.4. Recepción del material

El Director de Obra de acuerdo con el Contratista dará a su debido tiempo su aprobación sobre el material suministrado y confirmará documentalmente que permite su instalación.

La vigilancia y conservación del material suministrado será por cuenta del Contratista.

1.4.5. Organización

El Contratista actuará de patrono legal aceptando todas las responsabilidades correspondientes y quedando obligado al pago de los salarios y cargas que legalmente están establecidas y, en general, a todo cuanto se legisle, decrete u ordene sobre el particular, antes o durante la ejecución de la obra.

Dentro de lo estipulado en el Pliego de Condiciones, la organización de la obra, así como la procedencia de los materiales que se empleen, estará a cargo del Contratista, a quien corresponderá la responsabilidad de la seguridad contra accidentes.

El Contratista deberá informar al Director de Obra de todos los planes de organización técnica de la obra, así como de la procedencia de los materiales, y cumplimentar cuantas órdenes le dé éste en cuanto a datos extremos.

En las obras por administración, el Contratista deberá dar cuenta diaria al Director de Obra de la admisión de personal, compra de materiales, adquisición o alquiler de elementos auxiliares y cuantos gastos haya de efectuar. Para los contratos de trabajo, compra de material o alquiler de elementos auxiliares, cuyos salarios, precios o cuotas sobre pasen en más de un 5% los normales en el mercado, solicitará la aprobación previa del Director de Obra, quien deberá responder dentro de los ocho días siguientes a la petición, salvo casos de reconocida urgencia, en los que se dará cuenta posteriormente.

1.4.6. Ejecución de las obras

Las obras se ejecutarán conforme al Proyecto y las condiciones contenidas en el mismo, y de acuerdo con las especificaciones señaladas en el Pliego de Condiciones Técnicas Particulares si lo hubiere.

El Contratista, salvo aprobación por escrito del Director de Obra, no podrá hacer ninguna modificación de cualquier naturaleza tanto en la ejecución de la obra en relación al Proyecto, como en las Condiciones Técnicas especificadas, sin perjuicio de lo que en cada momento pueda ordenarse por el Director de Obra a tenor de lo dispuesto en el último párrafo del apartado 1.4.1.

El Contratista no podrá utilizar en los trabajos personal que no sea de su exclusiva cuenta y cargo, salvo lo indicado en el apartado 1.4.3.

Igualmente será de su exclusiva cuenta y cargo aquel personal ajeno al propiamente manual y que sea necesario para el control administrativo del mismo.

El Contratista deberá tener al frente de los trabajos un operario encargado,

suficientemente especializado a juicio del Director de Obra.

1.4.7. Subcontratación de obras

Salvo que el contrato disponga lo contrario o que de su naturaleza y condiciones se deduzca que la Obra ha de ser ejecutada directamente por el adjudicatario, podrá éste concertar con terceros la realización de determinadas unidades de obra.

La celebración de los subcontratos estará sometida al cumplimiento de los siguientes requisitos:

- Que se dé conocimiento por escrito al Director de Obra del subcontrato a celebrar, con indicación de las partes de obra a realizar y sus condiciones económicas, a fin de que aquél lo autorice previamente.
- Que las unidades de obra que el adjudicatario contrate con terceros no exceda del 50% del presupuesto total de la obra principal.

En cualquier caso el Contratista no quedará vinculado en absoluto ni reconocerá ninguna obligación contractual entre él y el subcontratista, y cualquier subcontratación de obras no eximirá al Contratista de ninguna de sus obligaciones respecto al Promotor.

1.4.8. Plazo de ejecución

Los plazos de ejecución total y parciales, indicados en el contrato, se empezarán a contar a partir de la fecha de comprobación del replanteo. En cualquier caso no podrán superar los TRES meses.

El Contratista estará obligado a cumplir con los plazos que se señalen en el contrato para la ejecución de las obras y que serán improrrogables.

No obstante lo anteriormente indicado, los plazos podrán ser objeto de modificaciones cuando así resulte por cambios determinados por el Director de Obra debidos a exigencias de la realización de las obras y siempre que tales cambios influyan realmente en los plazos señalados en el contrato.

Si por cualquier causa, ajena por completo al Contratista, no fuera posible empezar los trabajos en la fecha prevista o tuvieran que ser suspendidos una vez empezados se concederá por el Director de Obra la prórroga estrictamente necesaria.

1.4.9. Garantía

Se considerarán incursas en temeridad aquellas ofertas en que se den las circunstancias siguientes:

- Si concurre una sola empresa cuando su oferta económica sea inferior al presupuesto base de licitación en más del 20%.
- Si concurren dos empresas, la oferta que sea inferior en más del 15% a la oferta de la otra empresa.
- Si concurren tres licitadores, aquellas ofertas inferiores en más del 5% a la oferta media calculada entre las ofertas admitidas. Se excluirá del cómputo para hallar la oferta media definitiva la oferta más elevada si supera la oferta media calculada en primer término, en más del 10%.
- Si concurren cuatro o más licitadores, las que sean inferiores en más del 4% a la oferta media de las ofertas admitidas. No obstante se excluirán en el conjunto definitivo, las ofertas superiores a dicha media en más del 10%. Si el número de las restantes ofertas es inferior a tres, la media definitiva se calculará sobre las tres ofertas de menor cuantía.
- Si obtuviera la mayor puntuación una empresa incursa en temeridad conforme a los criterios señalados anteriormente, será declarada temeraria o desproporcionada y podrá ser rechazada. Si la siguiente o siguientes ofertas por orden de puntuación se encontraran también en el supuesto de temeridad se procederá del mismo modo.

- Si el licitador incurriera en baja temeraria, se le podrá solicitar justificación sobre ello, valorando posteriormente el Órgano de Contratación los argumentos ofrecidos, pudiendo, conforme a tal valoración, aceptar la oferta o rechazarla.
- En el supuesto de adjudicación a un empresario cuya proposición hubiera estado incurso inicialmente en presunción de temeridad, a la que se refieren los artículos 36.4 y 86.3 del TRLCAP, el Órgano de contratación exigirá al Contratista la constitución de una garantía definitiva por el 20% del importe de adjudicación.

1.4.10. Período de garantía

El período de garantía será el señalado en el contrato y empezará a contar desde la fecha de la firma del Acta de Recepción.

Hasta que no haya finalizado el plazo de garantía, el Contratista es responsable de la conservación de la Obra, siendo de su cuenta y cargo las reparaciones por defectos de ejecución o mala calidad de las mismas e incluso de los materiales.

Durante este periodo, el Contratista garantizará al Promotor contra toda reclamación de terceros, fundada en causa y por motivos de la ejecución de la obra.

1.4.11. Recepción

Una vez terminadas las obras, y dentro de los quince días siguientes a la petición del Contratista, se hará la recepción de las mismas por el Promotor, requiriendo para ello la presencia del Director de Obra y del representante del Contratista, y levantándose la correspondiente Acta, en la que se hará constar la conformidad con los trabajos realizados, si éste es el caso. Dicha Acta será firmada por el Director de Obra y el representante del Contratista, dándose la obra por recibida si se ha ejecutado correctamente de acuerdo con las especificaciones dadas en el Pliego de Condiciones Técnicas y en el Proyecto correspondiente,

comenzándose entonces a contar el plazo de garantía.

En el caso de no hallarse la obra en estado de ser recibida, se hará constar así en el Acta y se darán al Contratista las instrucciones precisas y detalladas para remediar los defectos observados, fijándose un plazo de ejecución para ello. Expirado dicho plazo, se hará un nuevo reconocimiento. Las obras de reparación serán por cuenta y cargo del Contratista. Si el Contratista no cumpliera estas prescripciones podrá declararse rescindido el contrato con pérdida de la fianza.

1.4.12. Pago de obras

El pago de obras realizadas por los Contratistas se hará sobre Certificaciones Parciales que se practicarán mensualmente.

Dichas Certificaciones contendrán solamente las unidades de obra totalmente terminadas que se hubieran ejecutado en el plazo a que se refieran. La relación valorada que figure en las Certificaciones, se hará con arreglo a los precios establecidos, reducidos en un 10% y con la cubicación, planos y referencias necesarias para su comprobación.

Serán de cuenta del Contratista las operaciones necesarias para medir unidades ocultas o enterradas, si no se ha advertido al Director de Obra oportunamente para su medición.

La comprobación, aceptación o reparos deberán quedar terminados por ambas partes en un plazo máximo de quince días.

El Director de Obra expedirá las Certificaciones de las obras ejecutadas que tendrán carácter de documentos provisionales a buena cuenta, rectificables por la liquidación definitiva o por cualquiera de las Certificaciones siguientes, no suponiendo por otra parte aprobación ni recepción de las obras ejecutadas y comprendidas en dichas Certificaciones.

1.4.13 Abono de materiales acopiados

Cuando a juicio del Director de Obra no haya peligro de que desaparezcan o se deterioren los materiales acopiados y reconocidos como útiles, se abonarán con cargo a los precios descompuestos que figuran en los cuadros de precios correspondientes del Proyecto, o, en su caso, de la adjudicación.

Dicho material será indicado por el Director de Obra que lo reflejará en el Acta de Recepción de Obra, señalando el plazo de entrega en los lugares previamente indicados. El Contratista será responsable de los daños que se produzcan en la carga, transporte y descarga de este material.

La restitución de las bobinas vacías se hará en el plazo de un mes, una vez que se haya instalado el cable que contenían. En caso de retraso en su restitución, deterioro o pérdida, el Contratista se hará también cargo de los gastos suplementarios que puedan resultar.

2. CONDICIONES TÉCNICAS

2.1. Objeto

2.1.1. Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red que se realicen en el ámbito de actuación del IDAE (proyectos, líneas de apoyo, etc.). Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.

2.1.2 Valorar la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.

2.1.3. El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

21.4. En determinados supuestos, para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza de los mismos o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

2.2. Generalidades

2.2.1. Este Pliego es de aplicación a las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red.

2.2.2 Podrá, asimismo, servir como guía técnica para otras aplicaciones especiales, las cuales deberán cumplir los requisitos de seguridad, calidad y durabilidad

establecidos. En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las características de estas aplicaciones.

2.2.3 En todo caso serán de aplicación todas las normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas, y en particular las siguientes:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
 - Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología

2.3. Definiciones

2.3.1 Radiación solar

- *Radiación solar*

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

- *Irradiancia*

Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m^2 .

- *Irradiación*

Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m^2 , o bien en MJ/m^2 .

2.3.2. Instalación

- *Instalaciones fotovoltaicas*

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

- *Instalaciones fotovoltaicas interconectadas*

Aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema, ya sea directamente o a través de la red de un consumidor.

- *Línea y punto de conexión y medida*

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

- *Interruptor automático de la interconexión*

Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de

interconexión. 3.2.5 *Interruptor general*

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

- *Generador fotovoltaico*

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas

- *Rama fotovoltaica*

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

- *Inversor*

Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna. También se denomina ondulator.

- *Potencia nominal del generador*

Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

- *Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal*

Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

2.4. Módulos

2.4.1. *Célula solar o fotovoltaica*

Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica. 3.3.2 *Célula de tecnología equivalente (CTE)*

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

2.4.2. *Módulo o panel fotovoltaico*

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

2.4.3. *Condiciones Estándar de Medida (CEM)*

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

- Irradiancia solar: 1000 W/m^2
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Temperatura de célula: $25 \text{ }^\circ\text{C}$

2.4.4. *Potencia pico*

Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

2.4.5. *TONC*

Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m^2 con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de $20 \text{ }^\circ\text{C}$ y la velocidad del viento, de 1 m/s .

2.5. Integración arquitectónica

Según los casos, se aplicarán las denominaciones siguientes:

2.5.1. Integración en la superficie de módulo fotovoltaicos

Cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y paisajística (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, pueden sustituir a elementos constructivos convencionales.

2.5.2. Revestimiento

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

2.5.3. Cerramiento

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

2.5.4. Elementos de sombreado

Cuando los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada.

2.5.5. La colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad definida en 3.4.1, se denominará *superposición* y no se considerará integración arquitectónica. No se aceptarán, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.

2.5.6. En el caso de pretender realizar una instalación integrada desde el punto de vista arquitectónico según lo estipulado en el punto 3.4, la Memoria de Diseño o Proyecto especificarán las condiciones de la construcción y de la instalación, y la descripción y justificación de las soluciones elegidas.

2.5.7. Las condiciones de la construcción se refieren al estudio de características urbanísticas, implicaciones en el diseño, actuaciones sobre la construcción, necesidad de realizar obras de reforma o ampliación, verificaciones estructurales, etc. que, desde el punto de vista del profesional competente en la edificación, requerirían su intervención.

2.5.8. Las condiciones de la instalación se refieren al impacto visual, la modificación de las condiciones de funcionamiento del edificio, la necesidad de habilitar nuevos espacios o ampliar el volumen construido, efectos sobre la estructura, etc.

2.6. Diseño

2.6.1. Diseño del generador fotovoltaico

2.6.1.1. El módulo fotovoltaico seleccionado cumplirá las especificaciones del apartado 2.7.2.2.

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

2.6.1.3 En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

2.6.1.4. Orientación e inclinación y sombras

2.6.1.5. La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla I. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica, según se define en el apartado 3.4. En

todos los casos han de cumplirse tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

Tabla I

	<i>Orientación e inclinación</i>	<i>Sombras (S)</i>	<i>Total (OI + S)</i>
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración	40%	20%	50%

2.6.1.6. Cuando, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con el apartado 2.6.1.5 se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria del Proyecto.

2.6.1.7. En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras. En los anexos II y III se proponen métodos para el cálculo de estas pérdidas, que podrán ser utilizados para su verificación.

2.6.1.8. Cuando existan varias filas de módulos, el cálculo de la distancia mínima entre ellas se realizará de acuerdo al anexo III.

2.6.2. Diseño del sistema de monitorización

2.6.2.1. El sistema de monitorización proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
- Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.

2.6.2.2. Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRC-Ispra “Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A”, Report EUR16338 EN.

2.6.2.3. El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

2.7. Componentes y materiales

2.7.1. Generalidades

2.7.1.1. Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65 .

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

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

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

2.7.1.5 Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

2.7.1.6 Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

2.7.1.7 En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

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

2.7.2 Sistemas generadores fotovoltaicos

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

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

- UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.

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

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente.

Será necesario justificar la imposibilidad de ser ensayados, así como la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

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

2.7.2.3 Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación:

- Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
- Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.
- Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

2.7.2.4. Será deseable una alta eficiencia de las células.

2.7.2.5 La estructura del generador se conectará a tierra.

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

2.7.2.7 Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

2.7.3 Estructura soporte

2.7.3.1 Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado.

En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.

2.7.3.2 La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.

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

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

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

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

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

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

2.7.3.9 En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias vigentes en materia de edificación.

2.7.3.10 Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto 4.1.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

2.7.3.11 La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

2.7.3.12 Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

2.7.3.13 Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.

2.7.3.14 En el caso de utilizarse seguidores solares, estos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.

2.7.4 Inversores

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

2.7.4.2 Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

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

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

2.7.4.3 Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.

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

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

2.7.4.4 Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

2.7.4.5 Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes: – Encendido y apagado general del inversor.

– Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA. 5.4.6 Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

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

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

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

2.7.4.5.4 El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.

2.7.4.5.5 A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

2.7.4.5.6 Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

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

2.7.4.5.8 Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

2.7.5 Cableado

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

2.7.5.2 Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

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

2.7.5.4 Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

2.7.6 Conexión a red

2.7.6.1 Todas las instalaciones de hasta 100 kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

2.7.7 Medidas

2.7.7.1 Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

2.7.8 Protecciones

2.7.8.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

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

2.7.9 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

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

2.7.9.2 Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

2.7.9.3 Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

2.7.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética

2.7.10.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

2.7.11 Medidas de seguridad

2.7.11.1 Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no

perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

2.7.11.2 La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un

tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.

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

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

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

2.8 Recepción y pruebas

2.8.1 El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán

en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

2.8.2 Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

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

2.8.3.1 Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.

2.8.3.2 Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.

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

2.8.3.4 Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito en el anexo I.

2.8.4 Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

2.8.4.1 Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red.

Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.

2.8.4.2 Retirada de obra de todo el material sobrante.

2.8.4.3 Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

2.8.5 Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

2.8.6 Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

2.8.7 No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se aprecia que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

2.9 Cálculo de la producción anual esperada

2.9.1 En la Memoria se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.

2.9.2 Los datos de entrada que deberá aportar el instalador son los siguientes: $G_{dm}(0)$.

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m²·día), obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes:

- Agencia Estatal de Meteorología. – Organismo autonómico oficial.
- Otras fuentes de datos de reconocida solvencia, o las expresamente señaladas por el IDAE.

2.9.3 $G_{dm}(a, fi)$.

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m²·día), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual (ver anexo III). El parámetro a representa el azimut y fi la inclinación del generador, tal y como se definen en el anexo II.

2.9.4 Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, *PR*.

Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- La dependencia de la eficiencia con la temperatura.
- La eficiencia del cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia. – La eficiencia energética del inversor.
- Otros.

2.9.5 La estimación de la energía inyectada se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(x, \sim) \cdot P_{mp} \cdot PR}{\text{kWh/día GCEM}}$$

Donde:

P_{mp} = Potencia pico del
generador GCEM = 1 kW/m²

2.9.6. Los datos se presentarán en una tabla con los valores medios mensuales y el promedio anual, de acuerdo con el siguiente ejemplo:

Tabla II. Generador $P_{mp} = 1$ kWp, orientado al Sur ($\alpha = 0^\circ$) e inclinado 35° ($\beta = 35^\circ$).

Mes	$G_{dm}(0)$ [kWh/(m ² ·día)]	$G_{dm}(\alpha = 0^\circ, \beta = 35^\circ)$	<i>PR</i>	E_p (kWh/día)
Enero	1,92	3,12	0,851	2,65
Febrero	2,52	3,56	0,844	3,00
Marzo	4,22	5,27	0,801	4,26
Abril	5,39	5,68	0,802	4,55
Mayo	6,16	5,63	0,796	4,48
Junio	7,12	6,21	0,768	4,76
Julio	7,48	6,67	0,753	5,03
Agosto	6,60	6,51	0,757	4,93

Septiembre	5,28	6,10	0,769	4,69
Octubre	3,51	4,73	0,807	3,82
Noviembre	2,09	3,16	0,837	2,64
Diciembre	1,67	2,78	0,850	2,36
<i>Promedio</i>	4,51	4,96	0,803	3,94

2.10. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

Para garantizar una alta productividad de la instalación es esencial reducir los periodos de parada por avería o mal funcionamiento. Para ello, son necesarias tanto la supervisión del usuario del sistema como la asistencia de un servicio técnico.

En cualquier caso, las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red ofrecen muy pocos requerimientos de mantenimiento preventivo y, en general, son poco susceptibles a sucesos que provoquen la intervención de un mantenimiento correctivo. Sin embargo, es recomendable seguir el programa de mantenimiento explicitado a continuación.

2.10.1 Generalidades

2.10.1.1 Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.

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

2.10.2 Programa de mantenimiento

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

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

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

2.10.2.3 Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

2.10.2.4 Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos indicados en el punto 8.3.5.2 y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

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

2.10.2.6 El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia de hasta 100 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.

– Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza

2.10.2.7 Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

2.10.2.8 Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

2.10.3 Garantías

2.10.3.1 Ámbito general de la garantía

2.10.3.1.1 Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

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

2.10.3.2 Plazos

2.10.3.2.1 El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.

2.10.3.2.2 Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el

suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

2.10.3.3 Condiciones económicas

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

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

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

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

2.10.3.4 Anulación de la garantía

2.10.3.4.1 La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el punto 2.10.3.3.4.

2.10.3.5 Lugar y tiempo de la prestación

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

2.10.3.5.2 El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

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

2.10.3.5.4 El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.

2.10.4. Seguro

Se contratará un seguro básico para nuestra instalación con correduría de Seguros G. Baylin que debe abarcar las siguientes coberturas:

2.10.4.1. Incendios y complementarios:

- Incendio
- Explosión
- Caída de rayo

2.10.4.2. Riesgos extensivos:

- Actos de vandalismo
- Acciones tumultuarias o huelgas
- Lluvia, viento, pedrisco o nieve
- Inundación
- Daños materiales producidos por el agua
- Humo
- Choque o impacto de vehículos terrestres

- Caída de aeronaves, aeronaves
- Ondas sónicas
- Rotura de lunas o cristales
- Fenómenos eléctricos

2.10.4.3. Robo y expoliación:

2.10.4.3.1. La reparación de los daños materiales que sufran los bienes asegurados o su reposición cuando desaparezcan o se destruyan como consecuencia directa de:

- Robo con violencia en las cosas
- Expoliación con violencia sobre las personas

2.10.4.3.2. Cobertura Limpieza:

- Reparación o sustitución de cerraduras
- Reparación de los desperfectos causados

ANEXO I

MEDIDA DE LA POTENCIA INSTALADA DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED ELÉCTRICA

1 Introducción

1.1 Definimos la potencia instalada en corriente alterna (CA) de una central fotovoltaica (FV) conectada a la red, como la potencia de corriente alterna a la entrada de la red eléctrica para un campo fotovoltaico con todos sus módulos en un mismo plano y que opera, sin sombras, a las condiciones estándar de medida (CEM).

1.2 La potencia instalada en CA de una central fotovoltaica puede obtenerse utilizando instrumentos de medida y procedimientos adecuados de corrección de unas condiciones de operación bajo unos determinados valores de irradiancia solar y temperatura a otras condiciones de operación diferentes. Cuando esto no es posible, puede estimarse la potencia instalada utilizando datos de catálogo y de la instalación, y realizando algunas medidas sencillas con una célula solar calibrada, un termómetro, un voltímetro y una pinza amperimétrica. Si tampoco se dispone de esta instrumentación, puede usarse el propio contador de energía. En este mismo orden, el error de la estimación de la potencia instalada será cada vez mayor.

2 Procedimiento de medida

2.1 Se describe a continuación el equipo mínimo necesario para calcular la potencia instalada:

- 1 célula solar calibrada de tecnología equivalente.
- 1 termómetro de temperatura ambiente.
- 1 multímetro de corriente continua (CC) y corriente alterna (CA).
- 1 pinza amperimétrica de CC y CA.

- 2.2** El propio inversor actuará de carga del campo fotovoltaico en el punto de máxima potencia.
- 2.3** Las medidas se realizarán en un día despejado, en un margen de ± 2 horas alrededor del mediodía solar.
- 2.4** Se realizará la medida con el inversor encendido para que el punto de operación sea el punto de máxima potencia.
- 2.5** Se medirá con la pinza amperimétrica la intensidad de CC de entrada al inversor y con un multímetro la tensión de CC en el mismo punto. Su producto es $P_{cc, inv}$.
- 2.6** El valor así obtenido se corrige con la temperatura y la irradiancia usando las ecuaciones (2) y (3).
- 2.7** La temperatura ambiente se mide con un termómetro situado a la sombra, en una zona próxima a los módulos FV. La irradiancia se mide con la célula (CTE) situada junto a los módulos y en su mismo plano.

2.8 Finalmente, se corrige esta potencia con las pérdidas.

Las Ecuaciones de cálculo de estas pérdidas son:

$$P_{cc, inv} = P_{cc, fov} (1 - L_{cab}) \quad (1)$$

$$P_{cc, fov} = P_o R_{to, var} [1 - g (T_c - 25)] E / 1000 \quad (2)$$

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20) E / 800 \quad (3)$$

$P_{cc, fov}$ Potencia de CC inmediatamente a la salida de los paneles FV, en W.

L_{cab} Pérdidas de potencia en los cableados de CC entre los paneles FV y la entrada del

inversor, incluyendo, además, las pérdidas en fusibles, conmutadores, conexiones, diodos antiparalelo si hay, etc.

E Irradiancia solar, en W/m^2 , medida con la CTE calibrada.

g Coeficiente de temperatura de la potencia, en $1/^\circ C$.

T_c Temperatura de las células solares, en °C.

T_{amb} Temperatura ambiente en la sombra, en °C, medida con el termómetro.

T_{ONC} Temperatura de operación nominal del módulo.

P_o Potencia nominal del generador en CEM, en W.

$R_{to, var}$ Rendimiento, que incluye los porcentajes de pérdidas debidas a que los módulos fotovoltaicos operan, normalmente, en condiciones diferentes de las CEM.

L_{tem} Pérdidas medias anuales por temperatura. En la ecuación (2) puede sustituirse el término $[1 - g (T_c - 25)]$ por $(1 - L_{tem})$.

$$R_{to, var} = (1 - L_{pol}) (1 - L_{dis}) (1 - L_{ref}) \quad (4)$$

L_{pol} Pérdidas de potencia debidas al polvo sobre los módulos FV.

L_{dis} Pérdidas de potencia por dispersión de parámetros entre módulos.

L_{ref} Pérdidas de potencia por reflectancia angular espectral, cuando se utiliza un piranómetro como referencia de medidas. Si se utiliza una célula de tecnología equivalente (CTE), el término L_{ref} es cero.

2.9 Valores de los distintos coeficientes:

2.9.1 Todos los valores indicados pueden obtenerse de las medidas directas. Si no es posible realizar medidas, pueden obtenerse, parte de ellos, de los catálogos de características técnicas de los fabricantes.

2.9.2 Cuando no se dispone de otra información más precisa pueden usarse los valores indicados en la tabla III.

Tabla III

<i>Parámetro</i>	<i>Valor estimado,</i>	<i>Valor estimado,</i>	<i>Ver observación</i>
<i>Lcab</i>	0,02	0,02	(1)
<i>g (1/°C)</i>	–	0,0035 (**)	–
<i>TONC (°C)</i>	–	45	–
<i>Ltem</i>	0,08	–	(2)
<i>Lpol</i>	0,03	–	(3)
<i>Ldis</i>	0,02	0,02	–
<i>Lref</i>	0,03	0,01	(4)

(*) Al mediodía solar ± 2 h de un día despejado. (**) Válido para silicio cristalino.

Observaciones:

- (1) Las pérdidas principales de cableado pueden calcularse conociendo la sección de los cables y su longitud, por la ecuación:

$$L_{cab} = R I^2 \quad (5)$$

$$R = 0,000002 L/S \quad (6)$$

R es el valor de la resistencia eléctrica de todos los cables, en ohmios.

L es la longitud de todos los cables (sumando la ida y el retorno), en cm.

S es la sección de cada cable, en cm².

Normalmente, las pérdidas en conmutadores, fusibles y diodos son muy pequeñas y no es necesario considerarlas. Las caídas en el cableado pueden ser muy importantes cuando son largos y se opera a baja tensión en CC. Las pérdidas por cableado en % suelen ser inferiores en plantas de gran potencia que en plantas de pequeña potencia. En nuestro caso, de acuerdo con las especificaciones, el valor máximo admisible para la parte CC es 1,5 %, siendo recomendable no superar el 0,5 %.

- (2) Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de temperatura en los módulos y los 25 °C de las CEM, del tipo de célula y encapsulado y

del viento. Si los módulos están convenientemente aireados por detrás, esta diferencia es del orden de 30 °C sobre la temperatura ambiente, para una irradiancia de 1000 W/m². Para el caso de integración de edificios donde los módulos no están separados de las paredes o tejados, esta diferencia se podrá incrementar entre 5 °C y 15 °C.

- (3) Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0 % al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8 % cuando los módulos se "ven muy sucios". Estas pérdidas dependen de la inclinación de los módulos, cercanías a carreteras, etc. Una causa importante de pérdidas ocurre cuando los módulos FV que tienen marco tienen células solares muy próximas al marco situado en la parte inferior del módulo. Otras veces son las estructuras soporte que sobresalen de los módulos y actúan como retenes del polvo.
- (4) Las pérdidas por reflectancia angular y espectral pueden despreciarse cuando se mide el campo FV al mediodía solar (± 2 h) y también cuando se mide la radiación solar con una célula calibrada de tecnología equivalente (CTE) al módulo FV. Las pérdidas anuales son mayores en células con capas antirreflexivas que en células texturizadas. Son mayores en invierno que en verano. También son mayores en localidades de mayor latitud. Pueden oscilar a lo largo de un día entre 2 % y 6 %.

ANEXO II

CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL GENERADOR DISTINTA DE LA ÓPTIMA

Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del generador distinta de la óptima

1 Introducción

1.1 El objeto de este anexo es determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo a las pérdidas máximas permisibles por este concepto en el PCT.

1.2 Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:

- Ángulo de inclinación β , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura 1). Su valor es 0° para

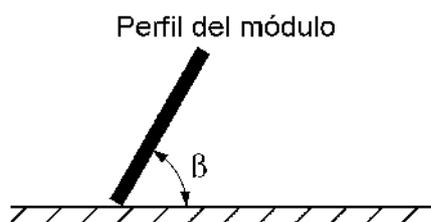


Fig. 1

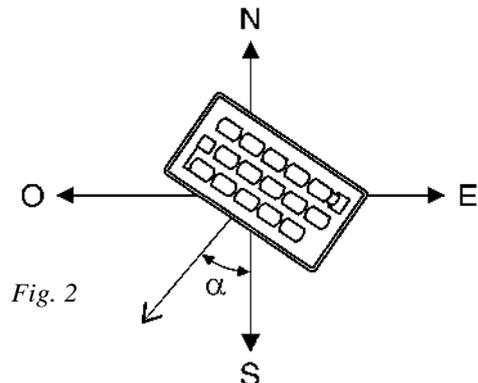


Fig. 2

módulos horizontales y 90° para verticales.

- Ángulo de azimut α , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (figura 2). Su valor es 0° para módulos orientados al Sur, -90° para módulos orientados al Este y $+90^\circ$ para módulos orientados al Oeste.

2 Procedimiento

2.1 Habiendo determinado el ángulo de azimut del generador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a

la inclinación óptima establecidas en el PCT. Para ello se utilizará la figura 3, válida para una latitud, c , de 41° , de la siguiente forma:

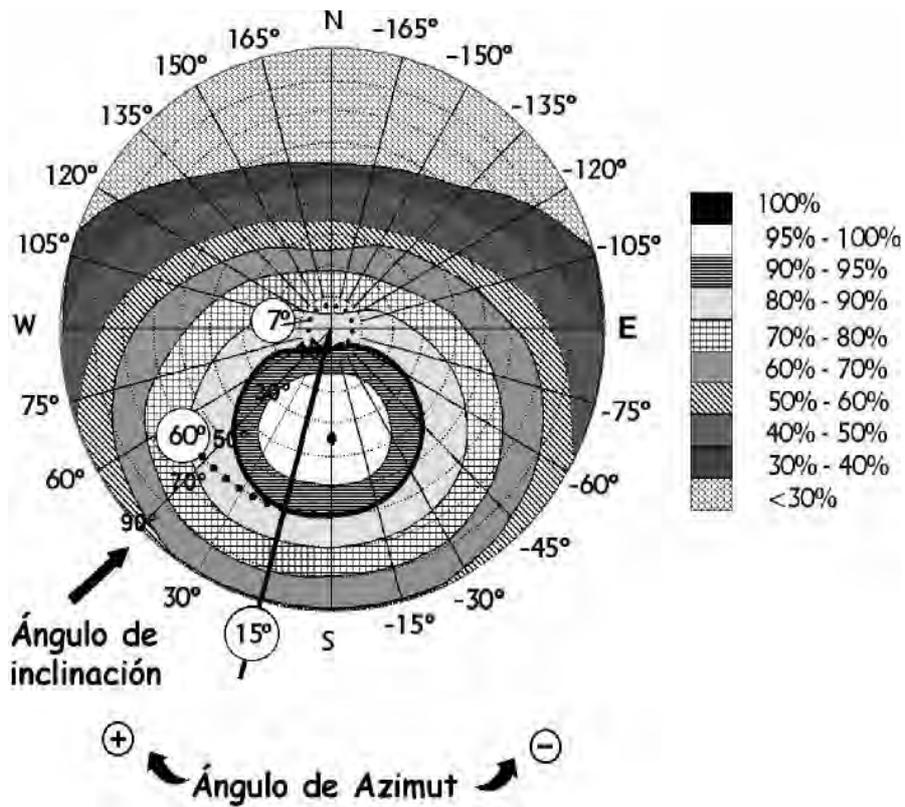
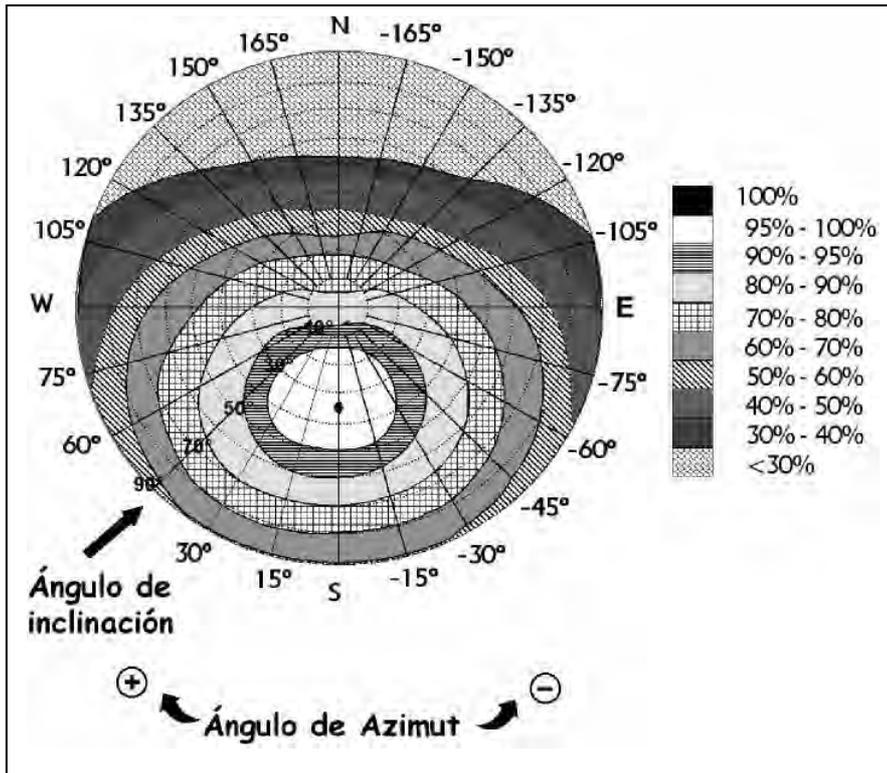
- Conocido el azimut, determinamos en la figura 3 los límites para la inclinación en el caso de $c = 41^\circ$. Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10 %; para superposición, del 20 %, y para integración arquitectónica del 40 %. Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.
- Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se intersectan, se obtienen los valores para latitud $c = 41^\circ$ y se corrigen de acuerdo al apartado 2.2.

2.2 Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de 41° , de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación } (w_1 = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}).$$

$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación } (w_2 = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud})$, siendo 0° su valor mínimo.

Conocido el azimut a , determinamos en la Figura 3 los límites de inclinación para el caso de la latitud, dándonos una inclinación máxima w_1 , y una inclinación mínima w_2 , como se ve en la Figura 4. Ambas figuras se ven en la siguiente página.



3. CONDICIONES FACULTATIVAS

3.1. Delimitación general de funciones técnicas

3.1.1. Corresponde al Ingeniero Director:

- a) Comprobar la adecuación de la cimentación proyectada a las características reales del suelo.

- b) Redactar los complementos o rectificaciones del proyecto que se precisen.

- c) Asistir a las obras, cuantas veces lo requieran su naturaleza y complejidad, a fin de resolver las contingencias que se produzcan e impedir las instrucciones complementarias que sean precisas para conseguir la correcta solución.

- d) Coordinar la intervención en obra de otros técnicos con función propia en aspectos parciales de su especialidad.

- e) Aprobar las certificaciones parciales de la obra, la liquidación final y asesorar al promotor en el acto de la recepción.

- f) Preparar la documentación final de la obra y expedir y suscribir el certificado final de la misma.

- g) Efectuar el replanteo de la obra y preparar el Acta correspondiente.

- h) Comprobar las instalaciones provisionales, medios auxiliares y sistemas de seguridad e higiene en el trabajo, controlando su correcta ejecución.

- i) Disponer y realizar las pruebas y ensayos de materiales, instalaciones y demás materiales de obra, así como efectuar las demás comprobaciones que resulten

necesarias para asegurar la calidad constructiva de acuerdo con el proyecto de la Normativa Técnica aplicable. De los resultados se informará puntualmente al Contratista, impartándole las órdenes oportunas; de no resolverse la contingencia adoptará las medidas que corresponda.

j) Realizar las mediciones de obra ejecutada y dar conformidad a las certificaciones valoradas y a la liquidación final de la obra.

k) Suscribir el Certificado final de la obra.

3.1.2. Corresponde al Contratista

a) Organizar los trabajos de construcción, redactando los planes de obra que se precisen y proyectando o autorizando las instalaciones provisionales y medios auxiliares de la obra.

b) Elaborar el Plan de Seguridad e Higiene de la obra, en aplicación del estudio correspondiente, y, disponer, en todo caso, la ejecución de las medidas preventivas, velando por su cumplimiento y por la observancia de la normativa vigente de seguridad e higiene en el trabajo.

c) Suscribir con el Ingeniero Director de Obra el acta de replanteo de la obra.

d) Ordenar y dirigir la ejecución material con arreglo al proyecto, a las normas técnicas y a las de buena construcción. A tal efecto, ostenta la jefatura de todo el personal que intervenga en la obra y coordina las intervenciones de los subcontratistas.

e) Asegurar la idoneidad de todos y cada uno de los materiales y elementos que se utilicen, comprobando los preparados de la obra y rechazando por iniciativa propia o por prescripción del Director de Obra los suministros o prefabricados que no

cuenten con la garantía o documentos de idoneidad requeridos por las normas de aplicación.

f) Custodiar el libro de órdenes y seguimiento de la obra y dar el enterado y las anotaciones que se practiquen en el mismo.

g) Facilitar al Ingeniero Director, con antelación suficiente, los materiales precisos para el cumplimiento de su cometido.

h) Preparar las certificaciones parciales de la obra y la propuesta de liquidación final.

i) Suscribir con el Promotor las de recepción provisional y definitiva.

j) Concertar los seguros de accidentes de trabajo y de daños a terceros durante la obra.

4. CONDICIONES ECONÓMICAS

4.1. Composición de los precios unitarios

El cálculo de los precios de las distintas unidades de la obra es el resultado de sumar los costes directos, los indirectos, los gastos generales y el beneficio industrial.

Se considerarán costes directos:

- La mano de obra, con sus pluses, cargas y seguros sociales, que intervienen directamente en la ejecución de la unidad de obra.
- Los materiales, a los precios resultantes a pie de la obra, que queden integrados en la unidad de que se trate o que sean necesarios para su ejecución.
- Los equipos y sistemas técnicos de la seguridad e higiene para la prevención y protección de accidentes y enfermedades profesionales.
- Los gastos de personal, combustible, energía, etc., que tenga lugar por accionamiento o funcionamiento de la maquinaria e instalaciones utilizadas en la ejecución de la unidad de obras.
- Los gastos de amortización y conservación de la maquinaria, instalaciones, sistemas y equipos anteriormente citados.

Se considerarán costes indirectos:

- Los gastos de instalación de oficinas a pie de obra, comunicaciones, edificación de almacenes, talleres, pabellones temporales para obreros, laboratorios, seguros, etc., los del personal técnico y administrativo adscrito exclusivamente a la obra y los imprevistos. Todos estos gastos, se cifrarán en un porcentaje de los costes directos.

Se considerarán Gastos Generales:

-Los Gastos Generales de empresa, gastos financieros, cargas fiscales y tasas de la administración legalmente establecidas. Se cifrarán como un porcentaje de la suma de los costes directos e indirectos (en los contratos de obras de la Administración Pública este porcentaje se establece un 13 por 100).

-Beneficio Industrial:

-El Beneficio Industrial del Contratista se establece en el 6 por 100 sobre la suma de las anteriores partidas.

-Precio de Ejecución Material: Se denominará Precio de Ejecución Material al resultado obtenido por la suma de los anteriores conceptos a excepción del Beneficio Industrial y los gastos generales.

Precio de Contrata: El precio de Contrata es la suma de los costes directos, los indirectos, los Gastos Generales y el Beneficio Industrial. El IVA gira sobre esta suma pero no integra el precio.

4.2. Precio de contrata. Importe de contrata

En el caso de que los trabajos a realizar en un edificio u obra aneja cualquiera se contratasen a riesgo y ventura, se entiende por Precio de Contrata el que importa el coste total de la unidad de obra, es decir, el precio de Ejecución material, más el tanto por ciento (%) sobre este último precio en concepto de Gastos Generales y Beneficio Industrial del Contratista. Los Gastos Generales se estiman normalmente en un 13% y el beneficio se estima normalmente en 6 por 100, salvo que se acuerde otro destino.

4.3. Precios contradictorios

Se producirán precios contradictorios sólo cuando la Propiedad por medio del Técnico decida introducir unidades o cambios de calidad en alguna de las previstas, o cuando sea necesario afrontar alguna circunstancia imprevista. El Contratista estará obligado a efectuar los cambios. A falta de acuerdo, el precio se resolverá contradictoriamente entre el Técnico y el Contratista antes de comenzar la ejecución de los trabajos y en el plazo acordado. Si subsistiese la diferencia se acudirá en primer lugar, al concepto más análogo dentro del cuadro de precios del proyecto, y en segundo lugar, al banco de precios de uso más frecuente en la localidad. Los contradictorios que hubiere se referirán siempre a los precios unitarios de la fecha del contrato.

4.4. Reclamaciones de aumento de precios por causas diversas

Si el Contratista, antes de la firma del contrato, no hubiese hecho la reclamación u observación oportuna, no podrá bajo ningún pretexto de error u omisión reclamar aumento de los precios fijados en el cuadro correspondiente del presupuesto que sirva de base para la ejecución de las obras (con referencia a Facultativas).

4.4.1. Revisión de los precios contratados

Contratándose las obras a riesgo y ventura, no se admitirá la revisión de los precios en tanto que el incremento no alcance en la suma de las unidades que falten por realizar de acuerdo con el Calendario, un montante superior al cinco por ciento (5 por 100) del importe total del presupuesto de Contrato. Caso de producirse variaciones en alza superiores a este porcentaje, se efectuará la correspondiente revisión, percibiendo el Contratista la diferencia en más que resulte por la variación del IPC superior al 5 por 100. No habrá revisión de precios de las unidades que puedan quedar fuera de los plazos fijados en el Calendario de la oferta.

4.5. Acopio de materiales

El Contratista queda obligado a ejecutar los acopios de materiales o aparatos de obra que la Propiedad ordena por escrito.

Los materiales acopiados, una vez abonados por el Propietario son, de la exclusiva propiedad de éste; de su guarda y conservación será responsable el Contratista.

4.6. Responsabilidad del instalador en el bajo rendimiento de los trabajadores

Si de los partes mensuales de obra ejecutada que preceptivamente debe presentar el Constructor al Técnico Director, éste advirtiese que los rendimientos de la mano de obra, en todas o en algunas de las unidades de obra ejecutada, fuesen notoriamente inferiores a los rendimientos normales generalmente admitidos para unidades de obra iguales o similares, se lo notificará por escrito al Constructor o Instalador, con el fin de que éste haga las gestiones precisas para aumentar la producción en la cuantía señalada por el Técnico Director.

Si hecha esta notificación al Constructor o Instalador, en los meses sucesivos, los rendimientos no llegasen a los normales, el Propietario queda facultado para resarcirse de la diferencia, rebajando su importe del quince por ciento (15 por 100) que por los conceptos antes expresados correspondería abonarle al Constructor en las liquidaciones quincenales que preceptivamente deben efectuársele. En caso de no llegar ambas partes a un acuerdo en cuanto a los rendimientos de la mano de obra, se someterá el caso a arbitraje.

4.7. Relaciones valoradas y certificaciones

En cada una de las épocas o fechas que se fijan en el contrato, formará el Contratista una relación valorada de las obras ejecutadas durante los plazos previstos, según la medición que habrá practicado el Técnico.

Lo ejecutado por el Contratista en las condiciones preestablecidas, se valorará aplicando el resultado de la medición general, cúbica, superficial, lineal, ponderal o numeral correspondiente a cada unidad de la obra y a los precios señalados en el presupuesto para cada una de ellas, teniendo presente además lo establecido en el presente "Pliego General de Condiciones Económicas", respecto a mejoras o sustituciones de material y a las obras accesorias y especiales, etc.

Al Contratista, que podrá presenciar las mediciones necesarias para extender dicha relación, se le facilitarán por el Técnico los datos correspondientes de la relación valorada, acompañándolos de una nota de envío, al objeto de que, dentro del plazo de diez (10) días a partir de la fecha de recibo de dicha nota, pueda el Contratista examinarlos o devolverlos firmados con su conformidad o hacer, en caso contrario, las observaciones o reclamaciones que considere oportunas. Dentro de los diez (10) días siguientes a su recibo, el Técnico Director aceptará o rechazará las reclamaciones del Contratista si las hubiere, dando cuenta al mismo de su resolución, pudiendo éste, en el segundo caso, acudir ante el Propietario contra la resolución del Técnico Director en la forma prevenida de los "Pliegos Generales de Condiciones Facultativas y Legales".

Tomando como base la relación valorada indicada en el párrafo anterior, expedirá el Técnico Director la certificación de las obras ejecutadas. De su importe se deducirá el tanto por ciento que para la constitución de la fianza se haya preestablecido.

Las certificaciones se remitirán al Propietario, dentro del mes siguiente al período a que se refieren, y tendrán el carácter de documento y entregas a buena cuenta, sujetas a las rectificaciones y variaciones que se deriven de la liquidación final, no suponiendo tampoco dichas certificaciones aprobación ni recepción de las obras que comprenden.

Las relaciones valoradas contendrán solamente la obra ejecutada en el plazo a que la valoración se refiere.

4.8. Mejoras de obras libremente ejecutadas

Cuando el Contratista, incluso con autorización del Técnico Director, emplease materiales de más esmerada preparación o de mayor tamaño que el señalado en el Proyecto o sustituyese una clase de fábrica con otra que tuviese asignado mayor precio, o ejecutase con mayores dimensiones cualquier parte de la obra, o, en general, introdujese en ésta y sin pedírsela, cualquiera otra modificación que sea beneficiosa a juicio del Técnico Director, no tendrá derecho, sin embargo, más que al abono de lo que pudiera corresponderle en el caso de que hubiese construido la obra con estricta sujeción a la proyectada y contratada o adjudicada.

4.9. Abono de trabajos presupuestarios con partida alzada

El abono de los trabajos presupuestados en partida alzada, se efectuará de acuerdo con el procedimiento que corresponda entre los que a continuación se expresan:

- a) Si existen precios contratados para unidades de obra iguales, las presupuestadas mediante partida alzada, se abonarán previa medición y aplicación del precio establecido.
- b) Si existen precios contratados para unidades de obra similares, se establecerán precios contradictorios para las unidades con partida alzada, deducidos de los similares contratados.
- c) Si no existen precios contratados para unidades de obra iguales o similares, la partida alzada se abonará íntegramente al Contratista, salvo el caso de que en el Presupuesto de la obra se exprese que el importe de dicha partida debe justificarse, en cuyo caso, el Técnico Director indicará al Contratista y con anterioridad a su ejecución, el procedimiento que ha de seguirse para llevar dicha cuenta, que en realidad será de Administración, valorándose los materiales y jornales a los precios que figuren en el Presupuesto aprobado o, en su defecto, a los

que con anterioridad a la ejecución convengan las dos partes, incrementándose su importe total con el porcentaje que se fije en el contrato en concepto de Gastos Generales y Beneficio Industrial del Contratista.

4.10. Pagos

Los pagos se efectuarán por el Propietario en los plazos previamente establecidos, y su importe, corresponderá precisamente al de las certificaciones de obra conformadas por el Técnico Director, en virtud de las cuales se verifican aquéllos.

4.11. Importe de la indemnización por retraso no justificado en el plazo de terminación de las obras

La indemnización por retraso en la terminación se establecerá en un tanto por mil (o/oo) del importe total de los trabajos contratados, por cada día natural de retraso, contados a partir del día de terminación fijado en el Calendario de Obra.

Las sumas resultantes se descontarán y retendrán con cargo a la fianza.

4.12. Demora en los pagos

Se rechazará toda solicitud de resolución del contrato fundada en dicha demora de Pagos, cuando el Contratista no justifique en la fecha el presupuesto correspondiente al plazo de ejecución que tenga señalado en el contrato.

4.13. Mejoras y aumento de obras. casos contrarios

No se admitirán mejoras de obra, más que en el caso en que el Técnico Director haya ordenado por escrito la ejecución de trabajos nuevos o que mejoren la calidad de los contratados, así como la de los materiales y aparatos previstos en el contrato. Tampoco se admitirán aumentos de obra en las unidades contratadas, salvo caso de error en las mediciones del Proyecto, a menos que el Técnico Director ordene, también por escrito, la ampliación de las contratadas.

En todos estos casos será condición indispensable que ambas partes contratantes, antes de su ejecución o empleo, convengan por escrito los importes totales de las unidades mejoradas, los precios de los nuevos materiales o aparatos ordenados emplear y los aumentos que todas estas mejoras o aumentos de obra supongan sobre el importe de las unidades contratadas. Se seguirán el mismo criterio y procedimiento, cuando el Técnico Director introduzca innovaciones que supongan una reducción apreciable en los importes de las unidades de obra contratadas.

4.14. Unidades de obra defectuosas pero aceptables

Cuando por cualquier causa fuera menester valorar obra defectuosa, pero aceptable a juicio del Técnico Director de las obras, éste determinará el precio o partida de abono después de oír al Contratista, el cual deberá conformarse con dicha resolución, salvo el caso en que, estando dentro del plazo de ejecución, prefiera demoler la obra y rehacerla con arreglo a condiciones, sin exceder de dicho plazo

4.15. Seguro de las obras

El Contratista estará obligado a asegurar la obra contratada durante todo el tiempo que dure su ejecución hasta la recepción definitiva; la cuantía del seguro coincidirá en cada momento con el valor que tengan por contrata los objetos asegurados. El importe abonado por la Sociedad Aseguradora, en el caso de siniestro, se ingresará en cuenta a nombre del Propietario, para que con cargo a ella se abone la obra que se construya y a medida que ésta se vaya realizando. El reintegro de dicha cantidad al Contratista se efectuará por certificaciones, como el resto de los trabajos de la construcción. En ningún caso, salvo conformidad expresa del Contratista, hecho en documento público, el Propietario podrá disponer de dicho importe para menesteres distintos del de reconstrucción de la parte siniestrada; la infracción de lo anteriormente expuesto será motivo suficiente para que el Contratista pueda resolver el contrato, con devolución de fianza, abono completo de gastos, materiales acopiados, etc.; y una indemnización equivalente al importe de los daños causados al Contratista por el siniestro y que no se hubiesen abonado, pero sólo en

proporción equivalente a lo que suponga la indemnización abonada por la Compañía Aseguradora, respecto al importe de los daños causados por el siniestro, que serán tasados a estos efectos por el Técnico Director.

En las obras de reforma o reparación, se fijarán previamente la porción de edificio que debe ser asegurada y su cuantía, y si nada se prevé, se entenderá que el seguro ha de comprender toda la parte del edificio afectada por la obra. Los riesgos asegurados y las condiciones que figuren en la póliza o pólizas de Seguros, los pondrá el Contratista, antes de contratarlos en conocimiento del Propietario, al objeto de recabar de éste su previa conformidad o reparos.

4.16. Conservación de la obra

Si el Contratista, siendo su obligación, no atiende a la conservación de las obras durante el plazo de garantía, en el caso de que el edificio no haya sido ocupado por el Propietario antes de la recepción definitiva, el Técnico Director en representación del Propietario, podrá disponer todo lo que sea preciso para que se atienda a la guardería, limpieza y todo lo que fuese menester para su buena conservación abonándose todo ello por cuenta de la Contrata.

Al abandonar el Contratista el edificio, tanto por buena terminación de las obras, como en el caso de resolución del contrato, está obligado a dejarlo desocupado y limpio en el plazo que el Técnico Director fije. Después de la recepción provisional del edificio y en el caso de que la conservación del edificio corra a cargo del Contratista, no deberá haber en él más herramientas, útiles, materiales, muebles, etc., que los indispensables para su guardería y limpieza y para los trabajos que fuese preciso ejecutar. En todo caso, ocupado o no el edificio está obligado el Contratista a revisar la obra, durante el plazo expresado, procediendo en la forma prevista en el presente "Pliego de Condiciones Económicas".

4.17. Uso por el contratista del edificio o bienes del propietario

Cuando durante la ejecución de las obras ocupe el Contratista, con la necesaria y previa autorización del Propietario, edificios o haga uso de materiales o útiles pertenecientes al mismo, tendrá obligación de repararlos y conservarlos para hacer entrega de ellos a la terminación del contrato, en perfecto estado de conservación reponiendo los que se hubiesen inutilizado, sin derecho a indemnización por esta reposición ni por las mejoras hechas en los edificios, propiedades o materiales que haya utilizado.

En el caso de que al terminar el contrato y hacer entrega del material propiedades o edificaciones, no hubiese cumplido el Contratista con lo previsto en el párrafo anterior, lo realizará el Propietario a costa de aquél y con cargo a la fianza.

5. MANTENIMIENTO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

5.1. Generalidades

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.

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

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

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

- mantenimiento preventivo.
- mantenimiento correctivo.

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

5.2. Mantenimiento preventivo

El Plan de mantenimiento preventivo se compone de una serie de operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá al menos una visita (anual para el caso de instalaciones de < 5 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

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

5.3. Plan de Mantenimiento preventivo

5.3.1. Mantenimiento del campo fotovoltaico

Como Modelo de plan de Mantenimiento Preventivo, podría seguirse el siguiente esquema, con independencia de que sea necesario que se adapte a cada instalación particular:

5.3.1.1. Inspección visual:

- Generador FV (módulos, armazón, sistemas de seguimiento (si existieran), suciedad, deslaminación, etc.), en parte mediante plataformas de trabajo móviles.
- Instalación eléctrica (cables y trazados de cables vistos, acumulador de cadenas, cajas de conexión del generador, incluido registro de estado de los fusibles y los descargadores de sobretensión).

- Edificio de explotación con inversores.
- Armario de distribución y sistema de refrigeración.
- El estado de la instalación se documentará y los posibles daños serán fotografiados.

5.3.1.2 Mantenimiento de los Módulos Fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos requieren un escaso mantenimiento, por su propia configuración, carentes de partes móviles y con el circuito interior de las células y las soldaduras de conexión muy protegidas del ambiente exterior por capas de material protector. Al mismo tiempo el control de la calidad de los fabricantes es bueno y rara vez se presentan problemas por esta razón.

El mantenimiento abarca los siguientes procesos:

1. Limpieza periódica del panel

2. Inspección visual del panel La inspección visual del panel tiene por objeto detectar los posibles fallos, concretamente:

- Posible rotura del cristal, normalmente se produce por acciones externas y rara vez por fatiga térmica inducida por errores de montaje.

- Oxidaciones en los circuitos y soldaduras de las células fotovoltaicas, normalmente son debidas a la entrada de humedad en el panel por fallo o rotura de las capas de encapsulado.

- Cambio de color a amarillo o marrón (lo que se conoce como yellowing & browning) del encapsulante (EVA)

- Del tedlar, inflamaciones del mismo pueden ser síntoma de punto caliente en el módulo.

- Deformaciones de las cajas de conexión del módulo debidas a sobrecalentamientos de los diodos de paso (conocidos también como diodos de by-pass) y/o a la alta resistencia de contacto por un mal apriete de un terminal eléctrico.

- Control de las conexiones eléctricas y el cableado de los paneles
- Se procederá en cada visita de mantenimiento a efectuar las siguientes operaciones:
 - Comprobación del apriete y estado de los terminales de los cables de conexionado de los paneles.
 - Comprobación de la estanqueidad de la caja de terminales o del estado de los capuchones de protección de los terminales, según el tipo de panel.
 - En el caso de observarse fallos de estanqueidad, se procederá a la sustitución de los elementos afectados y a la limpieza de los terminales. Es importante cuidar el sellado de la caja de terminales utilizando según el caso, juntas nuevas o un sellado de silicona.

5.3.1.3. Mediciones periódicas de la curva V-I

Se realizarán medidas de curvas V-I por arrays en cada instalación de 100kW, al menos 1 vez al año, para así comprobar el correcto funcionamiento y la posible degradación de módulos.

5.3.1.4. Análisis de puntos calientes

Si se producen puntos calientes sin la presencia de sombreados parciales, se estudiará con una cámara termográfica 1 vez durante el período de garantía y posteriormente 1 vez cada 5 años o cuando se detecte una disminución en la producción.

5.3.1.5. Mantenimiento de la Estructura

El mantenimiento de la estructura que soportará los módulos fotovoltaicos, será fundamentalmente mediante la inspección visual, en busca de golpes, corrosiones, estado de la pintura de protección, ausencia de deposiciones de agua, etc.

5.3.2. Mantenimiento del inversor

El mantenimiento del inversor no difiere especialmente de las operaciones normales de un equipo electrónico. Las averías son poco frecuentes y la simplicidad de los equipos reduce el mantenimiento a las siguientes operaciones:

- Comprobación del estado y funcionamiento del inversor.
- Comprobación del cableado y conexionado de los componentes.
- Verificación que el área de ubicación del inversor se encuentra limpia, seca y bien ventilada y climatizada
- Comprobación de que el alojamiento del inversor mantiene temperaturas adecuadas para que estos equipos puedan trabajar siempre en el rango de temperaturas comprendido entre 0 y 50°C.
- Comprobación de las protecciones y alarmas del equipo.
- Mediciones periódicas de eficiencia y distorsión armónica.
- Revisión anual, preferiblemente antes del verano.
- Se realizarán medidas de eficiencia de conversión DC/AC y de eficiencia en el seguimiento del punto de máxima potencia de los inversores de cada instalación de 100kW así como medidas de distorsión armónica, al menos 1 vez al año, para así comprobar su correcto funcionamiento.

Adicionalmente, se programarán unos trabajos de mantenimiento preventivo anual, que incluirán medidas para garantizar el funcionamiento óptimo:

- Limpieza de los filtros de aire.
- Control y apriete posterior de las uniones atornilladas de todos los componentes
- Comprobación de la ventilación y refrigeración.
- Inspección visual de los contactos de puesta a tierra, las placas y el control del nivel de salida en relación erosión eléctrica y la decoloración.
- Lectura de la memoria de averías.
- Prueba de funcionamiento del conmutador de potencia de entrada.

Será también conveniente contar con un Plan de Mantenimiento Extraordinario plurianual, de acuerdo con el que, cada 8 años se revisarán los inversores, se analizarán los históricos y el operador decidirá de acuerdo con el asesor técnico el mantenimiento que proceda para garantizar su vida, al menos, durante el período de servicio de la deuda.

5.3.3. Mantenimiento de las instalaciones y equipo de medida

Este servicio incluye toda la instalación eléctrica desde las bornas de salida del inversor hasta el punto de conexión de la compañía. Incluye así mismo todo el mantenimiento de la instalación eléctrica de suministro de la Compañía para los servicios auxiliares que requiere la Instalación.

El mantenimiento incluye la comprobación y reparación de todos los accesorios que forman parte de los componentes de la instalación necesarios para la estación transformadora y su funcionamiento seguro, así como la eliminación de pequeños fallos.

Las desconexiones serán realizadas por el Operador tras notificación al Propietario.

5.4. Mantenimiento correctivo

El Plan de mantenimiento correctivo se define por la realización de todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

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

- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar

incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del periodo de garantía.

DOCUMENTO Nº 4 PRESUPUESTO

El cálculo del Presupuesto General de la obra constará de tres partes:

Cuadro de precios
Mediciones
Presupuestos Parciales

La suma de los Presupuestos Parciales nos dará el **Presupuesto General**.

CUADRO DE PRECIOS

Para realizar el Cuadro de Precios de la obra se descompondrá la realización de la instalación en sus distintas fases o actividades. A cada una de estas partes se le asignará un número, con el fin de facilitar la identificación de cada unidad de obra con su respectivo precio.

El precio de los materiales y servicios, con IVA incluido, es el precio definitivo, puesto en obra y, en su caso, instalado, incluyendo los gastos de mano de obra, allí donde se requiriesen.

En este presupuesto no se imputa el IVA final.

De esta forma, el cuadro de precios se dispondrá de la siguiente manera:

1. SUJECIÓN AL TERRENO Y ESTRUCTURA MÉTALICA

Nº	DESIGNACIÓN	PRECIO	PRECIO EN LETRA (EUROS)
1.1	Zapata de 2000x 1000x 1200 mm y excavación de terreno. El precio del m3 de hormigón armado es de 15 €/m3 y el precio de zanjado de 12€/m3	15 €/m3 y 12 €/m3	El hormigón a quince y la zanja a doce
1.2	Fabricación y suministro de estructura metálica en acero galvanizado en caliente para una instalación solar incluida la tornillería y piezas de sujeción de los paneles a la estructura: (modelo H de Atersa) con 2 paneles de 250 Wp de dimensiones 1650 x 990 x 50 mm cada panel. La estructura tendrá unas dimensiones de 1650 de largo, 1980 de alto y 50 mm de ancho y esta dimensionada para soportar vientos y acumulaciones de nieve. Según normativa vigente. 25 años de garantía y puestos en obra.	160 €	Ciento sesenta
1.3	Montaje de estructura metálica de acero galvanizado	30 €	Treinta
1.4	Anclaje mecánico de módulos a estructura modelo H de Atersa	27,50	Veintisiete con cincuenta
1.5	Placa y sujeción de Columna soporte	19,50 €	Diecinueve con cincuenta

2. INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN BAJA TENSIÓN

Nº	DESIGNACIÓN	PRECIO	PRECIO EN LETRA (EUROS)
2.1	m. de hilo conductor de cobre de sección 25 mm ² tensión de aislamiento 0,6/1kV,	6,53 €	Seis con cincuenta y tres
2.2	m. de cable libre de halógenos 1000 V 4x 1,5 mm ²	2,23 €	Dos con veinte tres
2.3	m. de hilo de cobre desnudo de 35 mm ²	7,14 €	Siete con catorce
2.4	ud. de rejilla	3,5 €	Tres con cincuenta
2.5	m. de tubo canalización de 90 mm. de diámetro	2,2 €	Dos con veinte
2.6	m. de canaleta unex	3,66 €	Tres con sesenta y seis
2.7	m. de tubo 110 mm. de diámetro desagüe F	4,73 €	Cuatro con setenta y tres
2.8	ud. de arqueta + tapa	49,90 €	Cuarenta y nueve con noventa
2.9	mano de obra	970,00 €	Novecientos setenta
2.10	PROTECCIONES DE CA EN CGMP: Magnetotermico C60N PIA IV 40A curva "C"	540,38 €	Quinientos cuarenta con treinta y

	Interruptor prot.iid 4P 40A 300 mA-s a-si		ocho
2.11	<p>PROTECCIONES DE CA EN CUADRO FOTOVOLTAICA:</p> <p>Interruptor IV 40A ins a emp.negra</p> <p>Interruptor aut.ic 60n 4p 32A curva "B"</p> <p>Reds 4/40/300</p> <p>Magnetotermico K60N I+N 10A curva "C"</p> <p>Diferencial II 25A 30 mA 220V</p> <p>V 25-b+c/3+npe**tipo i+tipo ii</p> <p>Repartidor IV 125A</p> <p>Mini pragma empotrable p.p., 3f 36m</p>	996,02 €	Novcientos noventa y seis con dos
2.12	<p>PROTECCIONES DE CC:</p> <p>8 Bases para fusible cilíndrico, tamaño 10x</p> <p>8 Fusibles cilíndricos tamaño 10 x 38 16</p> <p>A cu</p> <p>2 Etitec c-pv 1000/20</p> <p>Mini pragma superficie p.p., 1f 18m</p>	604,94 €	Seiscientos cuatro con noventa y cuatro
2.13	<p>CABLEADO ALIMENTACIÓN INVERSOR</p> <p>20 m. cable RZ1-K 1x10 mm²</p> <p>5 m. cable 750V ES07Z1-K 1X10 mm²</p> <p>AM/VD</p>	99,62 €	Noventa y nueve con sesenta y dos
2.14	<p>CABLEADO DE LAS SERIES</p> <p>100 m. Cable RZ1-K 1x6 mm²</p>	23,424 €	Veintitres con cuatrocientos veinticuatro

3. SUMINISTROS EQUIPOS PRINCIPALES

Nº	DESIGNACIÓN	PRECIO	PRECIO EN LETRA (EUROS)
3.1	Módulos fotovoltaicos de silicio policristalinos de 250 W _p , modelo REC 250PE, puestos en obra	166,00 €	Ciento sesenta y seis
3.2	Inversor CC/AC de 17 kW, marca SMA, modelo STP 17000 TL y equipos para monitorización, control y medida: SMA sunny webbox bluetooth, SMA Sensor Box PI BT y SMA PT 100, puestos en obra	3474,76 €	Tres mil cuatrocientas setenta y cuatro euros con setenta y seis

4. LOCAL DEL INVERSOR, PROTECCIONES Y APARATOS DE MEDIDA

Nº	DESIGNACIÓN	PRECIO	PRECIO EN LETRA (EUROS)
4.1	Edificio prefabricado de hormigón, compacto compartimentado, de dimensiones aproximadas 2,10 x 2,10x 2,80 mts., para instalación exterior, homologado por PREPHOR. Incluye en su precio, transporte, alquiler de grua, excavaciones y material auxiliar.	6.000 €	Seis mil

5. VALLADO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

Nº	DESIGNACIÓN	PRECIO	PRECIO EN LETRA (EUROS)
5.1	Metro lineal de malla de simple torsión a 2 metros de altura con alambre de 2,10 mm galvanizado.	2,838 €	Dos con ochocientos treinta y tres
5.2	Poste intermedio para valla a 2 metros de altura compuesto de 45mm de diametro	5,04 €	Cinco con cuatro
5.3	Poste extremo para valla a dos metros de altura galvanizado	15,95 €	Quince con noventa y cinco

MEDICIONES

Como se hizo anteriormente, a cada una de sus partes se le asignará un número, con el fin de facilitar la identificación de cada elemento de material con el respectivo número de unidades. De esta forma, el cuadro de mediciones se dispondrá de la siguiente manera:

1. SUJECIÓN AL TERRENO Y ESTRUCTURA METÁLICA

Nº	DESIGNACIÓN	UNIDADES
1.1	Zapata de 2000x 1000x 1200 mm y excavación de terreno. El m3 de hormigón armado es de 15 €/m3 y el de zanjado de 12€/m3	36
1.2	Fabricación y suministro de estructura metálica en acero galvanizado en caliente para una instalación solar incluida la tornillería y piezas de sujeción de los paneles a la estructura: (modelo H de Atersa) con 2 paneles de 250 Wp de dimensiones 1650 x 990 x 50 mm. cada panel. La estructura tendrá unas dimensiones de 1650 de largo, 1980 de alto y 50 mm de ancho y esta dimensionada para soportar vientos y acumulaciones de nieve. Según normativa vigente. 25 años de garantía	36

1.3	Montaje de estructura metálica de acero galvanizado.	36
1.4	Anclaje mecánico de módulos a estructura modelo H de Atersa	36
1.5	Placa y sujeción de columna soporte	36

2. INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN BAJA TENSIÓN

Nº	DESIGNACIÓN	METROS O UNIDADES
2.1	m. de hilo conductor de cobre de sección 25 mm ² tensión de aislamiento 0,6/1kV,	450
2.2	m. de cable libre de halógenos 1000 V 4x 1,5 mm ²	150
2.3	m. de hilo de cobre desnudo de 35 mm ²	3,5
2.4	Unidades de rejilla	3
2.5	m. de tubo canalización de 90 mm. de diámetro	7
2.6	m. de canaleta unex	1,5
2.7	m. de tubo 110 mm. de diámetro desagüe F	3
2.8	Unidad de arqueta y tapa	1
2.9	mano de obra	1
2.10	PROTECCIONES DE CA EN CGMP: Magnetotermico C60N PIA IV 40A curva "C" Interruptor prot.iid 4P 40A 300 mA-s a-si	1
2.11	PROTECCIONES DE CA EN CUADRO FOTOVOLTAICA: Interruptor IV 40A ins a emp.negra Interruptor aut.ic 60n 4p 32A curva "B"	1

	Redes 4/40/300 Magnetotermico K60N I+N 10A curva "C" Diferencial II 25A 30 mA 220V V 25-b+c/3+npe**tipo i+tipo ii Repartidor IV 125A Mini pragma empotrable p.p., 3f 36m	
2.12	PROTECCIONES DE CC: 8 Bases para fusible cilíndrico, tamaño 10x 8 Fusibles cilíndricos tamaño 10 x 38 16 A cu 2 Etitec c-pv 1000/20 Mini pragma superficie p.p., 1f 18m	1
2.13	CABLEADO ALIMENTACIÓN INVERSOR 20 m. cable RZ1-K 1x10 mm ² 5 m. cable 750V ES07Z1-K 1X10 mm ² AM/VD	1
2.14	CABLEADO DE LAS SERIES 100 m. Cable RZ1-K 1x6 mm ²	10

3. SUMINISTROS EQUIPOS PRINCIPALES

Nº	DESIGNACIÓN	UNIDADES
3.1	Módulos fotovoltaicos de silicio policristalinos de 250 Wp, modelo REC 250PE, puestos en obra	72
3.2	Inversor CC/AC de 17 kW, marca SMA, modelo STP 17000 TL y equipos para monitorización, control y medida: SMA sunny webbox bluetooth, SMA Sensor Box PI BT y SMA PT 100, puestos en obra	1

4. LOCAL DEL INVERSOR, PROTECCIONES Y APARATOS DE MEDIDA

Nº	DESIGNACIÓN	UNIDADES
4.1	Edificio prefabricado de hormigón, compacto compartimentado, de dimensiones aproximadas 2,10 x 2,10x 2,80 mts., para instalación exterior, homologado por PREPHOR. Incluye en su precio, transporte, alquiler de grua, excavaciones y material auxiliar.	1

5. VALLADO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

Nº	DESIGNACIÓN	Metros o Unidades
5.1	Metro lineal de malla de simple torsión a 2 metros de altura con alambre de 2,10 mm galvanizado.	94
5.2	Poste intermedio para valla a 2 metros de altura compuesto de 45mm de diametro	20
5.3	Poste extremo para valla a dos metros de altura galvanizado y postes de refuerzo cada 10 metros	8

PRESUPUESTOS PARCIALES

Para realizar los Presupuestos Parciales de la obra se asignará el número correspondiente a cada una de las partes añadiéndole el número de unidades y el precio de cada unidad . De esta forma, el cuadro de precios se dispondrá de la siguiente manera:

1. SUJECIÓN AL TERRENO Y ESTRUCTURA METÁLICA

Nº	DESIGNACIÓN	UNIDADES	PRECIO	TOTAL
1.1	Zapatas y excavación de terreno	36	133,26 €	4.797,48 €
1.2	Fabricación y suministro de estructura metálica en acero galvanizado en caliente para una instalación solar incluida la tornillería y piezas de sujeción de los paneles a la estructura: (modelo H de Atersa) con 2 paneles de 250 Wp de dimensiones 1650 x 990 x 50 mm cada panel.	36	160,00 €	5760,00 €

	La estructura tendrá unas dimensiones de 1650 de largo, 1980 de alto y 50 mm de ancho y esta dimensionada para soportar vientos y acumulaciones de nieve. Según normativa vigente. 25 años de garantía y puestos en obra.			
1.3	Montaje de estructura metálica de acero galvanizado	36	30,00 €	1.080,00 €
1.4	Anclaje mecánico de módulos a estructura modelo H de Atersa	36	27,50 €	990,00 €
1.5	Placa y sujeción de columna soporte	36	19,50	702 €

TOTAL 13.329,48 €

2. INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN BAJA TENSIÓN

N	DENOMINACIÓN	METROS O UNIDADES	PRECIO	TOTAL
2.1	m. de hilo conductor de cobre de sección 25 mm ² tensión de aislamiento 0,6/1kV,	450	6,53 €	2.904,00 €
2.2	m. de cable libre de halógenos 1000 V 4x 1,5 mm ²	150	2,23 €	335,00 €
2.3	m. de hilo de cobre desnudo	3,5	7,14 €	25,00 €

	de 35 mm ²			
2.4	ud. de rejilla	3	3,50 €	10,50 €
2.5	m. de tubo canalización de 90 mm. de diámetro	7	2,20 €	15,40 €
2.6	m. de canaleta unex	1,5	3,66 €	5,50 €
2.7	m. de tubo 110 mm. de diámetro desagüe F	3	4,73 €	14,20 €
2.8	ud. de arqueta + tapa	1	49,90 €	49,90 €
2.9	mano de obra	1	970,00 €	970,00 €
2.10	PROTECCIONES DE CA EN CGMP: Magnetotermico C60N PIA IV 40A curva "C" Interruptor prot.iid 4P 40A 300 mA-s a-si	1	540,38 €	540,38 €
2.11	PROTECCIONES DE CA EN CUADRO FOTOVOLTAICA: Interruptor IV 40A ins a emp.negra Interruptor aut.ic 60n 4p 32A curva "B" Reds 4/40/300 Magnetotermico K60N I+N 10A curva "C" Diferencial II 25A 30 mA 220V V 25-b+c/3+npe**tipo i+tipo ii Repartidor IV 125A Mini pragma empotrable p.p., 3f 36m	1	996,02 €	996,02 €
2.12	PROTECCIONES DE CC: 8 Bases para fusible cilíndrico, tamaño 10x 8 Fusibles cilíndricos tamaño	1	604,94 €	604,94 €

	10 x 38 16 A cu 2 Etitec c-pv 1000/20 Mini pragma superficie p.p., 1f 18m			
2.13	CABLEADO ALIMENTACIÓN INVERSOR 20 m. cable RZ1-K 1x10 mm ² 5 m. cable 750V ES07Z1-K 1X10 mm ² AM/VD	1	99,62 €	99,62 €
2.14	CABLEADO DE LAS SERIES 100 m. Cable RZ1-K 1x6 mm ²	10	23,424 €	234,24 €

TOTAL 6.804,70 €

3. SUMINISTROS EQUIPOS PRINCIPALES

Nº	DESIGNACIÓN	UNIDADES	PRECIO	TOTAL
3.1	Módulos fotovoltaicos de silicio policristalinos de 250 Wp, modelo REC 250PE, puestos en obra	72	166,00 €	11.952,00 €
3.2	Inversor CC/AC de 17 kW, marca SMA, modelo STP 17000 TL y equipos para monitorización, control y medida: SMA sunny webbox bluetooth, SMA Sensor Box PI BT y SMA PT 100, puestos en obra	1	3.474,60 €	3.474,76 €

TOTAL 15.426,76 €

4. LOCAL DEL INVERSOR, PROTECCIONES Y APARATOS DE MEDIDA

Nº	DESIGNACIÓN	UNIDADES	PRECIO	TOTAL
4.1	Edificio prefabricado de hormigón, compacto compartimentado, de dimensiones aproximadas 2,10 x 2,10x 2,80 mts., para instalación exterior, homologado por PREPHOR. Incluye en su precio, transporte, alquiler de grua, excavaciones y material auxiliar.	1	6000 €	6000 €

TOTAL 6.000,00 €

5. VALLADO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

Nº	DESIGNACIÓN	Metros o Unidades	PRECIO	TOTAL
5.1	Metro lineal de malla de simple torsión a 2 metros de altura con alambre de 2,10 mm galvanizado.	94	2,838 €	283,8 €
5.2	Poste intermedio para valla a 2 metros de altura compuesto de 45mm de diametro	20	5,04 €	127,6 €
5.3	Poste extremo para valla a dos metros de altura galvanizado y postes de refuerzo cada 10 metros	8	15,95 €	141,12 €

TOTAL 552,52 €

PRESUPUESTO GENERAL

1. SUJECCIÓN AL TERRENO Y ESTRUCTURA MÉTALICA	10.809,76 €
2. INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN BAJA TENSIÓN	6.804,70 €
3. SUMINISTROS EQUIPOS PRINCIPALES	15.426,76 €
4. LOCAL DEL INVERSOR, PROTECCIONES Y APARATOS DE MEDIDA	6.000,00 €
5. VALLADO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA	552,52 €

TOTAL**42.113,21 €****sin IVA****CUARENTA Y DOS MILCIENTO TRECE CON VEINTIUN EUROS**