

UNIVERSIDAD POLITECNICA DE VALENCIA

ESCUELA POLITECNICA SUPERIOR DE GANDIA

GRADO EN ING. SIST. DE TELECOM., SONIDO E IMAGEN



UNIVERSIDAD
POLITECNICA
DE VALENCIA



ESCUELA POLITECNICA
SUPERIOR DE GANDIA

“Autoconsumo eléctrico en un centro educativo mediante la energía fotovoltaica”

TRABAJO FINAL DE GRADO

Autor:

Lido Nagatsuka Barceló

Tutores:

Tomás Carlos Sogorb Devesa

José Vicente Llario Sanjuán

GANDIA, 2013

Resumen — En el presente proyecto se desarrolla el procedimiento para el diseño de una instalación fotovoltaica de 40 kW en la cubierta de un centro educativo de Elche. En este diseño, se emplea el sistema de autoconsumo con balance neto.

Además del ahorro económico que supondrá en las facturas de electricidad, ésta instalación ayuda a que los alumnos, tanto de la ESO como de Bachillerato, puedan estudiar el funcionamiento de un campo solar real, observando sus equipos y analizando los datos que se obtienen por medio de la monitorización de la planta.

Energía Renovable Solar Fotovoltáica Autoconsumo

Abstract — This project develops the procedure for designing a 40kW PV system on the roof of a Secondary School in Elche. In this design, the net-metering system is used. Besides the cost savings that will in electricity bills, this facility helps secondary school students could study the operation of an actual solar installation watching their equipments and analyzing data obtained by the plant monitoring system.

Energy Renewable Solar Photovoltaic Net-metering

Índice de contenido

1. Introducción.....	1
1.1. Presentación.....	1
1.2. Objetivos.....	1
1.3. Metodología.....	2
1.4. Etapas.....	2
1.5. Problemas.....	2
2. Sistema eléctrico español.....	3
3. Situación actual de la energía fotovoltaica en España.....	4
4. Normativa española.....	5
5. Sistema de autoconsumo de la energía fotovoltaica.....	5
6. Procedimiento del diseño de un campo fotovoltaico.....	6
6.1. Datos de la ubicación del campo fotovoltaico.....	6
7. Características eléctricas de los receptores del instituto.....	7
8. Elección de los componentes fundamentales.....	8
8.1. Módulos fotovoltaicos.....	8
8.2. Inversor fotovoltaico.....	9
8.4. La orientación de los módulos.....	10
8.5. La inclinación de los módulos.....	12
9. Diseño del campo fotovoltaico.....	13
9.1. Superficie disponible.....	13
9.2. Montaje en vertical.....	14
9.3. Montaje en horizontal.....	15
9.4. Distribución de los módulos.....	18
9.5. Elección de las cajas de conexión continua (DC-BOX).....	19
9.6. Evaluación de los casos extremos de temperaturas y radiaciones.....	20
10. Cableado.....	22
10.1. Cableado DC.....	24
10.2. Cableado AC.....	30
11. Aislamiento eléctrico en el inversor.....	32
12. Protecciones en la instalación fotovoltaica.....	32
12.1. Protecciones en el lado DC.....	32
12.2. Protecciones en el lado AC.....	35
12.3. Cuadro AC del punto de conexión.....	36
12.4. Conductores de protección.....	36
13. Esquema unifilar de la instalación.....	37
14. Estimación de la producción mensual y anual.....	39
15. El balance de energía producida y consumida.....	42
16. La degradación del módulo por envejecimiento.....	44
17. Estructuras.....	45
18. Monitorización.....	46

19. Mantenimiento.....	47
20. Material y presupuesto.....	48
21. Conclusión.....	49
22. Bibliografía.....	49

Índice de figuras

Figura 6.1. Fotografía aérea del centro educativo.....	6
Figura 8.1. Ejemplo de la curva V-I de un módulo fotovoltaico.....	8
Figura 8.2. Sistema fotovoltaico con inversor central.....	10
Figura 8.3. Sistema fotovoltaico con inversores modulares.....	10
Figura 8.4. Declinación magnética (National Geophysical Data Center).....	11
Figura 8.5. Indicador de la orientación.....	11
Figura 9.1. Distancias para determinar sombras.....	13
Figura 9.2. Plano cubierta 1.....	14
Figura 9.3. Plano cubierta 2.....	15
Figura 9.4. Plano cubierta 1.....	15
Figura 9.5. Plano cubierta 2.....	16
Figura 9.6. Distribución del Edificio-1 con sus módulos fotovoltaicos.....	18
Figura 9.7. Distribución del Edificio-2 con sus módulos fotovoltaicos.....	19
Figura 9.8. Conexión de equipos.....	20
Figura 9.9. Mapa anual de radiación en isóneas de Elche.....	20
Figura 10.1. Esquema de los diferentes tramos de cableado.....	24
Figura 10.2. Plano del cableado con puntos de conexión.....	25
Figura 10.3. Conexión en serie de los módulos, abierto por el interior de la rama.....	26
Figura 10.4. Plano del conductor L1.....	27
Figura 10.5. Pasarela que une los dos edificios.....	27
Figura 10.6. Caídas de tensión pérdidas de potencia.....	29
Figura 10.7. Trazado del cableado trifásico.....	30
Figura 10.8. Edificio-1, de 15 m de altura.....	30
Figura 12.1. Fusibles en cada una de las ramas.....	33
Figura 12.2. Esquema protecciones DC-BOX-1.....	35
Figura 13.1. Esquema unifilar.....	37
Figura 13.2. Instalación.....	38
Figura 13.3. Caso: Potencia generada > Potencia consumida.....	38
Figura 13.4. Caso: Potencia generada < Potencia consumida.....	38
Figura 13.5. Caso: Potencia generada = Potencia consumida.....	38
Figura 15.1. Balance de energías.....	43
Figura 17.1. Estructura tipo V Aterosa.....	45

Índice de tablas

Tabla 7.1. Consumo de los receptores del instituto.....	7
Tabla 8.1. HPS Elche. Fuente: PVGIS.....	12
Tabla 9.1. Disposición de paneles en cubierta 1.....	14
Tabla 9.2. Disposición de paneles en cubierta 2.....	15
Tabla 9.3. Disposición de paneles en cubierta 1.....	16
Tabla 9.4. Disposición de paneles en cubierta 2.....	17
Tabla 9.5. Paneles totales según montaje.....	17
Tabla 9.6. Características de un módulo.....	21
Tabla 9.7. Características de los módulos a la entrada DC-1 del inversor.....	22
Tabla 9.8. Características de los módulos a la entrada DC-2 del inversor.....	22
Tabla 10.1. Pérdida de potencia en función de la longitud del conductor.....	26
Tabla 10.2. Secciones.....	28
Tabla 10.3. Caídas de tensión y pérdidas de potencia.....	28
Tabla 10.4. Secciones.....	29
Tabla 10.5. Caídas de tensión y pérdidas de potencia.....	30
Tabla 12.1. Protección de conductores en tramo L1.....	33
Tabla 12.2. Protección de conductores en tramo L2 (DC-BOX-1).....	34
Tabla 12.3. Protección de conductores en tramo L2 (DC-BOX-2).....	34
Tabla 12.4. Interruptor en DC-BOX-1.....	34
Tabla 12.5. Interruptor en DC-BOX-2.....	35
Tabla 12.6. Secciones de conductores.....	36
Tabla 14.1. PR temperatura.....	40
Tabla 14.2. PR total.....	41
Tabla 14.3. Energía producida.....	42
Tabla 15.1. Balance de energías.....	43
Tabla 16.1. Producción durante vida útil.....	44
Tabla 17.1. Estructuras y bloques de hormigón necesarios.....	45
Tabla 17.2. Fijaciones necesarias.....	46
Tabla 20.1. Presupuesto.....	48

1. Introducción.

El proceso de evolución de la sociedad actual está basado en unos elevados consumos de energía que se incrementan continuamente; conforme más habitantes de la tierra desean alcanzar ciertos niveles de confort mínimo y otros desean mejorar su estatus actual. El actual sistema energético basado en combustibles fósiles y energía nuclear presenta serios problemas de contaminación ambiental que hacen que sean inviables como modelo energético de futuro. La alternativa pasa por un sistema energético sostenible, con un sistema de generación de electricidad distribuida y empleando fuentes de energía renovables.

La energía solar, como fuente de energía renovable, ofrece muchas ventajas respecto a la energía convencional. El desarrollo experimentando durante los últimos años mediante un mejor aprovechamiento y utilización, ha hecho que su futuro sea más que prometedor.

Dada la localización de España, su climatología y los adecuados niveles de radiación solar durante todo el año en la mayor parte de su territorio, el potencial de la energía solar fotovoltaica es muy importante. Todo ello, debería traducirse en medidas de apoyo al sector fotovoltaico y unos objetivos de potencia instalada en el futuro que mantengan e incrementen el actual desarrollo de esta tecnología.

Finalizo este apartado totalmente convencida de que la energía solar, llena de recursos y perdurable, posee un futuro más que prometedor, tanto en España, favorecido por su privilegiada situación y climatología, como a nivel mundial.

1.1. Presentación.

En el presente Trabajo Final de Grado se desarrolla el diseño de una instalación fotovoltaica en la cubierta de un instituto de Educación Secundaria de Elche. Como fui docente de la asignatura de Tecnologías en este centro educativo, tenía toda la libertad de inspeccionar y analizar el edificio tanto en su interior como en su exterior.

En mi opinión, ya que los estudiantes de la Educación Secundaria estudian en diferentes cursos la obtención de la energía eléctrica a través de las fuentes de energías renovables, será muy productivo el poder visitar a una planta fotovoltaica real, donde podrán estar en contacto con los equipos reales y verificar el ahorro en la factura y la contribución a la protección del medio ambiente.

1.2. Objetivos.

Objetivos principales:

- Aprender la metodología para diseñar una instalación fotovoltaica de autoconsumo.
- Conocer los parámetros de los equipos necesarios para diseñar un campo fotovoltaico.
- Entender el concepto de “Autoconsumo con Balance Neto” de la energía fotovoltaica.

Objetivos secundarios:

- Comprender la situación eléctrica de España.
- Conocer la industria fotovoltaica del mundo, especialmente de España.
- Realizar cálculos necesarios para una instalación eléctrica con placas fotovoltaicas.
- Comparar los materiales y precios de los equipos empleados.
- Fomentar el uso de las energías renovables para frenar la contaminación ambiental.

1.3. Metodología.

En el curso de Adaptación al Grado en Ingeniería de Sistemas de Telecomunicación, Sonido e Imagen, existe la asignatura *Conversión y Control de energía*, donde se estudia la energía solar. Así que como punto de partida para la elaboración del presente proyecto tenía los conocimientos adquiridos en esta asignatura.

Para alcanzar los objetivos marcados he seguido las siguientes acciones:

- Buscar información relacionada en Internet y en los apuntes de la asignatura mencionada anteriormente y del Curso de Especialista Universitario en Energía Solar Fotovoltaica de la Universitat Politècnica de València para formarme en profundidad en energía solar.
- Analizar el centro docente midiendo distancias, contando los receptores eléctricos existentes, tomando fotografías y comprobando su consumo eléctrico.
- Investigar los diferentes equipos existentes en el mercado visitando la página web de las empresas relacionadas y elegir aquellos productos más adecuados para la instalación.
- Realizar los cálculos para el diseño de la instalación fotovoltaica.
- Analizar los resultados obtenidos, estimar las pérdidas y obtener conclusiones.

1.4. Etapas.

Las fases en la elaboración del Trabajo Final de Grado han sido las siguientes:

- Búsqueda de normas, libros e informaciones relacionadas con la energía solar. (100 horas)
- Obtención de datos del centro educativo. (20 horas)
- Cálculo para el diseño de la instalación. (30 horas)
- Elección de los componentes para la instalación. (40 horas)
- Obtención de un diseño final que se ajuste a las especificaciones de partida. (40 horas)
- Redacción de la memoria del proyecto. (70 horas)

1.5. Problemas.

Cuando estaba decidiendo el tema del presente proyecto publicaron en el Boletín Oficial del Estado el Real Decreto 1699/2011, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. En este Decreto se hace referencia al “Autoconsumo con Balance Neto” y creí interesante este sistema de generación y consumo de la energía eléctrica por ser novedoso en España. Por esta razón, elegí este estudio. En el sector fotovoltaico se rumoreaba sobre una pronta aprobación de otro Decreto más específico para el

Autoconsumo con Balance Neto; finalmente no fue así. Este Decreto lleva un retraso importante y yo he redactado el proyecto suponiendo que en un futuro no muy lejano se pudiera llevar a cabo este tipo de instalaciones.

2. Sistema eléctrico español.

“El objetivo del 20/20/20 para 2020 es llevar a Europa hacia el camino del futuro sostenible, con una economía que genere pocas emisiones de carbono y consuma menos energía.”¹

Los Estados miembros de la Unión Europea se han comprometido a reducir para 2020 el consumo de energía primaria en un 20%, a este proyecto se le denomina “Objetivo 20/20/20”. No obstante, aún siguen existiendo numerosos obstáculos para la adopción de medidas eficaces para lograr el objetivo. Con respecto a las cifras de 1990, los compromisos de la Unión Europea para conseguir dicho objetivo son:

1. Reducir las emisiones de los gases productores del efecto invernadero en un 20%.
2. Ahorrar el 20% del consumo de energía mediante una mayor eficiencia energética.
3. Promover que el 20% de la energía de la UE provenga de las energías renovables.

En España, el crecimiento continuado del volumen de generación eléctrica de régimen especial se debe principalmente al progresivo aumento de las energías renovables, cuya potencia instalada se situó a finales del 2012 en 31.866 MW (2.885 MW más que en 2011).

A pesar de esfuerzos e inversiones notables, el modelo actual de generación y distribución de la energía eléctrica encuentra inconvenientes importantes como:

- El uso de las fuentes de energía contaminantes.
- Modelo de generación centralizada.
- Casi toda la energía eléctrica producida se hace fuera de los centros de consumo. Esto conlleva a las elevadas pérdidas en las redes de transporte y distribución.
- Saturación de las redes.
- Oposición social a nuevas instalaciones o redes.

Para solucionar estos problemas acompañados del desarrollo tecnológico en el sector de la energía renovable, hace que surjan nuevas ideas para la obtención de la energía eléctrica. El modelo de generación distribuida contempla los siguientes cambios:

- Generación de energía a pequeña escala.
- Suministro en puntos cercanos al consumidor.
- Conexión directa en redes de baja tensión.
- Existencia de cierto nivel de independencia en la gestión y control de la generación.

¹ Directiva 2009/28/CE de 23 de abril del Parlamento Europeo

Así se conseguirán las siguientes ventajas:

- Reducción de pérdidas en la red.
- Reducción en el uso de los combustibles fósiles, y como consecuencia, reducción de emisiones de gases y residuos contaminantes.
- Autonomía energética.
- Mejor aceptación social por la reducción de impacto ambiental.

3. Situación actual de la energía fotovoltaica en España.

En España hubo un “boom fotovoltaico” en los años 2007 y 2008, pero actualmente el mercado está estancado. La crisis económica del país ha afectado a las subvenciones y primas fotovoltaicas. Todos los recortes se han justificado por la necesidad de reducir el déficit de tarifa, que es la diferencia entre lo que cuesta producir y distribuir la electricidad y lo que realmente ingresa el sistema eléctrico. Además, la aprobación de la próxima Reforma Energética y el Decreto del autoconsumo de la energía fotovoltaica por parte del gobierno actual tampoco ayuda a que se reactive el sector fotovoltaico.

El Decreto sobre autoconsumo lleva un año de retraso. El borrador —esperado por numerosos consumidores para ver si se podía ahorrar en su factura— ha incluido un peaje, denominado “de respaldo”, que de momento, sube la tarifa de quienes lo utilizan. Según cálculos de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), el peaje de respaldo que se pagará por generar energía en un domicilio será un 27% más alto que si se opta por el consumo convencional y se abona el peaje por el uso tradicional de la red. La asociación, que agrupa a unas 300 empresas y representa a un 85% del sector, critica que se impida el ahorro de los consumidores y se paralice la entrada de nueva competencia en el mercado eléctrico.

Aunque en España sea relativamente nuevo, el autoconsumo energético está más que consolidado en países como Estados Unidos u Holanda. Es el camino hacia el que se dirigen las políticas de la Unión Europea. Lo habitual en los países en los que se ha implantado es que se incentiven estas prácticas bonificando los peajes, permitiendo a los consumidores que viertan energía a la red y la recuperen cuando la necesiten, u ofreciéndoles la posibilidad de venderla a la compañía eléctrica. Esta modalidad se conoce como balance neto.

Actualmente en España se puede producir energía de forma privada y consumirla en el momento. Una modalidad que se denomina autoconsumo instantáneo, su última legislación es de 2011. Y el sector fotovoltaico esperaba la regulación del autoconsumo con balance neto, pero tanto la Reforma como el Decreto harán que encarezca el autoconsumo y veta la opción de verter la energía a la red y recuperarla después.

El autoconsumo era la gran esperanza del sector fotovoltaico español. El futuro hacia el que caminan Europa y el resto del mundo, donde numerosos países están fomentándolo, mientras tanto aquí en España los ciudadanos se replantean si vale la pena obtener su propia energía de forma sostenible.

4. Normativa española.

La legislación sobre la producción de energía de origen renovable evoluciona constantemente adaptándose a unas nuevas condiciones de mercado. Algunas normativas vigentes en España relacionadas con las instalaciones solares fotovoltaicas de suministro eléctrico son las siguientes:

- Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Real Decreto-Ley 1/2012, de 27 de enero de 2012, por el que se suspenden de forma temporal las primas de nuevas instalaciones de régimen especial, así como los procedimientos de preasignación de retribución.
- 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.
- Real Decreto 314/2006, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación: Aplicación de medidas de eficiencia energética en edificios de nueva construcción.
- Real Decreto 842/2002, por el que aprueba el nuevo Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT).

5. Sistema de autoconsumo de la energía fotovoltaica.

En el año 2012 se instalaron en España las primeras instalaciones fotovoltaicas conectadas a red que son rentables por sí mismas, sin necesidad de ningún tipo de prima o ayuda. Estas primeras instalaciones operan en régimen de autoconsumo instantáneo, opción de mercado que abrió el *Real Decreto 1699/2011*, al regular la conexión a la red interior de los titulares.

El *Real Decreto 1699/2011* anunció además, otra norma para regular el mecanismo conocido como “balance neto”, un sistema de intercambio de energía que permite saldar la electricidad que exceda del autoconsumo instantáneo y se vierta en la red con la electricidad suministrada por la red cuando el generador para autoconsumo no pueda cubrir la demanda. Por lo tanto, no necesita sistemas de acumulación. En el caso fotovoltaico, los kWh de más que se pueden producir durante el día se compensan con los kWh suministrados por la red durante la noche. Sin embargo, como ya he nombrado en el apartado anterior, de momento en España no se va a implantar el sistema de balance neto.

El autoconsumo fotovoltaico instantáneo es muy interesante para aquellos consumidores, como industrias o comercios, que necesitan energía en las horas centrales del día y de un modo constante, por el buen acoplamiento entre la producción eléctrica solar y su perfil de consumo. En cambio, para los consumidores domésticos, cuyo máximo consumo no coincide con las horas de sol, es clave el mecanismo de balance neto. A diferencia de lo que sucede con el autoconsumo instantáneo, con el balance neto se utilizan las redes eléctricas y ello introduce elementos adicionales, como el pago de ciertos peajes por el uso de las mismas y la necesidad de que se gestione el intercambio diferido de energía.

Las oportunidades que el sistema de autoconsumo aporta a la sociedad son:

- Abaratar el coste de la energía en los hogares, comercios e industrias.
- Atenuar la dependencia energética de los combustibles fósiles y de terceros países.
- Cumplir con los compromisos europeos de desarrollo de las renovables y de la eficiencia energética.
- Crear una nueva sociedad donde exista la democracia energética.

6. Procedimiento del diseño de un campo fotovoltaico.

A la vista de la superficie del establecimiento disponible para la instalación del campo y sus características, el primer paso es la elección de los módulos a instalar y su distribución para esa superficie. El segundo paso sería determinar el tipo de sistema fotovoltaico a diseñar, donde hay que elegir el inversor a emplear. A partir de los dos pasos anteriores, se determina el número de módulos en serie en las ramas y el número de ramas asociadas en paralelo para asegurar el correcto funcionamiento del inversor y así se obtiene la potencia de campo fotovoltaico deseada.

Conocidos los parámetros de las agrupaciones de los módulos, se determina las características del cableado de la parte de corriente continua y alterna de la instalación fotovoltaica. Más tarde, se podrá elegir los elementos de protección necesarios para garantizar el correcto funcionamiento de la instalación.

El paso final en el diseño de un campo fotovoltaico de conexión a red es la estimación de los factores de pérdidas en la instalación y el cálculo de la producción energética esperada, lo que determinará los ingresos que pueden recibirse en función de los apoyos económicos existentes a este tipo de energía renovable.

6.1. Datos de la ubicación del campo fotovoltaico

Se va a diseñar una instalación fotovoltaica en la cubierta del Instituto de Educación Secundaria Joanot Martorell de Elche con dirección en Avenida Melchor Botella, 8, C.P. 03206. Es uno de los centros educativos más grandes de Elche, con unos 900 estudiantes y 80 docentes. En este centro se ofertan estudios de la Educación Secundaria Obligatoria y Bachilleratos de Ciencias y Tecnología y Humanidades y Ciencias Sociales. El horario normal de funcionamiento del instituto es de 7:30 a 15:30, de lunes a viernes.

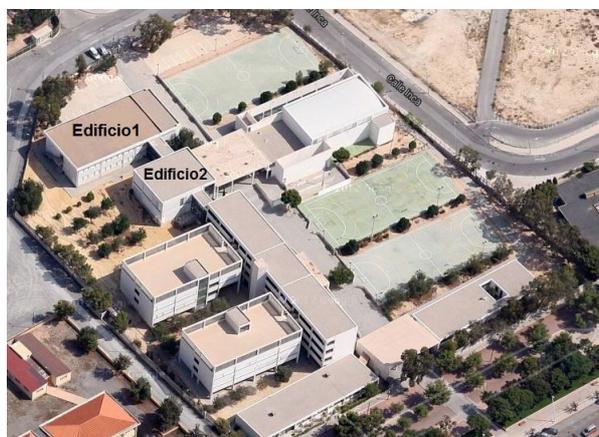


Figura 6.1. Fotografía aérea del centro educativo (Google Maps).

Los módulos fotovoltaicos se instalarán sobre los edificios 1 y 2; unas superficies planas que permiten la orientación hacia el sur con una inclinación de 30° de los módulos.

Los módulos se conectan en serie entre ellos formando ramas o strings de módulos. Todas las ramas se conectan en paralelo en un cuadro de conexión DC (DC-BOX) situado en la cubierta. En este cuadro de continua se sitúan los elementos de protección. La salida del cuadro DC se conecta al inversor, que también se instala en la cubierta. La salida del inversor irá hacia el cuadro de alterna donde se encuentra el punto de conexión concedido por la compañía de suministro eléctrico del instituto. En este cuadro se ubican el contador bidireccional de energía eléctrica y los elementos de maniobra y protección.

7. Características eléctricas de los receptores del instituto.

Los receptores eléctricos utilizan la energía eléctrica para transformarla en otro tipo de energía: luz, movimiento, calor o frío, etc. De los receptores conectados en una determinada instalación fotovoltaica se deben conocer los parámetros como: el tipo de alimentación, la tensión nominal de trabajo, la potencia o la energía consumida, la duración y la distribución temporal de su uso.

La siguiente tabla muestra los receptores del instituto; un día cualquiera entre semana, todos los receptores empleados a la mayor duración, es decir, con la máxima carga.

CARGAS AC MONOFÁSICO	POTENCIA (W)	CANTIDAD	POTENCIA TOTAL (W)	HORAS DE USO (h)	ENERGÍA CONSUMIDA EN UN DÍA (Wh)
Tubos fluorescentes (aulas, despachos, sala de profesores y administración, dirección)	36	1082	38952	7	272664
Tubos fluorescentes (pasillos, aulas secundarias, aseos)	36	364	13104	2	26208
Ordenadores (Aulas de informática, sala de profesores, administración, dirección)	275	92	25300	6	151800
Ordenadores (despachos)	275	41	11275	4	45100
Impresoras	60	10	600	2	1200
TVs	100	3	300	2	600
Radiocassettes	40	3	120	4	480
Proyectores	250	3	750	2	1500
Fotocopiadoras	1300	2	2600	1	2600
Taladradora	350	2	700	1	700
		TOTAL	93701 W		502852 Wh

Tabla 7.1. Consumo de los receptores del instituto.

El centro educativo en cuestión tiene el contrato de energía eléctrica con la compañía Nexus, con 95 kW de potencia contratada.

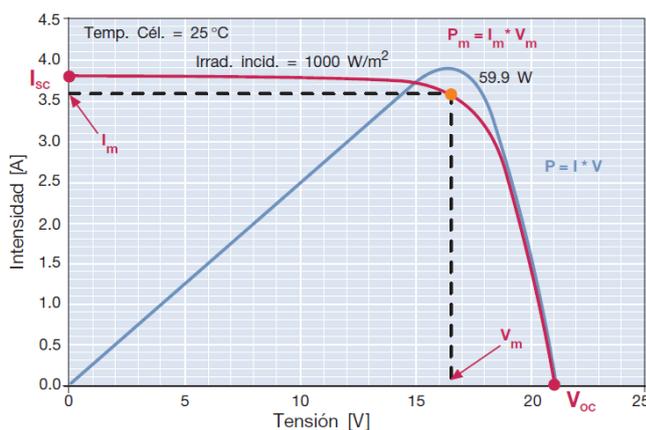
8. Elección de los componentes fundamentales.

8.1. Módulos fotovoltaicos

En la actualidad el mercado está dominado por la tecnología de silicio cristalino, que representa un 90% del sector. Se trata de una tecnología madura desde el punto de vista de la eficiencia obtenible y de los costes de fabricación, y probablemente continuará dominando el mercado a corto-medio plazo. Actualmente los paneles de silicio cristalino se dividen en dos categorías:

- 1) **Silicio monocristalino:** los paneles monocristalinos homogéneos están hechos de cristal de silicio cristalino de alta pureza. El lingote de silicio monocristalino es cilíndrico. La principal ventaja de estas células es la eficiencia (14 a 17%), junto con la larga duración y el mantenimiento de las propiedades a lo largo del tiempo. El coste de estos módulos es de alrededor de 3,2 a 3,5 €/W y los paneles realizados a partir de esta tecnología normalmente se caracterizan por un color azul oscuro homogéneo.
- 2) **Silicio policristalino:** en los que los cristales que componen las células se agregan adoptando formas y direcciones diferentes. Las obleas así obtenidas son cuadradas. Su eficiencia es menor que la del silicio monocristalino (12 a 14%), pero su coste también lo es: de 2,8 a 3,3 €/W. Aun así, su duración es larga con respecto a la del silicio monocristalino, y buena parte del rendimiento se mantiene a lo largo del tiempo (85% de la eficiencia inicial tras 20 años). Las células fabricadas mediante esta tecnología pueden reconocerse por su superficie donde son claramente visibles los granos cristalinos.

En la siguiente gráfica se muestra la curva característica tensión-intensidad de un módulo FV:



Los datos característicos de un módulo solar son los siguientes:

- I_{sc} : intensidad de cortocircuito.
- V_{oc} : tensión sin carga.
- P_m : potencia producida máxima en condiciones estándar (STC).
- I_m : intensidad en el punto de potencia máxima.
- V_m : tensión en el punto de potencia máxima.

Figura 8.1. Ejemplo de la curva V-I de un módulo fotovoltaico.

En el presente diseño se utilizarán los módulos A-250 del fabricante Atersa, formados por 60 células en serie de $156 \times 156 \text{ mm}^2$ de silicio policristalino. Sus datos técnicos para Condiciones

Estándar de Medida (CEM o STC en inglés, Standard Test Conditions) están en su catálogo disponible en el Anexo.

En la parte trasera del módulo, hay una caja de conexiones desde donde se extienden los conductores positivo y negativo para interconectar los módulos en serie. Además se encuentran unos diodos by-pass que protegen a las células fotovoltaicas frente a los sombreados parciales del panel.

8.2. Inversor fotovoltaico.

Un inversor fotovoltaico es un dispositivo electrónico de potencia que convierte la energía de continua (DC) generada por el campo solar fotovoltaico en energía eléctrica de alterna senoidal (AC) que es consumida por el propietario o inyectada a la red eléctrica de de suministro con la calidad exigida por la reglamentación vigente. El inversor es uno de los componentes más importantes de las instalaciones fotovoltaicas de conexión a la red de suministro. Las funciones que realizan son:

- Protección frente a cualquier situación que pueda provocar peligro o daños en el sistema. La respuesta del inversor a estas situaciones es diversa; en algunos casos se desconectará (a causa de sobretensiones, bajas tensiones en la entrada, fluctuaciones de frecuencia, etc.) o modificará el punto de trabajo (por el exceso de temperatura, potencia DC excesiva, etc.).
- Protección frente a riesgo eléctrico de las personas, vigilando el nivel de aislamiento existente.
- Seguimiento del punto de máxima potencia del campo fotovoltaico o MPPT (Maximum Power Point Tracking). La electrónica de control del inversor incluye algoritmos que consiguen que los módulos fotovoltaicos trabajen en puntos cercanos al de máxima potencia para cualquier nivel de radiación, obteniendo la máxima energía posible.
- Detección del funcionamiento en modo isla (islanding detection). El funcionamiento en modo isla ocurre cuando la red principal se desconecta y el panel fotovoltaico sigue conectando generando potencia y manteniendo con energía una parte de la red de suministro. El algoritmo del inversor detecta el modo isla y efectúa la desconexión del inversor de la red de suministro en un tiempo reducido.
- Monitorización del sistema. Gran parte de los inversores existentes almacenan información sobre diversas variables del sistema, como pueden ser: tensiones DC y AC, corrientes DC y AC, frecuencia de la red, potencia y energía en DC y AC, seguimiento del PMP, etc.

Según su disposición, existen varios tipos de campos solares:

1) Sistema fotovoltaico con inversor central

Esta disposición se utiliza en centrales monofásicas con potencias de hasta 5 kW y trifásicas con potencias superiores a 5 kW, instalando todos los módulos del mismo tipo y que tengan la misma exposición al sol. Existen ventajas económicas derivadas de la existencia de un solo inversor, en términos de reducción de la inversión inicial y de los costes de mantenimiento. Sin embargo, el fallo del inversor único provoca el paro de la producción de toda la planta. Además, esta solución no es la más indicada para aumentar la potencia de la planta fotovoltaica dado que aumentan los problemas de protección contra sobreintensidades. Otro inconveniente de este sistema ocurre

cuando existe un sombreado diferente, es decir, cuando la exposición de los paneles no es la misma en toda la instalación. El inversor regula su funcionamiento a través del MPPT, considerando los parámetros promedio de las cadenas conectadas al inversor; por lo tanto, si todas las cadenas se conectan a un único inversor, el sombreado o fallo de una cadena o parte de ella provoca una mayor reducción del rendimiento eléctrico de la central en comparación con otras disposiciones.

2) Sistema fotovoltaico con inversores modulares

En plantas de tamaño medio, cada rama puede conectarse a su propio inversor y así funcionar conforme a su propio punto de potencia máxima. Todos los inversores se conectan en paralelo con la red de suministro. Además, disponer de un inversor en cada cadena reduce los problemas de acoplamiento entre módulos e inversores y hace que no afecte la reducción de rendimientos como consecuencia del sombreado o la exposición no uniforme. Por otra parte es posible utilizar módulos con características diferentes en distintas cadenas para aumentar la eficiencia y fiabilidad de toda la planta. En el esquema siguiente, se puede observar que al final se obtiene un sistema trifásico equilibrado a partir de tres inversores monofásicos del mismo modelo.

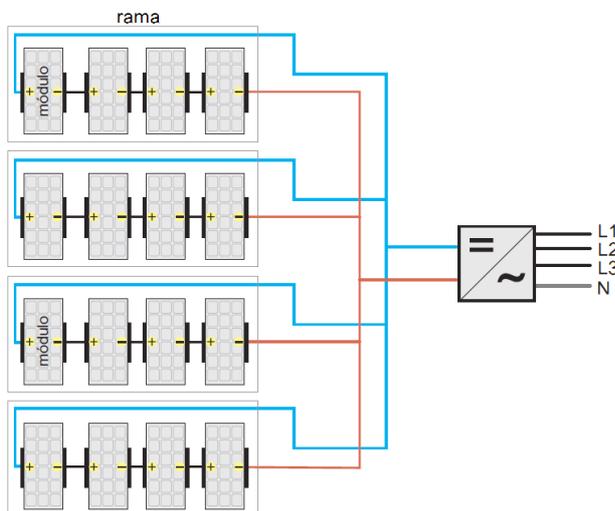


Figura 8.2. Sistema fotovoltaico con inversor central.

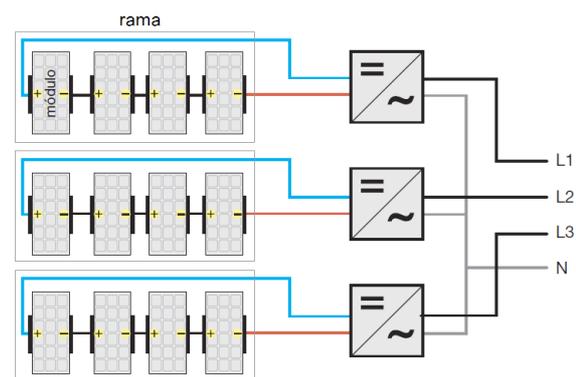


Figura 8.3. Sistema fotovoltaico con inversores modulares.

Para el presente diseño se ha optado por una configuración con inversor centralizado, ya que no existen problemas de sombreado, y se van a instalar los mismos módulos tanto en la cubierta del Edificio-1 como en la del 2 y las condiciones atmosféricas, la inclinación y la orientación sometidas a todos los módulos son las mismas. Además el coste será menor. Se ha elegido el inversor INGECON Sun 3Play 40TL de Ingeteam. Sus datos técnicos están en su catálogo disponible en el Anexo.

8.4. Orientación de los módulos.

La orientación adecuada en el hemisferio norte es hacia el sur geográfico y no hacia el sur magnético. La orientación hacia el sur suele determinarse mediante una brújula, que determina la posición del eje Norte-Sur magnético. Existen diferencias entre el sur magnético y el sur solar,

denominándose declinación magnética a dicha diferencia. Los paneles fotovoltaicos deben orientarse hacia el sur solar, por lo que la diferencia entre el sur medido con la brújula y el sur solar debe ser corregida.

En la página web <http://www.ngdc.noaa.gov/geomag/geomag.shtml> hay una aplicación para estimar el valor de la declinación magnética para cualquier lugar. Indicándole los datos de la latitud y la longitud de la ciudad de Elche, he conseguido la declinación magnética, que resulta ser de $0^{\circ} 24' 55''$ W. Como conclusión, el sur solar y el magnético están muy próximos.



Figura 8.4. Declinación magnética (National Geophysical Data Center).

Como se puede observar en la fotografía de la localización del instituto, alrededor de él no existe ningún edificio ni árboles que puedan provocar sombras en las cubiertas. Tampoco hay ningún impedimento para poder orientar los módulos hacia el sur. Estando en el instituto y empleando una brújula, he podido localizar el sur y el resultado es el siguiente:



Figura 8.5. Indicador de la orientación.

8.5. Inclinación de los módulos.

A partir de las tablas de radiación (Horas de Sol de Pico promedio mensuales) obtenidas de la página web de PVGIS -desarrollada por el Centro Común de Investigación de la Comisión Europea- para la ciudad de Elche, se deduce que la inclinación óptima de los módulos está alrededor de 35°. Sin embargo para reducir el efecto del viento y del sombreado generalmente se suelen reducir algo de inclinación. Así, escogemos una inclinación de 30° de los módulos. La diferencia respecto a la inclinación de 35° es de 10 kWh/m² que se reciben de menos en un año, lo que representa un -0,5% de diferencia.

Tabla de HSP del PVGIS para Elche (kWh/m ² · día)													
Ángulo de inclinación	En.	Fe.	Ma.	Ab.	Ma.	Jun.	Jul.	Ag.	Se.	Oc.	No.	Di.	Irradiación total anual
0	2,35	3,15	4,44	5,35	6,42	6,97	6,98	6,14	5	3,71	2,42	2,12	1680
10	2,89	3,67	4,88	5,59	6,50	6,96	7,02	6,35	5,41	4,23	2,90	2,66	1800
15	3,14	3,90	5,06	5,66	6,50	6,91	6,98	6,40	5,57	4,46	3,12	2,91	1850
20	3,37	4,11	5,21	5,71	6,45	6,81	6,91	6,42	5,69	4,66	3,32	3,15	1880
25	3,58	4,29	5,34	5,72	6,38	6,68	6,81	6,41	5,79	4,84	3,50	3,36	1910
30	3,77	4,45	5,43	5,71	6,27	6,52	6,66	6,35	5,84	4,99	3,65	3,56	1920
34	3,90	4,55	5,48	5,67	6,15	6,37	6,52	6,28	5,87	5,08	3,76	3,70	1930
35	3,93	4,58	5,49	5,66	6,12	6,33	6,48	6,26	5,87	5,10	3,79	3,73	1930
40	4,07	4,68	5,51	5,58	5,94	6,09	6,26	6,13	5,85	5,18	3,90	3,87	1920
45	4,18	4,75	5,50	5,46	5,73	5,83	6,01	5,97	5,81	5,23	3,99	4	1900
50	4,27	4,79	5,46	5,31	5,49	5,54	5,72	5,77	5,72	5,25	4,05	4,09	1870
55	4,32	4,80	5,38	5,13	5,21	5,21	5,40	5,53	5,60	5,23	4,08	4,16	1830
60	4,35	4,78	5,27	4,93	4,91	4,86	5,06	5,27	5,44	5,18	4,09	4,20	1770
65	4,35	4,73	5,12	4,69	4,58	4,49	4,68	4,97	5,25	5,09	4,07	4,21	1710
70	4,32	4,64	4,94	4,42	4,23	4,09	4,28	4,64	5,02	4,97	4,03	4,19	1640
75	4,25	4,53	4,73	4,13	3,85	3,68	3,87	4,29	4,76	4,82	3,95	4,15	1550
80	4,16	4,38	4,49	3,82	3,46	3,25	3,43	3,91	4,48	4,64	3,86	4,07	1460
85	4,05	4,21	4,23	3,48	3,05	2,81	2,99	3,51	4,16	4,42	3,73	3,97	1360
90	3,90	4	3,93	3,13	2,63	2,35	2,52	3,09	3,82	4,18	3,58	3,84	1250

Tabla 8.1. HPS Elche. Fuente: PVGIS.

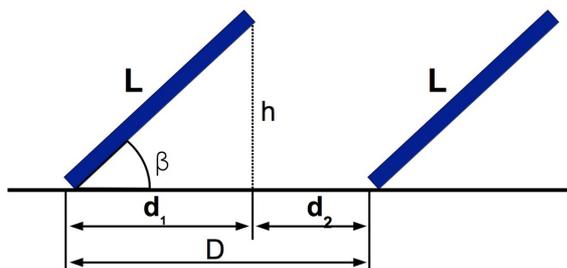
9. Diseño del campo fotovoltaico.

9.1. Superficie disponible.

Las superficies de las terrazas disponibles para la instalación del campo fotovoltaico son:

- **Edificio-1:** 33 x 19 m². Esta superficie se divide en dos partes, separadas por un pequeño muro: una superficie de 28 m de largo y otra de 5 m de largo.
- **Edificio-2:** 16 x 15 m².

Según la colocación del módulo, varía el número de módulos que se pueden instalar en una superficie. En el presente proyecto he optado por emplear el módulo A-250W de Atersa cuyas dimensiones son 1,645 x 0,99 m². También depende de la distancia entre una fila de módulos con la siguiente. En el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red elaborado por el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético) se especifica la distancia mínima entre filas de paneles para asegurar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno por la siguiente fórmula:



$$d_1 = L \cdot \cos(\beta)$$

$$d_2 = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

$$h = L \cdot \sin(\beta)$$

Figura 9.1. Distancias para determinar sombras.

$$D = d_1 + d_2 = d_1 + \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = L \cdot \cos(\beta) + \frac{L \cdot \sin(\beta)}{\tan(61^\circ - 38)}$$

Para este diseño, he realizado el estudio en montaje vertical y horizontal de los módulos. Se llama “montaje vertical” al siguiente disposición del panel fotovoltaico:

$$\beta = 30^\circ$$

$$L = 1,645\text{m}$$

$$D_{\text{vertical}} = 1,645 \cdot \cos(30) + \frac{1,645 \cdot \sin(30)}{\tan(61 - 38)} = 3,46 \text{ m} \approx 3,5 \text{ m}$$

Se llama “montaje horizontal” al siguiente disposición del panel fotovoltaico:

$$\beta = 30^\circ$$

$$L = 0,99\text{m}$$

$$D_{\text{horizontal}} = 0,99 \cdot \cos(30) + \frac{0,99 \cdot \sin(30)}{\tan(61 - 38)} = 2,02 \text{ m} \approx 2 \text{ m}$$

9.2. Montaje en vertical.

Empleando el programa de diseo *Google SketchUp*, he dibujado el plano de la terraza del Edificio-1. Así he obtenido las distancias de cada fila donde se instalarían los paneles. Entre cada fila he dejado una distancia de 3,5 m como había calculado anteriormente. He dejado un margen alrededor de la superficie donde se instalará el campo fotovoltaico para que los instaladores puedan pasar y trabajar con seguridad.

A partir de las dimensiones del módulo (1645 x 990 mm²) y una separación de 17 mm entre módulos, debido al sistema de montaje Hook de Atersa, el número de módulos que caben en cada eje son:

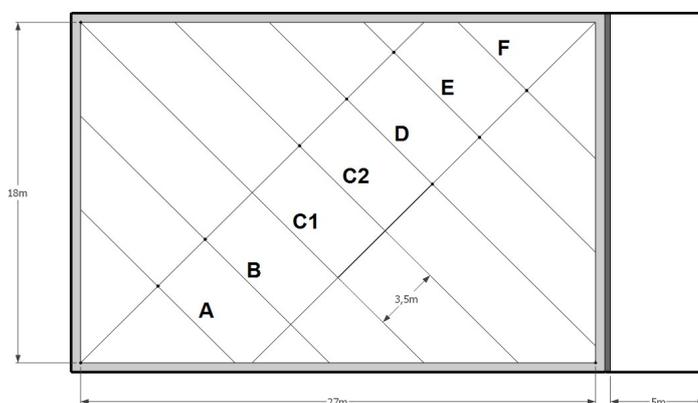


Figura 9.2. Plano cubierta 1.

$$n^{\circ} \text{ módulo} = \frac{\text{distancia fila}}{(l_{\text{panel}} + \text{elemento montaje})} = \frac{\text{distancia fila}}{(0,99 + 0,017)}$$

Fila	Distancia de la fila (m)	Nº de módulo calculado	Nº de módulo ajustado pensando en la simetría del campo fotovoltaico
A	11,46	11,4	10
B	18,46	18,3	17
C1	25,46	25,3	24
C2	25,46	25,3	24
D	24,18	24	24
E	17,18	17	17
F	10,18	10	10
			Nº total de módulos = 126

Tabla 9.1. Disposición de paneles en cubierta 1.

De igual forma, se calcula el número de paneles posibles para cada fila de la terraza del Edificio-2:

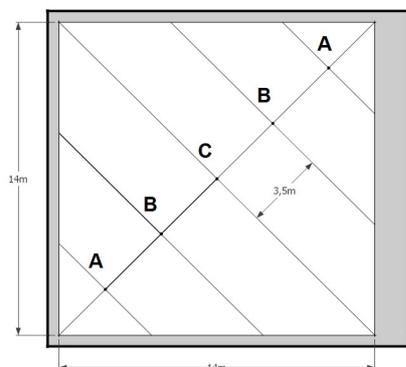


Figura 9.3. Plano cubierta 2.

Fila	Distancia de la fila (m)	Nº de módulo calculado	Nº de módulo ajustado pensando en la simetría del campo fotovoltaico
A	5,8	5,7	5
B	12,8	12,7	12
C	19,8	19,7	20
B	12,8	12,7	12
A	5,8	5,7	5
			Nº total de módulos = 54

Tabla 9.2. Disposición de paneles en cubierta 2.

En la fila C, pondré 20 módulos sabiendo que va a invadir un poco el margen de seguridad que había dejado, pero de esta forma, conseguiré un número conveniente para los cálculos posteriores.

9.3. Montaje en horizontal.

De igual manera se calcula para el Edificio-1.

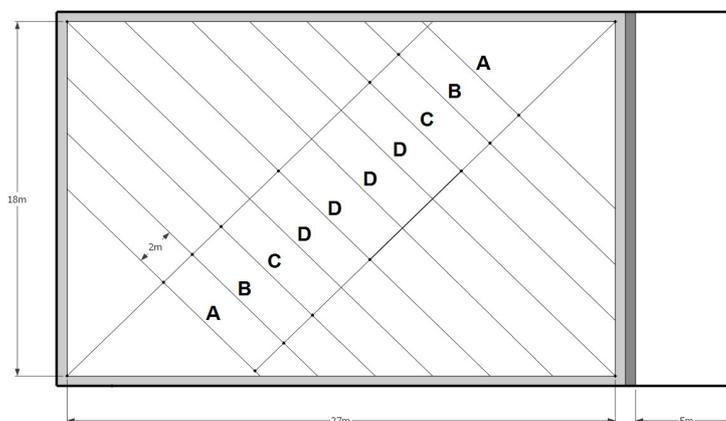


Figura 9.4. Plano cubierta 1.

$$n^{\circ} \text{ módulo} = \frac{\text{distancia fila}}{(l_{\text{panel}} + \text{elemento montaje})} = \frac{\text{distancia fila}}{(1,645 + 0,017)}$$

Fila	Distancia de la fila (m)	Nº de módulo calculado	Nº de módulo ajustado pensando en la simetría del campo fotovoltaico
A	13,46	8,09	8
B	17,46	10,5	10
C	21,46	12,9	12
D	25,46	15,3	15
D	25,46	15,3	15
D	25,46	15,3	15
D	25,46	15,3	15
C	21,46	12,9	12
B	17,46	10,5	10
A	13,46	8,09	8
			Nº total de módulos = 120

Tabla 9.3. Disposición de paneles en cubierta 1.

De igual manera se calcula para el Edificio-2.

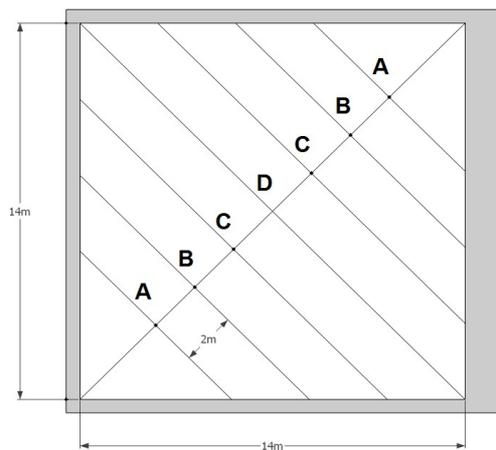


Figura 9.5. Plano cubierta 2.

Fila	Distancia de la fila (m)	Nº de módulo calculado	Nº de módulo ajustado pensando en la simetría del campo fotovoltaico
A	7,8	4,6	4
B	11,8	7	7
C	15,8	9,5	9
D	19,8	11,9	12
C	15,8	9,5	9
B	11,8	7	7
A	7,8	4,6	4
			Nº total de módulos = 52

Tabla 9.4. Disposición de paneles en cubierta 2.

En la fila D, pondré 12 módulos sabiendo que va a invadir un poco el margen de seguridad que había dejado, pero de esta forma, se consigue un número conveniente para los cálculos posteriores.

En resumen, podemos representar los resultados en la siguiente tabla:

Montaje	Nº de módulos totales	Potencia generada
Vertical	126+54 = 180	180 x 250 W = 45 kW
Horizontal	120+52 = 172	172 x 250 W = 43 kW

Tabla 9.5. Paneles totales según montaje.

A la vista de estos resultados, el diseño del campo fotovoltaico se realizará con **montaje vertical empleando 180 módulos, obteniendo 45 kW**. Esta potencia está dentro del margen permitido para el inversor elegido según la hoja de características (40 kW a 52 kW). A partir del módulo seleccionado y de la potencia admitida por el inversor, el número de módulos de la instalación podrá variar entre:

- Número de módulos máximo (N_{max}), calculado a partir de la potencia máxima del panel fotovoltaico y del inversor:

$$N_{max} = \frac{P_{DC\ max\ inv}}{P_{módulo}} = \frac{52\ kW}{250\ kW} = 208\ módulos$$

- Número de módulos mínimo (N_{min}), calculado a partir de la potencia mínima del panel fotovoltaico y del inversor:

$$N_{min} = \frac{P_{DC\ min\ inv}}{P_{módulo}} = \frac{40\ kW}{250\ kW} = 160\ módulos$$

Observando estos resultados, se puede diseñar un campo de 160 módulos a 208 módulos. Así he comprobado que el diseño con 180 módulos está en este margen permitido.

9.4. Distribución de los módulos.

A partir de los datos técnicos de los módulos y del inversor, en condiciones STC, se puede determinar el número de módulos fotovoltaicos conectados en serie máximo y mínimo. La tensión de trabajo de la rama tiene que estar dentro del rango de tensiones de entrada DC del inversor.

- El número de módulos en serie máximo (N_{s-max}) se determina de forma aproximada a partir de la máxima tensión de la entrada DC del inversor ($V_{DC_inv_max}$) y de la tensión máxima que puede producir el módulo (la tensión en circuito abierto, V_{OC_STC}).

$$N_{s-max} = \frac{V_{DC_inv_max}}{V_{OC}} = \frac{1000}{37,60} = 26,59 \text{ módulos} \longrightarrow 25 \text{ módulos}$$

- El número de módulos en serie mínimo (N_{s-min}) se determina de forma aproximada a partir de la mínima tensión de la entrada DC del inversor ($V_{DC_inv_min}$) y de la tensión máxima que produce el módulo en el punto de máxima potencia (V_{PMP_STC}).

$$N_{s-min} = \frac{V_{DC_inv_min}}{V_{PMP}} = \frac{300}{29,53} = 10,15 \text{ módulos} \longrightarrow 12 \text{ módulos}$$

A partir de los valores obtenidos, el rango de módulos a conectar en serie estaría entre los 12 y 25 módulos.

Para que en los dos edificios tengan la misma configuración de instalación, se saca el máximo común divisor de 126 módulos y 54 módulos: $2 \times 3 \times 3 = 18$ módulos en serie. Así tenemos en montaje vertical:

- Edificio-1 $\longrightarrow 126 : 18 = 7$ ramas
- Edificio-2 $\longrightarrow 54 : 18 = 3$ ramas

En definitiva, 10 ramas con 18 módulos en serie en cada una de ellas.

Gráficamente se puede representar los dos campos solares de esta forma:

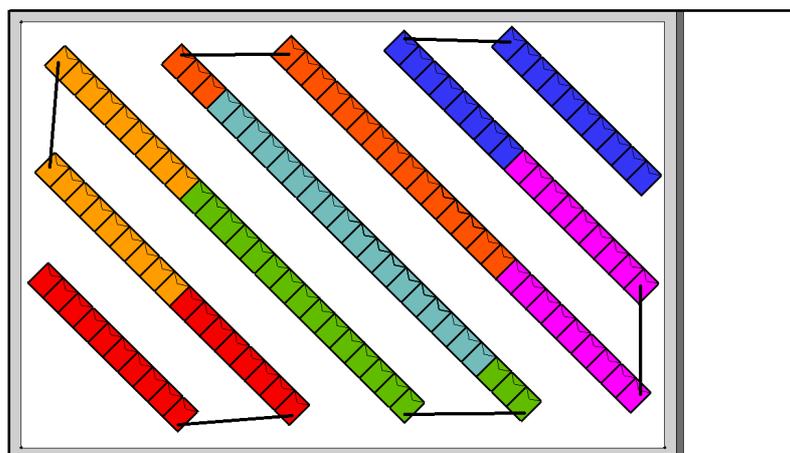


Figura 9.6. Distribución del Edificio-1 con sus módulos fotovoltaicos.

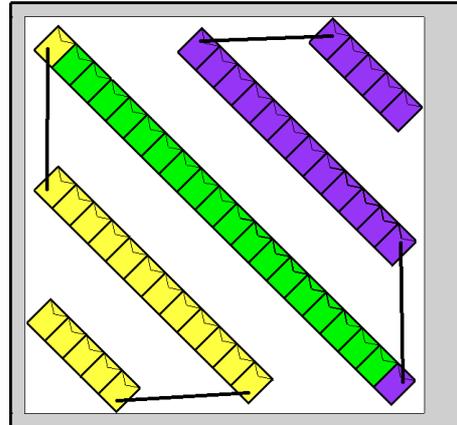


Figura 9.7. Distribución del Edificio-2 con sus módulos fotovoltaicos.

Sin embargo, las 10 ramas no se pueden conectar directamente al inversor porque el inversor solo tiene 2 entradas. Hay que instalar dos DC-BOX, uno para cada edificio y distribuir adecuadamente las ramas atendiendo a las especificaciones técnicas tanto de las DC-BOX como del inversor.

9.5. Elección de las cajas de conexión continua (DC-BOX).

Según los datos de los catálogos del panel y del inversor, podemos obtener la distribución de las 10 ramas que tenemos en el campo que estamos diseñando.

$$N_{rama\ max-ent1} = \frac{I_{DC\ inv\ entrada1}}{I_{PMP\ panel}} = \frac{50}{8,45} = 5,91\ ramas \approx 6\ ramas$$

$$N_{rama\ max-ent2} = \frac{I_{DC\ inv\ entrada2}}{I_{PMP\ panel}} = \frac{40}{8,45} = 4,73\ ramas \approx 4\ ramas$$

Con estos datos obtenidos, elegimos las dos DC-BOX con las características compatibles con el inversor elegido. Para el Edificio-1: Gave Solartec Equipo de 6 strings y para el Edificio-2: Gave Solartec Equipo de 4 strings. Los catálogos de estas DC-BOX están en el Anexo.

Como del Edificio-1 obtenemos 7 ramas, una de ellas se conectará junto a las 3 ramas del Edificio-2 en la DC-BOX de 4 strings.

Se puede representar gráficamente las conexiones de los equipos elegidos:

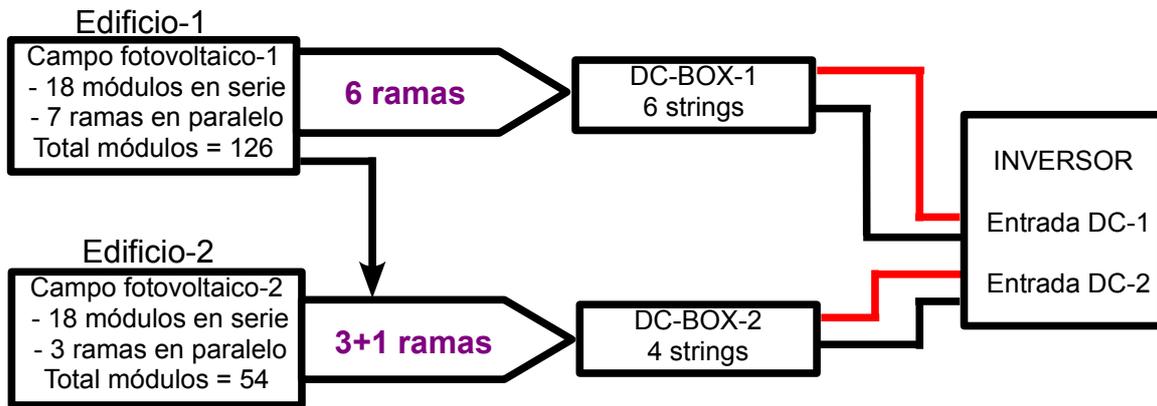


Figura 9.8. Conexión de equipos.

9.6. Evaluación de los casos extremos de temperaturas y radiaciones.

La radiación y la temperatura son los dos factores que más efecto tienen en los parámetros eléctricos de los módulos fotovoltaicos, y por eso, se deben evaluar sus efectos. Para ello, se hace un estudio del comportamiento de los módulos para los casos extremos de las condiciones de radiaciones y temperaturas en Elche, diferentes a las condiciones STC. Según la página web www.meteoelche.com, las temperaturas extremas en Elche fueron:

- Temperatura máxima absoluta: 39,8 °C (Junio 2012).
- Temperatura mínima absoluta: 0,6 °C (Febrero 2012).

El mapa de isóneas (en W/m^2) indica un valor de radiación solar en cada isónea. Esta gráfica se ha obtenido de www.satel-light.com, y los valores presentados corresponden a un año promedio para Elche, con los módulos inclinados a 30° respecto a la horizontal y orientados hacia el sur. En la franja horaria más valiosa para la obtención de la energía solar, de 12 horas a 16 horas, se observa que en los meses de invierno tenemos una radiación de 550 W/m^2 y en los meses de verano tenemos una de 900 W/m^2 .

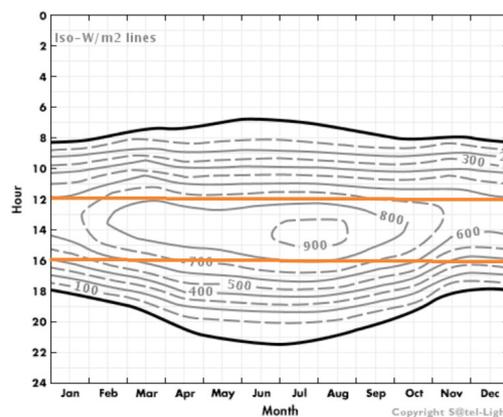


Figura 9.9. Mapa anual de radiación en isóneas de Elche.

Con estos datos y las siguientes fórmulas, podemos confeccionar la siguiente tabla de características de los módulos en condiciones extremas:

- Temperatura de trabajo en la célula: $T_{cell} = T_{amb} + (TONC - 20) \cdot \frac{E_x}{800}$
- Tensión de circuito abierto con la temperatura de célula diferente a la condición STC:

$$V_{OC_T_{cell}} = V_{OC\ 25^{\circ}C} \cdot \left(1 + \frac{\beta\ \%}{100} \cdot (T_{cell} - 25) \right)$$

- Tensión de máxima potencia con la temperatura de célula diferente a la condición STC:

$$V_{PMP_T_{cell}} = V_{PMP\ 25^{\circ}C} \cdot \left(1 + \frac{\beta\ \%}{100} \cdot (T_{cell} - 25) \right)$$

** Para la tensión no se tiene en cuenta la variación de la tensión con la irradiancia (E_x).

- Corriente de cortocircuito con la temperatura de célula y la radiación diferente a la condición STC:

$$I_{SC_E_x_T_{cell}} = I_{SC\ 25^{\circ}C} \cdot \left(1 + \frac{\alpha\ \%}{100} \cdot (T_{cell} - 25) \right) \cdot \frac{E_x}{1000}$$

- Corriente de máxima potencia con la temperatura de célula y la radiación diferente a la condición STC:

$$I_{MPP_E_x_T_{cell}} = I_{MPP\ 25^{\circ}C} \cdot \left(1 + \frac{\alpha\ \%}{100} \cdot (T_{cell} - 25) \right) \cdot \frac{E_x}{1000}$$

- Potencia generada con la temperatura de célula y la radiación diferente a la condición STC:

$$P_{MPP_E_x_T_{cell}} = P_{MPP\ 25^{\circ}C} \cdot \left(1 + \frac{g\ \%}{100} \cdot (T_{cell} - 25) \right) \cdot \frac{E_x}{1000}$$

Características de un módulo (Casos extremos en el invierno y verano)								
A-250P	E_x (W/m ²)	T_{amb} (°C)	T_{cell} (°C)	V_{OC} (V)	V_{PMP} (V)	I_{SC} (A)	I_{PMP} (A)	P_{pk} (W)
STC	1000	-8,8	25	37,60	29,53	8,91	8,45	250
Invierno	550	-1	17,56	38,5	30,23	4,89	4,63	141,9
Verano	1000	40	73,75	31,73	24,92	9,08	8,61	197,6

Tabla 9.6. Características de un módulo.

Características de los módulos conectados a la entrada-DC-1 del inversor (18x6ramas)								
A-250P	E_x (W/m ²)	T_{amb} (°C)	T_{cell} (°C)	V_{OC} (V)	V_{PMP} (V)	I_{SC} (A)	I_{PMP} (A)	P_{pk} (W)
STC	1000	-8,8	25	676,8	531,54	53,46	50,7	27k
Invierno	550	-1	17,56	693	544,14	29,34	27,78	15,3k
Verano	1000	40	73,75	571,14	488,56	54,48	51,66	21,3k

Tabla 9.7. Características de los módulos a la entrada DC-1 del inversor.

Características de los módulos conectados a la entrada-DC-2 del inversor (18x4ramas)								
A-250P	E_x (W/m ²)	T_{amb} (°C)	T_{cell} (°C)	V_{OC} (V)	V_{PMP} (V)	I_{SC} (A)	I_{PMP} (A)	P_{pk} (W)
STC	1000	-8,8	25	676,8	531,54	35,64	33,8	18k
Invierno	550	-1	17,56	693	544,14	19,56	18,52	10,2k
Verano	1000	40	73,75	571,14	488,56	36,32	34,44	14,2k

Tabla 9.8. Características de los módulos a la entrada DC-2 del inversor.

Todos los valores anteriores de tensión y corriente eléctrica cumplen con las características de las DC-BOX y del inversor indicadas por los fabricantes. Incluso, se puede evaluar la condición más extrema para obtener la tensión más alta en los módulos fotovoltaicos considerando la temperatura mínima que se puede alcanzar a un nivel de radiación bajo, lo suficiente para que se produzca tensión pero que no llegue a calentar el módulo fotovoltaico. Por lo que, suponiendo que las células están a la misma temperatura que la del ambiente:

$$V_{OC_{T_{cell}}} = V_{OC_{25^{\circ}C}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\%C}}{100} \cdot (T_{cell} - 25) \right)$$

($T_{amb} = T_{cell} = -1^{\circ}C$)

$$V_{OC_{T_{cell}}} = 676,8 \cdot \left(1 + \frac{(-0,32)}{100} \cdot (-1 - 25) \right) = 733,1 V$$

Este valor también está dentro del margen de la tensión admitida por las DC-BOX y el inversor.

10. Cableado.

Los conductores se eligen normalmente en base a factores de seguridad y coste. Deben ser tan seguros como sea necesario y tan económicos como sea posible. Se trata por tanto de que los cables soporten la máxima corriente posible con la tensión indicada y que además sean resistentes a cortocircuitos. La sección de los conductores se dimensiona de acuerdo con estos factores.

Los diversos equipos de una instalación fotovoltaica se conectan entre sí mediante cables conductores de la sección adecuada de forma que la caída de tensión al circular la corriente por el

conductor esté dentro de los límites establecidos y las pérdidas de potencia en los conductores sean aceptables.

Para el diseño del sistema fotovoltaico de conexión a red se ha tenido en cuenta la información proporcionada por el IDAE en su Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red.

- Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente.
- Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamiento. Los conductores de la parte de continua deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión (ΔV) sea inferior del 1,5% y los de la parte de alterna sea inferior del 2%.
- Deberán tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos.

La conductividad del cobre (γ) a 20 °C es 56 m/ $\Omega \cdot \text{mm}^2$. La resistividad (ρ) es la inversa de la conductividad, por lo tanto, la resistividad para el cobre a 20 °C es de 0,01786 $\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$. En la mayoría de las instalaciones, la temperatura ambiente superará los 20 °C, por lo que es recomendable realizar los cálculos de las secciones de cable suponiendo inicialmente una temperatura ambiente de 40 °C.

Considerando el coeficiente de variación de la resistividad del cobre con la temperatura (α) de 0,00392 °C⁻¹, se obtienen los siguientes valores para 40 °C:

$$\rho_{40^\circ\text{C}} = \rho_{20^\circ\text{C}} \cdot (1 + \alpha \cdot (T_x - 20)) = 0,01786 \cdot (1 + 0,00392 \cdot (40 - 20)) = 0,01926 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$$

$$\gamma_{40^\circ\text{C}} = \frac{1}{\rho_{40^\circ\text{C}}} = 51,92 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2}$$

La instalación fotovoltaica se ha dividido en diferentes tramos desde el punto de vista de diseño de los cables. A las secciones de los conductores obtenidas por los cálculos, se les ha aplicado el redondeo al alza además de tener en cuenta los valores de las secciones comerciales.

L0) Corresponde a los conductores de continua que los propios paneles disponen en la parte trasera para la conexión en serie de los paneles. Se ha previsto una caída de tensión máxima del 0,5% en esta parte de la instalación.

L1) Corresponde a los conductores de continua que unen cada rama con la entrada de la DC-BOX. Se ha previsto una caída de tensión máxima del 0,5% en esta parte de la instalación.

L2) Corresponde a los conductores de continua que unen la DC-BOX con el inversor. De la DC-BOX salen una manguera de sección mayor, por la que circula la corriente de todas las ramas que se han conectado en paralelo. Se ha previsto una caída de tensión máxima de 0,5% en esta parte de la instalación.

L3) Corresponde a los conductores de alterna que unen la salida AC del inversor y el armario de contadores donde está situado el punto de conexión asignado por la compañía de suministro eléctrico. Se ha previsto una caída de tensión máxima de 2% en esta parte de la instalación.

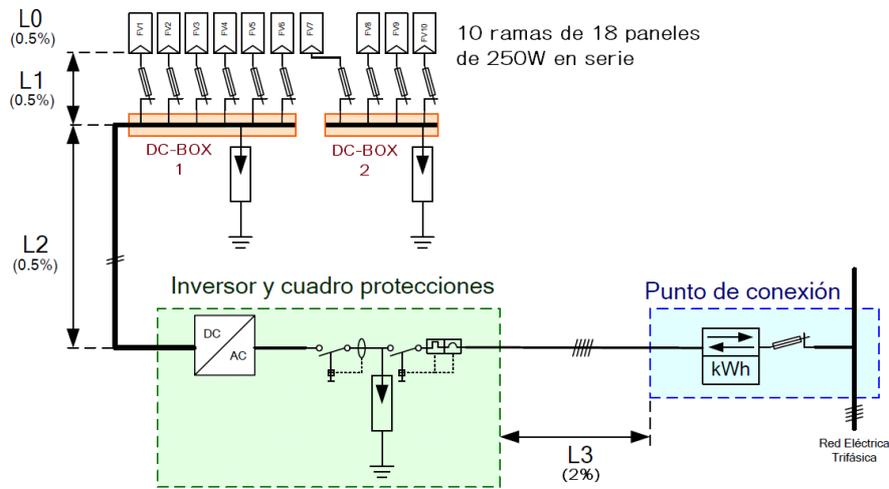


Figura 10.1. Esquema de los diferentes tramos de cableado.

10.1. Cableado DC.

Con las características del campo fotovoltaico y de la ubicación de la instalación se determinan las longitudes de conductor necesarios para poder calcular las secciones teóricas y comerciales, la potencia perdida en cada tramo y las pérdidas de potencia totales cuando la instalación trabaja en condiciones nominales.

Se utiliza la siguiente fórmula para el cálculo de las secciones de los conductores de cobre de la parte continua de la instalación:

$$S = \frac{1}{\gamma_{40^{\circ}\text{C}}} \cdot \frac{l_{\text{conductor}} \cdot I_{125\%}}{\Delta V_{\text{conductor}}} = \frac{1}{51,9} \cdot \frac{l_{\text{conductor}} \cdot I_{125\%}}{\Delta V_{\text{conductor}}}$$

- $I_{125\%}$ es la intensidad máxima prevista por el conductor más un 25% para asegurar las condiciones de trabajo del cableado y de los elementos de protección (A).
- $\Delta V_{\text{conductor}}$ es la caída de tensión entre extremos del conductor, calculado como tanto por cien de la tensión de trabajo (V).
- $l_{\text{conductor}}$ es la longitud del conductor (m). Es el doble de la distancia a recorrer porque tenemos un cable para el polo positivo y otro para el negativo.
- S es la sección del cable conductor (mm^2).

El plano del cableado de los dos edificios será el de la figura 11.2. Los puntos marcados con números son los puntos de conexión.

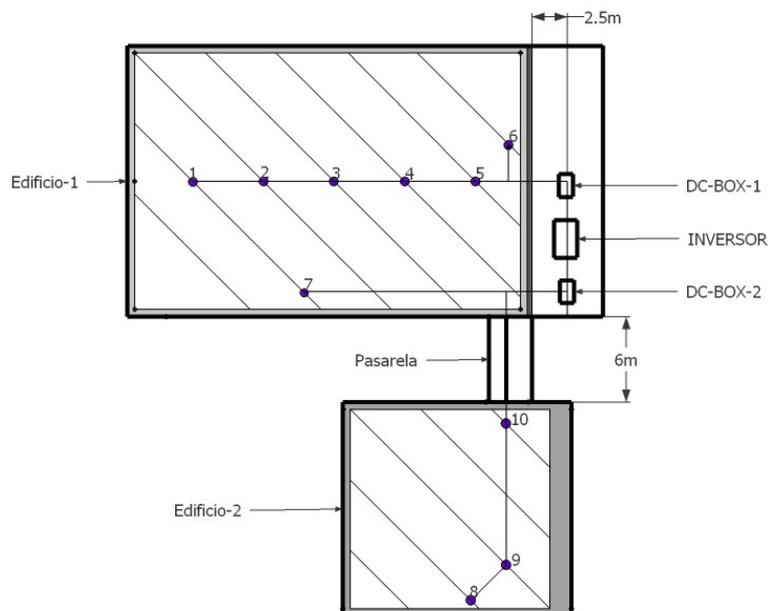


Figura 10.2. Plano del cableado con puntos de conexión.

Las DC-BOX y el inversor se situarán en el exterior, en la terraza del Edificio-1, en la zona de la derecha donde hay una separación por un pequeño muro y donde no hay ningún panel solar. Estos equipos estarán protegidos del sol y de la lluvia a través de una estructura con un pequeño techado.

Los sistemas fotovoltaicos están sometidos a las condiciones de la intemperie y a las singularidades de instalaciones con paneles que emiten gran cantidad de calor en sus partes traseras, especialmente cerca de las cajas de conexiones.

El cable TECSUN (PV)(AS) de la marca Prysmian es una respuesta específica avalada por numerosos ensayos para que la instalación tenga la mayor fiabilidad con una garantía de vida útil de 30 años. Por sus propiedades los cables TECSUN (PV)(AS) son idóneos para la interconexión de paneles (tramos de cable unidos a las cajas de conexiones) y para la línea principal de corriente continua que unen DC-BOX con el inversor. El cable TECSUN (PV)(AS) presenta alta resistencia a la corrosión atmosférica (conductor de cobre estañado), a la abrasión, a los agentes químicos y a las más estrictas condiciones de intemperie. La cubierta del cable está formada por doble capa de EVA, material también utilizado como encapsulante de células en los paneles fotovoltaicos.

Tramo L0 (Conductor: Interconexión de los módulos).

En la parte posterior de cada módulo, hay una caja de conexiones, donde ya vienen preinstalados de fábrica dos cables solares, uno para el polo positivo y otro para el polo negativo, de 1,1 m de longitud y 4 mm² de sección. En los extremos tienen conectores MC4.

Los paneles se conectan entre sí aprovechando estos conductores que incorpora el propio panel.

La conexión en serie de los módulos se hará de esta forma:

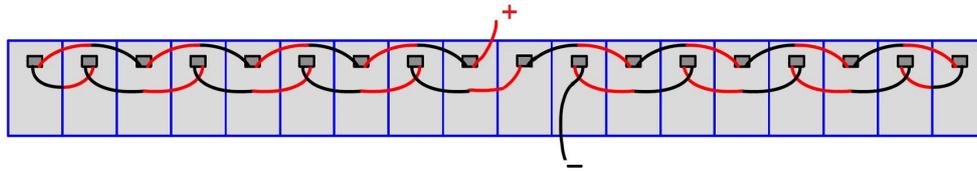


Figura 10.3. Conexión en serie de los módulos, abierto por el interior de la rama.

Hay que añadir conductores con las mismas características para interconectar módulos entre filas para conseguir los 18 módulos en serie. Escogemos un cable de 5 m de longitud para este fin. En total este conductor tendrá una longitud de:

$$2 (+/-) \cdot 5 \text{ m} \cdot 10 \text{ separaciones entre filas de módulos} = 100 \text{ m}$$

En los extremos de estos 10 cables, se conectará el conector rápido MC4.

Para el **tramo L0**, se elige el conductor TECSUN (PV)(AS) de 4 mm² de sección, que posee una intensidad admisible de 46 A, suficiente para este tramo. Las distancias totales para cada rama del conductor de 4 mm² de sección, contando tanto los cables que tiene cada módulo como los que unen una fila de la siguiente, son las que aparecen en la tabla 11.1. A partir de estos datos, se calculan las caídas de tensión y las pérdidas de potencia para cada rama con la I_{PMP} que circulará a través de los conductores:

$$\Delta V_x = \frac{1}{51,9} \cdot \frac{(\text{longitud de cable}_x) \cdot I_{PMP}}{S} = \frac{1}{51,9} \cdot \frac{(\text{longitud de cable}_x) \cdot 8,45}{4}$$

$$\Delta P_x = \Delta V_x \cdot I_{PMP} = \Delta V_x \cdot 8,45$$

	Longitud del cable para la interconexión de los módulos (m)	Longitud del cable para la unión de filas (m)	Longitud del cable total de 4 mm ² (m)	Pérdida de tensión (ΔV_x) (V)	Pérdida de potencia (ΔP_x) (W)
Rama 1	36	10	46	1,87	15,8
Rama 2	36	10	46	1,87	15,8
Rama 3	36	0	36	1,46	12,3
Rama 4	36	10	46	1,87	15,8
Rama 5	36	10	46	1,87	15,8
Rama 6	36	10	46	1,87	15,8
Rama 7	36	10	46	1,87	15,8
Rama 8	36	20	56	2,28	19,2
Rama 9	36	0	36	1,46	12,3
Rama 10	36	20	56	2,28	19,2
		Total	460		$\Delta P_{L0} = 157,8$

Tabla 10.1. Pérdida de potencia en función de la longitud del conductor.

$$\Delta V(\%)_{L0} = \frac{\Delta V_{max}}{V_{PMPrama}} \cdot 100 = \frac{2,28}{531,54} \cdot 100 = 0,43 \%$$

Todo el cableado con el conductor de 4 mm² cumple con el requisito establecido.

Tramo L1 (Conductor: Rama a DC-BOX).

Del plano siguiente, se obtienen las distancias de cada una de las ramas hacia la DC-BOX correspondiente.

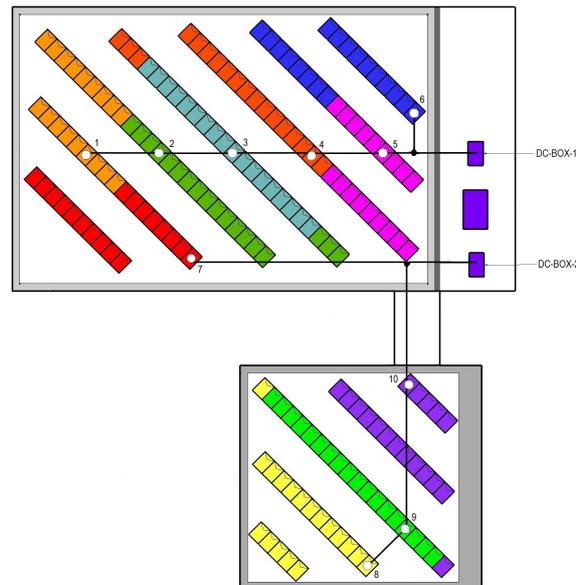


Figura 10.4. Plano del conductor L1.

Los cables que conectan las ramas a la DC-BOX se trazarán por el centro de la instalación como se puede observar en el plano, ya que los módulos están elevados del suelo por la estructura que los soportan dejando un hueco que se puede aprovechar para pasar cables. Estos cables irán protegidos en bandeja con su tapa de la empresa Unex, modelo Bandeja aislantes 66 U41X.

Entre los edificios hay una pasarela de 6 m de longitud, con un desnivel de aproximadamente 1 m, como se puede observar en la siguiente fotografía:

Edificio-1



Edificio-2

Figura 10.5. Pasarela que une los dos edificios.

Utilizando la fórmula presentada anteriormente,

$$S = \frac{1}{51,9} \cdot \frac{(2 \cdot \text{Distancia}_X) \cdot I_{125\%}}{\Delta V_X} \quad I_{125\%} = 1,25 \cdot I_{PMP} = 1,25 \cdot 8,45 = 10,56 \text{ A}$$

$$\Delta V_{LI} = \frac{V_{PMP-Campo} \cdot 0,5}{100} = \frac{(18 \cdot 29,53) \cdot 0,5}{100} = 2,657 \text{ V}$$

	Sección teórica	Sección comercial
Distancia 1 = 26,25 ≈ 27 m	4,13 mm ²	6 mm² Cable Prysmian TECSUN (PV)(AS) Intensidad admisible de 59 A.
Distancia 2 = 21,3 ≈ 22 m	3,37 mm ²	
Distancia 3 = 16,35 ≈ 17 m	2,6 mm ²	
Distancia 4 = 11,4 ≈ 12 m	1,84 mm ²	
Distancia 5 = 6,45 ≈ 7 m	1 mm ²	
Distancia 6 = 6,67 ≈ 7 m	1 mm ²	
Distancia 7 = 18,5 ≈ 19 m	2,9 mm ²	
Distancia 8 = 28,9 ≈ 30 m	4,6 mm²	
Distancia 9 = 25,4 ≈ 26 m	4 mm ²	
Distancia 10 = 15,53 ≈ 16 m	2,45 mm ²	
Distancia total = 183 m		

Tabla 10.2. Secciones.

Para todas las ramas se va a utilizar la misma sección del cable y se usará la sección más grande para asegurar una caída de tensión dentro de lo establecido. Empleando la sección elegida normalizada, se calcula las caídas de tensión y las pérdidas de potencia para cada rama con la I_{PMP} que circulará a través de los conductores:

$$\Delta V_X = \frac{1}{51,9} \cdot \frac{(2 \cdot \text{Distancia}_X) \cdot I_{PMP}}{S} = \frac{1}{51,9} \cdot \frac{(2 \cdot \text{Distancia}_X) \cdot 8,45}{6}$$

$$\Delta P_X = \Delta V_X \cdot I_{PMP} = \Delta V_X \cdot 8,45$$

	ΔV_x (V)	ΔP_x (W)
Distancia 1 = 27 m	1,46	12,38
Distancia 2 = 22 m	1,19	10
Distancia 3 = 17 m	0,92	7,77
Distancia 4 = 12 m	0,65	5,5
Distancia 5 = 7 m	0,38	3,2
Distancia 6 = 7 m	0,38	3,2
Distancia 7 = 19 m	1,03	8,7
Distancia 8 = 30 m	1,63	13,77
Distancia 9 = 26 m	1,41	11,9
Distancia 10 = 16 m	0,87	7,35
Distancia total = 183 m		$\Delta P_{L1} = 83,77$

Tabla 10.3. Caídas de tensión y pérdidas de potencia.

$$\Delta V(\%)_{LI} = \frac{\Delta V_{max}}{V_{PMP\ campo}} \cdot 100 = \frac{1,63}{531,54} \cdot 100 = 0,3\%$$

Después de averiguar cuál es la caída de tensión máxima en este tramo, vemos que la elección del cableado de 6 mm² cumple con lo establecido en la norma de la máxima caída de tensión de 0,5%.

Tramo L2 (Conductor: DC-BOX al Inversor).

Como se puede observar en el plano de los dos edificios, las dos DC-BOX y el inversor se sitúan muy cerca de uno al otro, de unos 0,6 m de distancia.

Haciendo los mismos cálculos que el tramo anterior, se obtienen los datos de la caída de tensión y la potencia perdida en este tramo.

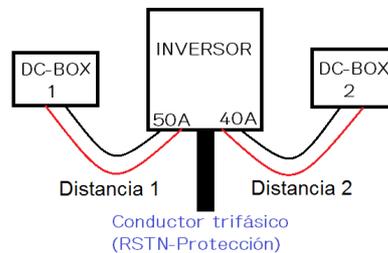


Figura 10.6. Caídas de tensión pérdidas de potencia.

$$S = \frac{1}{51,9} \cdot \frac{(2 \cdot Distancia_X) \cdot I_{125\%}}{\Delta V_X}$$

$$I_{125\%DC-BOX-1} = 1,25 \cdot n^{\circ} ramas \cdot I_{PMP} = 1,25 \cdot 6 \cdot 8,45 = 63,4 A$$

$$I_{125\%DC-BOX-2} = 1,25 \cdot n^{\circ} ramas \cdot I_{PMP} = 1,25 \cdot 4 \cdot 8,45 = 42,25 A$$

$$\Delta V_{L2} = \frac{V_{PMP-Campo} \cdot 0,5}{100} = \frac{(18 \cdot 29,53) \cdot 0,5}{100} = 2,657 V$$

	Nº ramas	Sección teórica	Sección comercial
Distancia 1 = 1 m	6	0,92 mm ²	10 mm ² Cable Prysmian TECSUN (PV)(AS) Intensidad admisible de 82 A.
Distancia 2 = 1 m	4	0,61 mm ²	
Distancia total = 2 m			

Tabla 10.4. Secciones.

$$\Delta V_x = \frac{1}{51,9} \cdot \frac{(2 \cdot \text{Distancia}_x) \cdot n^\circ \text{ ramas} \cdot I_{PMP}}{S} = \frac{1}{51,9} \cdot \frac{(2 \cdot \text{Distancia}_x) \cdot n^\circ \text{ ramas} \cdot 8,45}{10}$$

$$\Delta P_x = \Delta V_x \cdot n^\circ \text{ ramas} \cdot I_{PMP} = \Delta V_x \cdot n^\circ \text{ ramas} \cdot 8,45$$

	Nº ramas	ΔV_x (V)	ΔP_x (W)
Distancia 1 = 1 m	6	0,2	10,1
Distancia 2 = 1 m	4	0,13	4,4
Distancia total = 2 m			$\Delta P_{L2} = 14,5$

Tabla 10.5. Caídas de tensión y pérdidas de potencia.

$$\Delta V (\%)_{L2} = \frac{\Delta V_{max}}{V_{PMP \text{ campo}}} \cdot 100 = \frac{0,2}{531,54} \cdot 100 = 0,037\% \approx 0,04\%$$

En este tramo también podemos decir que la elección del cableado de 10 mm² cumple con lo establecido en la norma de la máxima caída de tensión de 0,5%.

10.2. Cableado AC.

Tramo L3 (Conductores de trifásica: Inversor al punto de conexión con la red de suministro).

El conductor trifásico que une el inversor y el punto de conexión a la red dispone de cinco conductores: tres fases, neutro y protección eléctrica. El recinto de contadores está situado a unos 45 m del Edificio-1, y hasta ahí la manguera trifásica irá enterrada. El recorrido de los conductores trifásicos será el indicado en la siguiente imagen:



Figura 10.7. Trazado del cableado trifásico.



Figura 10.8. Edificio-1, de 15 m de altura.

Como se puede ver en la fotografía de la figura 10.7, el conductor trifásico irá una parte en el interior de una canalización a la intemperie y otra parte enterrado, protegido por un tubo flexible.

Las condiciones para el cálculo de la sección del conductor en este tramo son las siguientes:

- La longitud del conductor necesario es de 85 m.
- La tensión de operación nominal es de 400 V (tensión de línea).
- La caída de tensión empleada para el cálculo de la sección del conductores de 2% según el IDAE.

$$\Delta V_{L3} = 0,02 \cdot 400 = 8 \text{ V}$$

- La condición más desfavorable que hay que tener en cuenta a la hora de diseñar el conductor es cuando el campo fotovoltaico genera una potencia máxima de 45 kW. La corriente nominal por cada conductor de la salida de alterna trifásica es:

$$P_{AC} = P_{DC} \cdot \eta_{max} = \sqrt{3} \cdot V_{linea} \cdot I_{linea}$$

$$I_{linea} = \frac{P_{DC} \cdot \eta_{max}}{\sqrt{3} \cdot V_{linea}} = \frac{45000 \cdot 0,98}{\sqrt{3} \cdot 400} = 63,65 \text{ A}$$

La corriente al 25% para tener un margen de seguridad en el diseño:

$$I_{125\%L3} = I_{linea} \cdot 1,25 = 63,65 \cdot 1,25 = 79,56 \approx 80 \text{ A}$$

- La corriente está en fase con la tensión para suministrar solo potencia activa, por lo que el factor de potencia es 1 ($\cos \varphi = 1$).
- Se considera una temperatura de ambiente de 40°C.

La sección mínima del conductor de este tramo será:

$$S = \frac{1}{\gamma_{40^\circ\text{C}}} \cdot \frac{l_{conductor} \cdot I_{125\%}}{\frac{\Delta V_{L3}}{\sqrt{3}}} = \frac{1}{51,9} \cdot \frac{l_{conductor} \cdot I_{125\%}}{\frac{\Delta V_{L3}}{\sqrt{3}}} = \frac{1}{51,9} \cdot \frac{85 \cdot 80}{\frac{8}{\sqrt{3}}} = 28,36 \text{ mm}^2$$

En este tramo emplearemos el conductor de Prysmian AFUMEX 1000V (AS) 5G35 (5x35 mm²) con una intensidad admisible enterrado de 117 A.

La caída de tensión en el conductor L3 es de:

$$\Delta V_{L3} = \frac{1}{51,9} \cdot \frac{Distancia \cdot I_{linea}}{S_{elegida}} = \frac{1}{51,9} \cdot \frac{85 \cdot 63,65}{35} = 2,973 \text{ V} \approx 3 \text{ V}$$

El valor porcentual de la caída de tensión en una línea trifásica es:

$$\Delta V_{L3}(\%) = \frac{\Delta V_{L3}}{\frac{V_{linea}}{\sqrt{3}}} \cdot 100 = \frac{3}{\frac{400}{\sqrt{3}}} \cdot 100 = 1,3 \%$$

Así se ha demostrado que este diseño cumple con los límites establecidos. La pérdida de potencia en este tramo sería:

$$\Delta P_{L3} = 3 \cdot \Delta V_{L3} \cdot I_{linea} = 3 \cdot 3 \cdot 63,65 = 572,85 W$$

Pérdida de potencia y caída de tensión totales.

Recopilando todos los datos calculados, la potencia disipada por los cables desde los módulos fotovoltaicos hasta el armario de contadores son:

$$\begin{aligned} \text{Pérdida de potencia conductor} &= \sum \Delta P_x = \Delta P_{L0} + \Delta P_{L1} + \Delta P_{L2} + \Delta P_{L3} \\ \sum \Delta P_x &= 157,8 + 83,77 + 14,5 + 572,85 = 828,9 W \end{aligned}$$

Las caídas de tensión porcentual calculadas para los distintos tramos de la instalación son:

$$\begin{aligned} \Delta V (\%)_{\text{campoFV} - \text{punto de conexión}} &= \Delta V_{L0} (\%) + \Delta V_{L1} (\%) + \Delta V_{L2} (\%) + \Delta V_{L3} (\%) \\ \Delta V (\%)_{\text{campoFV} - \text{punto de conexión}} &= 0,43 + 0,3 + 0,04 + 1,3 = 2,07\% \end{aligned}$$

Como se puede comprobar, el diseño realizado cumple con los límites establecidos.

11. Aislamiento eléctrico en el inversor.

La necesidad de aislar eléctricamente el generador fotovoltaico de la red eléctrica se debe al interés en proteger a las personas frente a riesgos eléctricos. Para conseguir el aislamiento eléctrico exigido se suele recurrir de forma tradicional a la utilización de transformadores que aseguran el aislamiento galvánico entre la instalación fotovoltaica y la red de suministro.

Con los avances en los sistemas de medida de magnitudes eléctricas y en la electrónica de control, se han desarrollado sistemas electrónicos que permiten evitar la utilización de transformadores. Este tipo de sistemas electrónicos de sensado y protección integrados en el inversor son utilizados en la mayoría de los inversores y protegen totalmente ante cualquier evento de riesgo eléctrico para el usuario.

El inversor Ingeteam 40-TL utilizado en este diseño, es un inversor sin transformador.

12. Protecciones en la instalación fotovoltaica.

Las instalaciones fotovoltaicas se caracterizan por ocupar extensas superficies estando especialmente expuestas a las descargas atmosféricas y las consiguientes sobretensiones transitorias. Las consecuencias de estas sobretensiones son la reducción del rendimiento y vida de la instalación. El uso de protecciones contra sobretensiones garantiza la optimización del rendimiento de la instalación y en consecuencia se muestra como una decisión altamente rentable.

12.1. Protecciones en el lado DC.

Hay que tener en cuenta que aunque el sistema fotovoltaico no esté generando energía, pueden existir tensiones eléctricas que pueden provocar daños a las personas. Por eso, hay que diseñar sistemas de protección tanto para las personas como para los equipos. Se deben disponer de

fusibles de protección en el positivo y negativo de cada rama para prevenir las corrientes inversas. Las corrientes inversas pueden aparecer en uno o varios módulos de una rama por problemas de aislamiento, cortocircuito en el módulo o cortocircuito en el cableado de continua.

Las corrientes generadas por las otras ramas del campo solar pueden circular por el ramal defectuoso, sumándose todas las corrientes al estar conectados en paralelo. Esta corriente que circula por el ramal defectuoso, según el número de ramas en paralelo en la instalación, puede ser muy superior a la que pueden soportar los cables de cada rama y las conexiones de los módulos, pudiendo provocar unos calentamientos excesivos que pueden llegar a provocar daños irreversibles.

Estos fusibles se colocarán en las DC-BOX y protegerán cada una de las ramas conectadas, además, en las mismas DC-BOX se instalarán limitadores de sobretensiones transitorias de clase II de valor nominal de 1000 V para evitar los daños provocados por transitorios de alto voltaje que pueden ser producidos por relámpagos, conmutaciones o ruido eléctrico.

Un criterio convencional para la elección de la corriente nominal del fusible es elegir una corriente nominal del fusible superior a 1,3 veces la corriente de cortocircuito del módulo empleado en la instalación e inferior a 2 veces la corriente de cortocircuito. Por otra parte, la tensión nominal de fusible debe ser superior a la tensión máxima de la rama permitida por los módulos fotovoltaicos.

Protección de los conductores en el tramo L1	
Corriente nominal del fusible ($I_{nom_fusible}$)	Tensión nominal del fusible ($V_{nom_fusible}$)
$1,3 \cdot I_{sc} < I_{nom_fusible} < 2 \cdot I_{sc}$	$V_{nom_fusible} > 1,2 \cdot V_{OC_rama}$
$I_{sc_módulo} = 8,91 \text{ A}$	$V_{OC_rama} = n^{\circ} \text{ serie} \cdot V_{OC_mod} = 18 \cdot 37,6 = 676,8 \text{ V}$
$12 \text{ A} < I_{nom_fusible} < 18 \text{ A}$	$V_{nom_fusible} > 812,2 \text{ V}$
$I_{nom_fusible} = 15 \text{ A}$	$V_{nom_fusible} = 1000 \text{ V}$
Se va a emplear 20 fusibles de la marca Gave, fusible gPV, 30F15PV, con su portafusible con referencia 211PV.	

Tabla 12.1. Protección de conductores en tramo L1.

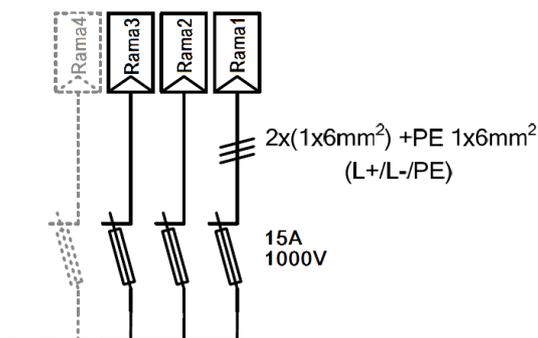


Figura 12.1. Fusibles en cada una de las ramas.

La protección del conductor entre las DC-BOX y la entrada DC del inversor frente a cortocircuitos puede realizarse de la misma manera que el tramo L1 calculado anteriormente. Estos fusibles, uno para cada polo, se instalarán dentro de las DC-BOX correspondientes.

Protección de los conductores en el tramo L2 (DC-BOX-1)	
Corriente nominal del fusible ($I_{nom_fusible}$)	Tensión nominal del fusible ($V_{nom_fusible}$)
$1,3 \cdot I_{SC_rama} < I_{nom_fusible} < 2 \cdot I_{SC_rama}$	$V_{nom_fusible} > 1,2 \cdot V_{OC_rama}$
$I_{SC_rama} = n^{\circ} \text{rama} \cdot I_{SC_módulo} = 6 \cdot 8,91 = 53,5 \text{ A}$	$V_{OC_rama} = 676,8 \text{ V}$
$70 \text{ A} < I_{nom_fusible} < 107 \text{ A}$	$V_{nom_fusible} > 812,2 \text{ V}$
$I_{nom_fusible} = 80 \text{ A}$	$V_{nom_fusible} = 1000 \text{ V}$
Se va a emplear 2 fusibles de Gave, fusible NH, 671PV080, con su portafusible con referencia 531PV.	

Tabla 12.2. Protección de conductores en tramo L2 (DC-BOX-1).

Protección de los conductores en el tramo L2 (DC-BOX-2)	
Corriente nominal del fusible ($I_{nom_fusible}$)	Tensión nominal del fusible ($V_{nom_fusible}$)
$1,3 \cdot I_{SC_rama} < I_{nom_fusible} < 2 \cdot I_{SC_rama}$	$V_{nom_fusible} > 1,2 \cdot V_{OC_rama}$
$I_{SC_rama} = n^{\circ} \text{rama} \cdot I_{SC_módulo} = 4 \cdot 8,91 = 35,6 \text{ A}$	$V_{OC_rama} = 676,8 \text{ V}$
$46,3 \text{ A} < I_{nom_fusible} < 71,2 \text{ A}$	$V_{nom_fusible} > 812,2 \text{ V}$
$I_{nom_fusible} = 63 \text{ A}$	$V_{nom_fusible} = 1000 \text{ V}$
Se ha elegido emplear 2 fusibles de Gave, fusible NH, 671PV063, con su portafusible con referencia 531PV.	

Tabla 12.3. Protección de conductores en tramo L2 (DC-BOX-2).

Para poder desconectar todo el campo solar es necesario un dispositivo interruptor adecuado para las condiciones de trabajo de la instalación. Este interruptor es un dispositivo mecánico de maniobra que posee una posición de abierto y otra de cerrado que se usan para la protección del personal y aislamiento del circuito, es decir, se garantiza la desconexión total del campo solar. Este interruptor se coloca en la tapa de las DC-BOX. Los datos necesarios para la elección del interruptor son:

Interruptor en la DC-BOX-1	
Tensión de vacío del campo fotovoltaico en condiciones STC	$V_{OC} = 18 \cdot 37,6 = 676,8 \text{ V}$
Corriente de cortocircuito máxima para las condiciones de verano: 1000 W/m^2 y 40°C .	$I_{SC_max} = 54,48 \text{ A}$ (calculado en la página 41)
Corriente mínima nominal del interruptor si pensamos que donde se ubica el interruptor puede llegar a los 50°C .	$I_{interruptor_DC-BOX-1} = 54,5 \text{ A} / 0,88 = 61,9 \text{ A}$
Se ha elegido un interruptor de Gave, 55DC4014, de $800 \text{ V} / 63 \text{ A}$.	

Tabla 12.4. Interruptor en DC-BOX-1.

Interrupor en la DC-BOX-2	
Tensión de vacío del campo fotovoltaico en condiciones STC	$V_{OC} = 18 \cdot 37,6 = 676,8 \text{ V}$
Corriente de cortocircuito máxima para las condiciones de verano: 1000 W/m ² y 40°C.	$I_{SC_max} = 36,32 \text{ A}$ (calculado en la página 42)
Corriente mínima nominal del interruptor si pensamos que donde se ubica el interruptor puede llegar a los 50°C. (Empleando el factor de corrección de la corriente.)	$I_{interruptor_DC-BOX-2} = 36.3 \text{ A} / 0,88 = 41,2 \text{ A}$
Se ha elegido un interruptor de Gave, 55DC4014, de 800 V / 63 A.	

Tabla 12.5. Interrupor en DC-BOX-2.

El esquema de los elementos de protección para la DC-BOX-1 sería el siguiente:

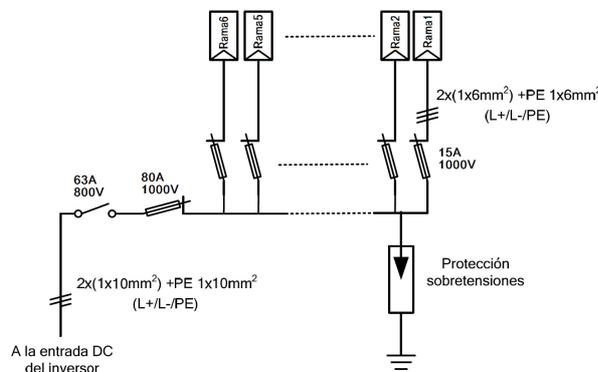


Figura 12.2. Esquema protecciones DC-BOX-1.

12.2. Protecciones en el lado AC.

El inversor elegido (Ingeteam 3Play 40TL) protege de:

- Sobretensiones en la entrada y la salida mediante descargadores tipo III.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Fallo de aislamiento.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Polarización inversa.
- Seccionador DC.
- Descargador adicional tipo II contra sobretensiones en la salida AC.
- Descargador adicional tipo II contra sobretensiones en las entradas DC.

La corriente máxima y la tensión que puede entregar el inversor a su salida AC son:

$$V_{L-Lrms} = 400 \text{ V}$$

$$I_{L-max} = \frac{P_{pk} \cdot \eta_{inv-max}}{\sqrt{3} \cdot (0,85 \cdot V_{L-Lrms}) \cdot \cos(\varphi)} = \frac{45000 \cdot 0,98}{\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 400 \cdot 1} = 74,88 \text{ A} \approx 75 \text{ A}$$

** Se ha tenido en cuenta que el campo solar entrega la máxima potencia de pico y la tensión de red en su valor mínimo admitido es de $V_{nominal} - 15\%$.

12.3. Cuadro AC del punto de conexión.

En el cuadro del punto de conexión se instalan el contador bidireccional, los fusibles y un interruptor manual o seccionador que permite asegurar el corte de la alimentación de alterna a la instalación fotovoltaica. El contador debe estar homologado por la compañía eléctrica distribuidora y certificado por la misma. La protección frente a las sobrecorrientes se realiza mediante los fusibles y un interruptor manual asegurará el corte de la alimentación de alterna a la instalación fotovoltaica. La corriente nominal del fusible se obtiene de la siguiente relación:

$$I_{L-max} \leq I_n \leq I_{L3-conductor\ elegido}$$

$$75\text{ A} \leq I_n \leq 117\text{ A}$$

El seccionador, que conecta o desconecta la instalación fotovoltaica desde el punto AC, debe tener una corriente de corte asignada superior a la corriente permitida por el conductor L3 elegido, es decir, mayor de 117 A.

En el mercado existe un “Interruptores-seccionadores con fusibles”, de la marca Gave y para este diseño se ha elegido el modelo Fusomat con los fusibles de 100 A y el seccionador de 125 A.

12.4. Conductores de protección.

La puesta a tierra se establece principalmente con objeto de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas (el marco metálico de los módulos fotovoltaicos, la estructura metálica de soporte de los módulos, la envolvente metálica del inversor o de caja de conexiones, las piezas metálicas que forman parte de las canalizaciones eléctricas, etc.), y asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

Mediante la instalación de puesta a tierra se deberá conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

En el circuito de conexión a tierra, los conductores de protección (PE) unirán las masas al conductor de tierra con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos.

Según la normativa, las masas de la instalación fotovoltaica deben estar conectadas a tierra de forma independiente de la conexión de las masas del propio instituto, es decir, tanto la instalación fotovoltaica como la instalación eléctrica del instituto tienen que tener su propia toma de tierra independiente.

Las secciones mínimas de los conductores de protección a partir de las secciones de los conductores de fase están reguladas por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión en la ITC-BT-18:

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

Tabla 12.6. Secciones de conductores.

Si la aplicación de la tabla conduce a valores no normalizados, se han de utilizar conductores que tengan la sección normalizada superior más próxima. Para esta instalación en concreto, los conductores de protección tendrán los siguientes valores:

- Para el conexionado de las ramas a las DC-BOX se ha utilizado un cable de 6 mm² de sección. Según la tabla anterior, se utilizará un cable protección de 6 mm².
- Para el conexionado entre las DC-BOX a la entrada DC del inversor se ha utilizado un cable de 10 mm². El cable de protección también será de 10 mm² de sección.
- La manguera trifásica que une la salida AC del inversor con el punto de conexión a la red de suministro eléctrico es de 35 mm². La tabla anterior indica que la sección del conductor de protección será de 16 mm².
-

13. Esquema unifilar de la instalación.

Los conductores de la parte DC se han nombrado como L+ (positivo) y L- (negativo), mientras que los de la parte AC se han nombrado L1/L2/L3 para los conductores de fase, N para el neutro y PE para el conductor de protección eléctrica.

El esquema unifilar es habitualmente exigido dentro del proceso de autorización de los proyectos fotovoltaicos, facilitando de forma resumida la información más relevante de la instalación.

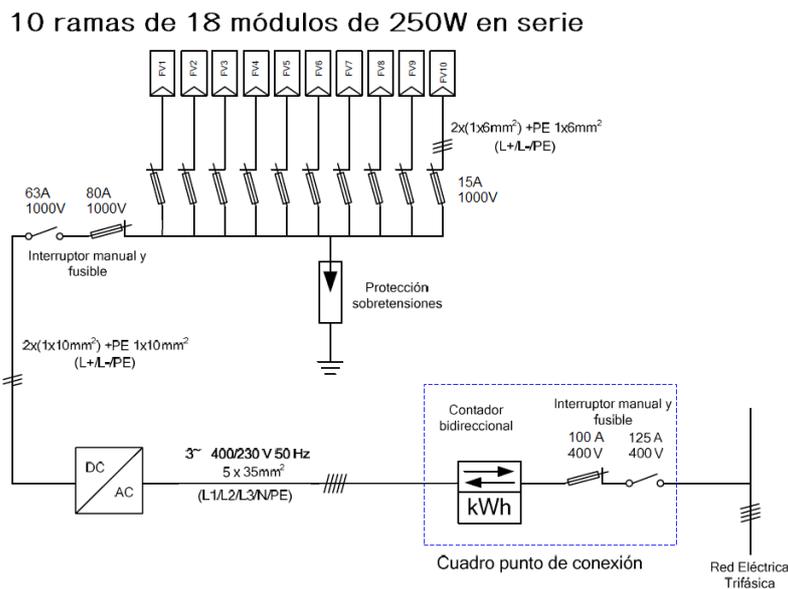


Figura 13.1. Esquema unifilar.

En los siguientes esquemas unifilares se observa el flujo de corriente eléctrica según la relación entre la potencia generada por el campo fotovoltaico y la potencia consumida por los receptores del centro educativo.

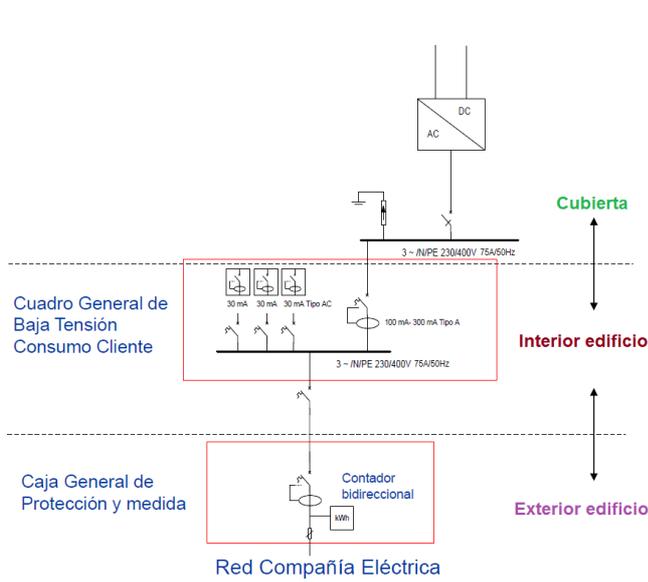
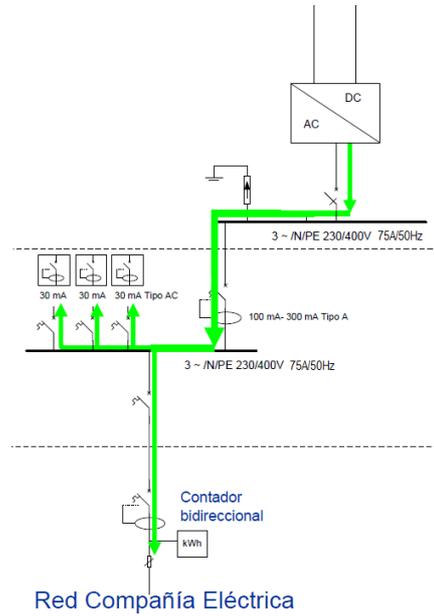
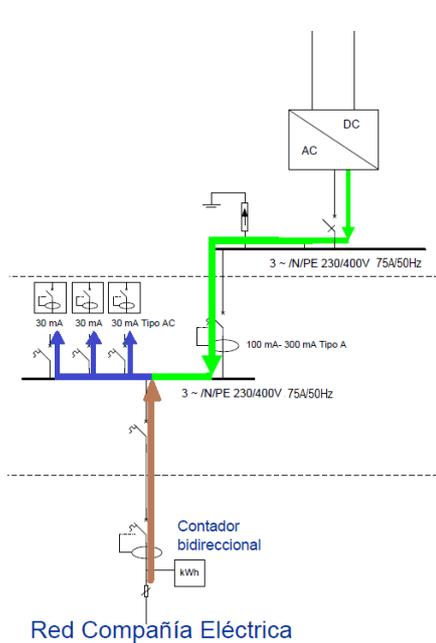


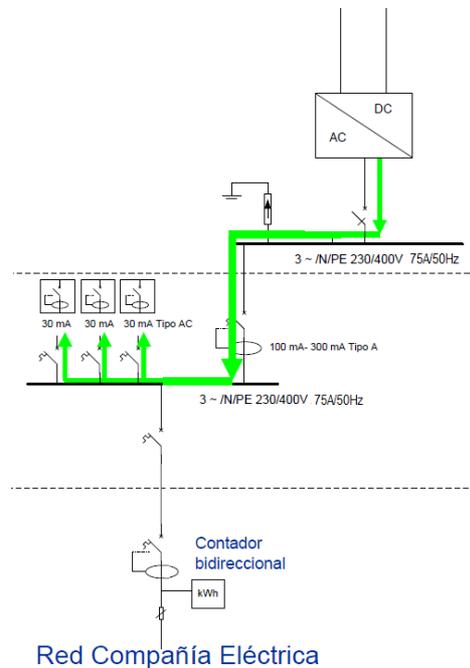
Figura 13.2. Instalación



**Figura 13.3. Caso:
Potencia generada > Potencia consumida.
La energía sobrante se inyecta a la red.**



**Figura 13.4. Caso:
Potencia generada < Potencia consumida.
La energía que falta por cubrir la necesidad es
suministrada por la red.**



**Figura 13.5. Caso:
Potencia generada = Potencia consumida.**

14. Estimación de la producción mensual y anual.

La estimación de la producción de energía eléctrica mensual y anual de un campo solar se efectúa teniendo en cuenta todos los datos que afectan a la producción energética de la instalación. Algunos de ellos son:

- La temperatura promedio diaria, que caracterizarán las pérdidas debidas a temperaturas de la célula fotovoltaica distintas a las especificadas en condiciones STC.
- La radiación promedio, teniendo en cuenta el ángulo de inclinación respecto a la horizontal y la desviación respecto del sur.
- Pérdidas energéticas en la instalación, causadas por la degradación del módulo a lo largo de su vida útil, polvo, suciedad acumulada sobre los paneles, conexión de los elementos de la instalación, la tolerancia de la potencia de los módulos, etc.

La energía eléctrica obtenida a través del campo solar se calcula con la siguiente expresión matemática:

$$E_p = HSP \cdot P_{FV} \cdot PR_{total} \cdot n^{\circ}_{días}$$

- HSP: son las Horas de Sol de Pico promedio para el número de días del cálculo y para la inclinación y orientación de los módulos fotovoltaicos. Se obtiene de la página web PVGIS.
- P_{FV} : es la potencia de pico del campo solar fotovoltaico instalado.
- PR_{total} : es el Performance Ratio de la instalación, es decir, es el rendimiento global de la instalación teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas.
- $N^{\circ}_{días}$: es el número de días para los que se efectúa el cálculo.

A continuación se va a calcular el PR total de la instalación por partes.

El factor de pérdidas debidas a la temperatura (L_{temp}).

El efecto de la temperatura en la reducción de energía producida se cuantifica mediante el Performance Ratio de la temperatura (PR_{temp}). Para evaluar las pérdidas por la temperatura de operación distinta de la temperatura en condiciones STC ($T_{cell} = 25^{\circ}C$) se emplean las fórmulas siguientes:

$$PR_{temp} = 1 - L_{temp} = 1 - g \cdot (T_{cell} - 25)$$

$$T_{cell} = T_{amb} + \frac{E}{800} \cdot (TONC - 20) = T_{amb} + \frac{1000}{800} \cdot (47 - 20)$$

T_{amb} : es la temperatura promedio diario obtenido en PVGIS.

L_{temp} : factor de pérdidas por temperatura.

g : coeficiente de temperatura de la potencia (obtenido de la hoja de características del panel).

TONC: temperatura de operación nominal de la célula (obtenido de la hoja de características del panel).

E : radiación solar para condiciones STC, 1000 W/m².

Año	Mes	Temperatura ambiente	Temperatura célula	L _{temp}	PR _{temp}
2013	Enero	12,7	46,45	0,092	0,908
2013	Febrero	13,7	47,45	0,097	0,903
2013	Marzo	16,2	49,95	0,107	0,893
2013	Abril	18,2	51,95	0,116	0,884
2013	Mayo	21,2	54,95	0,129	0,871
2013	Junio	25,6	59,95	0,148	0,852
2012	Julio	27,9	61,65	0,158	0,842
2012	Agosto	28,3	62,05	0,159	0,841
2012	Septiembre	25,4	59,15	0,147	0,853
2012	Octubre	21,8	55,55	0,131	0,869
2012	Noviembre	16,5	50,25	0,109	0,891
2012	Diciembre	13,4	47,15	0,095	0,905
Promedio				0,124	0,876

Tabla 14.1. PR temperatura.

Según los datos calculados, las pérdidas de energía promedio debidas a la temperatura son del 12,4%.

El factor de pérdidas debido al cableado (L_{cab}).

Se calcula sumando todas las potencias perdidas en los conductores y dividiendo por la potencia de pico de la instalación:

$$L_{cab} = \frac{\sum \Delta P_x}{P_{pk}} = \frac{\Delta P_{L0} + \Delta P_{L1} + \Delta P_{L2} + \Delta P_{L3}}{45000} = \frac{157,8 + 83,77 + 14,5 + 572,85}{45000} = \frac{828,9}{45000} = 0,018$$

$$L_{cab}(\%) = 1,8\%$$

Este valor cumple con lo recomendado por el IDAE, inferior al 2%.

El factor de pérdidas del inversor (L_{inv}).

Se calcula utilizando el dato de eficiencia europea (μ_E) que aparece en la hoja de características proporcionada por el fabricante:

$$L_{inv}(\%) = 100 - \mu_E = 100 - 97,8 = 2,2\%$$

El factor de pérdidas por tolerancia de la potencia de los módulos fotovoltaicos (L_{tol}).

Se debe adoptar el valor más pequeño de la tolerancia indicada por el fabricante. Para el panel A-250W el fabricante indica que la tolerancia puede ser del $\pm 3\%$, por lo que se adopta $L_{tol} = 3\%$.

El factor de pérdidas por falta de disponibilidad de la instalación (L_{dis}).

Se consideran de un 3%. La parada de un inversor central afecta la totalidad de la planta.

El resto de los factores de pérdidas.

El resto de términos utilizados en el cálculo del PR son valores aproximados. Los valores indicados son los más habitualmente utilizados y suponen que se trata de una instalación fotovoltaica convencional donde no hay problemas de sombras ni de orientación, con una suciedad normal:

- Pérdidas debidas al polvo y la suciedad acumulada sobre los módulos: $L_{pol} = 2\%$
- Pérdidas por reflectancia angular y espectral: $L_{ref} = 2\%$
- Pérdidas de mismatching: $L_{mis} = 2\%$
- Pérdidas por sombreados parciales: $L_{som} = 0\%$
- Pérdidas por inclinación: $L_{inc} = 0\%$
- Pérdidas por orientación: $L_{ori} = 0\%$

Obteniendo los datos anteriores, se calcula el PR total de la instalación para cada mes de funcionamiento empleando la siguiente fórmula:

$$PR = [(1 - L_{temp}) \cdot (1 - L_{pol}) \cdot (1 - L_{ref}) \cdot (1 - L_{mis}) \cdot (1 - L_{som}) \cdot (1 - L_{inc}) \cdot (1 - L_{ori}) \cdot (1 - L_{cab}) \cdot (1 - L_{inv}) \cdot (1 - L_{dis})]$$

Año	Mes	PR _{total}
2013	Enero	0,774
2013	Febrero	0,771
2013	Marzo	0,762
2013	Abril	0,754
2013	Mayo	0,743
2013	Junio	0,727
2012	Julio	0,719
2012	Agosto	0,717
2012	Septiembre	0,728
2012	Octubre	0,741
2012	Noviembre	0,760
2012	Diciembre	0,772
	Promedio	0,747

Tabla 14.2. PR total.

Teniendo los datos del PR_{total}, se puede efectuar el cálculo de la energía producida para un día promedio de cada mes, para una semana promedio de cada mes y para el mes completo. La producción anual se obtiene sumando la energía producida en cada uno de los 12 meses del año:

Año	Mes	Nº días	HSP (30°)	PR _{total}	E _p (kWh/día)	E _p (kWh/mes)
2013	Enero	31	3,77	0,774	131,38	4072,73
2013	Febrero	28	4,45	0,771	154,34	4321,54
2013	Marzo	31	5,43	0,762	186,09	5768,78
2013	Abril	30	5,71	0,754	193,80	5814,01
2013	Mayo	31	6,27	0,743	209,70	6500,76
2013	Junio	30	6,52	0,727	213,33	6399,82
2012	Julio	31	6,66	0,719	215,38	6676,77
2012	Agosto	31	6,35	0,717	204,94	6352,99
2012	Septiembre	30	5,84	0,728	191,27	5738,14
2012	Octubre	31	4,99	0,741	166,40	5158,33
2012	Noviembre	30	3,65	0,760	124,91	3747,21
2012	Diciembre	31	3,56	0,772	123,65	3833,12
Promedio			5,27	0,747	176,26	5365,35
					Total Anual	64384,19

Tabla 14.3. Energía producida.

Hemos obtenido la cantidad de la energía producida por el campo solar diseñado en un año, que son 64384,19 kWh.

15. El balance de energía producida y consumida.

Teniendo los datos de la energía generada por el campo solar y los datos de consumo por el centro educativo Joanot Martorell según sus facturas eléctricas, se puede analizar el balance de las energías producida-consumida:

Año	Mes	Energía generada por el campo (kWh)	Energía consumida por el instituto (kWh)	Balace de energía = E _{generada} - E _{consumida} (kWh)	
2013	En.	4072,73	9007	-4934,27	Consumida de la red
2013	Feb.	4321,54	11257	-6935,46	Consumida de la red
2013	Mar.	5768,78	11473	-5704,22	Consumida de la red
2013	Abr.	5814,01	6805	-990,99	Consumida de la red
2013	May.	6500,76	5860	640,76	Entregada a la red
2013	Jun.	6399,82	9682	-3282,18	Consumida de la red
2012	Jul.	6676,77	3806	2870,77	Entregada a la red
2012	Ago.	6352,99	1783	4569,99	Entregada a la red

2012	Sep.	5738,14	4764	974,14	Entregada a la red
2012	Oct.	5158,33	5961	-802,67	Consumida de la red
2012	Nov.	3747,21	15085	-11337,79	Consumida de la red
2012	Dic.	3833,12	11178	-7344,88	Consumida de la red
	Promd.	5365,35	8055		
	Total Anual	64384,19	96661		

Tabla 15.1. Balance de energías.

- Energía consumida de la red total en un año: 38050,29 kWh.
- Energía entregada a la red total en un año: 5773,48 kWh.

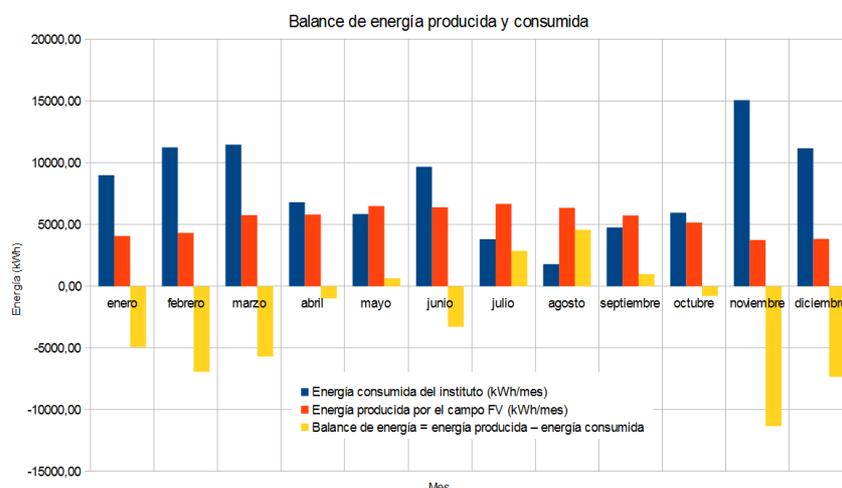


Figura 15.1. Balance de energías.

Los valores positivos en “Balance de energías” indican que la producción fotovoltaica en esos meses es superior a la demanda de energía y se vierte a la red eléctrica. Con el sistema net-metering, esos excedentes, habitualmente en los meses de verano, sirven para compensar el déficit de energía generada por el campo solar en los meses de invierno.

Se resume en una tabla los siguientes datos:

El precio de la energía eléctrica contratada por la empresa Nexus.	11,1291 céntimos de euros / kWh
Energía consumida por el instituto.	96661 kWh
Factura anual sin el campo solar.	10757,5 €
Energía consumida de la red total anual, instalando el campo solar diseñado.	38050 kWh
Factura anual con el campo solar instalado.	4234,6 €
La cantidad de efectivo que la compañía eléctrica pagaría al centro docente por vender la energía eléctrica producida por el campo solar, si el precio de la energía es el mismo.	642,5 € (si se vendería a la compañía eléctrica con el mismo precio los 5773,48 kWh)

Como se puede observar, con la instalación del campo solar fotovoltaico diseñado se consigue un ahorro en la factura de la electricidad de unos 6500 €/año (10757,5 – 4234,6 = 6522,9 €).

16. La degradación del módulo por envejecimiento.

Por cada año que pasa los módulos fotovoltaicos presentan una pérdida por envejecimiento que se expresa como tanto por cien de la potencia nominal. La mayoría de los fabricantes de paneles proporcionan una garantía de 5 años contra defectos de fabricación y una garantía de 25 años de producción mínima al 80% de la potencia inicial. La pérdida máxima anual de potencia por degradación del módulo garantizada a lo largo de la vida útil de los paneles solares se calcula a partir de los valores anteriores:

$$\frac{L_{deg\ max}}{t_{deg}} = \frac{20\%}{25\ años} = 0,8\ \frac{\%}{año}$$

A modo de ejemplo, si suponemos que la degradación de los módulos es lineal (todos los años se degrada por igual) y de valor 0,5%/año para cumplir con la garantía, la producción energética de la instalación fotovoltaica decrecerá durante su vida útil, por lo que la previsión de energía generada en los 30 primeros años de la instalación será:

	Energía (kWh)		Energía (kWh)		Energía (kWh)
Año 1	64384,19	Año 11	61236,45	Año 21	58242,61
Año 2	64062,26	Año 12	60930,27	Año 22	57951,40
Año 3	63741,95	Año 13	60625,62	Año 23	57661,64
Año 4	63423,24	Año 14	60322,49	Año 24	57373,33
Año 5	63106,13	Año 15	60020,88	Año 25	57086,46
Año 6	62790,60	Año 16	59720,77	Año 26	56801,03
Año 7	62476,64	Año 17	59422,17	Año 27	56517,03
Año 8	62164,26	Año 18	59125,06	Año 28	56234,44
Año 9	61853,44	Año 19	58829,43	Año 29	55953,27
Año 10	61544,17	Año 20	58535,29	Año 30	55673,50

Tabla 16.1. Producción durante vida útil.

La diferencia de la potencia generada entre el primer año y después de 30 años es:

$$E_{perdida\ en\ 30\ años} = 64384,19 - 55673,50 = 8710,68\ kWh$$

Por esta razón, es muy importante elegir productos de calidad para que las pérdidas por año sean menores, y para ello, todo el sector fotovoltaico deben investigar, desarrollar y mejorar sus productos.

17. Estructuras.

El campo solar tiene una vida útil de aproximadamente 30 años. Por esta razón, todos los elementos que la componen tienen que tener una larga vida útil, ya que son estructuras expuestas a la intemperie. Una gran parte del éxito o fracaso de la instalación fotovoltaica reside en un buen diseño y construcción de la estructura mecánica que ha de soportar durante toda la vida útil los componentes sobre ella dispuestos más las sobrecargas provocadas por otras acciones (viento, nieve, etc.) y los efectos de las condiciones atmosféricas (heladas, temperaturas, salinidad del aire, etc.)

Para reducir el efecto del viento y mejorar la evacuación de la lluvia sobre los campos solares, es conveniente dejar separación entre los módulos, que además así tendrán espacio para las dilataciones y contracciones típicas producidas por la variación de temperaturas. En la cubierta hay que tener precaución con la impermeabilización de la cubierta. Como norma general no se perfora la cubierta ni se rompe la impermeabilización.

Si el peso de la estructura metálica no es suficiente para soportar la acción del viento, pueden disponerse de lastres de hormigón para aumentar los esfuerzos soportados. Para reducir el impacto de los apoyos sobre la cubierta se emplean unas placas de neopreno que evitan el contacto directo sobre el material de la cubierta.

Para la estructura metálica de los módulos fotovoltaicos, se ha elegido de la marca Atersa y su modelo es tipo V. Los materiales empleados son el acero galvanizado en caliente. Al estar constituidos por varias capas de aleaciones zinc-hierro, más duras incluso que el acero, y por una capa externa de zinc más blanda, forman un sistema muy resistente a los golpes y a la abrasión. La tornillería utilizada es galvanizada o de acero inoxidable.



Figura 17.1. Estructura tipo V Atersa.

Para una estructura tipo V caben dos paneles A-250W utilizados en este diseño. Se colocará la cimentación, un bloque de hormigón para cada eje vertical para soportar la acción del viento. De este modo necesitaríamos:

Edificio-1	64 estructuras 142 bloques
Edificio-2	28 estructuras 66 bloques
Total	92 estructuras 208 bloques

Tabla 17.1. Estructuras y bloques de hormigón necesarios.

Para las uniones entre módulos, se empleará el sistema de fijación Hook de Atersa. Los marcos de aluminio de los módulos fotovoltaicos de Atersa disponen de unos canales laterales que facilitan la colocación del módulo sobre los perfiles de la estructura. Se utilizarán un mínimo de 4 fijaciones por módulo, siendo las intermedias entre módulos comunes para ambos. Así para toda la instalación necesitaremos:

	Fijación entre módulos	Fijación módulo final de rama
Edificio-1	238	28
Edificio-2	98	20
Total	336	48

Tabla 17.2. Fijaciones necesarias.

18. Monitorización.

Desde un PC situado en cualquier lugar se puede establecer una comunicación con los inversores fotovoltaicos, con el fin de controlar todas las variables de la instalación fotovoltaica (parámetros de funcionamiento del inversor e histórico de datos). Esta comunicación es posible mediante diversas tarjetas integrables en el inversor.

El inversor elegido **Ingeteam Sun 3Play 40TL** que incluye las aplicaciones *Ingecon Sun Manager* e *Ingecon Web Monitor* para la monitorización y visualización de datos del inversor a través de Internet. Además, ofrece el servicio de descarga desde su página web la última versión del firmware del inversor y actualizarlo utilizando una tarjeta de memoria SD.

Ingecon Sun Manager.

Es un software para PC en entorno gráfico de Windows que permite la gestión y monitorización de las plantas fotovoltaicas. Integra inversores trifásicos y dispositivos para el control de ramas bajo un mismo software. Su comunicación se realiza a través de distintos medios: RS-485, Ethernet y módem. Este software posibilita:

- Visualización on-line de las variables internas del inversor.
- Posibilidad de captura y archivo en disco del histórico de datos.
- Representación del histórico de datos en forma de tablas o gráficas de diversos tipos.
- Configuración del módem para el envío de alarmas por SMS.

La relación de las variables visualizables on-line y que son memorizadas por el inversor:

- Energía total entregada a la red.
- Tiempo total en estado operativo.
- Número total de errores.
- Estado de las alarmas.
- Estado de funcionamiento interno.
- Tensión de los paneles solares.

- Corriente y potencia de los paneles solares.
- Corriente y potencia de salida a la red.
- Factor de potencia ($\cos \varphi$).
- Tensión de la red.
- Frecuencia de la red.
- Fecha y hora actual.

Ingecon Web Monitor.

Es un portal de acceso a la planta fotovoltaica. A través de este software es posible acceder a los datos de la planta fotovoltaica desde cualquier PC con conexión a Internet. Su fácil acceso permite tener controlada la instalación tanto a propietarios como a instaladores y promotores. Este software nos permite obtener información sobre la producción y el estado de la planta fotovoltaica. Esta información es recogida en listados y gráficos y también es posible recibir un informe de la producción por correo electrónico. El registro y almacenamiento de datos se realiza durante toda la vida útil del inversor.

19. Mantenimiento.

Las plantas fotovoltaicas requieren de una gran inversión para su construcción y por lo tanto necesitan realizar un mantenimiento básico para poder garantizar el buen funcionamiento de las plantas, la reducción de los riesgos y sobre todo su rentabilidad y rápida amortización de la misma. Los equipos utilizados para la realización del mantenimiento son los siguientes:

- Trazador de curvas de potencia para verificar módulos y series completas de módulos.
- Polímetros y pinzas amperimétricas.
- Medidores de tierra, aislamiento, diferenciales.
- Cámaras termográficas para visualizar en campo posibles puntos calientes tanto en módulos como inversores y cableado.
- Medidor de nivel láser.
- Células calibradas.

Como ejemplo, la empresa Atersa realiza servicio de mantenimiento del campo solar y sus controles habituales son los siguientes:

- **Campo de paneles:** finales de serie, tapas de cajas de conexión, roturas de cristales, integridad de marcos, canalización y embridado de cables, termografía de puntos calientes, fijación de módulos y limpieza.
- **DC-BOX:** reapriete de partes mecánicas, termografía conexiones, protecciones de sobretensión, tensión e intensidades de las ramas.
- **Inversor:** toma de medidas de tensión-intensidad, reapriete de partes mecánicas, limpieza.
- **Estructura mecánica:** revisión de apriete, cimentaciones, puntos de óxido, alineación y deformaciones.
- **Canalizaciones:** sellado de tubos.
- **Equipos de comunicaciones:** comprobación de transmisión de datos con servidor, lectura display, conexiones, cableado y estanqueidad.

20. Material y presupuesto.

Los materiales utilizados en este diseño de la instalación fotovoltaica y su presupuesto, con los precios orientativos, se representa en la siguiente tabla:

Material	Marca y modelo	Precio unitario (€)	Cantidad	Precio total (€)
Módulo fotovoltaico	ATERSA, A-250	320	180	57600
Estructura	ATERSA, Estructura tipo V	190	92	17480
Sujeción módulos	ATERSA, sistema Hook	20 / 25 uni.	384	320
Bloque macizo hormigón	EIROS, macizo 9x20x40	0,80	208	166,4
Inversor	INGETTEAM, Sun 3Play 40-TL	8000	1	8000
Conductor L0	PRYSMIAN, Suntec PV 4 mm ²	1860€/km	100 m	186
Conductor L1	PRYSMIAN, Suntec PV 6 mm ²	2252€/km	336 m	756,7
Conductor L2	PRYSMIAN, Suntec PV 10 mm ²	4133€/km	4 m	16,5
Conductor L3	PRYSMIAN, Afumex 5x35 mm ²	53892€/km	85 m	4580,8
Canalización L1	UNEX, Bandeja aislante 66, U41X	22€/m	75 m	1650
Canalización L3 intemperie	AISCAN, blanco, 200 mm ²	31€/m	40 m	1240
Canalización L3 subterráneo	AISCAN, rojo, 200 mm ²	40€/m	45 m	1800
DC-BOX 1	GAVE, Solartec 6 strings	990	1	990
DC-BOX 2	GAVE, Solartec 4 strings	780	1	780
Fusible DC L1	GAVE, 30F15PV	1,5	20	30
Portafusible DC L1	GAVE, referencia 211PV	6,5	20	130
Fusible DC L2 (entrada-1)	GAVE, fusible NH, 671PV080	5	2	10
Fusible DC L2 (entrada-2)	GAVE, fusible NH, 671PV063	5	2	10
Portafusible DC L2	GAVE, referencia 531PV	8	4	32
Seccionador DC	GAVE, 55DC4014, de 800 V / 63 A.	125	2	250
Int-Secc. con fusible AC	GAVE, Fusomat Fusible NH de 100 A y Secc. 125 A.	280	1	280
Total				96308,4
21% IVA				20224,7
Precio total				116533,1

Tabla 20.1. Presupuesto.

21. Conclusión.

En el presente Trabajo de Fin de Grado se ha implementado el proceso de diseño de una instalación fotovoltaica en la cubierta de un centro educativo de Elche. En él se ha presentado la importancia del cambio en el modelo energético para la protección del medio ambiente y la situación actual del sistema eléctrico en España. A continuación se ha desarrollado paso a paso el procedimiento del diseño de un campo fotovoltaico desde el análisis de la superficie disponible, cálculos típicos relacionados con la energía solar fotovoltaica, elección de equipos reales, conexión entre ellos, la inversión y el ahorro que supone al tener un campo fotovoltaico y el análisis de futuras degradaciones de los paneles fotovoltaicos.

Como se puede comprobar a través del presente proyecto, la construcción de plantas fotovoltaicas conlleva numerosos equipos técnicos, es decir, existe una industria fotovoltaica. Para poder aumentar la eficiencia de los equipos se necesita más investigación y desarrollo por parte de los ingenieros.

La inversión en la energía fotovoltaica es una realidad y se debe seguir apostando en las energías renovables. Para ello, el gobierno debe tomar las iniciativas para promover instalaciones pequeñas, construyendo campos solares en la mayoría de establecimientos públicos como escuelas, hospitales, aeropuertos, instalaciones deportivas, etc. Y de este modo conseguir que entidades privadas también se interesen por la obtención de energía eléctrica de forma autónoma.

Creo haber conseguido todos los objetivos marcados al principio del proyecto y por ello, concluyo este trabajo.

22. Bibliografía.

En la elaboración del proyecto se han utilizado diversas páginas web, catálogos de los productos empleados, libros y apuntes.

GUERRERO, A. SÁNCHEZ, O. MORENO, J.A. ORTEGA, A (2010). *Electrotecnia*. Madrid: McGraw-Hill.

TOBAJAS VÁZQUEZ, C. (2011). *Energía solar fotovoltaica*. Madrid: Ediciones Ceysa.

AGENCIA VALENCIANA DE LA ENERGÍA (AVEN). Ejemplos de instalaciones fotovoltaicas. <<http://www.aven.es>>

ATERSA. *Productos*. <<http://www.atersa.com/>>

AUTOCONSUMO ENERGÉTICO. *Autoconsumo*. <<http://autoconsumo-energetico.com/>>

BOE. *Real Decreto Ley 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.* <<http://www.boe.es/boe/dias/2011/12/08/pdfs/BOE-A-2011-19242.pdf>>

CENTRO COMÚN DE INVESTIGACIÓN COMISIÓN EUROPEA. *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS).* <<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>>

ENERGÍAS RENOVABLES. *Energía solar fotovoltaica.* <<http://www.energias-renovables.com/>>

EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION (EPIA). *Energía solar fotovoltaica.* <<http://www.epia.org/home/>>

GAVE. *Protecciones.* <<http://www.gave.com/>>

GREENPEACE. *Energías renovables.* <<http://www.greenpeace.org/espana/es/>>

HELIENE. *Módulos fotovoltaicos.* <<http://www.heliosenergy.es/index.php>>

IDAE. *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red.* <http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf>

INGETEAM. *Inversores.* <<http://www.ingeteam.com/>>

PRYMIAN. *Conductores.* <<http://www.prysmian.es/>>

SOLARWEB. *Energías Renovables.* <<http://www.solarweb.net/solar-fotovoltaica.php>>

UNEX. *Bandeja para cableado.* <<http://www.unex.biz/Web/default.asp?idioma=ESP>>

UNIÓN ESPAÑOLA FOTOVOLTAICA (UNEF). *Legislación fotovoltaica.* <<http://unef.es/>>

SEGUÍ CHILET, S. *Apuntes Especialista Universitario Energía Solar Fotovoltaica.* Valencia: Universitat Politècnica de València.

SOGORB DEVESA, T y LLARIO SANJUÁN, V. *Apuntes Control y Conversión de Energía.* Gandia: Escola Politècnica Superior de Gandia.