



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

ESTUDIO DE LAS ALTERNATIVAS PARA LA UBICACIÓN Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 100 kWp CONECTADA A RED EN CATALUÑA

AUTOR: DANIEL MONTESINOS SANCHO

TUTOR: SERGIO GALLARDO BERMELL

COTUTOR: RICARDO SANCHIS ARNAL

Curso Académico: 2016-17



**Estudio de alternativas para la ubicación y diseño
de una instalación fotovoltaica de 100 kWp
conectada a red en Cataluña**



DOCUMENTOS CONTENIDOS EN EL TFG

- Memoria
- Presupuesto
- Planos

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	3
DOCUMENTO MEMORIA.....	6
1. Objeto del Trabajo de Fin de Grado	10
2. Justificación y motivación.	10
3. Alcance	10
4. Normativa aplicable.	11
5. Antecedentes	12
5.1. Energía primaria y final en Cataluña	12
5.2. Diagrama de Sankey	13
5.3. Energías renovables en la actualidad.....	14
5.3.1. Hidráulica	14
5.3.2. Eólica	14
5.3.3. Solar Fotovoltaica.....	15
6. Recurso solar en Cataluña	16
6.1 Diagrama de Flujo.	18
6.2 Selección de las zonas	20
6.3 Emplazamiento.....	20
6.4 Clima.....	21
7. Cálculo y diseño de la instalación.....	22
7.1 Irradiación	22
7.2 Diseño del campo fotovoltaico.	24
7.2.1 Descripción del Generador Fotovoltaico.....	24
7.2.2 Cálculos	26
7.2.3 Perdidas.....	31
7.2.4 Energía producida	34
7.2.5 Dimensionado de conductores.	36
7.2.6 Protecciones eléctricas.....	44
7.2.7 Puesta a tierra	47



**Estudio de alternativas para la ubicación y diseño
de una instalación fotovoltaica de 100 kWp
conectada a red en Cataluña**



8.	RESUMEN DE LOS CUATRO DISEÑOS	50
9.	Estudio de la viabilidad económica	54
9.1	Cálculo de la Retribución Económica	55
9.2	Cálculo del VAN y el TIR.....	57
10.	CONCLUSIONES	61
11.	BIBLIOGRAFÍA	63
	DOCUMENTO PRESUPUESTO	65
	DOCUMENTO PLANOS	74



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



RESUMEN

En el presente trabajo, se va a llevar a cabo el diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp de potencia nominal conectada a red, donde, además se va a estudiar la diferencia tanto en el aspecto técnico como la viabilidad de dos zonas de Cataluña.

La primera zona situada en Espinelves (Gerona), es el territorio donde menor irradiación llega a lo largo del año. Mientras que la zona de Juneda (Lerida), es la superficie con mayor irradiación durante el año.

Se va a realizar un estudio del listado de la zona de Cataluña, donde se verá la cantidad de potencia que aportan las diferentes instalaciones fotovoltaicas existentes en Cataluña, donde se resaltarán las de mayor potencia nominal.

La instalación estará conectada directamente a red, donde se detallarán todos los elementos que debe integrar la instalación. Como lo son el inversor, los módulos fotovoltaicos, la estructura, el cableado, las protecciones, etc.

Por último, se va a realizar el análisis económico de ambas instalaciones, donde se podrá apreciar la diferencia que existe entre las dos zonas, así como su viabilidad.



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



RESUM

En el present treball, es va a portar a termini el diseny d'una instal·lació fotovoltaica de 100 kWp de potencia nominal conectada a xarxa, on a més, es va a estudiar la diferencia tant en l'aspecte tècnic, con la viabilitat de dues zones de Catalunya.

La primera zona en Espinelves (Girona), es el territorio on menor radiació arriba al llarg de todo l'any. Mentres que la zona de Juneda (Lleida), es l'area amb major irradiació al llarg de l'any.

Es va a realizar un estudi del llistat de la zona de Catalunya, on es vorà la cantitat de potencia que aporten les diferents instal·lacions fotovoltaiques existents en Catalunya, on es resaltarà la de major portencia nominal.

L'instal·lació estarà conectada directament a xarxa, on es detallaran tots els elements que deu integrar l'instal·lació. Com son el inversor, els moduls fotovoltaics, l'estructura, el cablejat, les proteccions, etc.

Finalment, es va a realizar l'anàlisis economic de les dues instal·lacions, on es podrà apreciar la diferencia que existeix entre les dues zones, així com la seua viabilitat.



**Estudio de alternativas para la ubicación y diseño
de una instalación fotovoltaica de 100 kWp
conectada a red en Cataluña**



ABSTRACT

In the present labour, is going to take the design for a photovoltaic installation of 100 kWp of nominal power. Also, is going to study the differences of the technical aspects such as the viability of two Cataluña's areas.

First area Espinlvas (Gerona), is the territory where less irradiation arrives along the year. Whereas the other area Juneda (Lerida), receive the biggest irradiation along the year.

Is going to carry out a study about a list of Cataluña area, where is going to see the power that all the photovoltaic installations have. Furthermore, is going to show the biggest.

The installation is going to be connected directly to the mains, where is going to detail all the elements that the installation has. As the inverter, photovoltaic modules, the structure, the wiring, the protections, etc.

Finalay, is going to analyze both installations economically, where is going to appreciate the difference between both areas, like their viability.



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño
de una instalación fotovoltaica de 100 kWp
conectada a red en Cataluña



DOCUMENTO

MEMORIA



**Estudio de alternativas para la ubicación y diseño
de una instalación fotovoltaica de 100 kWp
conectada a red en Cataluña**



Índice de figuras

Figura 1. Consumo de energía primaria por formas de energía. Fuente: Instituto Catalán de Energía.....	12
Figura 2. Consumo de energía final por sectores. Fuente: Instituto Catalán de Energía.....	13
Figura 3. Diagrama de Sankey sobre flujo de energías renovables. Fuente: "Transformación y usos finales de la energía" Raquel Lancho Molina y VVAA.	14
Figura 4: Energía eólica en Cataluña. Fuente: EOLICCAT	15
Figura 5: Instalaciones fotovoltaicas en Cataluña. Fuente: Elaboración propia.	15
Figura 6: Porcentaje de potencia total aportada en Cataluña según su potencia nominal. Fuente: Elaboración propia.	16
Figura 7: Localización de las estaciones climáticas en Cataluña. Fuente: Atlas de radiación solar en Cataluña.	17
Figura 8: Mapa de irradiación anual media (MJ/m ²). Fuente: Atlas de radiación solar en Cataluña.	18
Figura 9: Diagrama de flujo con los pasos a seguir por un inversor. Fuente: Elaboración propia.	18
Figura 10: Mapa zona de Espinelvas. Fuente: Catastro.	20
Figura 11: Mapa zona de Juneda. Fuente: Catastro.....	21
Figura 12: Temperatura media mensual en Espinelvas y Juneda. Elaboración propia.....	21
Figura 13: Comparación de la irradiación solar global diaria en ambas zonas. Fuente: Elaboración propia.	22
Figura 14: Energía producida por las instalaciones de Espinelvas y Juneda durante un año. Fuente: PVGIS.....	35
Figura 15: Intensidades máximas admisible para conducto de cobre. Fuente: ITC-19 del REBT.	38
Figura 16: Energía producida por las instalaciones de Espinelvas y Juneda durante un año. Fuente: PVGIS.....	54
Figura 17: Resumen VAN y TIR para la alternativa de Juneda. Fuente: Elaboración propia mediante el software Retscreen.	59
Figura 18: Parámetros financieros del proyecto. Fuente: Elaboración propia mediante el software Retscreen.	60
Figura 19: Flujo de retorno de capital. Fuente: Elaboración propia mediante el software Retscreen.....	60



**Estudio de alternativas para la ubicación y diseño
de una instalación fotovoltaica de 100 kWp
conectada a red en Cataluña**



Índice de tablas.

Tabla 1: Centrales hidráulicas activas en Cataluña. Fuente: Elaboración propia.	14
Tabla 2: Radiación solar global diaria sobre superficies inclinadas (MJ/m ² *día). Estación Gerona. Fuente: Atlas de radiación solar en Cataluña.....	22
Tabla 3: Radiación solar global diaria sobre superficies inclinadas (MJ/m ² *día). Estación Veciana. Fuente: Atlas de radiación solar en Cataluña.....	23
Tabla 4: Irradiación en kWh/(m ² * día) para cada mes del año. Plano de inclinación 35°C y orientación sur. Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Atlas de radiación solar de Cataluña (Gerona y Raimat) y del PVGIS (Espinelvas y Juneda).....	23
Tabla 5: Recopilación de distintos módulos fotovoltaicos. Fuente : Elaboración propia.	25
Tabla 6: Recopilación de distintos inversores. Fuente: Elaboración propia.	26
Tabla 7: Resumen de las diferencias entre los dos módulos y las localidades seleccionadas. Fuente: Elaboración propia.....	31
Tabla 8: Pérdidas en Espinelvas y Juneda. Fuente: Elaboración propia.....	33
Tabla 9: Porcentaje de pérdidas en función del mes. Fuente: Elaboración propia.	34
Tabla 10: Energía producida por las instalaciones de Espinelvas y Juneda en un año. Fuente: Elaboración propia.	34
Tabla 11: Intensidad máxima admisible para cables con conductores de cobre en instalación enterrada. Fuente: ITC-BT-07 del REBT.....	39
Tabla 12: Características mínimas para tubos en canalizaciones enterradas. Fuente: ITC-BT-21 del REBT.....	41
Tabla 13: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir. Fuente: ITC-BT-21 del REBT.	42
Tabla 14: Pérdidas en el tramo 1 de corriente continua. Fuente: Elaboración propia.	43
Tabla 15: Pérdidas en el tramo 2 de corriente continua. Fuente: Elaboración propia.	43
Tabla 16: Pérdidas en el tramo 3 de corriente continua. Fuente: Elaboración propia.	43
Tabla 17: Pérdidas en el tramo de corriente alterna. Fuente: Elaboración propia.....	44
Tabla 18: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. Fuente: ITC-18 del REBT	48
Tabla 19: Sección de las 4 alternativas en el tramo 1 de corriente continua. Fuente: Elaboración propia.	50
Tabla 20: Sección de las 4 alternativas en el tramo 2 de corriente continua. Fuente: Elaboración propia.	50
Tabla 21: Sección de las 4 alternativas en el tramo 3 de corriente continua. Fuente: Elaboración propia.	50
Tabla 22: I _L de las 4 alternativas en el tramo de corriente alterna. Fuente : Elaboración propia.	50
Tabla 23: Pérdidas en Espinelvas con el módulo de 300 W. Fuente: Elaboración propia.	51
Tabla 24: Pérdidas en Juneda con el módulo de 250 W. Fuente: Elaboración propia.....	51
Tabla 25: Pérdidas en Juneda con el módulo de 256 W. Fuente: Elaboración propia.....	52
Tabla 26: Pérdidas en Espinelvas y Juneda (módulo 300 W). Fuente: Elaboración propia.	52
Tabla 27: Energía producidas en Espinelvas y Juneda (módulo 300 W). Fuente: Elaboración propia.	53
Tabla 28: Presupuesto total de ejecución por contrata. Fuente: Elaboración propia.	54
Tabla 29: Obtención del código de instalación tipo. Fuente: Orden IET/1045/2014.	56
Tabla 30: Parámetros retributivos de la instalación fotovoltaica. Fuente: Orden IET/1045/2014	56



**Estudio de alternativas para la ubicación y diseño
de una instalación fotovoltaica de 100 kWp
conectada a red en Cataluña**



Tabla 31: Variación del TIR en función de la Tarifa de exportación y los Costos iniciales. Fuente:
Elaboración propia mediante el software Retscreen..... 61

Tabla 32: Variación del TIR en función de la Tasa de interés de la deuda y los Costos iniciales.
Fuente: Elaboración propia mediante el software Retscreen. 61



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



1. OBJETO DEL TRABAJO DE FIN DE GRADO

El objeto de este Trabajo Final de Grado consiste en plantear cuatro posibilidades diferentes para una instalación fotovoltaica en la zona de Cataluña. Se compararán dos zonas geográficas donde la diferencia existente entre la temperatura de ambas zonas sea un factor decisivo. Y se seleccionarán dos módulos fotovoltaicos de diferente potencia nominal y diferente valor económico. Para conseguir este objetivo se plantean los siguientes objetivos específicos:

- Búsqueda exhaustiva de diferentes modelos de paneles.
- Cribado en el cual se decide la zona donde será instalada.
- Búsqueda de una mayor rentabilidad económica.

Todo ello conlleva importantes tomas de decisiones, donde se podrá observar la diferencia existente entre una buena y una mala elección.

2. JUSTIFICACIÓN Y MOTIVACIÓN.

La justificación de este Trabajo Final de Grado es la aportación para la optimización del procedimiento de diseño de una instalación fotovoltaica. En este procedimiento se pretende obtener un aumento del rendimiento de la instalación y por tanto de la producción de energía eléctrica.

En España, la producción de energía fotovoltaica contribuye de forma significativa en la reducción de la contaminación y del uso de combustibles fósiles. Además, presenta un gran aporte en la producción de energía eléctrica del país.

Por otro lado, con todos los avances que tienen como objeto la mejora de la explotación de la energía solar y la gran repercusión que adquiere en el panorama internacional, dan lugar a que el recurso del sol pueda llegar a ser en un futuro la fuente principal de energía.

La motivación para realizar este Trabajo Final de Grado es fundamentalmente académica, puesto que se pretende comprobar la influencia de las diferentes alternativas en el resultado final.

Por otra parte, el interés en producir energía eléctrica a partir de recursos renovables y respetuosos con el medio ambiente de la manera más eficiente tomando la decisión más adecuada.

3. ALCANCE

El alcance de este Trabajo Final de Grado es el dimensionado de una instalación fotovoltaica y el estudio del efecto de la localización de ésta en su viabilidad económica.



**Estudio de alternativas para la ubicación y diseño
de una instalación fotovoltaica de 100 kWp
conectada a red en Cataluña**



4. NORMATIVA APLICABLE.

A nivel Europeo:

- [Directiva 2009/28/CE](#) del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23-04-2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.
- [Decisión 2009/548/CE](#) de la Comisión, de 30-06-2009, por la que se establece un modelo para los planes de acción nacionales en materia de energía renovable en virtud de la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo .
- [Directiva 2015/1513](#) del Parlamento Europeo y del Consejo de 09-09-2015 por la que se modifican la Directiva 2009/28/CE, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

A nivel Estatal:

- Orden ETU/615/2017, de 27 de junio, por la que se determina el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico, los parámetros retributivos correspondientes, y demás aspectos que serán de aplicación para el cupo de 3.000 MW de potencia instalada, convocado al amparo del Real Decreto 650/2017, de 16 de junio.
- Resolución de 10 de abril de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía por la que se convoca subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, al amparo de lo dispuesto en la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril.
- Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al semiperíodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017.
- Orden ETU/35/2017, de 23 de enero, por la que se establecen los suplementos territoriales en las comunidades autónomas de Cataluña, La Rioja, Castilla-La Mancha y Comunidad Valenciana, en relación con los peajes de acceso de energía eléctrica correspondientes al ejercicio 2013.
- Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Donde se modifica el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación de impacto ambiental.



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



- Real Decreto-ley 9/2013, de 12-07-2013, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Real Decreto-ley 2/2013, de 01-02-2013, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.
- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- Real Decreto 1699/2011, de 18-11-2011, por el que se regula la conexión en red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 1565/2010, de 19-11-2010, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos en la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

A nivel autonómico de Cataluña:

- DECRETO 352/2001, de 18 de diciembre, sobre procedimiento administrativo aplicable a las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a la red eléctrica.

5. ANTECEDENTES

5.1. Energía primaria y final en Cataluña

El consumo de energía primaria en Cataluña se ha visto reducido significativamente desde el año 2000 hasta la actualidad. Dicho consumo durante el año 2014 fue de 23.198,0 Ktep, habiéndose reducido en un 13,3% desde 2007.

En este espacio de tiempo se ha duplicado el consumo de energías renovables debido principalmente al aumento de producción eólica, la cual se ha visto incrementada en 231,6 ktep. Por otro lado, el consumo de petróleo y gas natural ha experimentado un descenso de 2826,2 ktep y de 1657,2 ktep respectivamente. Todo ello da lugar a que en el año 2014 en Cataluña el consumo de energía primaria sea el representado en la Figura 1.

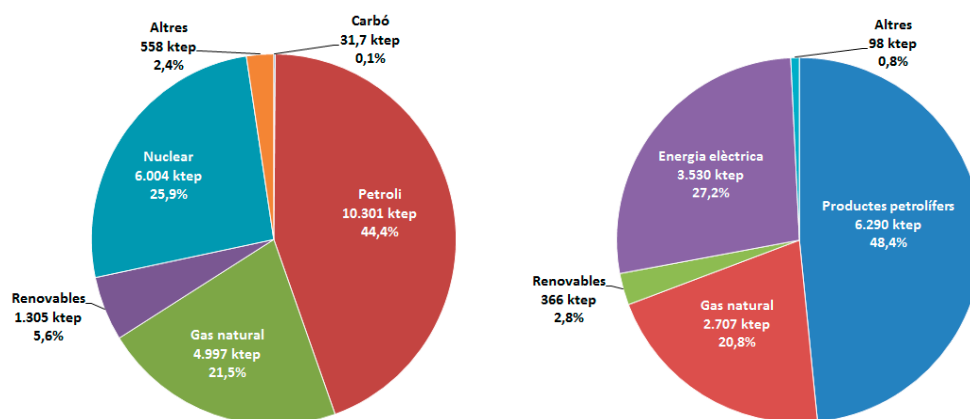


Figura 1. Consumo de energía primaria por formas de energía. Fuente: Instituto Catalán de Energía.

Al igual que con el consumo de energía primaria, en el consumo de energía final existe una reducción importante del consumo de energía, donde se percibe una disminución del 12,4%.



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



Este descenso en el consumo de energía final es debido principalmente a la minoración del consumo de combustibles en un 13,7%, mientras que el consumo de energía eléctrica se ha visto reducido en un 8,6% contribuyendo a un aumento del peso de la energía eléctrica respecto del consumo de energía final.

A continuación se muestra la estructura de consumo de energía final por sectores.

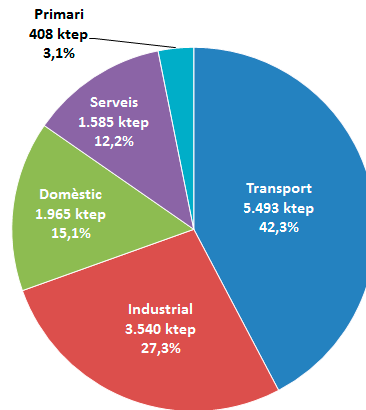


Figura 2. Consumo de energía final por sectores. Fuente: Instituto Catalán de Energía.

Como se indica en la Figura 2 el consumo más elevado corresponde a los sectores de transporte e industrial que representan un 42,3% y un 27,3% respectivamente. Es destacable que a pesar de su disminución en los últimos años, es el valor más elevado de los términos que contribuyen al consumo total de energía final. Además, destaca la reducción del sector industrial como consecuencia de la crisis económica. Finalmente, los sectores primarios, de servicios y domésticos, representan en conjunto un 30,5% del consumo final de energía en Cataluña.

5.2. Diagrama de Sankey

En la figura 3 se muestra un diagrama de Sankey donde viene recogido el flujo de energía renovables en Cataluña mostrando el porcentaje de cada una, así como su consumo y pérdidas finales.

Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña

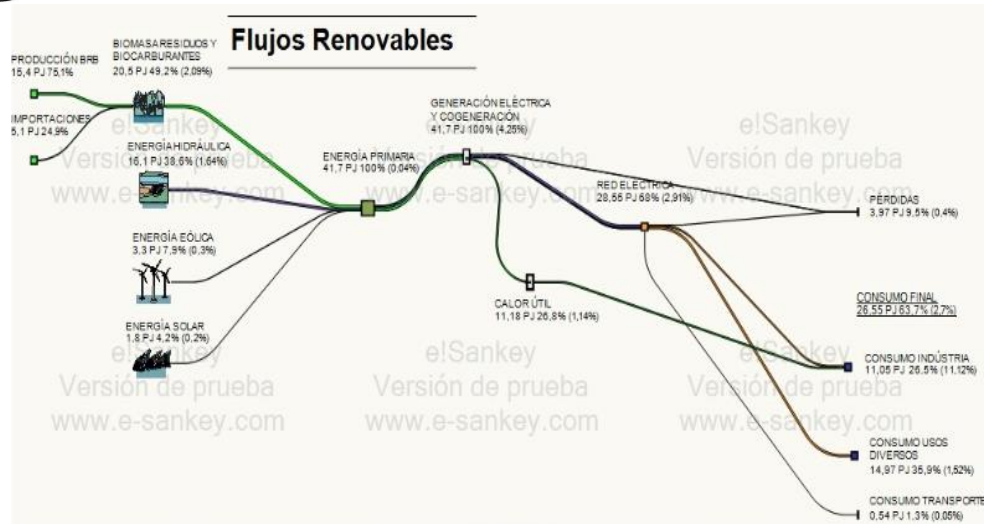


Figura 3. Diagrama de Sankey sobre flujo de energías renovables. Fuente: "Transformación y usos finales de la energía" Raquel Lancho Molina y VVAA.

5.3. Energías renovables en la actualidad

5.3.1. Hidráulica

En Cataluña existe un gran número de instalaciones hidráulicas, donde según el Instituto Catalán de la Energía su potencia bruta de energía eléctrica media anual es de 1.115 GWh y su potencia total es de 227 MW.

En la Tabla 1 se muestra un resumen de centrales activas.

Tabla 1: Centrales hidráulicas activas en Cataluña. Fuente: Elaboración propia.

HIDRÁULICA	CENTRALES ACTIVAS	POTENCIA ACTIVA (MW)	HORAS UTILIZACIÓN	PRODUCCIÓN EN BORNES DE LOS GENERADORES (MWh)	CONSUMOS EN GENERACION (MWh)	PRODUCCIÓN NETA (MWh)	AUTOCONSUMOS (MWh)	CONSUMOS EN BOMBEO (MWh)
Gerona	6	106,1	1.574,36	167.040,00	3280	163.712,00	0	0
Barcelona	6	66,53	1.103,34	73.405,00	1.231,00	72.174,00	70	0
Lérida	38	1.615,29	1.709,70	2.761.656,23	42.395,35	2.719.260,88	0	425.251
Tarragona	2	305,66	2.547,75	778.745,00	11.215,00	767.530,00	0	0
TOTAL	52	2.094	6.935	3.781	58.169	3.722.677	70	425.251

5.3.2. Eólica

En la última década, se han puesto en servicio 1272 MW de potencia eólica en Cataluña, siendo la sexta comunidad que más ha invertido en España. Según los datos obtenidos en el ICAEN, mientras que la potencia eólica instalada en 2016 es nula, en Cataluña existen 45 parques con una potencia instalada de 1.269 MW que corresponde con el 5,52% del total instalado en España.

La Figura 4 muestra el número de parques y su localización en el mapa.

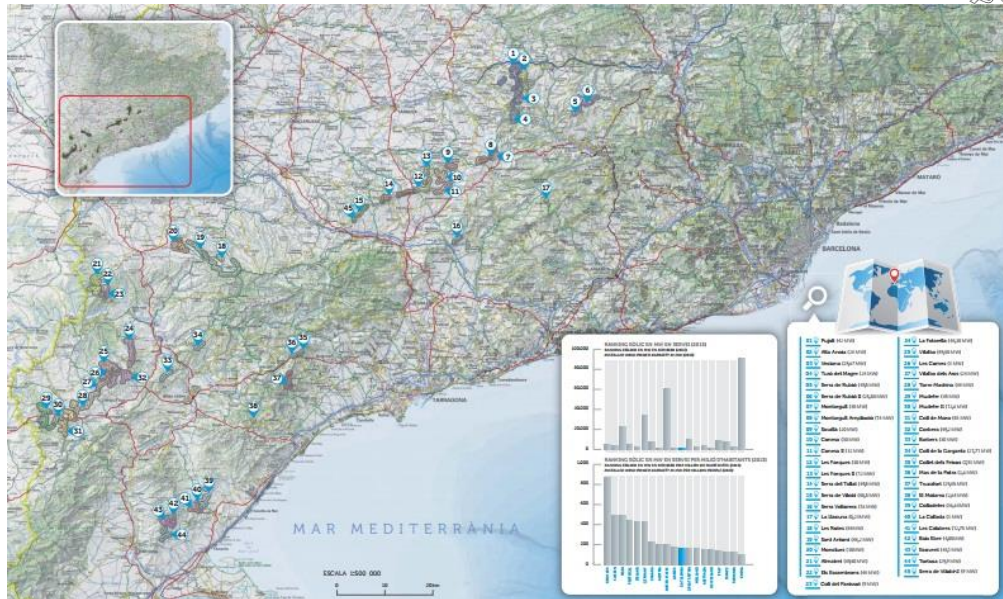


Figura 4: Energía eólica en Cataluña. Fuente: EOLICCAT

5.3.3. Solar Fotovoltaica

En Cataluña existe un gran número de generadores fotovoltaicos de pequeña y media potencia. La potencia fotovoltaica total instalada es de 265 MW. Existe un listado de todas ellas en el Ministerio de Energía, Turismo, y Agenda Digital donde se refleja la potencia de cada una de ellas y su localización.

La Figura 5 muestra un resumen de la distribución de la potencia instalada.

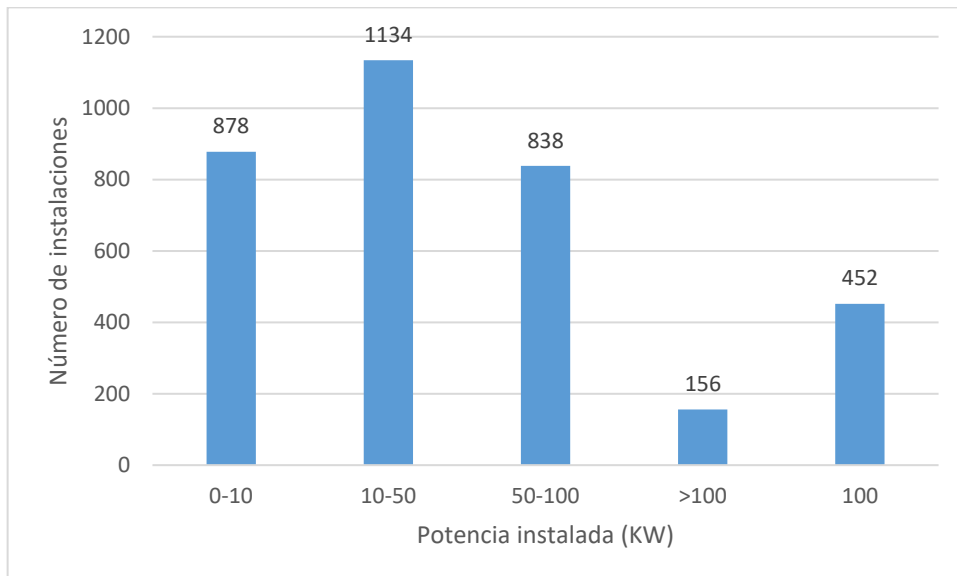


Figura 5: Instalaciones fotovoltaicas en Cataluña. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede apreciar en la Figura 5, hay un total de 3458 generadores instalados en Cataluña. La mayoría de las instalaciones tienen menos de 50 kW. También destacan por su número, las instalaciones de entre 50 y 100 kW. Las instalaciones de 100 kW son las más



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



comunes en cuanto a gran potencia. Estas instalaciones presentan una relación potencia-espacio muy buena.

Las instalaciones de gran potencia son escasas, sin embargo, aportan un 43% del total de la energía solar fotovoltaica producida en Cataluña (Figura 6).

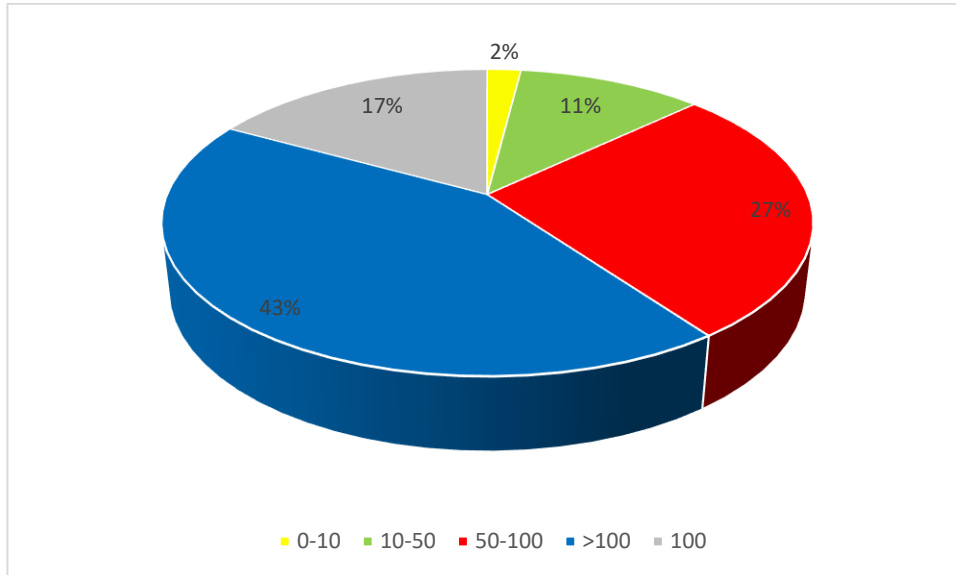


Figura 6: Porcentaje de potencia total aportada en Cataluña según su potencia nominal. Fuente: Elaboración propia.

Se observa que entorno al 60% de la potencia total generada está compuesta por instalaciones de gran potencia. El 40% restante está constituido por generadores de pequeño tamaño que aunque triplican en número a las de gran potencia, su generación es mucho menor. Una de las más grandes se encuentra situada en Albesa (Lérida), de la empresa Gotica Solar, tiene una potencia instalada de 2,2 MW. También es destacable El Poal (Lérida), de la empresa Poal Fotovoltaica, con una potencia instalada de 2 MW.

La mayoría de las grandes fotovoltaicas instaladas, se encuentran en Lérida, ya que es la mejor zona de Cataluña con mayores niveles de irradiación.

6. RECURSO SOLAR EN CATALUÑA

En la Comunidad de Cataluña existe un documento oficial donde recogen los datos que aportan las estaciones meteorológicas repartidas a lo largo de la comunidad, estableciendo así una fuente de información extensa de cada zona en concreto. Esta información viene recogida en el Atlas de radiación solar en Cataluña.

Según el "Atlas de radiación solar en Cataluña", existen 82 estaciones donde se realizan registros de radiación solar global mediante piranómetro. A continuación, se presenta la localización de dichas estaciones (Figura 7).

Estudio de alternativas para la ubicación y diseño
de una instalación fotovoltaica de 100 kWp
conectada a red en Cataluña

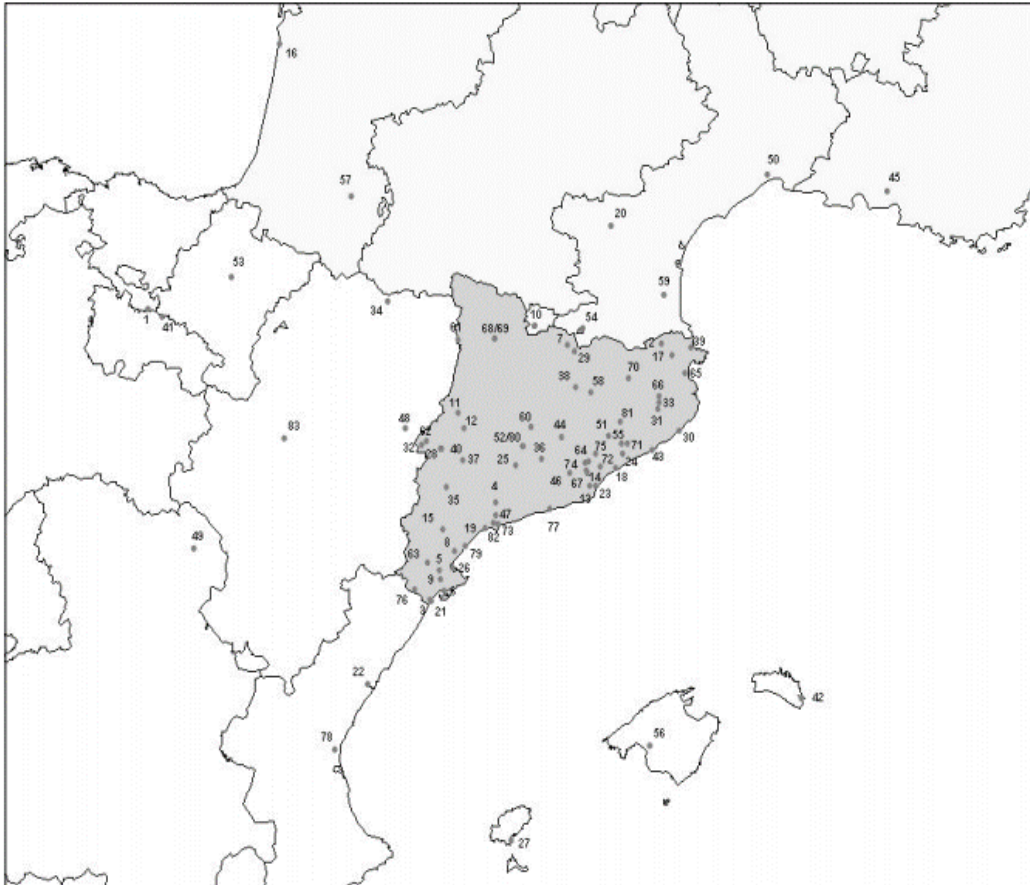


Figura 7: Localización de las estaciones climáticas en Cataluña. Fuente: Atlas de radiación solar en Cataluña.

Gracias a estas estaciones, se puede elaborar un estudio mucho más detallado de la zona de Cataluña, de las cuales se conserva un registro histórico que es de gran ayuda a la hora de obtener los datos necesarios para el estudio de la radiación que afecta a este lugar durante todo el año.

En el ámbito territorial de Cataluña, la diferencia máxima entre los valores medios anuales de irradiancia esta entre 2 y 2,5 MJ/m², es decir entorno al 15% de diferencia entre el máximo y el mínimo, tal y como se muestra en el siguiente mapa de curvas de isorradiación (Figura 8).

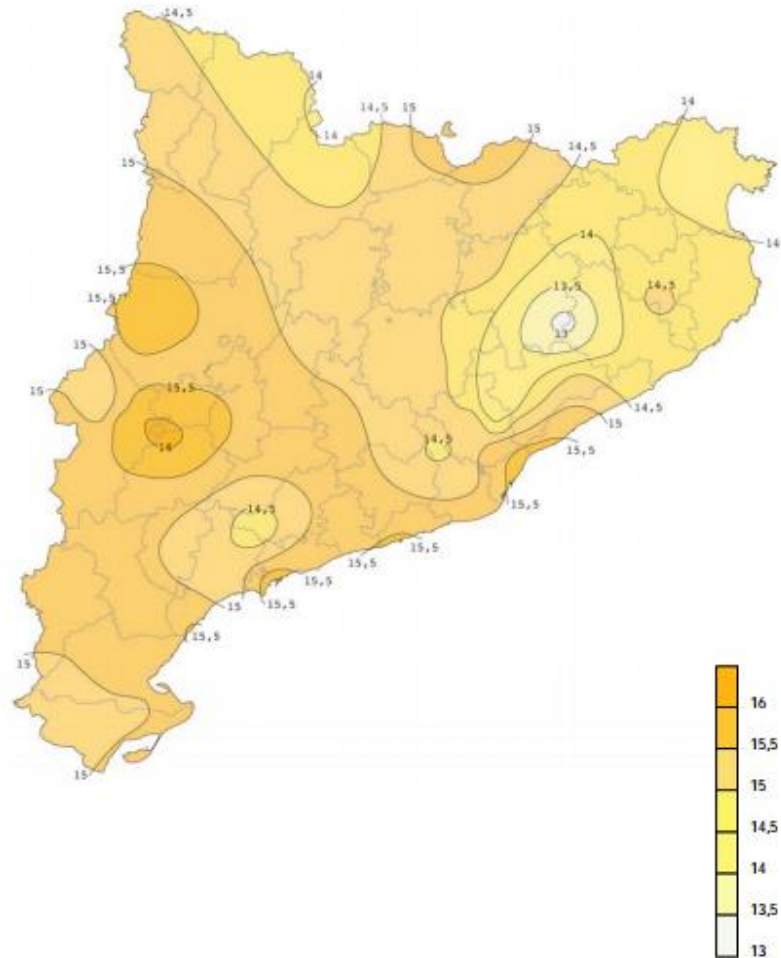


Figura 8: Mapa de irradiación anual media (MJ/m^2). Fuente: Atlas de radiación solar en Cataluña.

Como se ha comentado la diferencia de irradiación no es muy elevada, debido a que la localización geográfica, que es un factor importante a la hora de ver los niveles de radiación que inciden sobre una zona (puede llegar a variar hasta un 30%), es prácticamente la misma.

La disparidad se debe en este caso al factor climático que varía dependiendo de las nubes o nieblas que puedan desviar los rayos del sol. La presencia de estos fenómenos está relacionada con la altura respecto del nivel del mar que este situado y a la temperatura que tenga dicho lugar.

6.1 Diagrama de Flujo.

En este apartado, se ha realizado un diagrama de flujo donde se muestran tanto los pasos como los documentos que se han de entregar; así como el lugar de los mismos con la finalidad de que un inversor cuya pretensión sea invertir en una instalación fotovoltaica en Cataluña sea conocedor de toda la burocracia al respecto (Figura 9).

Figura 9: Diagrama de flujo con los pasos a seguir por un inversor. Fuente: Elaboración propia.

6.2 Selección de las zonas

Con la información obtenida de mapas isobáricos (Figura 8), se han determinado dos zonas con radiación solar media anual máxima y mínima.

El municipio de Espinelves, que está representada en el mapa con un círculo blanco, tiene un valor medio de irradiancia anual de 13 MJ/m^2 y se trata de la zona más desfavorable. Se encuentra en la provincia de Gerona, comarca de Osana. Está situado a una altitud de 750 metros sobre el nivel del mar, con un relieve accidentado donde existe importantes restricciones de espacio.

El municipio de Juneda, tal y como se muestra en el mapa por un círculo de color marrón oscuro, tiene un valor medio de irradiancia anual de 16 MJ/m^2 y en este caso se trata de la zona más favorable. Se encuentra en la provincia de Lerida, comarca de Las Garrigas. Está situado a una altitud de 264 metros sobre el nivel del mar, esta zona es conocida como el valle del Ebro.

6.3 Emplazamiento

En este apartado, se muestra cuál va a ser la parcela elegida en ambos casos. En el registro catastral, se ha realizado una búsqueda de parcelas próximas a cada localidad y en las que se permita la instalación de centrales fotovoltaicas. Se ha procurado que la parcela este bien comunicada para facilitar el acceso, además, se tiene en cuenta la forma que tiene la parcela para llevar a cabo de manera apropiada la distribución de la instalación. En Espinelves, situada al oeste de la misma, se encuentra la zona elegida, localizado en el Polígono 1 parcela 84. La parcela se muestra en la Figura 10. La carretera por la que se accede desde la GI-544, que es una carretera secundaria que linda con la ciudad de Espinelves.

En Juneda, situada al sur-este de la misma, se encuentra la zona elegida localizada en el polígono 9 parcela 376, tal y como se muestra en la Figura 11 La carretera por la que se accede es el camí de la Franquesa, que es una carretera ramal la cual te direcciona directamente a la ciudad de Juneda.

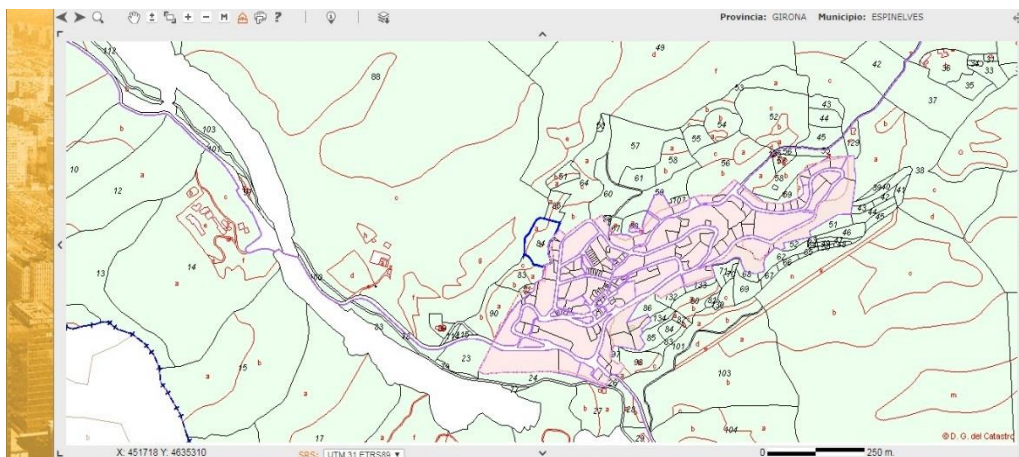


Figura 10: Mapa zona de Espinelves. Fuente: Catastro.

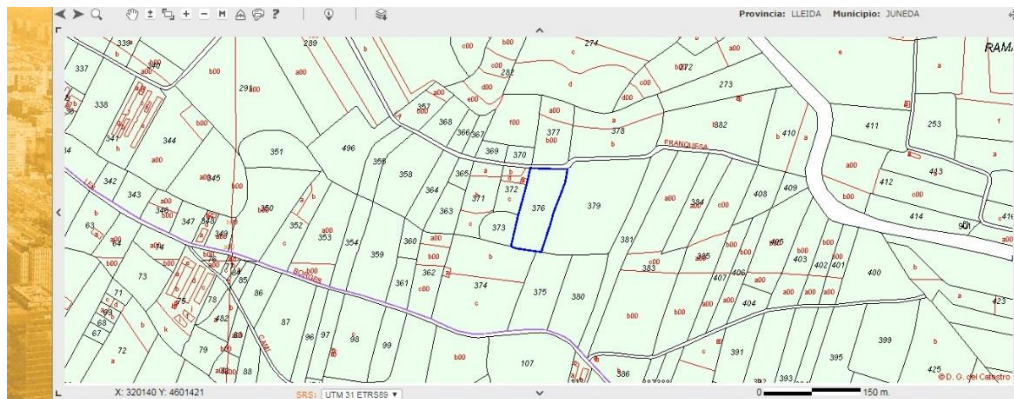


Figura 11: Mapa zona de Juneda. Fuente: Catastro.

6.4 Clima.

6.4.1 Temperatura

La localidad de Espineltas se caracteriza por ser un clima frío de montaña, con temperaturas invernales rondando los 0°C (Figura 11). En el histórico de clima de la localidad, el mes más caluroso es Julio (24,5°C), mientras que el más frío es Enero (1,8°C). En Juneda, el clima es normalmente cálido (Figura 12), con temperaturas máxima en Julio (30,2°C) y mínimas en Enero (2°C).

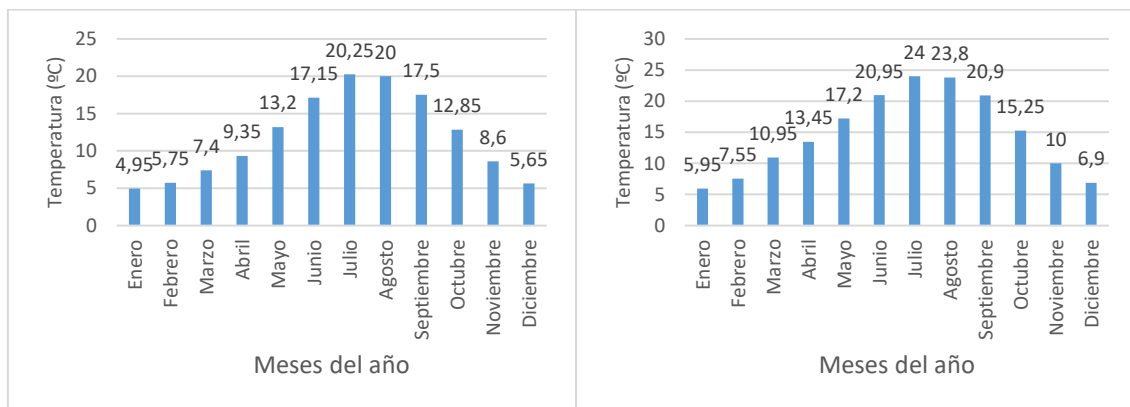


Figura 12: Temperatura media mensual en Espineltas y Juneda. Elaboración propia.

7. CÁLCULO Y DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

A continuación se lleva a cabo el estudio de producción energética de una instalación de una central fotovoltaica en dos zonas de Cataluña con irradiancias máximas y mínimas. Tal y como se describe en el apartado anterior, las zonas elegidas son las de Juneda y Espinelvas.

7.1 Irradiación

La Figura 13 muestra los valores de irradiación solar global diaria medidos en su plano horizontal. Se obtiene una media mensual en los territorios de Espinelvas (12.66 MJ/m^2) y Juneda (16.20 MJ/m^2).

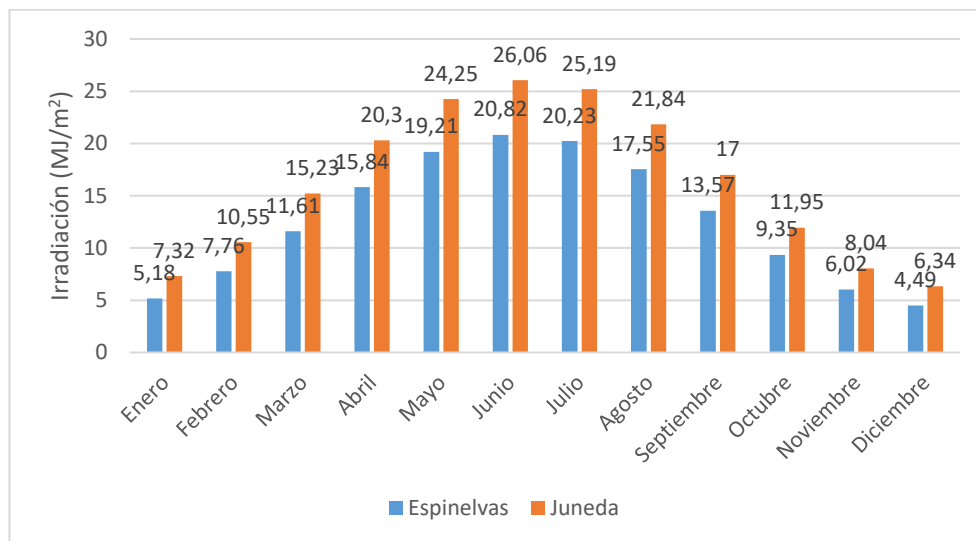


Figura 13: Comparación de la irradiación solar global diaria en ambas zonas. Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 2 y 3, muestran los datos de radiación solar global diaria dependiendo de la inclinación. Dichos datos son recogidos por las estaciones de cada provincia, existiendo una pequeña variación de la radiación y la inclinación con respecto las zonas elegidas.

Tabla 2: Radiación solar global diaria sobre superficies inclinadas ($\text{MJ/m}^2 \cdot \text{dia}$). Estación Gerona. Fuente: Atlas de radiación solar en Cataluña.



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



Inclinación	Gen	Feb	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Des	Anual
0°	6,79	9,52	13,48	17,77	21,12	22,64	21,91	19,07	14,98	10,71	7,40	5,95	14,30
5°	7,72	10,44	14,30	18,35	21,44	22,83	22,16	19,54	15,72	11,57	8,30	6,87	14,96
10°	8,62	11,30	15,04	18,86	21,64	22,87	22,28	19,90	16,37	12,37	9,16	7,75	15,53
15°	9,46	12,09	15,70	19,26	21,71	22,79	22,26	20,16	16,91	13,09	9,96	8,58	16,02
20°	10,24	12,80	16,26	19,53	21,64	22,56	22,11	20,32	17,36	13,73	10,71	9,36	16,40
25°	10,96	13,44	16,71	19,69	21,50	22,20	21,85	20,36	17,70	14,29	11,39	10,08	16,70
30°	11,61	14,00	17,07	19,73	21,24	21,79	21,51	20,28	17,94	14,76	11,99	10,74	16,90
35°	12,19	14,46	17,32	19,66	20,86	21,25	21,05	20,08	18,06	15,14	12,52	11,33	17,00
40°	12,68	14,84	17,47	19,46	20,35	20,59	20,46	19,76	18,08	15,43	12,97	11,84	17,00
45°	13,10	15,12	17,51	19,15	19,72	19,81	19,74	19,32	17,98	15,61	13,34	12,27	16,90
50°	13,42	15,30	17,43	18,72	18,98	18,91	18,92	18,76	17,78	15,70	13,62	12,63	16,69
55°	13,66	15,39	17,26	18,18	18,13	17,90	17,98	18,09	17,46	15,69	13,81	12,90	16,37
60°	13,81	15,37	16,97	17,53	17,17	16,81	16,94	17,32	17,04	15,59	13,91	13,08	15,96
65°	13,87	15,26	16,58	16,78	16,15	15,72	15,90	16,45	16,52	15,38	13,92	13,18	15,47
70°	13,83	15,05	16,09	15,93	15,10	14,54	14,77	15,48	15,90	15,08	13,83	13,19	14,90
75°	13,71	14,75	15,50	14,99	13,96	13,29	13,57	14,49	15,18	14,68	13,66	13,11	14,24
80°	13,49	14,35	14,82	13,98	12,75	11,97	12,30	13,42	14,38	14,19	13,40	12,94	13,49
85°	13,19	13,86	14,05	12,92	11,48	10,63	10,98	12,28	13,49	13,62	13,05	12,69	12,68
90°	12,79	13,29	13,20	11,80	10,16	9,37	9,70	11,08	12,53	12,96	12,62	12,35	11,81

Tabla 3: Radiación solar global diaria sobre superficies inclinadas (MJ/m²*día). Estación Veciana. Fuente: Atlas de radiación solar en Cataluña.

Inclinación	Gen	Feb	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Des	Anual
0°	7,11	10,32	14,93	19,90	23,76	25,48	24,58	21,25	16,48	11,53	7,72	6,10	15,79
5°	8,10	11,35	15,88	20,60	24,14	25,68	24,86	21,80	17,33	12,49	8,67	7,04	16,52
10°	9,05	12,31	16,74	21,20	24,37	25,73	24,99	22,23	18,08	13,37	9,58	7,94	17,15
15°	9,94	13,20	17,50	21,68	24,44	25,61	24,96	22,53	18,71	14,17	10,43	8,79	17,69
20°	10,77	14,01	18,15	22,02	24,37	25,34	24,78	22,74	19,23	14,89	11,22	9,59	18,11
25°	11,54	14,73	18,68	22,22	24,21	24,91	24,48	22,80	19,64	15,51	11,93	10,32	18,43
30°	12,23	15,35	19,10	22,28	23,92	24,43	24,09	22,71	19,91	16,03	12,57	10,99	18,65
35°	12,84	15,88	19,40	22,21	23,48	23,80	23,55	22,49	20,07	16,46	13,13	11,59	18,75
40°	13,37	16,30	19,58	21,99	22,89	23,03	22,86	22,13	20,10	16,78	13,61	12,11	18,74
45°	13,81	16,62	19,63	21,64	22,16	22,11	22,04	21,63	20,00	16,99	13,99	12,56	18,61
50°	14,16	16,84	19,56	21,16	21,30	21,07	21,08	20,99	19,78	17,10	14,29	12,92	18,36
55°	14,41	16,94	19,37	20,54	20,31	19,89	19,99	20,23	19,43	17,09	14,49	13,19	17,99
60°	14,57	16,93	19,05	19,80	19,20	18,63	18,79	19,34	18,96	16,98	14,60	13,38	17,52
65°	14,63	16,82	18,61	18,93	18,02	17,37	17,58	18,34	18,38	16,76	14,61	13,47	16,96
70°	14,60	16,59	18,06	17,95	16,80	16,00	16,29	17,24	17,68	16,43	14,52	13,48	16,30
75°	14,46	16,26	17,39	16,87	15,47	14,55	14,90	16,10	16,88	16,00	14,34	13,40	15,54
80°	14,23	15,82	16,62	15,70	14,07	13,02	13,44	14,87	15,97	15,46	14,07	13,22	14,70
85°	13,91	15,28	15,75	14,48	12,59	11,48	11,90	13,56	14,97	14,83	13,70	12,96	13,77
90°	13,50	14,64	14,78	13,18	11,05	10,02	10,44	12,18	13,88	14,11	13,25	12,61	12,79

Mediante las Tablas 2 y 3 se verifica que las inclinaciones óptimas para la radiación son 35° en ambas zonas. Comparando estos datos con los obtenidos en las tablas anteriores, podemos observar las diferencias entre los valores de irradiación.

A partir de una aplicación de la web PVGIS se verifica la inclinación óptima de captación de radiación para los dos municipios. Comparando los datos obtenidos en la web con los obtenidos para esta inclinación, en la Tabla 4 se comprueba la variación de irradiación entre la estación y la localidad.

Tabla 4: Irradiación en kWh/(m²*día) para cada mes del año. Plano de inclinación 35° y orientación sur. Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Atlas de radiación solar de Cataluña (Gerona y Raimat) y del PVGIS (Espinelves y Juneda).



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



35° de inclinación (kWh/m ² *día)	Irradiación (Gerona)	Irradiación (Espinelvas)	Irradiación (Veciana)	Irradiación (Juneda)
Enero	3.39	3.56	3.57	3.44
Febrero	4.02	4.37	4.41	4.89
Marzo	4.81	5.4	5.39	6.23
Abril	5.46	5.02	6.17	6.02
Mayo	5.79	5.56	6.52	6.52
Junio	5.90	6.06	6.61	6.89
Julio	5.85	6.26	6.54	7.16
Agosto	5.58	5.86	6.25	6.8
Septiembre	5.02	5.09	5.58	6.21
Octubre	4.21	4.41	4.57	5.29
Noviembre	3.48	3.56	3.65	3.97
Diciembre	3.15	3.31	3.22	3.08
Total anual (kWh/m ²)	1724.07	1779.42	1901.40	2023.74

Teniendo en cuenta los datos obtenidos en la Tabla 4, la diferencia de irradiación total captada durante un año es significativa. Por lo que se verifica que dicha desigualdad en los valores puede considerarse despreciable.

7.2 Diseño del campo fotovoltaico.

En este apartado, se presenta el diseño de los dos campos fotovoltaicos en las distintas ubicaciones. Se trata de un generador fotovoltaico de 100 kW conectado a red y el diseño del cableado eléctrico con sus componentes de seguridad. Además, se calcularán las pérdidas totales producidas en la instalación y cuál será la energía anual que produce cada una.

7.2.1 Descripción del Generador Fotovoltaico

Para la elección del generador fotovoltaico, se ha realizado un estudio comparativo entre los tres más comunes.

- Silicio monocristalino: Se fabrica con bloques de silicio con forma cilíndrica. En estos las celdas son perfectamente rectangulares y no tienen esquinas redondeadas. Estos paneles solares tienen las mayores tasas de eficiencia debido a que se fabrican con un silicio de alta pureza. La eficiencia suele estar por encima del 15%, superando en algunas marcas el 21%. Aunque su rendimiento se ve reducido con altas temperaturas, funciona mejor que otros con similares características con poca radiación. Si se cubren por nieve o suciedad el circuito puede llegar a averiarse. Además, en su proceso de fabricación (el proceso Czochralski) se derrocha una gran cantidad de silicio.
- Silicio policristalino: a diferencia del monocristalino no se emplea el método de Czochralski sino que el silicio bruto se funde y se vierte en un molde cuadrado, enfriándose y cortándose en láminas perfectamente cuadradas evitando tanto pérdida de silicio. Al simplificar el proceso, se reduce el coste de estos paneles. A altas temperaturas, su funcionamiento es relativamente inferior que en



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



monocristalinos. Su rendimiento en condiciones normales se sitúa entre el 13% y el 16% debido a que el silicio no es tan puro como el de los monocristalinos, por lo que es necesario una mayor superficie de captadores para producir la misma cantidad de energía que los monocristalinos.

- De capa fina: consiste en depositar varias capas de material fotovoltaico en una base. Están actualmente disponibles comercialmente los de capa fina de silicio de amorfo (a-Si), de telururo de cadmio (CdTe), de cobre, indio, galio y selenio (GIS/CIGS) o células fotovoltaicas orgánicas. (OPC). Dependiendo del tipo, el módulo presentará una eficiencia entre 7% y 13%, la cual no se ve afectada tanto por las sombras o altas temperaturas. Sin embargo, son más económicos que los paneles cristalinos ya que el proceso de fabricación es más sencillo. Debido a su menor eficiencia, se requiere más espacio donde instalarse y mayor inversión en la estructura metálica y conexiones. Los paneles de capa fina, tienden a degradarse más rápido, por lo que ofrecen una menor garantía en cuanto a vida útil.

En la Tabla 5 se muestra un listado de diferentes módulos fotovoltaicos, donde se listan sus características principales, el fabricante, el tipo de panel y el precio de los mismos.

Tabla 5: Recopilación de distintos módulos fotovoltaicos. Fuente: Elaboración propia.

Modelo	Ultra A-250P	UN-RC300	ND-RB275	NQ-R256A	N330 HIT	SW 260 POLY	FU 150 P	SW 300 PLUS	ULTRA A-330M	A-320P GS	A-325P GSE	A-255P GSE	KT265-6MPA
Fabricante	ATERSA	SHARP	SHARP	SHARP	PANASONIC	SOLAR WORLD	FUTURASUN	SOLAR WORLD	ATERSA	ATERSA	ATERSA	ATERSA	KYOCERA SOLAR
Tipo de cristal	Capa fina	Monocristalino	Policristalino	Monocristalino	Capa fina	Policristalino	Policristalino	Monocristalino	Monocristalino	Policristalino	Policristalino	Policristalino	Policristalino
Potencia nominal (W)	250	300	275	256	330	260	150	300	330	320	325	255	265
Corriente de punto máximo (A)	8.45	9.63	8.84	9.3	5.7	8.37	8.38	9.31	8.67	8.52	8.82	8.39	8.55
Eficiencia	15.35	18.3	16.8	19.82	19.7	15.51	15.13	17.89	16.96	16.5	16.74	15.7	16.1
Tensión de punto máximo (V)	29.35	31.2	31.1	27.53	58	31.4	17.9	32.6	38.07	37.56	36.85	30.4	31
Corriente de cortocircuito (A)	8.91	9.97	9.25	9.95	6.07	8.94	8.9	9.83	9.12	9.03	9.55	8.88	9.26
Tensión en circuito abierto (V)	37.6	39.4	38.5	32.49	69.7	38.4	22.2	40	46.78	45.82	45.35	37.9	38.3
Coefficiente temperatura Isc (%/°C)	0.04	0.05	0.05	0.053	0.0334	0.051	0.06	0.07	0.04	0.06	0.0681	0.05	0.06
Coefficiente temperatura Voc (%/°C)	-0.32	-0.29	-0.32	-0.095	-0.00164	-0.31	-0.26	-0.29	-0.32	-0.34	-0.2941	-0.33	-0.36
Coefficiente temperatura P (%/°C)	-0.043	-0.4	-0.41	-0.377	-0.258	-0.41	-0.36	-0.39	-0.43	-0.45	-0.3845	-0.43	-0.45
Precio (€)	184.9	312.5	218.64	304.25	205.6	220.5	147.99	297.2	251.6	196	216	178.8	190.5

De la Tabla 3 se han elegido dos paneles para poder compararlos.

Ultra A-250P fabricado por Atersa: Panel policristalino de capa fina de 250 W de potencia.

- Tensión de máxima potencia (V_{mp}) = 29,53 V
- Tensión de circuito abierto (V_{oc}) = 37,60 V
- Corriente de máxima potencia (I_{mp}) = 8,45 A
- Corriente de cortocircuito (I_{sc}) = 8,91 A
- Temperatura de funcionamiento normal de la célula (T_{onc}) = 46 °C
- Coeficiente de temperatura de V_{oc} (ΔV) = -0,32 %/°C



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



- Coeficiente de temperatura de $I_{sc} (\Delta I) = 0,04 \%$

SW 300 PLUS fabricado por Solar World: Panel monocristalino de 300 W de potencia.

- Tensión de máxima potencia (V_{mp}) = 32,6 V
- Tensión de circuito abierto (V_{oc}) = 40 V
- Corriente de máxima potencia (I_{mp}) = 9,31 A
- Corriente de cortocircuito (I_{sc}) = 9,83 A
- Temperatura de funcionamiento normal de la célula (T_{onc}) = 46 °C
- Coeficiente de temperatura de $V_{oc} (\Delta V) = -0,29\%/^{\circ}C$
- Coeficiente de temperatura de $I_{sc} (\Delta I) = 0,07 \%$

Con estos datos, se calcula el número y configuración de módulos del campo fotovoltaico, de forma que cumplan con las limitaciones exigidas por el inversor. Se consideran diferentes modelos de inversor, cuyas características técnicas se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6: Recopilación de distintos inversores. Fuente: Elaboración propia.

Modelo	Ingecon Sun 100	Inversor solar PVS800	Inversor Xantrex GT100 E
Fabricante	Ingeteam	Power Electronics	Schneider Electric
Potencia nominal (Kwp)	100	100	100
Rango de potencia del campo recomendado (Kwp)	104-130	100-120	100-115
Rango de tensión (MPP) V	405-750	450-750	300-650
Tensión máxima (V)	900	900	800
Corriente máxima (A)	260	245	164
Eficiencia(%)	96,8	97,7	96,6

El inversor que mejor se adapta a limitaciones impuestas por los módulos fotovoltaicos y el que mejor eficiencia tiene es el módulo de 100 kW de potencia nominal de la serie ABB PVS800 fabricado por Power Electronics y cuyas características son:

- Rango de Tensión del PMP (punto de máxima potencia) = 450 V – 750 V
- Potencia pico máxima = 120 kWp
- Corriente de entrada máxima permitida = 245 A
- Tensión máxima de entrada permitida (V_{cc}) = 900 V

7.2.2 Cálculos

El número máximo de módulos que forman el generador fotovoltaico viene definido por la potencia máxima del inversor:



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



$$\text{Número máximo de módulos} = \frac{\text{Potencia del generador}}{\text{Potencia del panel}} = \frac{120000}{250} = 480 \text{ paneles}$$

a) Número máximo de módulos en serie

Se han de cumplir una serie de condiciones para obtener el número máximo de módulos fotovoltaicos que pueden conectarse en serie:

El número máximo de módulos en serie ha de asegurar que el inversor siga en el punto de máxima potencia (PMP). Esto hace que cada ramal deba ser igual o menor que el valor del límite superior del rango de tensiones del PMP del inversor.

$$V_{\text{Ramal}} \leq V_{\text{sup,PMP}} (\text{inversor})$$

$$N_{\text{máx,módulos,serie}} \leq \frac{V_{\text{sup,PMP}} (\text{inversor})}{V_{\text{mp,máx}} (\text{panel})} \quad (1.1)$$

El número máximo de módulos en serie debe garantizar que el generador en circuito abierto, tenga una tensión en cada ramal igual o menor a la tensión máxima de entrada al inversor evitando dañar al inversor.

$$V_{\text{Ramal}} \leq V_{\text{cc}} (\text{inversor})$$

$$N_{\text{máx,módulos,serie}} \leq \frac{V_{\text{cc}} (\text{inversor})}{V_{\text{oc,máx}} (\text{panel})} \quad (1.2)$$

La tensión de los módulos varía en función de la temperatura ambiente. Para obtener la tensión máxima necesitamos las temperaturas mínimas de las zonas para obtener $V_{\text{mp,máx}}$ y $V_{\text{oc,máx}}$.

$$V_{\text{máx/mín}} = V (STC, T^a = 25^{\circ}C) * \left(1 + \frac{\Delta V}{100}\right) \quad (2)$$

$$\Delta V = \Delta V (STC, T^a = 25^{\circ}C) * (T_p - 25) \quad (3)$$

Siendo T_p la temperatura de funcionamiento del módulo fotovoltaico, y calculada según:

$$T_p = T_{\text{amb}} + \frac{T_{\text{onc}} - 20}{800} * I \quad (4)$$

Siendo T_{amb} la temperatura ambiente, T_{onc} la temperatura de funcionamiento normal de la célula, e I la irradiancia ($\frac{W}{m^2}$).



**Estudio de alternativas para la ubicación y diseño
de una instalación fotovoltaica de 100 kWp
conectada a red en Cataluña**



Primera condición:

La temperatura mínima son 1,8 °C y considerándose condiciones mínimas de $0 \frac{W}{m^2}$. A esta temperatura, el generador no se encuentra en funcionamiento, pero se asegura el cumplimiento de la esta condición. A partir de la ecuación (4) se tiene que $T_p = 1.8 + \frac{46-20}{800} * 0 = 1.8 \text{ °C}$

Con la ecuación (3) tenemos el aumento de tensión producido por la disminución de temperatura hasta el valor T_p . Utilizando la ecuación (2) se haya la tensión máxima en condiciones estándar. A partir de la ecuación (1) se conoce el número máximo de módulos en serie.

$$\Delta V = -0.32 * (1.8 - 25) = 7,424 \%$$

$$V_{mp,m\acute{a}x} = 29,53 * \left(1 + \frac{7,424}{100}\right) = 31,722 \text{ V}$$

$$N_{m\acute{a}x,m\acute{o}dulos,serie} \leq \frac{750}{31,722} = 23,64 \rightarrow 23 \text{ m\acute{o}dulos}$$

Segunda condición:

$$V_{oc,m\acute{a}x} = 37,6 * \left(1 + \frac{7,424}{100}\right) = 40,39 \text{ V}$$

$$N_{m\acute{a}x,m\acute{o}dulos,serie} \leq \frac{900}{40,39} = 22,28 \rightarrow 22 \text{ m\acute{o}dulos}$$

La segunda condición es la más restrictiva, por lo que el número máximo de módulos por ramal que se pueden conectar es 22.

b) Número mínimo de módulos en serie

El número mínimo de módulos en serie, debe garantizar que el inversor siga el punto de máxima potencia (PMP). Por tanto, la tensión de cada ramal ha de ser igual o mayor que el valor límite inferior del rango de tensiones del PMP del inversor.

$$V_{Ramal} \geq V_{inf,PMP} (\text{inversor})$$

$$N_{m\acute{a}x,m\acute{o}dulos,serie} \geq \frac{V_{inf,PMP} (\text{Inversor})}{V_{oc,m\acute{a}x} (\text{panel})} \tag{1.3}$$

La tensión $V_{mp,m\acute{i}n}$ se alcanza cuando la temperatura es la máxima del lugar. Dicha temperatura es de 24,5 °C para un valor de irradiancia máxima de $1000 \frac{W}{m^2}$. A partir de la ecuación (4) se tiene una $T_p = 24,5 + \frac{46-20}{800} * 1000 = 57 \text{ °C}$ Con la expresión (3) se obtiene el aumento de tensión producido por la disminución de temperatura hasta el valor T_p . Utilizando la ecuación (2) se calcula la tensión mínima. A partir de la ecuación (1.3) se hayaE el número máximo de módulos en serie.



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño
de una instalación fotovoltaica de 100 kWp
conectada a red en Cataluña



$$\Delta V = -0.32 * (57 - 25) = -10,24 \%$$

$$V_{mp,min} = 29,53 * \left(1 + \frac{10,24}{100}\right) = 26,506 \text{ V}$$

$$N_{\text{mín,módulos,serie}} \leq \frac{450}{26,506} = 16,98 \rightarrow 16 \text{ módulos}$$

El número mínimo de módulos por ramal que se pueden conectar es 16.

c) Número de ramales en paralelo:

La intensidad que resulta de la conexión de cada ramal, la $I_{sc,m\acute{a}x}$ deber ser igual o menor que la intensidad máxima de entrada al inversor.

$$I_{\text{instalación}} \leq I_{\text{max,ent}} (\text{inversor})$$

$$N_{\text{m\acute{a}x,ramales,paralelo}} \leq \frac{I_{\text{m\acute{a}x,ent}} (\text{inversor})}{I_{\text{sc,m\acute{a}x}} (\text{panel})} \quad (1.4)$$

La potencia máxima del generador fotovoltaico tiene que ser menor o igual que la potencia máxima que admite el inversor.

$$Pot_{\text{gen.fot}} = N_{\text{m\acute{a}x,módulos,serie}} * N_{\text{m\acute{a}x,módulos,paralelo}} * Pot (\text{panel}) \quad (5)$$

$$Pot_{\text{gen.fot.}} \leq Pot_{\text{m\acute{a}x}} (\text{inversor})$$

$$N_{\text{m\acute{a}x,ramales,paralelo}} \leq \frac{Pot_{\text{gen.fot.}}}{N_{\text{m\acute{a}x,módulos,serie}} * Pot (\text{panel})} \quad (1.5)$$

Primera condición:

Dado el valor de la máxima corriente de cortocircuito que se puede dar en la instalación, aunque esta varía mayoritariamente con la irradiancia, se tiene en cuenta la pequeña variación que sufre debido a la temperatura. Las condiciones de cálculo son una temperatura máxima de 24,5 °C y una irradiancia de $1000 \frac{W}{m^2}$.

$$I_{sc,m\acute{a}x} = I_{sc}(STC, T^a = 25^{\circ}C) * \left(1 + \frac{\Delta I}{100}\right) \quad (6)$$

$$\Delta I = \Delta I (STC, T^a = 25^{\circ}C) * (Tp - 25) \quad (7)$$



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



Como se ha explicado en el cálculo de los ramales en serie, con la ecuación (4) se obtiene $T_p = 57 \text{ }^\circ\text{C}$. Con la ecuación (7), se calcula el aumento de la intensidad debido al aumento de la temperatura. Mediante la expresión (6), se logra la intensidad máxima de cortocircuito. Por último, se obtiene el número máximo de ramales en paralelo con la ecuación (1.5).

$$\Delta I = 0,04 * (57 - 25) = 1.28 \%$$

$$I_{sc,m\acute{a}x} = 8,91 * \left(1 + \frac{1.28}{100}\right) = 9,02 \text{ A}$$

$$N_{m\acute{a}x,ramales,paralelo} \leq \frac{245}{9,02} = 27,15 \rightarrow 27 \text{ ramales}$$

Segunda condición.

La potencia máxima del inversor es de 120 kW, esto nos permite un pequeño sobredimensionamiento del campo fotovoltaico de 20 kW. Teniendo en cuenta esto, y a partir de la ecuación (1.5) se obtiene en número máximo de ramales a conectar en paralelo.

$$N_{m\acute{a}x,ramales,paralelo} \leq \frac{120000}{22 * 250} = 21,81 \rightarrow 21 \text{ ramales}$$

Puesto que la segunda condición es más restrictiva, se logra que como máximo se conectarán un total de 21 ramales de módulos en paralelo.

Dimensiones del campo fotovoltaico

El campo fotovoltaico constará de un máximo de 21 ramales. Y para cada ramal, se tiene un máximo de 21 módulos en serie y un mínimo de 16..

- El número de paneles del que consta el generador = $21 * 22 = 462$ paneles
- La potencia pico del generador a través de la ecuación (5) = $21 * 22 * 250 = 115,500$ KWp.
- La tensión máxima en el PMP = $21 * 31,72 = 697,89 \text{ V} \leq V_{sup,PMP}$ (inversor) = 750 V .
- La tensión mínima en el PMP = $21 * 26,51 = 583,13 \text{ V} \geq V_{inf}$ PMP (inversor) = 450 V .
- La tensión de vacío = $21 * 40,39 = 888,61 \text{ V} \leq V_{cc}$ (inversor) = 900 V .
- Corriente de cortocircuito = $22 * 9,02 = 189,51 \text{ A} \leq I_{m\acute{a}x,ent}$ (inversor) = 245 A .

Se puede estimar la superficie de suelo necesario para instalar el campo fotovoltaico que, dependiendo del número de módulos.

$$\text{Área} = (\text{Long}_{m\acute{o}d} * \cos(\beta)) * \text{Ancho}_{m\acute{o}d} * \text{Núm}_{m\acute{o}d} = (1645 * \cos(37)) * 990 * 462 = 600,88 \text{ m}^2. \quad (8)$$



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



Como se puede apreciar en la Tabla 7, la diferencia entre los dos lugares es mínima ya que como se había comentado antes, la temperatura es un factor que afecta mínimamente en el funcionamiento del módulo.

Tabla 7: Resumen de las diferencias entre los dos módulos y las localidades seleccionadas. Fuente: Elaboración propia.

	Espinelvas	
	Ultra A-250P	NQ-R256A
Nº máximo de módulos serie	22	21
Nº mínimo de módulos serie	16	15
Nº ramales paralelo	21	19
Nº de paneles del generador	462	399
Potencia pico (W)	115500	119700
Tensión máxima en el PMP (V)	697.89	730.66
Tensión mínima en el PMP (V)	583.13	618.59
Tensión de vacío (V)	888.61	896.52
Corriente de cortocircuito (A)	189.51	191.12
Area Ocupada (m2)	600.89	534.28
	Juneda	
	Ultra A-250P	NQ-R256A
Nº máximo de módulos serie	22	21
Nº mínimo de módulos serie	17	15
Nº ramales paralelo	21	19
Nº de paneles del generador	462	399
Potencia pico (W)	115500	119700
Tensión máxima en el PMP (V)	697.47	730.26
Tensión mínima en el PMP (V)	571.29	607.27
Tensión de vacío (V)	888.08	896.03
Corriente de cortocircuito (A)	189.93	191.86
Area Ocupada (m2)	600.89	534.28

El número de paneles que se han de utilizar es ligeramente menor en el caso del panel monocristalino, igual que su potencia pico. Pero la principal diferencia entre ambos módulos reside en la diferencia de superficie que ocupan, donde habrá que comprobar posteriormente si dicha área será favorable con respecto al precio tan elevado que tiene el módulo monocristalino.

7.2.3 Pérdidas

En la práctica existen unas pérdidas producidas por diversos factores que hacen que dicha potencia se vea reducida, disminuyendo el rendimiento. Las importantes son las siguientes:

Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal.

En el proceso de fabricación, no todos los módulos son idénticos. La potencia de diseño está dentro de una banda que oscila entre un $\pm 3\%$, $\pm 5\%$, $\pm 10\%$.

Pérdidas de conexión (mismatch)

Este tipo de pérdidas energéticas se deben a la conexión de diferentes módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes. Al conectar dos módulos en serie con diferentes corrientes, el módulo de menor corriente limitará la corriente de la serie. En consecuencia, la potencia del generador fotovoltaico es inferior a la suma de las potencias de



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



cada uno de los módulos que lo componen. Estas pérdidas se pueden reducir mediante una instalación ordenada en potencias y con la utilización de diodos bypass.

Pérdidas por polvo y suciedad.

Su origen se debe a la disminución de la potencia debido a la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos fotovoltaicos. Una presencia de una suciedad uniforme da lugar a una disminución de la corriente y la tensión entregada por el generador fotovoltaico. La presencia de suciedades localizadas, da lugar a un aumento en las pérdidas de mismatch y a las pérdidas por formación de puntos calientes. Los puntos calientes son provocados por sombras, ya sean por nubes o suciedad, que impiden a las células generar potencia.

Pérdidas angulares y espectrales

La potencia nominal de un módulo fotovoltaico, suelen estar referidas a unas condiciones estándar, STC, que son 1000 W/m² de irradiancia y 25°C, además de una incidencia normal y un espectro estándar AM1.5G. No obstante, en la operación habitual de un módulo fotovoltaico no están en su modo estándar. Además, las pérdidas angulares aumentan con el grado de suciedad. Por otro lado, la corriente generada por los dispositivos fotovoltaicos, es diferente para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente. Esta variación afecta a la respuesta que dan las células y puede dar lugar a ganancias o pérdidas energéticas.

Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado

Tanto en la parte de corriente continua como la de corriente alterna, que va desde la salida del inversor hasta los contadores de energía de la instalación, se producen unas pérdidas energéticas debidas a la caída de tensión que se produce cuando una corriente circula por un conductor de un material y sección determinados. Estas pérdidas se pueden minimizar dimensionando correctamente la sección de los conductores.

Pérdidas por desconexión de la instalación

Durante el funcionamiento de la instalación existen periodos en los cuales se realizan labores de mantenimiento con el objetivo de garantizar el correcto funcionamiento de la misma. Estas labores precisan de la desconexión de la instalación por un intervalo de tiempo en el cual no se produce energía. Esto genera unas pérdidas que se han estimado entorno a un 2,5 %.

Pérdidas por temperatura

Las pérdidas de potencia son de alrededor de un 4% por cada 10°C de aumento de temperatura de operación. Esta temperatura, depende de la irradiancia, la temperatura ambiente, velocidad del viento y disposición de los módulos. A igualdad de irradiación solar incidente un mismo sistema fotovoltaico producirá menos energía en un lugar cálido que en un clima frío.

Pérdidas por sombreado del generador fotovoltaico

Los sistemas fotovoltaicos de conexión a red suelen estar instalados en entornos urbanos, en donde a ciertas horas del día es inevitable la presencia de sombras que reducen la captación solar. También pueden producirse sombras importantes de unos campos fotovoltaicos sobre otros.



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



Pérdidas por rendimiento AC/DC del inversor

El inversor fotovoltaico se caracteriza por la curva de rendimiento en función de la potencia de operación. Es importante seleccionar un inversor de alto rendimiento en condiciones nominales de operación y seleccionar adecuadamente la potencia del inversor en función de la potencia del generador fotovoltaico.

Pérdidas por rendimiento de seguimiento del MPP del generador fotovoltaico.

El inversor, cuenta con un dispositivo electrónico de seguimiento del MPP del campo fotovoltaico. La curva de rendimiento de MPPT se define como el cociente entre la energía que se extrae del generador fotovoltaico el inversor y la que con un seguimiento ideal se extraería.

En la Tabla 6 viene recogido el porcentaje de pérdidas. Donde las pérdidas por mismatch, por polvo y suciedad, las pérdidas por el inversor, las pérdidas por degradación de la célula y su rendimiento, las espectrales y angulares han sido estimadas en una media anual.

Tabla 8: Pérdidas en Espinelves y Juneda. Fuente: Elaboración propia.

Espinelves	Pérd mismatch	Pérd especs y ang	Pérd cableado	Pérd polv y suc	Pérdidas inv	Pérd desconex	Pérdidas deg cel	Pérdidas temp	Pérdidas totales
Enero	2.00	4.00	1.56	3.00	3.30	2.50	1.00	-3.80	13.56
Febrero	2.00	4.00	1.56	3.00	3.30	2.50	1.00	-2.53	14.83
Marzo	2.00	4.00	1.56	3.00	3.30	2.50	1.00	-0.75	16.61
Abril	2.00	4.00	1.56	3.00	3.30	2.50	1.00	0.86	18.22
Mayo	2.00	4.00	1.56	3.00	3.30	2.50	1.00	3.02	20.38
Junio	2.00	4.00	1.56	3.00	3.30	2.50	1.00	4.05	21.41
Julio	2.00	4.00	1.56	3.00	3.30	2.50	1.00	3.94	21.30
Agosto	2.00	4.00	1.56	3.00	3.30	2.50	1.00	3.60	20.96
Septiembre	2.00	4.00	1.56	3.00	3.30	2.50	1.00	2.78	20.14
Octubre	2.00	4.00	1.56	3.00	3.30	2.50	1.00	0.24	17.60
Noviembre	2.00	4.00	1.56	3.00	3.30	2.50	1.00	-2.05	15.31
Diciembre	2.00	4.00	1.56	3.00	3.30	2.50	1.00	-3.28	14.08

Juneda	Pérd mismatch	Pérd especs y ang	Pérd cableado	Pérd polv y suc	Pérdidas inv	Pérd desconex	Pérdidas deg cel	Pérdidas temp	Pérdidas totales
Enero	2.00	4.00	1.53	3.00	3.30	2.50	1.00	-2.39	14.94
Febrero	2.00	4.00	1.53	3.00	3.30	2.50	1.00	-0.65	16.68
Marzo	2.00	4.00	1.53	3.00	3.30	2.50	1.00	1.91	19.24
Abril	2.00	4.00	1.53	3.00	3.30	2.50	1.00	3.82	21.15
Mayo	2.00	4.00	1.53	3.00	3.30	2.50	1.00	6.09	23.42
Junio	2.00	4.00	1.53	3.00	3.30	2.50	1.00	6.92	24.25
Julio	2.00	4.00	1.53	3.00	3.30	2.50	1.00	6.47	23.80
Agosto	2.00	4.00	1.53	3.00	3.30	2.50	1.00	6.09	23.42
Septiembre	2.00	4.00	1.53	3.00	3.30	2.50	1.00	5.18	22.51
Octubre	2.00	4.00	1.53	3.00	3.30	2.50	1.00	2.15	19.48
Noviembre	2.00	4.00	1.53	3.00	3.30	2.50	1.00	-0.53	16.80
Diciembre	2.00	4.00	1.53	3.00	3.30	2.50	1.00	-1.68	15.65

Las pérdidas por temperatura se han calculado utilizando la expresión (9).

$$Pér_{temp} = \Delta P * (25 - T_p) \quad (9)$$

Donde:

T_p se obtiene de la ecuación 4,

T_{amb} la temperatura media e

I la irradiancia media ambas referidas al mismo mes.

En la Tabla 9 se muestra un resumen de pérdidas debidas a la temperatura para cada mes del año y el valor medio anual para cada localidad.



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



Tabla 9: Porcentaje de pérdidas en función del mes. Fuente: Elaboración propia.

	Espinelvas		Juneda		Espinelvas		Juneda		Espinelvas		Juneda	
	Temperatura media (°C)				Irradiación media (W/m2)				TP (°C)		Pérdidas (%)	
Enero	4.95	5.95	252	356	13.14	17.52	-3.80	-2.39				
Febrero	5.75	7.55	349	474	17.09	22.97	-2.53	-0.65				
Marzo	7.4	10.95	469	616	22.65	30.96	-0.75	1.91				
Abril	9.35	13.45	564	723	27.68	36.95	0.86	3.82				
Mayo	13.2	17.2	654	825	34.45	44.02	3.02	6.09				
Junio	17.15	20.95	631	790	37.65	46.62	4.05	6.92				
Julio	20.25	24	525	653	37.30	45.23	3.94	6.47				
Agosto	20	23.8	500	623	36.26	44.04	3.60	6.09				
Septiembre	17.5	20.9	498	624	33.69	41.18	2.78	5.18				
Octubre	12.85	15.25	397	507	25.74	31.72	0.24	2.15				
Noviembre	8.6	10	308	411	18.60	23.36	-2.05	-0.53				
Diciembre	5.65	6.9	280	396	14.76	19.76	-3.28	-1.68				
Media Anual							0.51	2.78				

7.2.4 Energía producida

La energía producida durante un año se obtiene a partir de la expresión (10), siendo:

P_{inst} : potencia de la instalación,

PR: rendimiento de la instalación denominado Performance Ratio,

$I(\alpha, \beta)$: irradiancia media para inclinación óptima (35°) y azimut (0°),

I_{STC} : irradiancia medida en condiciones estándar de laboratorio de 1000 W/m^2 .

$$E_{prod} = \frac{I(\alpha, \beta) * P_{inst} * Pr}{I_{stc}} \quad (10)$$

La Tabla 10 muestra la energía producida durante un año se muestra en Espinelvas es de 162,4 MWh y en Juneda de 173,8 MWh.

Tabla 10: Energía producida por las instalaciones de Espinelvas y Juneda en un año. Fuente: Elaboración propia.

Espinelvas	Irrad. (kWh/m ²)	P_{inst} (KW)	Pérd. (%)	PR (1-Pérd)(%)	Energía Prod. (kWh)
Enero	3.39	115.5	13.56	86.44	338.04
Febrero	4.02	115.5	14.83	85.17	395.13
Marzo	4.81	115.5	16.61	83.39	463.39
Abril	5.46	115.5	18.22	81.78	515.84
Mayo	5.79	115.5	20.38	79.62	532.84
Junio	5.90	115.5	21.41	78.59	535.81
Julio	5.85	115.5	21.30	78.70	531.52
Agosto	5.58	115.5	20.96	79.04	509.17
Septiembre	5.02	115.5	20.14	79.86	462.72
Octubre	4.21	115.5	17.60	82.40	400.27
Noviembre	3.48	115.5	15.31	84.69	340.17
Diciembre	3.15	115.5	14.08	85.92	312.32
Total año					162414.22



**Estudio de alternativas para la ubicación y diseño
de una instalación fotovoltaica de 100 kWp
conectada a red en Cataluña**



Juneda	Irrad. (kWh/m ²)	P _{inst} (KW)	Pérd. (%)	PR (1-Pérd)(%)	Energía Prod. (kWh)
Enero	3.57	115.5	14.94	85.06	350.41
Febrero	4.41	115.5	16.68	83.32	424.51
Marzo	5.39	115.5	19.24	80.76	502.68
Abril	6.17	115.5	21.15	78.85	561.84
Mayo	6.52	115.5	23.42	76.58	576.91
Junio	6.61	115.5	24.25	75.75	578.44
Julio	6.54	115.5	23.80	76.20	575.70
Agosto	6.25	115.5	23.42	76.58	552.55
Septiembre	5.58	115.5	22.51	77.49	498.98
Octubre	4.57	115.5	19.48	80.52	425.21
Noviembre	3.65	115.5	16.80	83.20	350.46
Diciembre	3.22	115.5	15.65	84.35	313.64
Total año					173788.09

Mediante una herramienta web PVGIS, se contrasta el resultado con los cálculos obtenidos de la Tabla 8. En la Figura 13 se presentan los datos obtenidos por la herramienta, con una potencia de 115,5 kW.

Las variables mostradas en la Figura 13 son:

E_d (kWh): Media de la energía diaria producida,

E_m (kWh): Media de la energía mensual producida,

H_d (kWh/m²): irradiación producida diariamente,

H_m (kWh/m²): irradiación producida mensualmente.

Fixed system: inclination=35°, orientation=0°					Fixed system: inclination=35°, orientation=0°				
Month	E _d	E _m	H _d	H _m	Month	E _d	E _m	H _d	H _m
Jan	333.00	10300	3.56	110	Jan	320.00	9920	3.44	107
Feb	405.00	11300	4.37	122	Feb	448.00	12500	4.89	137
Mar	485.00	15000	5.40	167	Mar	552.00	17100	6.23	193
Apr	441.00	13200	5.02	151	Apr	521.00	15600	6.02	181
May	479.00	14900	5.56	172	May	553.00	17200	6.52	202
Jun	511.00	15300	6.06	182	Jun	573.00	17200	6.89	207
Jul	521.00	16200	6.26	194	Jul	588.00	18200	7.16	222
Aug	491.00	15200	5.86	182	Aug	560.00	17300	6.80	211
Sep	437.00	13100	5.09	153	Sep	523.00	15700	6.21	186
Oct	388.00	12000	4.41	137	Oct	460.00	14200	5.29	164
Nov	327.00	9800	3.56	107	Nov	360.00	10800	3.97	119
Dec	308.00	9560	3.31	103	Dec	285.00	8850	3.08	95.4
Yearly average	427	13000	4.87	148	Yearly average	479	14600	5.54	169
Total for year		156000		1780	Total for year		175000		2020

Figura 14: Energía producida por las instalaciones de Espineltas y Juneda durante un año. Fuente: PVGIS.

Como se comprueba en la Figura 14, los resultados obtenidos a través de la herramienta web PVGIS son similares. Con ello se concluye que los resultados obtenidos para la producción



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



de energía son correctos. En consecuencia, la capacidad de introducción a la red eléctrica es de 162,4 MWh al año y 173,8 MWh al año en Espinelves y Juneda respectivamente.

7.2.5 Dimensionado de conductores.

En este apartado se procede al cálculo de la instalación eléctrica de baja tensión del campo solar fotovoltaico. Dichos cálculos se van a realizar teniendo en cuenta las condiciones que se establecen en el REBT (Reglamento Electrónico de Baja Tensión) y otras normativas que lo complementan.

La parte de baja tensión está situada aguas arriba del centro de transformación y está dividida en cuatro tramos, tres tramos de corriente continua que se encargan de transportar la corriente recogida por los módulos fotovoltaicos y dirigirla hasta el inversor y el último tramo de corriente alterna encargado de llevar la corriente desde el inversor hasta el centro de transformación.

Tramo 1 de corriente continua.

El primer tramo está formado por 21 y 20 ramales en paralelo en Espinelves y Juneda respectivamente. En el punto final de este tramo se utilizan unas cajas de conexionado, las cuales combinan varios ramales reduciendo así el número de conductores necesarios. Para calcular la sección mínima necesaria en todos los conductores, se ha de limitar la caída de tensión de la línea. Este valor viene recogido en el reglamento electrotécnico de baja tensión y limita la caída de tensión a un valor porcentual de 1,5%. La expresión (11) expresa la caída de tensión en una línea de corriente continua.

$$\Delta v = \frac{2 * L * I_{sc}}{\sigma * S_{cc, min}} \quad (11)$$

Donde:

L es la longitud de la línea (m),

I_{sc} es la intensidad máxima de línea (A),

σ corresponde a la conductividad eléctrica ($\frac{1}{\Omega * m}$),

$S_{cc, min}$ la sección mínima de la línea de corriente continua (mm²).

La expresión está multiplicada por 2 debido a que cada línea está compuesta por dos conductores, uno de polaridad positiva y otro de polaridad negativa. La variación porcentual de la caída de tensión se describe en la ecuación (12), donde V_{gen} es la tensión de cada ramal de módulos e igual a la tensión del generador ya que los ramales están conectados en paralelo.



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



$$\Delta v(\%) = \frac{\Delta v}{V_{gen}} * 100 \quad (12)$$

La línea donde se limita la caída de tensión es la de mayor longitud, es decir, el módulo que está más alejado de la caja de conexión. Además, por estar los módulos situados en serie la máxima corriente que circula por la línea es la intensidad de cortocircuito de uno de ellos. Con las expresiones (11) y (12) y teniendo en cuenta que la conductividad del cobre tiene un valor de $56 \left(\frac{1}{\Omega \cdot m}\right)$, la sección mínima que se requiere es de:

$$\frac{\Delta v}{22 * 29,53} * 100 \leq 1,5 \rightarrow \Delta v \leq \frac{1,5 * 22 * 29,53}{100}$$

$$\Delta v = \frac{2 * 47,86 * 8,91}{56 * S_{cc,min}} \leq \frac{1,5 * 22 * 29,53}{100} \rightarrow S_{cc,min} \geq 1,56 \text{ mm}^2$$

Se escoge un valor superior normalizado de la sección que exista comercialmente, que es de $2,5 \text{ mm}^2$.

Existe una segunda condición contemplada en el REBT. Conforme aumenta la corriente que transcurre por los conductores de la instalación, aumenta la temperatura de los mismos. Por ello se debe comprobar si, para las condiciones de instalación, la sección mínima de la línea que se ha calculado es suficiente para que no surja una corriente que provoque su degeneración. La corriente máxima admisible (I_z) es la corriente de máxima que puede transcurrir por la línea sin causar degradación. Según el REBT, para mantener un margen de seguridad, la corriente para la cual debe dimensionarse el cableado, no debe ser inferior a un 125% de la corriente máxima de la línea (I_B). Por tanto, $I_z \geq 1,25 * I_{SC} = I_B$. Para el presente tramo, la $I_B = 1,25 * 8,91 = 11,14 \text{ A}$.

Para obtener la I_z , es necesario determinar el método de instalación del cableado. En este caso, los conductores transcurren por bandejas portacables localizadas en la parte posterior de los módulos. Según el ITC 019 para el Dimensionado Térmico de Circuitos en instalaciones interiores, el método de instalación más semejante en este caso es el tipo B1, que pertenece a: "Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra".

A partir de la Tabla 15 de la ITC 019, seleccionando el método B1 y la columna del PVC2, por ser instalación monofásica, y con la sección calculada anteriormente de $2,5 \text{ mm}^2$ se obtiene una $I_z = 23 \text{ A}$.

Una vez obtenida I_z se comprueba que sea mayor que I_B , $I_z = 23 \text{ A} > I_B = 11,14 \text{ A}$, por tanto la sección calculada anteriormente cumple el criterio de caída de tensión.

			3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR							
A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes											
A2		Cables multicconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR							
B		Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
B2		Cables multicconductores en tubos en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
C		Cables multicconductores directamente sobre la pared ⁽¹⁾			3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
E		Cables multicconductores al aire libre ⁽²⁾ . Distancia a la pared no inferior a 0,3D ⁽³⁾				3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁽⁴⁾ . Distancia a la pared no inferior a D ⁽⁵⁾					3x PVC			3x XLPE o EPR ⁽¹⁾			
G		Cables unipolares separados mínimo D ⁽⁶⁾								3x PVC ⁽¹⁾		3x XLPE o EPR ⁽¹⁾	
		mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	16	-	18	21	24	-
		6	25	27	30	32	36	22	-	25	29	33	-
		10	34	37	40	44	50	30	-	34	38	45	-
		16	45	49	54	59	66	37	-	44	49	57	-
		25	59	64	70	77	84	40	-	46	52	60	-
		35		77	86	96	106	44	-	50	56	66	-
		50		94	103	117	125	48	-	54	61	71	-
		70				149	160	52	-	58	66	77	-
		95				189	194	56	-	62	71	82	-
		120				208	225	60	-	66	76	88	-
		150				236	260	64	-	70	81	94	-
		185				268	297	68	-	74	86	100	-
		240				315	339	72	-	78	91	106	-
		300				360	387	76	-	82	96	112	-

Figura 15: Intensidades máximas admisible para conducto de cobre. Fuente: ITC-19 del REBT.

Tramo 2 de corriente continua.

El primer tramo finaliza en 3 cajas de conexiones que poseen una capacidad de combinar 8 ramales de módulos. Este segundo tramo estará formado pues por 3 líneas que conectan la caja de conexiones de los módulos, con la caja de conexiones del generador. La corriente que circula será la de cada ramal multiplicada por I_{sc} .

$$I_{sc} = 7 * 8,91 = 62,37 \text{ A}$$

Al igual que en el primer tramo, se debe limitar la caída de tensión a un valor porcentual de 1,5%. Aplicando el mismo método utilizado en el tramo 1, siendo L ahora la distancia entre la caja de conexión más alejada y la caja de conexiones general, se obtiene la sección del cable.

$$\Delta v = \frac{2 * 22,14 * 62,37}{56 * S_{cc,mín}} \leq \frac{1,5 * 22 * 29,53}{100} \rightarrow S_{cc,mín} \geq 6,22 \text{ mm}^2$$

En este tramo, se selecciona una $S_{cc,mín} = 10 \text{ mm}^2$ y se comprueba si la caída de tensión es admisible. El cableado se introduce en el interior de unas zanjas excavadas en el terreno. En la Tabla 11 se muestra la instrucción del REBT donde muestra el método de instalación. La ITC-BT-07 advierte que, en el caso de diseñar una línea de dos conductores unipolares, la intensidad máxima admisible será la correspondiente a la columna de cables iguales multiplicada por 1,225.



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



Tabla 11: Intensidad máxima admisible para cables con conductores de cobre en instalación enterrada. Fuente: ITC-BT-07 del REBT.

SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Según lo comentado, con una sección de 10 mm² y un conductor de cobre con aislamiento PVC la corriente máxima admisible es:

$$I_z = 1,225 * 85 = 104,12 \text{ A}$$

Según el REBT, se establecen unos factores de corrección en el caso de que las condiciones ambientales y la disposición en la que están dispuestos los conductores sean diferentes respecto a los valores tomados como referencia en la Tabla 11. Estas condiciones son: terreno a una temperatura de 25°C, una resistividad térmica de 1 (K*m)/W y estar colocadas a una profundidad de 0,7 m. Por tanto, en este caso no se aplican factores de corrección ya que las zonas donde se instalarán tienen unas condiciones similares de temperatura y resistividad.

Para saber si la sección es válida, se debe comprobar que $I_z > I_B$ según lo establecido en la ITC-40 del REBT. Para calcular I_B se debe multiplicar por un factor de 1,25 la intensidad de cada línea siendo de:

$$I_B = 1,25 * 62,37 = 77,96 \text{ A}$$

En conclusión, la sección de los conductores de 10 mm² es válida para este tramo. La intensidad admisible $I_z = 104,12 \text{ A} > 77,96 \text{ A}$.

Tramo 3 de corriente continua.

El último tramo de corriente continua conecta la caja de conexión del generador con la entrada del inversor. Por esta línea de 10m circula una intensidad de:

$$I_{sc} = 21 * 8,91 = 187,1 \text{ A}$$

Al igual que en los tramos anteriores, para calcular la sección mínima se ha de considerar una caída de tensión de 1,5%. y se tiene:



**Estudio de alternativas para la ubicación y diseño
de una instalación fotovoltaica de 100 kWp
conectada a red en Cataluña**



$$\Delta v = \frac{2 \cdot 10 \cdot 187,1}{56 \cdot S_{cc, \min}} \leq \frac{1,5 \cdot 22 \cdot 29,53}{100} \rightarrow S_{cc, \min} \geq 6,86 \text{ mm}^2$$

Con ese valor mínimo, se elegirá una sección comercial de 10 mm². Este tramo sigue las mismas condiciones de instalación del tramo 2, estando la línea enterrada en zanja a 0,7m y en el interior de un tubo. Al igual que en la línea anterior, consultando el valor de la Tabla 10 y multiplicándolo por 1,225 se obtiene el valor de I_z.

$$I_z = 1,225 \cdot 85 = 104,12 \text{ A}$$

Y la intensidad de línea será:

$$I_B = 1,25 \cdot 187,1 = 233,88 \text{ A}$$

Como la corriente máxima que admite la línea es menor que la corriente que la atraviesa, se necesita una sección mayor a 10 mm². De la Tabla 11, se obtiene una sección para la cual la intensidad de línea sea menor que la corriente máxima admisible.

La sección más pequeña que cumple dicho criterio es la de 50 mm², y por tanto la I_z tendrá un valor de:

$$I_z = 1,225 \cdot 200 = 245 \text{ A} > 233,88 \text{ A}$$

Tramo de corriente alterna.

El último tramo se trata de una línea trifásica de corriente alterna que transcurre desde la salida del inversor hasta el embarrado del secundario del transformador. En el caso de la corriente alterna, la caída de tensión porcentual que puede existir se limita a un 2% según el pliego de condiciones técnicas del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía). La expresión (13) expresa la caída de tensión para este cableado.

$$\Delta v (\%) = \frac{\Delta v}{UL} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot IL \cdot \cos \phi}{\sigma \cdot S_{cc, \min} \cdot UL} \cdot 100 \leq 2\% \quad (13)$$

Siendo:

UL es la tensión de línea de 400 V,

IL es la intensidad de línea que se calcula con la ecuación (14),

el cos φ que para instalaciones fotovoltaicas es de 0,95.

$$I_L = \frac{P_{gen}}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot \cos \phi} \quad (14)$$



**Estudio de alternativas para la ubicación y diseño
de una instalación fotovoltaica de 100 kWp
conectada a red en Cataluña**



Sustituyendo los valores I_L es:

$$I_L = \frac{115500}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,95} = 175,48 \text{ A}$$

Siendo la longitud del cableado de esta sección 61,33 m, donde la sección mínima de la línea trifásica.

$$\Delta v = \frac{\sqrt{3} \cdot 61,33 \cdot 175,48 \cdot \cos(0,95)}{56 \cdot S_{cc, \text{mín}} \cdot 400} \leq 2\% \rightarrow S_{cc, \text{mín}} \geq 39,53 \text{ mm}^2$$

La sección comercial superior más cercana es de 50 mm². Este tramo al igual que los dos últimos de corriente continua, transcurre enterrado en zanja y dentro de una canalización. Utilizando la Tabla 9 se obtiene la intensidad máxima admisible para cables tripolares con aislamiento PVC. Con una sección de 50 mm² la I_z es de 180 A. Según el ITC-BT-07 para cable tripolar en el interior de un tubo la corriente de línea ha de corregirse por un factor de 0,8. Por consiguiente la corriente máxima admisible corregida es:

$$I_z = 180 \cdot 0,8 = 144 \text{ A}$$

El ITC-BT-400 también especifica que la corriente de línea se debe multiplicar por un valor de 1,25, por lo que se obtiene un valor de:

$$I_B = 175,48 \cdot 1,25 = 219,35 \text{ A}$$

Se puede apreciar que la sección mínima elegida no es válida al no cumplir las condiciones del REBT, ya que la intensidad que circula por la línea es mayor que la que admite la misma. Por tanto, se aumenta la sección mínima a 120 mm, obteniéndose una corriente máxima admisible de línea de:

$$I_z = 305 \cdot 0,8 = 244 \text{ A} > 219,35 \text{ A}$$

Cálculo de las canalizaciones del cableado.

Como parte del cableado de la instalación discurre enterrado por el interior de tubos, el ITC-BT-21 del REBT define las características que deben cumplir los tubos para una eficiente protección de los conductores (Tabla 12).

Tabla 12: Características mínimas para tubos en canalizaciones enterradas. Fuente: ITC-BT-21 del REBT.



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



Característica	Código	Grado
Resistencia a la compresión	NA	250 N / 450 N / 750 N
Resistencia al impacto	NA	Ligero / Normal / Normal
Temperatura mínima de instalación y servicio	NA	NA
Temperatura máxima de instalación y servicio	NA	NA
Resistencia al curvado	1-2-3-4	Cualquiera de las especificadas
Propiedades eléctricas	0	No declaradas
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Protegido contra objetos D ≥ 1 mm
Resistencia a la penetración del agua	3	Protegido contra el agua en forma de lluvia
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior y exterior media
Resistencia a la tracción	0	No declarada
Resistencia a la propagación de la llama	0	No declarada
Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada

Notas:
NA : No aplicable
(*) Para tubos embebidos en hormigón aplica 250 N y grado Ligero; para tubos en suelo ligero aplica 450 N y grado Normal; para tubos en suelos pesados aplica 750 N y grado Normal

El relleno de los cables y tubos de la zanja está formado por arena compactada, y según especifica el reglamento, es suficiente con utilizar tubos con una resistencia a la compresión de 250 N y un grado ligero de resistencia al impacto. De la Tabla 13 obtenida del REBT se selecciona el diámetro de los tubos para un buen manejo y protección de los mismos. La columna que se utiliza es la de ≤ 6, ya que cada línea tiene dos conductores, uno de polaridad positiva y otro de polaridad negativa.

Tabla 13: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir. Fuente: ITC-BT-21 del REBT.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	< 6	7	8	9	10
1,5	25	32	32	32	32
2,5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90
25	90	90	90	110	110
35	90	110	110	110	125
50	110	110	125	125	140
70	125	125	140	160	160
95	140	140	160	160	180
120	160	160	180	180	200
150	180	180	200	200	225
185	180	200	225	225	250
240	225	225	250	250	--

En el segundo tramo de corriente continua, los conductores tienen una sección de 10 mm² correspondiéndoles un diámetro de tubo de 63 mm. La línea que llega al inversor tiene una sección de 50 mm² y se instala en el interior de un tubo de 110 mm de diámetro. Por último, la línea de corriente alterna de 120 mm² de sección se canaliza por un tubo de 160 mm de diámetro.

7.2.4.1 Cálculo de las pérdidas en el cableado

La expresión (15) proporciona un valor en porcentaje de las pérdidas en el cableado, donde se multiplica por 2 en corriente continua debido a los dos conductores, y por 3 para el cableado de corriente alterna.

$$\text{Pérd}_{\text{eléc.}}(\%) = \frac{R \cdot I^2}{\text{Pot}_{\text{gen.}}} * 100 \quad (15)$$

Obteniendo la resistencia de la ecuación (16):

$$R = \frac{L}{\sigma * S} \quad (16)$$

Como se ha visto en el apartado de dimensionado, el cableado de continua se han diferenciado tres tramos. El tramo 1 está formado por un total de 21 líneas: 6 líneas de 48,68 m, 6 de 44,79 m, 6 más de 40,90 m y 3 de 37,01 m. En la Tabla 14 se muestra las pérdidas de cada una de las líneas. Se ha aumentado la sección del cable a 6 mm² para reducir las pérdidas a la mitad.

Tabla 14: Pérdidas en el tramo 1 de corriente continua. Fuente: Elaboración propia.

Tramo 1	L (m)	I (A)	S (mm ²)	R (Ω)	Pérdidas (W)	Pérdidas (%)
Línea 1 x 6	48.68	8.91	6	0.14	23.00	0.020
Línea 2 x 6	44.79	8.91	6	0.13	21.17	0.018
Línea 3 x 6	40.90	8.91	6	0.12	19.33	0.017
Línea 4 x 3	37.01	8.91	6	0.11	17.49	0.015
Totales Tramo					433.47	0.38

El tramo 2 de corriente continua está formado por 3 líneas: 2 líneas de 29,7 m y otra línea de 2,47 m. En la Tabla 15 se muestran las pérdidas de potencia debidas a dichas líneas. Para reducir las pérdidas de este tramo, también se aumentará la sección a una más elevada (de 10 mm² a 16mm²). Con esto se consigue que las pérdidas pasen de un 0,75% a un 0,47%.

Tabla 15: Pérdidas en el tramo 2 de corriente continua. Fuente: Elaboración propia.

Tramo 2	L (m)	I (A)	S (mm ²)	R (Ω)	Pérdidas (W)	Pérdidas (%)
Línea 1 x 2	29.70	62.73	16	0.03	260.85	0.226
Línea 2 x 1	2.47	62.73	16	0.003	21.67	0.019
Totales Tramo					543.38	0.47

El tramo 3 de corriente continua, está formado por una sola línea de 10 m y sus pérdidas vienen reflejadas en la Tabla 16.

Tabla 16: Pérdidas en el tramo 3 de corriente continua. Fuente: Elaboración propia.

Tramo 3	L (m)	I (A)	S (mm ²)	R (Ω)	Pérdidas (W)	Pérdidas (%)
Línea 1	10.00	187.1	50	0.004	250.05	0.22
Totales Tramo					250.05	0.22

Por tanto, las pérdidas totales del cableado de corriente continua son:

$$P_{\text{érdcc}} = 0,38 + 0,47 + 0,22 = 1,07 \%$$



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



Para el tramo de corriente alterna que una el inversor con el secundario del transformador con una longitud de 61,33 m, se extrae de la Tabla 17 las pérdidas de potencia. Como se verá más adelante se necesita aumentar la sección a 120 mm².

Tabla 17: Pérdidas en el tramo de corriente alterna. Fuente: Elaboración propia.

Tramo CA	L (m)	I (A)	S (mm ²)	R (Ω)	Pérdidas (W)	Pérdidas (%)
Línea 1	61.33	175.48	120	0.009	562.07	0.49

Finalmente, la suma de las pérdidas de los tramos de corriente continua y alterna proporcionan las pérdidas totales debidas al cableado de la instalación.

$$P_{\text{érd.elec.}} = 1,07 + 0,49 = 1,56 \%$$

7.2.6 Protecciones eléctricas

En este apartado se procede a la descripción y diseño de los dispositivos necesarios para la correcta protección de los elementos de la instalación eléctrica para el caso en que aparecen sobrecorrientes o sobretensiones en el cableado, además de la protección de las personas frente a contactos indirectos y directos. Estos dispositivos se instalan en las líneas de forma que cuando ocurre cualquier anomalía cierran los circuitos evitando que se propague al resto de la instalación y que esta siga funcionando con normalidad.

Se tiene en cuenta dos tipos de sobrecorrientes, los cortocircuitos y las sobrecargas. Se utiliza la instrucción del ITC-22-BT del REBT para garantizar disminuir este tipo de corrientes antes de que alcancen el valor de corriente admisible I_z e interfieran el buen funcionamiento de los conductores. Este tipo de protecciones se llevan a cabo mediante fusibles e interruptores automáticos.

Existen dos condiciones que se debe cumplir para que un dispositivo proteja un cable frente a sobrecorrientes. Estas son la ecuación (17) y (18) donde I_n es la intensidad asignada del dispositivo de corte e I_2 la intensidad que garantiza la actuación del dispositivo:

$$I_B \leq I_n \leq I_z \quad (17)$$

$$I_2 \leq 1,45I_z \quad (18)$$

Las sobretensiones de una instalación fotovoltaica son causadas principalmente por las descargas atmosféricas. Se utiliza un dispositivo denominado varistor que conecta las líneas de cableado a la red de tierras, su uso es el de disminuir estos efectos debidos a los agentes atmosféricos. La instrucción ITC-23-BT del REBT regula la instalación de las protecciones frente a sobretensiones.

Se procede al análisis de las protecciones en cada uno de los tramos de la instalación.



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



Protecciones en el tramo 1 de corriente continua

El tramo 1 se protege frente a sobrecorrientes con un fusible tipo gG. Al existir dos conductores en las líneas de cada ramal, se conecta un fusil que protege el conductor positivo y otro para proteger el conductor negativo. Los fusibles se sitúan en el interior de las cajas de conexión de ramales evitando que en el caso de producirse un defecto circule a través de los módulos. Con la ecuación (17) se obtiene el intervalo que debe tener la corriente asignada del fusible.

$$11,14 \text{ A} \leq I_n \leq 23 \text{ A}$$

Las cajas de conexiones llevan integrados un fusible de 16 A. La I_2 en los fusibles se refiere a la corriente para la cual funden y abren el circuito impidiendo el paso de la sobrecorriente. Este valor viene dado por $I_{fus} = 1,6I_n$, y con la expresión (18) se verifica:

$$1,6I_n \leq 1,45I_2 \rightarrow 1,6 * 16 \leq 1,45 * 23 \rightarrow 25,6 \text{ A} \leq 33,35 \text{ A}$$

Al cumplir la expresión, se puede afirmar que los fusibles de 16 A de la caja de conexiones asegurar la protección de los conductores de cada ramal frente a sobrecorrientes. Se necesitan pues, un total de 42 fusibles de este tipo.

Protecciones en el tramo 2 de corriente continua

Las cuatro líneas que forman este tramo, también están protegidas frente a sobrecorrientes con fusibles y al igual que en el tramo anterior, se instalará un fusible en cada uno de los conductores de cada línea. La corriente nominal estará comprendida entre: $77,96 \text{ A} \leq I_n \leq 104,12 \text{ A}$. Se elige un fusible de 63 A y se comprueba con la ecuación (18).

$$1,6I_n \leq 1,45I_2 \rightarrow 1,6 * 63 \leq 1,45 * 104,12 \rightarrow 100,8 \text{ A} \leq 150,97 \text{ A}$$

Se cumple por tanto la condición que garantiza la protección y se instalan los fusibles de 63 A de intensidad nominal en la caja de conexiones del generador. Como se ha comentado anteriormente, las cajas de conexión de los ramales llevan instalados un varistor en cada uno de los dos conductores de salida. Estos varistores son de clase II, con una capacidad de absorción media-alta y una respuesta media-alta, capaces de descargar una corriente de 40 kA.

El ITC-23-BT del REBT define cuatro categorías según el nivel de tensión máximo a impulsos que pueden soportar los equipos eléctricos. La instalación eléctrica diseñada se incluye en la categoría 3 con un límite de tensión de 4 kV. El varistor tiene una tensión de uso de 1 kV, por tanto, se garantiza la protección de la instalación.



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



Para las posibles tareas de mantenimiento que los operarios deban llevar a cabo, se instala un interruptor seccionador de continua en cada una de las líneas del tramo, haciendo más sencillo el aislamiento por separado de cada una de ellas. Se podrán aislar 3 partes del generador, formada cada una por 7 ramales de módulos cada una. El seccionador realiza la apertura de una línea con la instalación en funcionamiento. Debido a esto, los seccionadores deben ser capaces de abrir las líneas en operación para las máximas corrientes y tensiones que se puedan producir en ellas. En el segundo tramo la corriente máxima es de $I_{sc} = 62,37$ A, y la tensión corresponde a la tensión de vacío de la instalación, $V_{oc} = 22 * 29,53 = 649,66$ V. La caja de conexionado contiene el seccionador de 100 A de corriente máxima de apertura y una tensión de aislamiento de 1000 V, por lo que dichos seccionadores cumplen los requisitos de instalación.

Protecciones en el tramo 3 de corriente continua

Para proteger este tramo frente a sobrecorrientes, se instala en la caja de conexiones generales un interruptor automático magnetotérmico, el cual en caso de producirse una sobrecorriente el interruptor se dispara y abre el circuito evitando que avance por el cableado de la instalación. Este tipo de interruptor presenta dos mecanismos de disparo, un mecanismo de disparo magnético para proteger frente a cortocircuitos y un mecanismo de disparo térmico para proteger frente a sobrecargas. Según la ecuación (17) el rango de valor de corriente debe estar comprendido entre: $134,75 \text{ A} \leq I_n \leq 233,88 \text{ A}$.

Se selecciona un interruptor magnetotérmico tetrapolar de $I_n = 160$ A, que cumple la condición. Este interruptor tiene un poder de corte de 40 kA. No es necesario comprobar la ecuación (18) ya que siempre cumplen en los interruptores automáticos.

Para este tramo es necesario un vigilante de aislamiento de la instalación de corriente continua que detecte los posibles fallos de aislamiento a tierra de los conductores de línea. El inversor de la instalación lleva incluido un vigilante de aislamiento de tal forma que, en caso de aparecer corriente de defecto, desconecta el inversor haciendo actuar el interruptor de corriente continua que abre el circuito y deriva el defecto a tierra para disiparlo.

Protecciones en el tramo de corriente alterna

En el tramo de corriente alterna se instalan las protecciones requeridas por la empresa de la red eléctrica a la que se va a conectar la instalación fotovoltaica.

Interruptor general de maniobra (IGM): Elemento de corte con intensidad de paso de cortocircuito superior a la del punto de conexión y seccionable. Se colocará en una caja independiente de dimensiones adecuadas para el buen conexionado de los conductores y deberá ser precintable, además de ser accesible al personal de EDE de forma libre y permanente.

Interruptor automático diferencial: Para proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento a tierra.

Interruptor general automático (IGA): Con capacidad de conexión y desconexión, que sea capaz de mantener e interrumpir tanto intensidad de corriente de servicio, como las intensidades de corriente anormalmente elevadas. Irá provisto de relés directos de



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



sobreintensidad magnetotérmicos y su valor de intensidad vendrá dado por la potencia máxima de la instalación de generación.

Dispositivo de protección contra sobretensiones: Será de acuerdo al documento *“NRZ103 Especificaciones Particulares para Instalaciones Privadas conectadas a la red de distribución. Consumidores en BT”*.

Protecciones: Estas protecciones deben quedar precintadas por EDE. El sistema de reconexión será automático una vez se restablezca la tensión. Estas protecciones pueden incluirse en el inversor, en ese caso, no serán precintables por EDE sino que se dispondrá de un certificado de conformidad del inversor emitido por una Entidad Certificadora acreditada. Además, los circuitos de disparo del interruptor general automático actuarán directamente sin pasar a través de relés o elementos auxiliares, disponiendo en todo caso de un circuito antibombeo.

Se instalará un sistema que garantice una reserva de energía que asegure la actuación de las protecciones en caso de error de la alimentación principal.

Envolventes de protección de la aparamenta

Para la protección de las personas frente a contactos directos y frente a las condiciones ambientales externas, los dispositivos de protección frente a sobreintensidades y sobrecorrientes además de las clavijas de conexión de las líneas de cableado, vienen instaladas en el interior de las cajas de conexiones.

Para la protección frente a contactos directos, según la ITC-24-REBT, se indica que durante el funcionamiento normal de la instalación, aquellas partes que presenten tensión (partes activas de la instalación) deben estar rodeadas por envolventes que presenten un grado de protección mínimo de IP2X.

Para la instalación son necesarias 4 cajas de conexiones, 3 de ellas pertenecientes a los ramales situados al final del primer tramo, y una caja de conexión general situada al final del segundo tramo.

Las primeras cajas constarán de clavijas de conexión de 8 ramales de módulos (se utilizarán 7), 16 fusibles de 16 A, 1 interruptor seccionador y 2 varistores. Las cajas son de la marca AMB Green Power que presentan ya incluidos todos estos elementos, además de poseer un grado de protección IP55 que cumple con los requisitos especificados.

En la caja de conexión del generador, se ha instalado en su interior 6 fusibles de 63 A y 1 interruptor magnetotérmico de 160 A.

Finalmente, el inversor de la instalación está instalado en el interior de un armario de protección con un grado de protección IP54.

7.2.7 Puesta a tierra



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



Con el objetivo de eliminar las posibles corrientes de defecto debidas a los fallos de aislamiento o a posibles descargas atmosféricas que pueden dañar a las personas, se diseña la puesta a tierra de la instalación fotovoltaica.

El Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre establece las condiciones para realizar una correcta puesta a tierra.

Para proteger a los operarios frente a contactos indirectos por un posible fallo de aislamiento, se ha de realizar la puesta a tierra de todas las masas metálicas de la instalación. Los marcos de los módulos fotovoltaicos, las estructuras de soporte, y las envolventes tanto de la caja de conexiones como la del inversor son las masas que se han de conectar a la puesta a tierra. Adicionalmente, esta puesta a tierra ha de ser independiente de la puesta a tierra del neutro de la empresa de la red eléctrica para evitar que las corrientes de defecto que puedan aparecer en el generador no le afecten.

El Real Decreto 1699/2011 también especifica que la instalación debe tener una separación galvánica entre la red eléctrica y la red del generador fotovoltaico. Esto evita que se puedan transferir corrientes de defecto o corriente continua a la red de distribución, ya que se logra que ambas redes sean independientes. El inversor lleva instalado un transformador de aislamiento que asegura que no pueda llegar corriente continua a la red.

Los elementos que forman la puesta a tierra de la instalación fotovoltaica son: los conductores de protección, el electrodo, los bornes de tierra y los conductores de tierra.

Los conductores de protección son los responsables de conectar cada una de las masas de la instalación a la red de tierras. En los módulos, los marcos metálicos se conectan a sus respectivas estructuras mediante conductores de protección, los cuales se conectan a su vez a los conductores de tierra. Las demás masas metálicas de la instalación y los varistores, también se conectan a la red de tierras para reducir rápidamente el impacto que producen las descargas atmosféricas.

La sección de los conductores de protección viene regulada por la ITC-18-REBT y dependen de la sección de los conductores activos de cada tramo.

Tabla 18: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. Fuente: ITC-18 del REBT

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm^2)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm^2)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Con las secciones de cableado calculadas en el apartado 6.2.4 y la Tabla 18, se obtiene, para los tramos de continua, cuál será la sección mínima de los conductores de protección. El primer y segundo tramo será $S_{p1} = 6 \text{ mm}^2$ y $S_{p2} = 16 \text{ mm}^2$ y para el tercer tramo se divide los 50 mm^2 a la mitad, siendo $S_{p3} = 25 \text{ mm}^2$. El tramo del conductor de protección que conecta el armario del inversor con tierra de 150 mm^2 de sección (se divide entre dos) resulta $S_{p4} = 75 \text{ mm}^2$.



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



Para una mayor seguridad se seleccionan conductores de protección de 25 mm² para todo el cableado de corriente continua y 95 mm² para la parte de cableado de corriente alterna.

Para formar la red de tierras, se utilizan unos conductores desnudos de cobre de 35 mm² de sección llamados conductores de tierra. A estos conductores se conectan los conductores de protección, los cuales se unen entre ellos de manera que todas las masas de la instalación tienen el mismo potencial eléctrico. Con esto en caso de producirse un defecto de aislamiento se evita que aparezcan diferencias de tensión peligrosas entre ellas. Los conductores de tierra transcurren por debajo de las canalizaciones de los conductores activos.

Al punto donde se conectan los extremos de cada conductor de tierra se le denomina bornes. Estos bornes se conectan con un electrodo de puesta a tierra instalado en el terreno a una profundidad de 0,8m.

Hay varios tipos de electrodos que hacen variar la resistencia del electrodo según su forma y longitud, pero para la instalación diseñada se ha escogido un electrodo de pica vertical. Con la ecuación (19) se calcula la resistencia a tierra que tiene la pica, donde la ρ es la resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$) y L la longitud de la pica (m).

$$R = \frac{\rho}{L} \quad (19)$$

Para la protección de puesta a tierra de las masas utilizando protección diferencial, la ITC-BT-18 del REBT indica que las dimensiones del electrodo deben ser tales que en cualquier circunstancia no excede de 24 V en locales húmedos y 50 V en locales secos. Al ser una instalación que se encuentra en el exterior expuesta a las condiciones medioambientales, se escoge una tensión límite de 24 V.

La resistencia mínima de puesta a tierra frente a contactos indirectos teniendo un interruptor diferencial instalado que actúa cuando el defecto es mayor de 300 mA será:

$$R_{\min} = \frac{24}{0,3} = 80 \Omega$$

La tabla 4 de la instrucción ITC-BT-18 del REBT proporciona valores aproximados de la resistividad del terreno según el tipo de terreo y su formación. La instalación se llevará a cabo en terrenos de cultivo, siendo el de Espinervas un terreno no tan fértil con un valor de resistividad aproximado de 400 $\Omega \cdot m$, mientras que Juneda es un terreno fértil y húmedo por lo que su resistividad se puede aproximar a 100 $\Omega \cdot m$.

Con la ecuación X se obtiene la longitud mínima que ha de tener la pica vertical para cumplir con estos valores de resistencia y resistividad del terreno.



**Estudio de alternativas para la ubicación y diseño
de una instalación fotovoltaica de 100 kWp
conectada a red en Cataluña**



$$L = \frac{\rho}{R_{min}} = \frac{400}{80} = 5m$$

Finalmente se decide una puesta a tierra formada por 2 picas de 3 m de longitud cada una, enterradas a una profundidad de 0,8 m. Comprobando el máximo valor de tensión que puede aparecer:

$$V = \frac{400 * 0,3}{3 + 3} = 20 V < 24 V$$

8. RESUMEN DE LOS CUATRO DISEÑOS

A continuación, se muestran los cálculos de diseño realizados para las otras tres alternativas. Se añade también la opción ya vista para una mejor comparación. Las Tablas 19, 20, 21, 22 refleja el conjunto de los cálculos realizados para diseñar la sección que deben de tener los conductores de la instalación.

Tabla 19: Sección de las 4 alternativas en el tramo 1 de corriente continua. Fuente: Elaboración propia.

Primer tramo (mm ²)		Espinelvas	Juneda	Sección final (mm ²)	Espinelvas	Juneda
		250	1.56		1.55	6
300	1.78	1.78	6	6		

Tabla 20: Sección de las 4 alternativas en el tramo 2 de corriente continua. Fuente: Elaboración propia.

Segundo tramo (mm ²)		Espinelvas	Juneda	Sección final (mm ²)	Espinelvas	Juneda
		250	6.22		6.06	16
300	7.19	6.07	16	16		

Tabla 21: Sección de las 4 alternativas en el tramo 3 de corriente continua. Fuente: Elaboración propia.

Tercer tramo (mm ²)		Espinelvas	Juneda	Sección final (mm ²)	Espinelvas	Juneda
		250	6.86		6.86	16
300	5.46	5.46	10	10		

Tabla 22: I_L de las 4 alternativas en el tramo de corriente alterna. Fuente : Elaboración propia.

I _L	Espinelvas	Juneda
250	175.48	175.48
300	181.87	181.87

En las Tablas 23,24 y 25 se resume las pérdidas calculadas en las tres alternativas, así como el dimensionado de los cables en cada una.



**Estudio de alternativas para la ubicación y diseño
de una instalación fotovoltaica de 100 kWp
conectada a red en Cataluña**



Tabla 23: Pérdidas en Espinelves con el módulo de 300 W. Fuente: Elaboración propia.

Tramo 1	L (m)	I (A)	S (mm ²)	R (Ω)	Pérdidas (W)	Pérdidas (%)
Línea 1 x 4	45.77	9.83	6	0.14	26.32	0.022
Línea 2 x 4	41.86	9.83	6	0.12	24.08	0.020
Línea 3 x 4	37.96	9.83	6	0.11	21.84	0.018
Línea 4 x 2	46.88	9.83	6	0.14	26.96	0.023
Línea 5 x 2	42.98	9.83	6	0.13	24.72	0.021
Línea 6 x 2	40.08	9.83	6	0.12	23.05	0.019
Línea 7 x 1	37.18	9.83	6	0.11	21.38	0.018
Totales Tramo					459.80	0.36
Tramo 2	L (m)	I (A)	S (mm ²)	R (Ω)	Pérdidas (W)	Pérdidas (%)
Línea 1 x 2	27.87	58.98	16	0.03	216.40	0.181
Línea 2 x 1	2.51	62.37	16	0.003	21.82	0.018
Totales Tramo					454.61	0.38
Tramo 3	L (m)	I (A)	S (mm ²)	R (Ω)	Pérdidas (W)	Pérdidas (%)
Línea 1	10.00	186.77	50	0.004	249.16	0.21
Totales Tramo					249.16	0.21
Tramo CA	L (m)	I (A)	S (mm ²)	R (Ω)	Pérdidas (W)	Pérdidas (%)
Línea 1	61.33	181.87	120	0.009	603.72	0.52

Las pérdidas totales serán: $0,36 + 0,38 + 0,21 + 0,52 = 1,47 \%$.

Tabla 24: Pérdidas en Juneda con el módulo de 250 W. Fuente: Elaboración propia.

Tramo 1	L (m)	I (A)	S (mm ²)	R (Ω)	Pérdidas (W)	Pérdidas (%)
Línea 1 x 6	48.38	8.91	6	0.14	22.86	0.020
Línea 2 x 6	44.59	8.91	6	0.13	21.07	0.018
Línea 3 x 6	40.80	8.91	6	0.12	19.28	0.017
Línea 4 x 3	37.01	8.91	6	0.11	17.49	0.015
Totales Tramo					431.77	0.37
Tramo 2	L (m)	I (A)	S (mm ²)	R (Ω)	Pérdidas (W)	Pérdidas (%)
Línea 1 x 2	29.00	62.37	16	0.03	251.79	0.218
Línea 2 x 1	2.47	62.37	16	0.003	21.43	0.019
Totales Tramo					525.00	0.45
Tramo 3	L (m)	I (A)	S (mm ²)	R (Ω)	Pérdidas (W)	Pérdidas (%)
Línea 1	10.00	187.1	50	0.004	250.05	0.22
Totales Tramo					250.05	0.22
Tramo CA	L (m)	I (A)	S (mm ²)	R (Ω)	Pérdidas (W)	Pérdidas (%)
Línea 1	61.33	175.48	120	0.009	562.09	0.49

Las pérdidas totales serán: $0,37 + 0,45 + 0,22 + 0,49 = 1,53 \%$.



**Estudio de alternativas para la ubicación y diseño
de una instalación fotovoltaica de 100 kWp
conectada a red en Cataluña**



Tabla 25: Pérdidas en Juneda con el módulo de 256 W. Fuente: Elaboración propia.

Tramo 1	L (m)	I (A)	S (mm ²)	R (Ω)	Pérdidas (W)	Pérdidas (%)
Línea 1 x 4	45.77	9.83	6	0.14	26.32	0.022
Línea 2 x 4	41.86	9.83	6	0.12	24.08	0.020
Línea 3 x 4	37.96	9.83	6	0.11	21.84	0.018
Línea 4 x 2	46.88	9.83	6	0.14	26.96	0.023
Línea 5 x 2	42.98	9.83	6	0.13	24.72	0.021
Línea 6 x 2	40.08	9.83	6	0.12	23.05	0.019
Línea 7 x 1	37.18	9.83	6	0.11	21.38	0.018
Totales Tramo					459.80	0.36
Tramo 2	L (m)	I (A)	S (mm ²)	R (Ω)	Pérdidas (W)	Pérdidas (%)
Línea 1 x 2	27.87	58.98	16	0.03	216.40	0.181
Línea 2 x 1	2.51	62.37	16	0.003	21.82	0.018
Totales Tramo					454.61	0.38
Tramo 3	L (m)	I (A)	S (mm ²)	R (Ω)	Pérdidas (W)	Pérdidas (%)
Línea 1	10.00	186.77	50	0.004	249.16	0.21
Totales Tramo					249.16	0.21
Tramo CA	L (m)	I (A)	S (mm ²)	R (Ω)	Pérdidas (W)	Pérdidas (%)
Línea 1	61.33	181.87	120	0.009	603.72	0.52

Las pérdidas totales serán: $0,36 + 0,38 + 0,21 + 0,52 = 1,47 \%$.

Al igual que los cálculos realizados para la primera alternativa, se ha aumentado la sección en algunos tramos para reducir las pérdidas.

Las pérdidas para el módulo de 300 W se reflejan en la Tabla 24. Las pérdidas son similares en los dos tipos de módulos. La diferencia más importante se debe a las pérdidas de cableado.

Tabla 26: Pérdidas en Espinelves y Juneda (módulo 300 W). Fuente: Elaboración propia.

Espinelves	Pérd mismatch	Pérd especs y ang	Pérd cableado	Pérd polv y suc	Pérdidas inv	Pérd desconex	Pérdidas deg cel	Pérdidas temp	Pérdidas totales
Enero	2.00	4.00	1.47	3.00	3.30	2.50	1.00	-3.14	14.13
Febrero	2.00	4.00	1.47	3.00	3.30	2.50	1.00	-2.18	15.09
Marzo	2.00	4.00	1.47	3.00	3.30	2.50	1.00	-0.86	16.41
Abril	2.00	4.00	1.47	3.00	3.30	2.50	1.00	-0.67	16.60
Mayo	2.00	4.00	1.47	3.00	3.30	2.50	1.00	0.94	18.21
Junio	2.00	4.00	1.47	3.00	3.30	2.50	1.00	2.52	19.79
Julio	2.00	4.00	1.47	3.00	3.30	2.50	1.00	3.61	20.88
Agosto	2.00	4.00	1.47	3.00	3.30	2.50	1.00	3.23	20.50
Septiembre	2.00	4.00	1.47	3.00	3.30	2.50	1.00	1.90	19.17
Octubre	2.00	4.00	1.47	3.00	3.30	2.50	1.00	-0.07	17.20
Noviembre	2.00	4.00	1.47	3.00	3.30	2.50	1.00	-2.03	15.24
Diciembre	2.00	4.00	1.47	3.00	3.30	2.50	1.00	-3.16	14.11



**Estudio de alternativas para la ubicación y diseño
de una instalación fotovoltaica de 100 kWp
conectada a red en Cataluña**



Juneda	Pérd mismatch	Pérd especs y ang	Pérd cableado	Pérd polv y suc	Pérdidas inv	Pérd desconex	Pérdidas deg cel	Pérdidas temp	Pérdidas totales
Enero	2.00	4.00	1.47	3.00	3.30	2.50	1.00	-3.01	14.26
Febrero	2.00	4.00	1.47	3.00	3.30	2.50	1.00	-1.18	16.09
Marzo	2.00	4.00	1.47	3.00	3.30	2.50	1.00	0.93	18.20
Abril	2.00	4.00	1.47	3.00	3.30	2.50	1.00	1.45	18.72
Mayo	2.00	4.00	1.47	3.00	3.30	2.50	1.00	2.96	20.23
Junio	2.00	4.00	1.47	3.00	3.30	2.50	1.00	4.36	21.63
Julio	2.00	4.00	1.47	3.00	3.30	2.50	1.00	5.48	22.75
Agosto	2.00	4.00	1.47	3.00	3.30	2.50	1.00	5.14	22.41
Septiembre	2.00	4.00	1.47	3.00	3.30	2.50	1.00	3.83	21.10
Octubre	2.00	4.00	1.47	3.00	3.30	2.50	1.00	1.37	18.64
Noviembre	2.00	4.00	1.47	3.00	3.30	2.50	1.00	-1.30	15.97
Diciembre	2.00	4.00	1.47	3.00	3.30	2.50	1.00	-2.97	14.30

Con las pérdidas totales y la irradiancia se calcula la energía producida mediante la expresión (10). En la Tabla 27 se muestran los datos para dicho cálculo, siendo en Espinelvas de 169,81MWh y en Juneda 183,61 MWh.

Tabla 27: Energía producidas en Espinelvas y Juneda (módulo 300 W). Fuente: Elaboración propia.

Espinelvas	Irrad. (kWh/m ²)	P _{inst} (KW)	Pérd. (%)	PR (1-Pérd)(%)	Energía Prod. (kWh)
Enero	3.39	119.7	14.13	85.87	348.05
Febrero	4.02	119.7	15.09	84.91	408.23
Marzo	4.81	119.7	16.41	83.59	481.38
Abril	5.46	119.7	16.60	83.40	545.19
Mayo	5.79	119.7	18.21	81.79	567.32
Junio	5.90	119.7	19.79	80.21	566.72
Julio	5.85	119.7	20.88	79.12	553.79
Agosto	5.58	119.7	20.50	79.50	530.82
Septiembre	5.02	119.7	19.17	80.83	485.41
Octubre	4.21	119.7	17.20	82.80	416.83
Noviembre	3.48	119.7	15.24	84.76	352.87
Diciembre	3.15	119.7	14.11	85.89	323.55
Total año					169809.66

Juneda	Irrad. (kWh/m ²)	P _{inst} (KW)	Pérd. (%)	PR (1-Pérd)(%)	Energía Prod. (kWh)
Enero	3.57	119.7	14.26	85.74	366.04
Febrero	4.41	119.7	16.09	83.91	443.08
Marzo	5.39	119.7	18.20	81.80	527.63
Abril	6.17	119.7	18.72	81.28	600.22
Mayo	6.52	119.7	20.23	79.77	622.74
Junio	6.61	119.7	21.63	78.37	620.17
Julio	6.54	119.7	22.75	77.25	604.87
Agosto	6.25	119.7	22.41	77.59	580.22
Septiembre	5.58	119.7	21.10	78.90	526.55
Octubre	4.57	119.7	18.64	81.36	445.26
Noviembre	3.65	119.7	15.97	84.03	366.83
Diciembre	3.22	119.7	14.30	85.70	330.27
Total año					183607.81

En la Figura 16 se muestran los valores obtenidos mediante el programa web PVGIS. Estos valores se comparan con los datos calculados en la Tabla 27. A partir de esta comparación, se concluye que los valores obtenidos de producción de energía son válidos.



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



<p>Nominal power of the PV system: 119.7 kW (crystalline silicon) Estimated losses due to temperature and low irradiance: 9.1% (using local ambient temperature) Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.6% Other losses (cables, inverter etc.): 14.0% Combined PV system losses: 23.9%</p>	<p>Nominal power of the PV system: 119.7 kW (crystalline silicon) Estimated losses due to temperature and low irradiance: 10.5% (using local ambient temperature) Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.6% Other losses (cables, inverter etc.): 14.0% Combined PV system losses: 25.0%</p>																																																																																																																																																						
<p>Fixed system: inclination=35°, orientation=0°</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Month</th> <th>E_d</th> <th>E_m</th> <th>H_d</th> <th>H_m</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Jan</td><td>345.00</td><td>10700</td><td>3.56</td><td>110</td></tr> <tr><td>Feb</td><td>420.00</td><td>11800</td><td>4.37</td><td>122</td></tr> <tr><td>Mar</td><td>502.00</td><td>15600</td><td>5.40</td><td>167</td></tr> <tr><td>Apr</td><td>457.00</td><td>13700</td><td>5.02</td><td>151</td></tr> <tr><td>May</td><td>497.00</td><td>15400</td><td>5.56</td><td>172</td></tr> <tr><td>Jun</td><td>530.00</td><td>15900</td><td>6.06</td><td>182</td></tr> <tr><td>Jul</td><td>540.00</td><td>16800</td><td>6.26</td><td>194</td></tr> <tr><td>Aug</td><td>509.00</td><td>15800</td><td>5.86</td><td>182</td></tr> <tr><td>Sep</td><td>453.00</td><td>13600</td><td>5.09</td><td>153</td></tr> <tr><td>Oct</td><td>402.00</td><td>12500</td><td>4.41</td><td>137</td></tr> <tr><td>Nov</td><td>339.00</td><td>10200</td><td>3.56</td><td>107</td></tr> <tr><td>Dec</td><td>320.00</td><td>9910</td><td>3.31</td><td>103</td></tr> <tr> <td>Yearly average</td> <td>443</td> <td>13500</td> <td>4.87</td> <td>148</td> </tr> <tr> <td>Total for year</td> <td>162000</td> <td></td> <td></td> <td>1780</td> </tr> </tbody> </table>	Month	E_d	E_m	H_d	H_m	Jan	345.00	10700	3.56	110	Feb	420.00	11800	4.37	122	Mar	502.00	15600	5.40	167	Apr	457.00	13700	5.02	151	May	497.00	15400	5.56	172	Jun	530.00	15900	6.06	182	Jul	540.00	16800	6.26	194	Aug	509.00	15800	5.86	182	Sep	453.00	13600	5.09	153	Oct	402.00	12500	4.41	137	Nov	339.00	10200	3.56	107	Dec	320.00	9910	3.31	103	Yearly average	443	13500	4.87	148	Total for year	162000			1780	<p>Fixed system: inclination=35°, orientation=0°</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Month</th> <th>E_d</th> <th>E_m</th> <th>H_d</th> <th>H_m</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Jan</td><td>332.00</td><td>10300</td><td>3.44</td><td>107</td></tr> <tr><td>Feb</td><td>464.00</td><td>13000</td><td>4.89</td><td>137</td></tr> <tr><td>Mar</td><td>572.00</td><td>17700</td><td>6.23</td><td>193</td></tr> <tr><td>Apr</td><td>540.00</td><td>16200</td><td>6.02</td><td>181</td></tr> <tr><td>May</td><td>573.00</td><td>17800</td><td>6.52</td><td>202</td></tr> <tr><td>Jun</td><td>594.00</td><td>17800</td><td>6.89</td><td>207</td></tr> <tr><td>Jul</td><td>610.00</td><td>18900</td><td>7.16</td><td>222</td></tr> <tr><td>Aug</td><td>580.00</td><td>18000</td><td>6.80</td><td>211</td></tr> <tr><td>Sep</td><td>542.00</td><td>16300</td><td>6.21</td><td>186</td></tr> <tr><td>Oct</td><td>476.00</td><td>14800</td><td>5.29</td><td>164</td></tr> <tr><td>Nov</td><td>373.00</td><td>11200</td><td>3.97</td><td>119</td></tr> <tr><td>Dec</td><td>296.00</td><td>9170</td><td>3.08</td><td>95.4</td></tr> <tr> <td>Yearly average</td> <td>496</td> <td>15100</td> <td>5.54</td> <td>169</td> </tr> <tr> <td>Total for year</td> <td>181000</td> <td></td> <td></td> <td>2020</td> </tr> </tbody> </table>	Month	E_d	E_m	H_d	H_m	Jan	332.00	10300	3.44	107	Feb	464.00	13000	4.89	137	Mar	572.00	17700	6.23	193	Apr	540.00	16200	6.02	181	May	573.00	17800	6.52	202	Jun	594.00	17800	6.89	207	Jul	610.00	18900	7.16	222	Aug	580.00	18000	6.80	211	Sep	542.00	16300	6.21	186	Oct	476.00	14800	5.29	164	Nov	373.00	11200	3.97	119	Dec	296.00	9170	3.08	95.4	Yearly average	496	15100	5.54	169	Total for year	181000			2020
Month	E_d	E_m	H_d	H_m																																																																																																																																																			
Jan	345.00	10700	3.56	110																																																																																																																																																			
Feb	420.00	11800	4.37	122																																																																																																																																																			
Mar	502.00	15600	5.40	167																																																																																																																																																			
Apr	457.00	13700	5.02	151																																																																																																																																																			
May	497.00	15400	5.56	172																																																																																																																																																			
Jun	530.00	15900	6.06	182																																																																																																																																																			
Jul	540.00	16800	6.26	194																																																																																																																																																			
Aug	509.00	15800	5.86	182																																																																																																																																																			
Sep	453.00	13600	5.09	153																																																																																																																																																			
Oct	402.00	12500	4.41	137																																																																																																																																																			
Nov	339.00	10200	3.56	107																																																																																																																																																			
Dec	320.00	9910	3.31	103																																																																																																																																																			
Yearly average	443	13500	4.87	148																																																																																																																																																			
Total for year	162000			1780																																																																																																																																																			
Month	E_d	E_m	H_d	H_m																																																																																																																																																			
Jan	332.00	10300	3.44	107																																																																																																																																																			
Feb	464.00	13000	4.89	137																																																																																																																																																			
Mar	572.00	17700	6.23	193																																																																																																																																																			
Apr	540.00	16200	6.02	181																																																																																																																																																			
May	573.00	17800	6.52	202																																																																																																																																																			
Jun	594.00	17800	6.89	207																																																																																																																																																			
Jul	610.00	18900	7.16	222																																																																																																																																																			
Aug	580.00	18000	6.80	211																																																																																																																																																			
Sep	542.00	16300	6.21	186																																																																																																																																																			
Oct	476.00	14800	5.29	164																																																																																																																																																			
Nov	373.00	11200	3.97	119																																																																																																																																																			
Dec	296.00	9170	3.08	95.4																																																																																																																																																			
Yearly average	496	15100	5.54	169																																																																																																																																																			
Total for year	181000			2020																																																																																																																																																			

Figura 16: Energía producida por las instalaciones de Espinervas y Juneda durante un año. Fuente: PVGIS.

Se ha realizado el documento presupuesto de las cuatro alternativas, variando el coste de los módulos, el número de los mismos, la superficie ocupada, la longitud del cableado y las acciones realizadas para su correcta instalación. En la Tabla 26 se muestra el resumen presupuesto total por contrata de cada instalación.

Tabla 28: Presupuesto total de ejecución por contrata. Fuente: Elaboración propia.

Total ejecución por contrata (€)		Espinervas	Juneda
	250	259508.77	260145.75
300	293883.94	295760.78	

Al seleccionar el módulo de 300 W, se necesita un menor número de ellos. Esto hace pensar que su presupuesto final será inferior puesto que además se necesita una menor longitud de cableado. Sin embargo, la diferencia de precio en los módulos es muy elevada resultando, como se aprecia en la Tabla 28, en un mayor coste final.

9. ESTUDIO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA

En este punto se va a desarrollar un estudio de la viabilidad económica de las cuatro alternativas instalaciones fotovoltaicas. En primer lugar, se calculan los costes e ingresos de cada año en función de la instalación y posteriormente se realiza un estudio que valora si el proyecto es rentable a partir del valor obtenido en los parámetros del Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



9.1 Cálculo de la Retribución Económica

Existen dos formas de obtención de ingresos anuales en una instalación fotovoltaica. En primer lugar, están los ingresos que proceden de la venta de la electricidad a la empresa de la red eléctrica de distribución. En segundo lugar, el aporte económico que proporciona el gobierno a las instalaciones de producción de electricidad que emplean fuentes de energía renovables.

Según el Ministerio de Energía, Turismo y Agencia Digital, el Real decreto 413/2014 de 6 de junio regula la actividad de producción de energía a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. En este Real Decreto se especifica el método de cálculo que se utiliza para obtener el valor de la retribución específica de la que se favorece cada instalación fotovoltaica por cada año de su vida útil. Hay dos parámetros que definen la retribución específica, la retribución a la operación (R_{op}), y la retribución a la inversión (R_{inv}) que depende de la potencia de la instalación. Con este aporte económico se pretende cubrir los costes de la instalación para que ésta pueda entrar al mercado de forma competitiva con las demás formas de producción de energía, y pueda obtener unos ingresos razonables por cada año de funcionamiento.

La retribución a la inversión es la parte de la retribución específica que se otorga para cubrir los costes de la producción que no pueden ser recuperados por la venta de la energía producida al mercado. La retribución a la operación tiene como objeto cubrir la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos obtenidos por la venta de la energía en el mercado.

Estos parámetros retributivos podrán ser revisados cada cierto tiempo y actualizados según los ingresos obtenidos en el mercado por la venta de energía, que varía en función del cambio del precio y las previsiones de horas de funcionamiento. Además, se establece un rango en el cual el precio de la energía en el mercado puede variar como máximo. Si el precio sobrepasa o es inferior al rango, se calculará un valor anual (positivo o negativo) que será retribuido a la instalación durante el periodo de vida útil. Este valor se denomina valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado.

Con la clasificación correspondiente a las instalaciones fotovoltaicas, se obtiene el código de instalación de la Tabla 29.



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



Tabla 29: Obtención del código de instalación tipo. Fuente: Orden IET/1045/2014.

Clasificación de las tarifas según el Real Decreto 1578/2008				Clasificación de las instalaciones tipo según el Real Decreto 413/2014						
Grupo	Subgrupo	Tipo	Convocatoria	Grupo	Subgrupo	Rango de potencia	Subtipo de tecnología	Zona Climática	Año de autorización de explotación definitiva	Código Instalación Tipo
b.1	b.1.1	I.1	4C 2011 II	b.1	b.1.1	-	-	Z1	2013	IT-00219
b.1	b.1.1	I.1	4C 2011 II	b.1	b.1.1	-	-	Z2	≤2012	IT-00220
b.1	b.1.1	I.1	4C 2011 II	b.1	b.1.1	-	-	Z2	2013	IT-00221
b.1	b.1.1	I.1	4C 2011 II	b.1	b.1.1	-	-	Z3	≤2011	IT-00222
b.1	b.1.1	I.1	4C 2011 II	b.1	b.1.1	-	-	Z3	2012	IT-00223
b.1	b.1.1	I.1	4C 2011 II	b.1	b.1.1	-	-	Z3	2013	IT-00224
b.1	b.1.1	I.1	4C 2011 II	b.1	b.1.1	-	-	Z4	≤2011	IT-00225
b.1	b.1.1	I.1	4C 2011 II	b.1	b.1.1	-	-	Z4	2012	IT-00226
b.1	b.1.1	I.1	4C 2011 II	b.1	b.1.1	-	-	Z4	2013	IT-00227
b.1	b.1.1	I.1	4C 2011 II	b.1	b.1.1	-	-	Z5	≤2011	IT-00228
b.1	b.1.1	I.1	4C 2011 II	b.1	b.1.1	-	-	Z5	2012	IT-00229
b.1	b.1.1	I.1	4C 2011 II	b.1	b.1.1	-	-	Z5	2013	IT-00230
b.1	b.1.1	I.1	-	b.1	b.1.1	-	-	-	2014	IT-00559
b.1	b.1.1	I.1	-	b.1	b.1.1	-	-	-	2015	IT-00565
b.1	b.1.1	I.1	-	b.1	b.1.1	-	-	-	2016	IT-00571
b.1	b.1.1	I.2	1C 2009 I2	b.1	b.1.1	P ≤ 1MW	-	Z1	≤2009	IT-00231
b.1	b.1.1	I.2	1C 2009 I2	b.1	b.1.1	P ≤ 1MW	-	Z1	2010	IT-00232
b.1	b.1.1	I.2	1C 2009 I2	b.1	b.1.1	P ≤ 1MW	-	Z2	≤2009	IT-00233
b.1	b.1.1	I.2	1C 2009 I2	b.1	b.1.1	P ≤ 1MW	-	Z2	2010	IT-00234
b.1	b.1.1	I.2	1C 2009 I2	b.1	b.1.1	P ≤ 1MW	-	Z3	≤2009	IT-00235
b.1	b.1.1	I.2	1C 2009 I2	b.1	b.1.1	P ≤ 1MW	-	Z3	2010	IT-00236
b.1	b.1.1	I.2	1C 2009 I2	b.1	b.1.1	P ≤ 1MW	-	Z4	≤2009	IT-00237
b.1	b.1.1	I.2	1C 2009 I2	b.1	b.1.1	P ≤ 1MW	-	Z4	2010	IT-00238
b.1	b.1.1	I.2	1C 2009 I2	b.1	b.1.1	P ≤ 1MW	-	Z5	≤2009	IT-00239
b.1	b.1.1	I.2	1C 2009 I2	b.1	b.1.1	P ≤ 1MW	-	Z5	2010	IT-00240
b.1	b.1.1	I.2	2C 2009 I2	b.1	b.1.1	P ≤ 1MW	-	Z1	≤2009	IT-00241

Con este código, se accede a la Tabla 30 donde se obtienen los parámetros retributivos.

Tabla 30: Parámetros retributivos de la instalación fotovoltaica. Fuente: Orden IET/1045/2014

Código de identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Coefficiente de ajuste $C_{L,R}$	Retribución a la Inversión Riniv 2014-2016 (€/MW)	Retribución a la Operación Ro (€/MWh) 2014	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de Ro (h)	NP Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh (*) Anual 2014-2016 (h)	Umbral de funcionamiento Uf (*) Anual 2014-2016 (h)
IT-00567	30	0,9440	121.973	-	1.648	989	577
IT-00568	30	0,9217	107.962	-	1.648	989	577
IT-00569	30	0,9336	132.919	-	2.102	1.261	736
IT-00570	30	0,9354	138.451	-	2.124	1.274	743
IT-00571	30	0,8447	115.815	-	1.648	989	577
IT-00572	30	0,9675	124.139	-	1.648	989	577
IT-00573	30	0,9450	121.253	-	1.648	989	577
IT-00574	30	0,9165	101.990	-	1.648	989	577
IT-00575	30	0,9296	126.153	-	2.102	1.261	736
IT-00576	30	0,9315	131.387	-	2.124	1.274	743
IT-00577	30	1,0000	348.578	13,240	2.102	1.261	736
IT-00578	30	1,0000	371.005	13,732	2.124	1.274	743
IT-00601	25	1,0000	451.128	41,314	2.040	1.224	714
IT-00602	25	1,0000	417.007	40,055	2.040	1.224	714
IT-00603	25	1,0000	404.929	39,493	2.040	1.224	714
IT-00604	25	1,0000	410.391	39,694	2.040	1.224	714
IT-00605	25	1,0000	406.858	39,564	2.040	1.224	714
IT-00606	25	1,0000	606.363	39,507	2.720	1.632	952
IT-00607	25	1,0000	526.314	37,292	2.720	1.632	952
IT-00608	25	1,0000	532.849	37,472	2.720	1.632	952
IT-00609	25	1,0000	557.683	38,003	2.720	1.632	952
IT-00610	25	1,0000	546.700	37,699	2.720	1.632	952
IT-00611	25	1,0000	549.818	37,785	2.720	1.632	952
IT-00612	25	1,0000	554.217	60,431	1.870	1.122	655
IT-00613	25	1,0000	410.683	54,654	1.870	1.122	655

En este caso no se concede la parte de la retribución a la operación, sin embargo la retribución a la inversión es de 115815 €/MW cada año.



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



La ecuación (20) muestra cómo se calcula el valor de la retribución específica, donde la Pot_{gen} es la potencia del generador en MW y H_{func} las horas equivalentes de funcionamiento de la instalación.

$$R_{esp} = R_{inv} * Pot_{gen} + R_{op} * Pot_{gen} * H_{func} \quad (20)$$

Con la ecuación (21) se calcula las horas equivalentes de funcionamiento de la instalación para la zona de Espinelves.

$$H_{func} = \frac{E_{prod}}{Pot_{gen}} = \frac{162,4}{115,5} = 1406,06 \text{ h} \quad (21)$$

Este valor de horas es válido, ya que no supera el valor máximo de horas impuesto por la legislación que es de 1648 h. Usando la ecuación (20) se obtiene R_{esp} .

$$R_{esp} = 115815 * 0,1155 + 0 * 0,1155 * 1406,06 = 13376,63 \text{ €/año}$$

Para alcanzar los ingresos que obtienen por cada año de funcionamiento de la instalación, se han de sumar la parte económica recibida a través del gobierno (13376,63) y la parte de los ingresos que se adquiere de la venta de energía producida a la distribuidora eléctrica. El precio medio de venta de electricidad en el mercado es de 53,28 €/MWh y por tanto los ingresos debidos al mercado serán:

$$\text{Ingresos mercado} = Pot_{gen} * H_{func} * 53,28 = 0,1155 * 1406,06 * 53,28 = 8652,67 \text{ €/Año}$$

Por tanto, los ingresos anuales obtenidos son de:

$$IA = 13376,63 + 8652,67 = 22029,29 \text{ €/Año}$$

Actualmente, existe un impuesto de generación de energía eléctrica común para todos, que fue aprobado por el gobierno en el año 2012, del 7 %. Con este impuesto la instalación ingresa 20487,24 €/Año.

Antes de la aprobación del Real Decreto 413/2014, la tarifa de exportación de electricidad era muy elevada y como consecuencia los ingresos que obtenían las instalaciones fotovoltaicas fueran de hasta cuatro veces mayor de lo que es actualmente.

9.2 Cálculo del VAN y el TIR

Se va a llevar a cabo el análisis económico y financiero de la instalación empleando el software Retscreen, el cual se utiliza para evaluar el potencial de todo tipo de proyectos de energías renovables.



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



Existen dos parámetros los cuales indicarán si es viable la realización o no del proyecto de la instalación fotovoltaica. Estos son el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

El VAN es un procedimiento que permite conocer si el beneficio que se obtiene de nuestra inversión inicial es mayor que si se depositase en un fondo fijo que reportase un aumento porcentual anual. Es decir, representa el valor presente del total de ingresos y costes futuros, donde para actualizar los valores de costes futuros se emplea un parámetro financiero denominado tasa de descuento.

Se utiliza una tasa de descuento del 6% en el software del Retscreen. Si el valor del VAN es positivo, la rentabilidad de la instalación fotovoltaica es mayor que si se depositara en un fondo fijo. Mientras que, si su valor es negativo, no se obtiene la rentabilidad deseada y el proyecto no se llevará a cabo.

Se ha de tener en cuenta que el flujo neto de caja es un valor que varía en función del precio de los bienes y servicios del mercado energético. Este aumento se representa con un parámetro de inflación, que en este caso será entorno al 2,5%. También se debe tener en cuenta la tasa de escalamiento de exportación de energía, que se debe al incremento del precio de venta de la energía a la red eléctrica. Se toma un valor de un 2%.

En la ecuación (22) se muestra la expresión del VAN, donde FC es el flujo neto de caja durante un determinado tiempo, I_{ini} es la inversión inicial y T_{desc} la tasa de descuento.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FC}{(1+T_{desc})^t} - I_{ini} \quad (22)$$

En el documento Presupuesto, se ha calculado el valor necesario para llevar a cabo la instalación diseñada. El valor es de 259508,77 € sin embargo, se decide endeudar el 80% de la cantidad total a invertir por lo que la inversión inicial es de 51901,75 €. El Retscreen calcula que para saldar la deuda, la empresa debe abonar cada año de vida útil de la instalación un total de 13496 €, con una tasa de interés del 1 %. A dicha cantidad, se añade unos costes de operación y mantenimiento de la instalación. Este coste según el Plan de Energías Renovables (PER) presenta un valor medio de 47,2 miles €/(MWp*año). Siendo la potencia pico de la instalación fotovoltaica de 115,5 kW, el valor de estos costes es de:

$$\text{Costes de op. y mant.} = 47,2 * 1000 * 0,1155 = 5451,6 \text{ €/Año}$$

Por lo que los costes anuales son de: $CA = 13496 + 5451,6 = 18947,6$ €, estando dichos costes presentes en el primer año de funcionamiento. De este modo, a la inversión inicial se le sumará esta cantidad resultando: $18947,6 + 51901,75 = 70849,35$ €.

Mediante el software Retscreen, se obtiene un VAN positivo de 262471€. Este valor es la diferencia del beneficio que se obtendrá si se hubiera puesto un importe, de la misma cantidad a la inversión inicial realizada, en un plazo fijo al 6 % durante un tiempo igual a la vida útil del proyecto, que es de 30 años.



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



El otro parámetro financiero característico del proyecto es la tasa interna de retorno (TIR). El TIR representa la tasa de descuento que hace que el valor actual neto sea igual a 0. Para que exista beneficio económico, su valor debe ser mayor que la tasa de descuento tomada.

A partir de los datos obtenidos mediante el Retscreen, se comprueba si el valor del TIR es menor a un 6 %. El resultado obtenido, donde ya se ha considerado la tasa de impuesto de generación de energía (7 %), es de 5,8 %.

Calculando los datos para la localidad de Juneda, la Figura 17 muestra un resumen de los valores. Se comparan los datos obtenidos del VAN y el TIR para las dos localidades, siendo los parámetros mayores para la localidad de Espineltas. Aunque muy similares, la diferencia fundamental radica en la tarifa de exportación de electricidad. En el caso de que la retribución específica tuviera en cuenta las horas de funcionamiento de la instalación, los resultados se modificarían siendo los datos del VAN y el TIR superiores en el caso del municipio de Juneda.

Resumen de costos/ahorros/ingresos del proyecto			
Costos iniciales			
Estudio de factibilidad	100.0%		260,146
Sistema eléctrico de potencia	0.0%		0
Balance del sistema y misc.	0.0%		0
Costos iniciales totales	100.0%	 	260,146
Costos anuales/pagos de deuda			
Operación y Mantenimiento			5,452
Costo de combustible - caso propuesto			0
Pagos de la deuda - 30 años			8,064
Costos anuales totales	 		13,516
Costos periódicos (créditos)			
Ahorros y renta anuales			
Costo de combustible - caso base			0
Renta por exportación de electricidad			25,802
Total renta y ahorros anuales	 		25,802
Viabilidad financiera			
TIR antes de impuestos - capital	%		27.5%
TIR antes - impuestos - activos	%		5.5%
TIR luego de impuestos - capital	%		27.3%
TIR luego de impuestos - impuestos - activos	%		5.1%
Pago simple de retorno del capital	año		12.8
Repago - capital	año		3.9
Valor Presente Neto (VPM)			250,338
Ahorros anuales en ciclo de vida	año		14,477
Relación Beneficio-Costo			5.81
Cobertura - servicio de deuda			2.57
Cost. de produc. de energía.	€/MWh		70.76
Costo de reducción de GEI	tCO2		(361)

Figura 17: Resumen VAN y TIR para la alternativa de Juneda. Fuente: Elaboración propia mediante el software Retscreen.

Por tanto se elige la alternativa de Espineltas, donde el proyecto de instalación fotovoltaica con estructura de soporte fija no es viable económicamente. Sin embargo, al tener un valor del Van tan elevado y estando el TIR tan próximo al 6 %, se debería realizar un estudio con mayor profundidad para poder constatar con exactitud si el proyecto se puede llevar a cabo. La Figura 18 muestra un resumen de los parámetros financieros utilizados en el cálculo del VAN y el TIR.



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



Parámetros financieros		
General		
Tasa escalamiento de combustibles	%	0.0%
Tasa de inflación	%	2.0%
Tasa de descuento	%	4.0%
Tiempo de vida del proyecto	año	30
Finanza		
Incentivos y donaciones	\$	
Relación de deuda	%	80.0%
Deuda	\$	207,607
Capital	\$	51,902
Tasa de interés de la deuda	%	1.00%
Duración de deuda	año	30
Pagos de la deuda	\$/año	8,044
Análisis de impuesto a la renta		
Tasa efectiva del impuesto a la renta	%	7.0%
¿Pérdidas a siguientes años?		<input checked="" type="checkbox"/> Sí
Método de depreciación		Balance Declinante
Regla del medio año - año 1	si/no	<input checked="" type="checkbox"/> Sí
Base tributaria de depreciación	%	
Tasa de depreciación	%	
¿Exención de impuesto disponible?	si/no	<input type="checkbox"/> No
Renta anual		
Renta por exportación de electricidad		
Electricidad exportada a la red	MWh	194
Tarifa de exportación de electricidad	\$/MWh	135.60
Renta por exportación de electricidad	\$	26,356
Tasa de escalamiento de exportación de	%	2.0%

Figura 18: Parámetros financieros del proyecto. Fuente: Elaboración propia mediante el software Retscreen.

Retscreen también obtiene el diagrama de flujos de caja a lo largo de los 30 años de vida útil del proyecto. Como se muestra en la Figura 19, la instalación fotovoltaica empezará a percibir un flujo de efectivo positivo a partir de los 3,7 años.

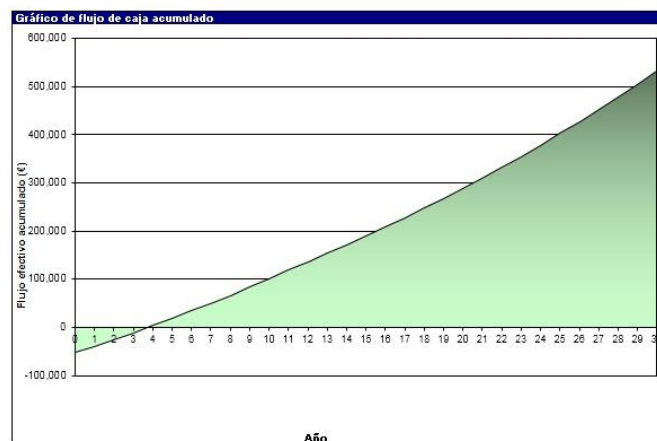


Figura 19: Flujo de retorno de capital. Fuente: Elaboración propia mediante el software Retscreen.

Finalmente, se realiza un estudio de riesgo y sensibilidad del proyecto. Para ello se analiza la relación entre las siguientes variables: Tarifa de exportación de electricidad – Costos iniciales, Tasa de interés de la deuda – Costos iniciales.

Tarifa de exportación de electricidad – Costos iniciales



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



Tabla 31: Variación del TIR en función de la Tarifa de exportación y los Costos iniciales. Fuente: Elaboración propia mediante el software Retscreen.

Tarifa de exportación de electricidad €/MWh		Costos iniciales				€
		246,533 -5%	253,021 -3%	259,509 0%	265,996 3%	272,484 5%
128.82	-5%	5.3%	5.0%	4.7%	4.5%	4.2%
132.21	-3%	5.7%	5.4%	5.1%	4.8%	4.6%
135.60	0%	6.0%	5.7%	5.5%	5.2%	4.9%
138.99	3%	6.4%	6.1%	5.8%	5.5%	5.3%
142.38	5%	6.7%	6.4%	6.1%	5.9%	5.6%

El resultado más ventajoso económicamente para el inversor, es que la tarifa de exportación aumente, al mismo tiempo que disminuyan los costos iniciales del proyecto. El TIR máximo que proporciona la Tabla x es de 6,7 %.

Tasa de interés deuda – Costos iniciales

En la Tabla 32 se concluye que la mejor opción del inversor es reducir los costos iniciales a la vez que se intenta disminuir la tasa de interés de la deuda de la instalación. Esto aumentaría el TIR máximo. (6,1 %). Esto supone un ahorro monetario que da lugar a una mayor rentabilidad del proyecto.

Tabla 32: Variación del TIR en función de la Tasa de interés de la deuda y los Costos iniciales. Fuente: Elaboración propia mediante el software Retscreen.

Tasa de interés de la deuda %		Costos iniciales				\$
		246,533 -5%	253,021 -3%	259,509 0%	265,996 3%	272,484 5%
0.95%	-5%	6.1%	5.8%	5.5%	5.2%	4.9%
0.98%	-3%	6.0%	5.8%	5.5%	5.2%	4.9%
1.00%	0%	6.0%	5.7%	5.5%	5.2%	4.9%
1.03%	3%	6.0%	5.7%	5.4%	5.2%	4.9%
1.05%	5%	6.0%	5.7%	5.4%	5.2%	4.9%

10. CONCLUSIONES

Uno de los objetivos de este Trabajo de Final de Carrera, es determinar la mejor configuración de la instalación entre las cuatro alternativas propuestas.

En la primera parte del análisis de alternativas, se lleva a cabo una recopilación de datos sobre diferentes zonas de Cataluña. De los datos obtenidos de irradiancia se determinan dos posibles áreas para la instalación. El municipio de Espineltas, como zona con menor irradiación; y el municipio de Juneda, como zona de mayor irradiación.

En la segunda parte del estudio, se ha optado por dos módulos fotovoltaicos. Para ello se ha llevado a cabo un cribado de diferentes módulos para determinar cuál de ellos son los más adecuados. La configuración del módulo de 250 W ha sido: 21 ramales de módulos, formados por 22 módulos en serie. Un total de 462 módulos, siendo la potencia de la instalación de 115,5kW. La configuración del módulo de 300 W ha sido: 19 ramales de módulos, formados por 21 módulos en serie. Un total de 399 módulos, siendo la potencia de la instalación de 119,7kW. Dada la desigualdad en la inversión se decide la configuración en la cual se emplea el módulo de 250 W.



**Estudio de alternativas para la ubicación y diseño
de una instalación fotovoltaica de 100 kWp
conectada a red en Cataluña**



Tras realizar el documento del presupuesto, se ha elaborado el estudio de viabilidad económica donde se obtienen y comparan los parámetros financieros del VAN y el TIR. De esta manera se concluye si la instalación será rentable y se amortizará.

Con los datos obtenidos de las cuatro alternativas, se decide que la elección de la zona Espinervas y de módulo 250 W es la más idónea de entre las cuatro. Esto es debido por una parte a la diferencia de precios que existe entre los dos tipos de módulos. La elección en el análisis financiero se debe en principal medida a que a pesar de que en Juneda se produce una mayor cantidad de energía que en Espinervas, el problema reside en el ámbito legislativo que no contempla las horas de funcionamiento en la retribución específica. Esto lleva a una menor tarifa de exportación de la energía y a una disminución de los ingresos anuales.

En conclusión, la zona elegida afecta de manera mínima a los cálculos. La diferencia de temperatura en los distintos lugares solo influye ínfimamente en las pérdidas que se producen en la instalación. El valor de la irradiación sí que es un factor a tener en consideración, pero como se ha comentado anteriormente con la legislación actual no es un factor determinante. Para que las instalaciones fotovoltaicas sean rentables en un periodo de vida largo, sin las ayudas y subvenciones del estado, presenta una dificultad a la hora de superar el beneficio de un fondo de inversión.



11. BIBLIOGRAFÍA

Páginas web:

(MINETAD). Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital [en línea].

Disponible en: <<http://www.minetad.gob.es/es-ES/Paginas/index.aspx>>

Solar Cat. Datos históricos Cataluña. [en línea].

Disponible en: <<http://www.energiasostenible.org/mm/file/SolarCat-I-Cat.pdf>>

(OMIE). Operador del Mercado Ibérico de Energía. [en línea]

Disponible en: <<http://www.omie.es>>

Censolar. Trámites administrativos requeridos para conexión a red [en línea].

Disponible en: <<http://www.fotovoltaica.com/tramitfv.pdf>>

Endesa. Distribuidora de electricidad.

Disponible en: <<http://www.endesadistribucion.es>>

Yuba solar. Factores de pérdidas energéticas.

Disponible en: <<http://www.yubasolar.net>>

(ICAEN). Instituto Catalán de Energía [en línea].

Disponible en: <<http://icaen.gencat.cat>>

GreenPower. Distribuidor de material eléctrico.

Disponible en: <http://www.ambgreenpower.com/cajas_de_conexiones.aspx>

Sunfer Energy. Estructura instalación fotovoltaica.

Disponible en: <<http://www.sunfer-energy.com/tienda>>



**Estudio de alternativas para la ubicación y diseño
de una instalación fotovoltaica de 100 kWp
conectada a red en Cataluña**



Prysmiangroup. Distribuidor de material eléctrico.

Disponible en: <<http://es.prysmiangroup.com>>

(IDEA). Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

Disponible en: <<http://www.idae.es>>

Retscreen. Herramienta web cálculo energía producida. [en línea]

Disponible en: <<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>>

Tobajas Vázquez, M. Carlos, “Instalaciones solares fotovoltaicas”,2011.

José Roger Folch, Martín Riera Guasap, Carlos Roldán Porta. “Tecnología eléctrica”,2010.

Atlas de Radiación Solar en Cataluña. [En línea]

Disponible en:<http://icaen.gencat.cat/web/.content/10_ICAEN/12_serveis/06_estrategia/enllacos_planificacioEnergetica/monografic12.pdf>



DOCUMENTO

PRESUPUESTO



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



Menfis 8.1.12 - Versión evaluación

	Pág.: 1
MEDICIONES Y PRESUPUESTO	Ref.: promyp1
OBRA CIVIL	Fec.:

Nº Orden	Descripción de las unidades de obra	Uds.	Longitud	Latitud	Altura	Subtotal	Medición	Precio	Importe
01	OBRA CIVIL								
01.01	DESBROCE Y LIMPIEZA DEL TERRENO <small>Desbroce y limpieza del terreno, hasta una profundidad mínima de 25 cm, con medios mecánicos, con vegetación de hasta 2m de altura, con retirada de los materiales excavados sin incluir carga a camión, ni incluir transporte a vertedero autorizado.</small>								
	Total capítulo 01.01						4,369.11	0.64	2,796.23
01.02	RELLENO Y COMPACTACIÓN <small>Relleno a cielo abierto con zahorra natural caliza, y compactación al 95% del Proctor Modificado con compactador tándem autopropulsado, en tongadas de 30 cm de espesor, hasta alcanzar una densidad seco inferior al 95% de la máxima obtenida en el ensayo Proctor Modificado, para mejora de las propiedades resistentes del terreno.</small>								
	Total capítulo 01.02						436.91	18.17	7,938.65
01.03	VIA DE ENTRADA A LA INSTALACIÓN <small>Desbroce, limpieza y nivelación del terreno para vial de acceso a la instalación.</small>								
	Total capítulo 01.03						3.5	27.07	94.75
01.04	MALLA DE SIMPLE TORSIÓN PARA VALLADO DE PARCELA <small>Vallado realizado con malla de simple torsión de alambre de 50x15mm y 2m de una altura montada sobre postes de 45mm de diámetro dispuestos cada 3m y alambre tensor de 2,70mm, incluida la cimentación mediante dados de hormigón, el nivelado, aplomado y recibido de postes</small>								
	Total capítulo 01.04						250	20.85	5,212.50
01.05	EXCAVACIÓN DE ZANJAS <small>Excavación de zanja en tierras realizada mediante medios mecánicos, incluida la carga de material y su acopio intermedio o su transporte a vertedero a una distancia menor de 10km.</small>								
	Total capítulo 01.05						39.51	6.09	240.62
01.06	ARQUETA ENTERRADA <small>Arqueta prefabricada de polipropileno enterrada a 0,8 m de profundidad, de dimensiones interiores 40x40x40, con tapa, para revisión y manipulación del cableado eléctrico subterráneo.</small>								
	Total capítulo 01.06						5	101.47	507.35
01.07	RELLENO DE ZANJA <small>Relleno de zanja con hormigón HNE-15/20, vertido directamente desde camión.</small>								
	Total capítulo 01.07						28.93	66.83	1,933.39
01.08	PUERTA DE ACCESO DE CHAPA GALVANIZADA <small>Puerta de paso corredera de MDF lacada, de 2 hojas ciega lisa, con una luz de paso de 200x240cm, colocada sobre tabiquería para enfoscar, tapajuntas de 70x123mm y cierre embutido cromado, incluso colocación del armazón ajustado de las hojas, fijación de los herrajes, nivelado y ajuste final.</small>								
	Total capítulo 01.08								267.26
01.09	PUERTA SECCIONAL PARA GARAJE <small>Puerta seccional de acceso a garaje de 4500x2125mm realizada con paneles de chapa de acero galvanizado y relleno de espuma de poliuretano inyectada formando un panel de 40 mm de espesor, lacada con pintura acrílica, remates de PVC en los laterales y parte inferior para darle estanquidad, incluso cerco, guías, herrajes y bisagras de fundición de cinc con cerradura de cilindro intercambiable.</small>								
	Total capítulo 01.09								2,662.86
01.10	CASETA DEL INVERSOR <small>Estructura UPN 160 S 275 JR de acero laminado en caliente. Correas DD11 en tubo 60x30x2 y 60x60x2mm, cubierta fija o Escamoteable (opcional) de panel sándwich grecado e= 40mm, rejillas perfilaría de acero galvanizado S 250 GD imprimado y pintado, filtro de partículas, instalación según normativa de baja tensión (RBT), toma de corriente, interruptor, enchufe estanco y luminaria 2x36W.</small>								
	Total capítulo 01.10								3,304.53

Menfis 8.1.12 - Versión evaluación



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



Menfis 8.1.12 - Versión evaluación

	Pág.: 2
MEDICIONES Y PRESUPUESTO	Ref.: promyp1
CASETA DEL TRANSFORMADOR	Fec.:

Nº Orden	Descripción de las unidades de obra	Uds.	Longitud	Latitud	Altura	Subtotal	Medición	Precio	Importe
01.11	CASETA DEL TRANSFORMADOR Envoltorio preabricada monobloque de hormigón de protección del transformador, diseñado según norma UNE-EN 62271-202, fabricante ORMAZABAL, dimensiones 4080x3145x2380 mm. Puertas de acceso al equipo eléctrico de dimensiones 900 x 1200 mm con rejillas de entrada de aire para ventilación natural. Incluye foso colector de recogida de aceite y lecho de guijarros cortafuegos, cajas de seccionamiento de tierra (herrajes) y de servicio (neutro).								
	Total capítulo 01.11								9,160.00
01.12	BASE DE HORMIGÓN DE LAS CASETAS Base de hormigón ligero de resistencia a compresión 2.5 MPa, densidad de 500 Kg/m ³ , confeccionado en obra con arcilla expandida de granulometría entre 10 y 20 mm, densidad 275 Kg/m ³ , y cemento Portland con caliza, de 10 cm de espesor.								
	Total capítulo 01.12						21.23	24.56	521.41
	Total capítulo 01								34,639.55

Menfis 8.1.12 - Versión evaluación



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño
de una instalación fotovoltaica de 100 kWp
conectada a red en Cataluña



Menfis 8.1.12 - Versión evaluación

		Pág.: 3
	MEDICIONES Y PRESUPUESTO	Ref.: promyp1
	GENERADOR FOTOVOLTAICO	Fec.:

Nº Orden	Descripción de las unidades de obra	Uds.	Longitud	Latitud	Altura	Subtotal	Medición	Precio	Importe
02	GENERADOR FOTOVOLTAICO								
02.01	MÓDULO FOTOVOLTAICO Módulo solar fotovoltaico, fabricante ATERSA, de células de silicio policristalino, para instalación en suelo, potencia máxima (Wp) 250 W.								
	Total capítulo 02.01						462	184.9	85,423.80
02.02	INVERSOR Inversor monofásico para conexión a red, fabricante ABB, modelo PVS800. Potencia máxima de entrada 120 kWp.								
	Total capítulo 02.02								31,000.00
02.03	ESTRUCTURA DE SOPORTE FIJA Estructura soporte con capacidad para 7 módulos fotovoltaicos, fabricante SUNFER ENERGY, de aluminio EN AW 6005A T6, tornillería de acero inoxidable.								
	Total capítulo 02.03						66	342.43	22,600.38
	Total capítulo 02								139,024.18

Menfis 8.1.12 - Versión evaluación



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



Menfis 8.1.12 - Versión evaluación

	Pág.: 4
MEDICIONES Y PRESUPUESTO	Ref.: promyp1
INSTALACIÓN ELECTRICA	Fec.:

Nº Orden	Descripción de las unidades de obra	Uds.	Longitud	Latitud	Altura	Subtotal	Medición	Precio	Importe
03	INSTALACIÓN ELECTRICA								
03.01	CONDUCTOR PRIMER TRAMO CORRIENTE CONTINUA <small>Cable unipolar RV-K, con conductor de cobre de 6 mm² de sección, con aislamiento de policloruro de vinilo (PVC), no propagador de llama, siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Marca Draka, modelo ACEFLEX.</small>								
	Total capítulo 03.01						917.3	1.12	1,027.38
03.02	CONDUCTOR SEGUNDO TRAMO CORRIENTE CONTINUA <small>Cable unipolar RV-K, con conductor de cobre de 10 mm² de sección, con aislamiento de policloruro de vinilo (PVC), no propagador de llama, siendo su tensión asignada de 0,6/1 kV. Marca Draka, modelo ACEFLEX.</small>								
	Total capítulo 03.02						123.72	1.69	209.09
03.03	CONDUCTOR TERCER TRAMO CORRIENTE CONTINUA <small>Cable unipolar RV-K, con conductor de cobre de 50 mm² de sección, con aislamiento de policloruro de vinilo (PVC), no propagador de llama, tensión asignada de 0,6/1 kV. Marca Draka, modelo ACEFLEX.</small>								
	Total capítulo 03.03						20	22.86	457.20
03.04	CONDUCTOR TRAMO CORRIENTE ALTERNA <small>Cable tetrapolar (3P + N) RV-K, con conductor de cobre de 150 mm² de sección, con aislamiento de policloruro de vinilo (PVC), no propagador de llama, tensión asignada de 0,6/1 kV. Marca PRYSMIAN, modelo RETENAX FLEX.</small>								
	Total capítulo 03.04						61.33	111.02	6,808.86
03.05	CANALIZACIÓN SEGUNDO TRAMO DE CORRIENTE CONTINUA <small>Canalización enterrada de tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja. Aiscan-DRN "AISCAN", de 63 mm de diámetro nominal, resistencia a la compresión 450 N.</small>								
	Total capítulo 03.05						61.04	7.31	446.20
03.06	CANALIZACIÓN TERCER TRAMO DE CORRIENTE CONTINUA <small>Canalización enterrada de tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja. Aiscan-DRN "AISCAN", de 110 mm de diámetro nominal, resistencia a la compresión 450 N.</small>								
	Total capítulo 03.06						9.6	10.41	99.94
03.07	CANALIZACIÓN TRAMO DE CORRIENTE ALTERNA <small>Canalización enterrada de tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja. Aiscan-DRN "AISCAN", de 180 mm de diámetro nominal, resistencia a la compresión 450 N.</small>								
	Total capítulo 03.07						60.93	17.73	1,080.29
03.08	CAJA DE CONEXIONES DE 8 RAMALES <small>Características del Cuadro 8 Strings - STC 8 100A. Sin monitorización. Hasta 8 entradas. Fusibles de 16A de protección en positivo y negativo. Salida con Seccionador hasta 1000 Vdc y 100A. Sin contacto auxiliar de estado. Dimensiones 380x760x225. Protección IP55. Entradas y Salidas con prensaestopas. Con protector sobretensiones de continua clase 2 hasta 1000Vdc, sin contacto auxiliar.</small>								
	Total capítulo 03.08						3	375	1,125.00
03.09	CAJA DE CONEXIONES GENERAL <small>Cuadro de conexiones sin monitorización de 4 entradas. Incluye 8 fusibles de cuchillas "CHINT", intensidad nominal 63A de protección en positivo y negativo, poder de corte 120kA, curva gG. Salida interruptor automático magnetotérmico de 80A bipolar "ABB", curva de disparo B. Caja estanca de poliéster, grado de protección IP55.</small>								
	Total capítulo 03.09								436.79
03.10	INTERRUPTOR MAGNETOTERMICO GENERAL <small>Interruptor magnetotérmico tetrapolar (3P+N) "SCHNEIDER" de intensidad nominal 250A, poder de corte último 50kA. Disparo térmico regulable de 0,8 a 1 In. Disparo magnético regulable de 5 a 10 In. Incluye interruptor diferencial electrónico integrado con pantalla LCD, sensibilidad regulable: 0,03 - 0,3 - 1 - 3A.</small>								
	Total capítulo 03.10								2,165.00

Menfis 8.1.12 - Versión evaluación



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño
de una instalación fotovoltaica de 100 kWp
conectada a red en Cataluña



Menfis 8.1.12 - Versión evaluación

		Pág.: 5
	MEDICIONES Y PRESUPUESTO	Ref.: promyp1
	TRANSFORMADOR	Fec.:

Nº Orden	Descripción de las unidades de obra	Uds.	Longitud	Latitud	Altura	Subtotal	Medición	Precio	Importe
03.11	TRANSFORMADOR Transformador trifásico en baño de aceite, con refrigeración natural, de 250 kVA de potencia.								
	Total capítulo 03.11								8,350.00
	Total capítulo 03								22,205.75

Menfis 8.1.12 - Versión evaluación



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño
de una instalación fotovoltaica de 100 kWp
conectada a red en Cataluña



Memfis 8.1.12 - Versión evaluación

		Pág.: 6
	MEDICIONES Y PRESUPUESTO	Ref.: promyp1
	PUESTA A TIERRA	Fec.:

Nº Orden	Descripción de las unidades de obra	Uds.	Longitud	Latitud	Altura	Subtotal	Medición	Precio	Importe
04	PUESTA A TIERRA								
04.01	TRAMO PROTECCIÓN CORRIENTE CONTINUA Cable unipolar RV-K de protección, con conductor de cobre de 25 mm ² de sección, con aislamiento de policloruro de vinilo (PVC), no propagador de llama, tensión asignada de 0,6/1 kV. Marca Draka, modelo ACEFLEX.								
	Total capítulo 04.01						516.56	4.04	2,086.90
04.02	CONDUCTOR DE PROTECCIÓN CORRIENTE ALTERNA Cable unipolar RV-K de protección, con conductor de cobre de 95 mm ² de sección, con aislamiento de policloruro de vinilo (PVC), no propagador de llama, tensión asignada de 0,6/1 kV. Marca Draka, modelo ACEFLEX.								
	Total capítulo 04.02						1.5	14.77	22.16
04.03	CONDUCTOR TIERRA Conductor de tierra formado por cable rígido desnudo de cobre trenzado, de 35 mm ² de sección.								
	Total capítulo 04.03						383.17	5.15	1,973.33
04.04	TOMA DE TIERRA CON PICA Toma de tierra con dos picas de acero cobreado de 2 m de longitud cada una.								
	Total capítulo 04.04								79.46
	Total capítulo 04								4,161.85

Memfis 8.1.12 - Versión evaluación



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño
de una instalación fotovoltaica de 100 kWp
conectada a red en Cataluña



Menfis 8.1.12 - Versión evaluación

		Pág.: 7
	MEDICIONES Y PRESUPUESTO	Ref.: promyp1
	INGENIERIA DE TASAS	Fec.:

Nº Orden	Descripción de las unidades de obra	Uds.	Longitud	Latitud	Altura	Subtotal	Medición	Precio	Importe
05	INGENIERIA DE TASAS								
	Total capítulo 05								18,041.02
	Total presupuesto								218,072.35

Menfis 8.1.12 - Versión evaluación



Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña



Menfis 8.1.12 - Versión evaluación

	Pág.: 1
RESUMEN DE CAPÍTULOS	Ref.: prores2
	Fec.:

Descripción de los capítulos	Importe
OBRA CIVIL	34,641.79
DESBROCE Y LIMPIEZA DEL TERRENO	2,796.23
RELLENO Y COMPACTACIÓN	7,938.65
VIA DE ENTRADA A LA INSTALACIÓN	96.99
MALLA DE SIMPLE TORSIÓN PARA VALLADO DE PARCELA	5,212.50
EXCAVACIÓN DE ZANJAS	240.62
ARQUETA ENTERRADA	507.35
RELLENO DE ZANJA	1,933.39
PUERTA DE ACCESO DE CHAPA GALVANIZADA	267.26
PUERTA SECCIONAL PARA GARAJE	2,662.86
CASETA DEL INVERSOR	3,304.53
CASETA DEL TRANSFORMADOR	9,160.00
BASE DE HORMIGÓN DE LAS CASETAS	521.41
GENERADOR FOTOVOLTAICO	139,024.18
MÓDULO FOTOVOLTAICO	85,423.80
INVERSOR	31,000.00
ESTRUCTURA DE SOPORTE FIJA	22,600.38
INSTALACIÓN ELECTRICA	22,205.75
CONDUCTOR PRIMER TRAMO CORRIENTE CONTINUA	1,027.38
CONDUCTOR SEGUNDO TRAMO CORRIENTE CONTINUA	209.09
CONDUCTOR TERCER TRAMO CORRIENTE CONTINUA	457.20
CONDUCTOR TRAMO CORRIENTE ALTERNA	6,808.86
CANALIZACIÓN SEGUNDO TRAMO DE CORRIENTE CONTINUA	446.20
CANALIZACIÓN TERCER TRAMO DE CORRIENTE CONTINUA	99.94
CANALIZACIÓN TRAMO DE CORRIENTE ALTERNA	1,080.29
CAJA DE CONEXIONES DE 8 RAMALES	1,125.00
CAJA DE CONEXIONES GENERAL	436.79
INTERRUPTOR MAGNETOTERMICO GENERAL	2,165.00
TRANSFORMADOR	8,350.00
PUESTA A TIERRA	4,161.85
TRAMO PROTECCIÓN CORRIENTE CONTINUA	2,086.90
CONDUCTOR DE PROTECCIÓN CORRIENTE ALTERNA	22.16
CONDUCTOR TIERRA	1,973.33
TOMA DE TIERRA CON PICA	79.46
INGENIERIA DE TASAS	18,041.02

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	218,074.59
13% Gastos Generales	28,349.70
6% Beneficio Industrial	13,084.48
PRESUPUESTO BRUTO	259,508.77

Suma el presente presupuesto la cantidad de:
DOSCIENTOS CINCUENTA Y NUEVE MIL QUINIENTOS OCHO EUROS CON SETENTA Y SIETE CÉNTIMOS

Menfis 8.1.12 - Versión evaluación

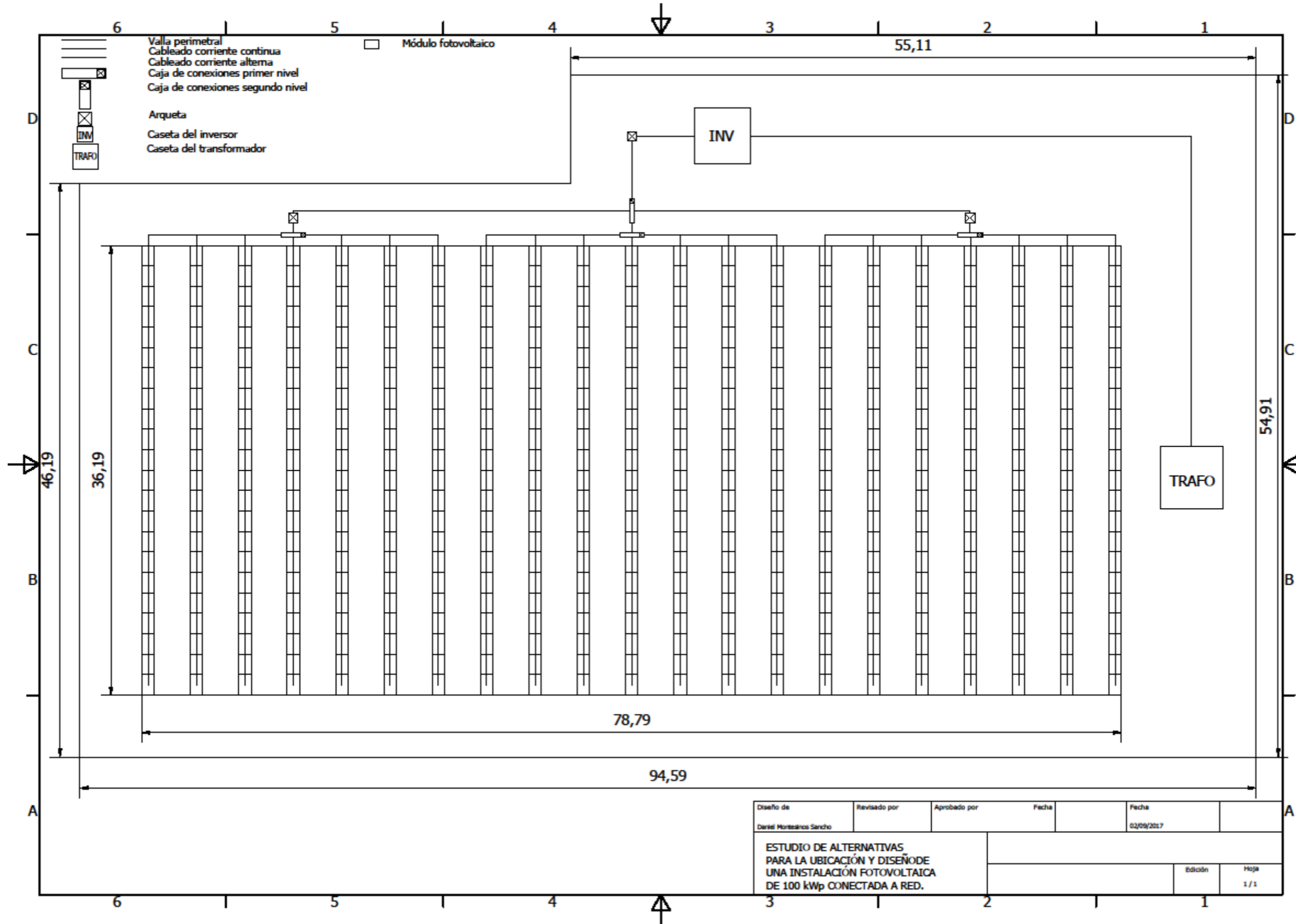


DOCUMENTO

PLANOS

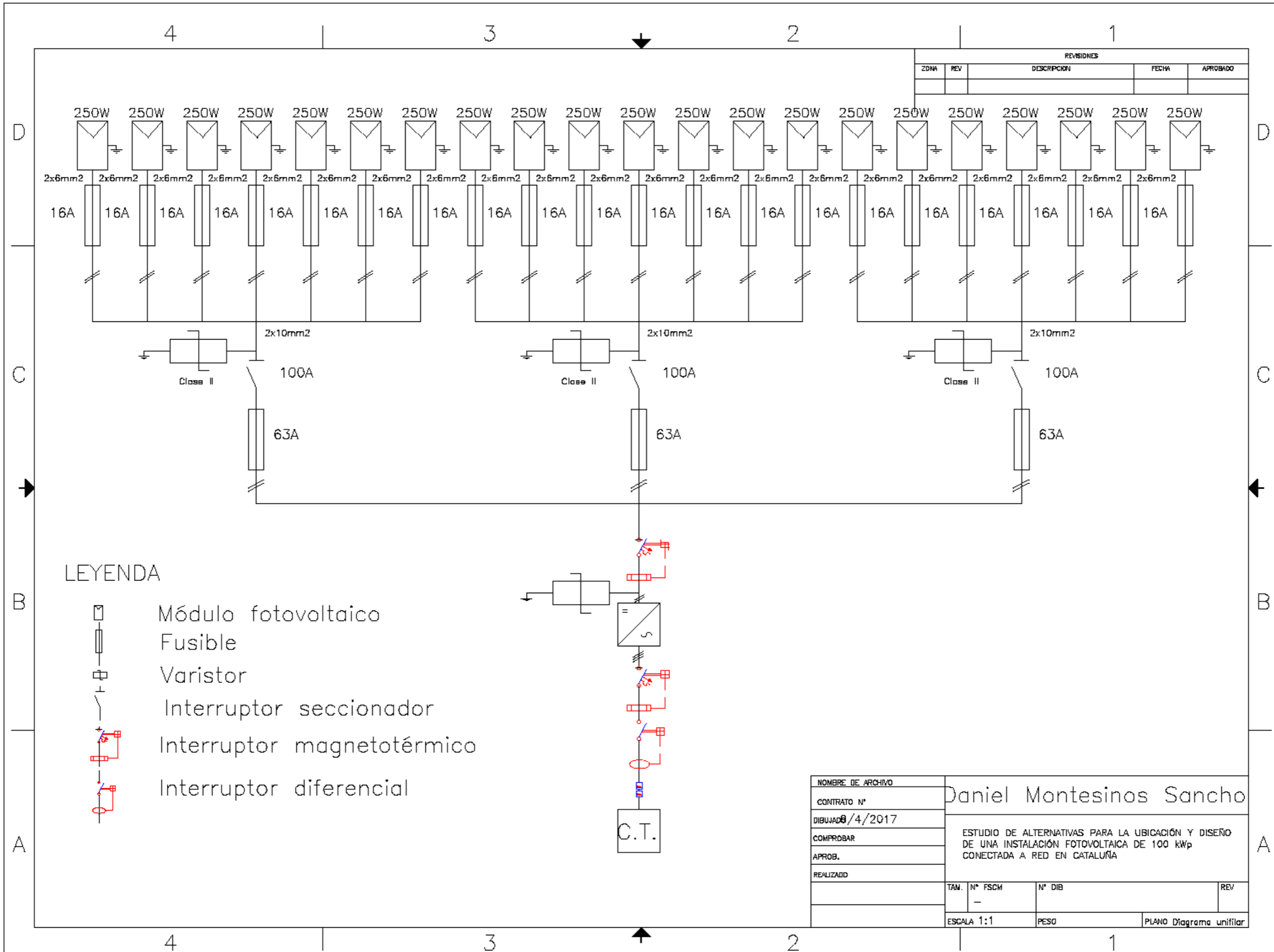


Estudio de alternativas para la ubicación y diseño
de una instalación fotovoltaica de 100 kWp
conectada a red en Cataluña





Estudio de alternativas para la ubicación y diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kWp conectada a red en Cataluña





**Estudio de alternativas para la ubicación y diseño
de una instalación fotovoltaica de 100 kWp
conectada a red en Cataluña**

