



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

**DISEÑO Y ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD
ECONÓMICA DE UNA INSTALACIÓN
SOLAR PV DE AUTOCONSUMO Y VENTA
DE EXCEDENTES APLICANDO LA
REGULACIÓN VIGENTE: APLICACIÓN A LA
CUBIERTA DEL AYUNTAMIENTO DE
LOGROÑO (LA RIOJA)**

AUTOR: DANIEL GARCÍA MARTÍNEZ

TUTOR: CARLOS VARGAS SALGADO

Selección

Curso Académico: 2018-19

Diseño y análisis de la viabilidad económica de una instalación solar PV de autoconsumo y venta de excedentes aplicando la regulación vigente: Aplicación a la cubierta del ayuntamiento de Logroño (La Rioja)

“A mi familia y pareja, sólo puedo expresar agradecimiento por su apoyo y cariño durante la etapa académica que finaliza con este proyecto

A mi tutor, por haber servido de gran ayuda y guía durante la elaboración de mi Trabajo Fin de Máster

A mis compañeros, por ser fuente de inspiración y motivación para mejorar cada día como persona y como profesional”

RESUMEN

El objeto del presente proyecto es el diseño y dimensionamiento de una instalación solar fotovoltaica de 100 kW de potencia pico, situada en la cubierta de la Casa Consistorial de Logroño (La Rioja). El diseño final consta de 280 paneles fotovoltaicos de 360 W pico cada uno, agrupados en 20 ramas de 5 kW pico cada y un inversor de conexión a red de 100 kW.

La instalación está formada por una cubierta fotovoltaica para autoconsumo y venta de excedentes de energía, con conexión a la red de distribución. Se ha llevado a cabo un análisis de la viabilidad económica de la misma, analizando la demanda energética del edificio, como resultado se ha obtenido que se ahorran anualmente unos 13.000€ gracias al autoconsumo y compensación de excedentes, lo que provoca un retorno de la inversión en 11 años.

La instalación se ha diseñado para optimizar la captación de energía solar, teniendo en cuenta posibles sombreados, y la ubicación geográfica de la misma. Se han dimensionado las protecciones y los conductores según los criterios de caída de tensión, intensidades máximas admisibles y cortocircuitos.

Palabras Clave: energía, fotovoltaica, paneles, solares, diseño, rentabilidad, red, económico, diseño, cálculo.

RESUM

L'objecte del present projecte és el disseny i dimensionament d'una instal·lació solar fotovoltaica de 100 kW de potència pique, situada en la coberta de la Casa Consistorial de Logronyo (La Rioja).

Consta de 280 panells fotovoltaics de 360 W-pique cadascun, agrupats en 20 branques de 5 kW pique cada i un inversor de connexió a xarxa de 100 kW.

La instal·lació està formada per una coberta fotovoltaica per a autoconsum i venda d'excedents d'energia, amb connexió a la xarxa de distribució. S'ha dut a terme una anàlisi de la viabilitat econòmica d'aquesta, analitzant la demanda energètica de l'edifici, com a resultat s'ha obtingut que s'estalvien anualment uns 13.000€ gràcies a l'autoconsum i compensació d'excedents, la qual cosa provoca un retorn de la inversió en 11 anys.

La instal·lació s'ha dissenyat per a optimitzar la captació d'energia solar, tenint en compte possibles ombrejos, i la ubicació geogràfica d'aquesta. S'han dimensionat les proteccions i els conductors segons els criteris de caiguda de tensió, intensitats màximes admissibles i curtcircuits.

Paraules clau: energia, fotovoltaica, panells, solars, disseny, rendibilitat, xarxa, econòmic, disseny, càlcul.

ABSTRACT

The purpose of this project is the design and sizing of a photovoltaic solar installation of 100 kW peak power, located on the roof of the Town Hall of Logroño (La Rioja).

It consists of 280 photovoltaic panels of 360 W-peak each, grouped into 20 branches of 5 kW peak each and a 100 kW grid connection inverter.

The installation is integrated by a photovoltaic roof for self-consumption and sale of surplus energy, with connection to the distribution network. An analysis of the economic viability of the same has been carried out, analyzing the energy demand of the building, as a result it has been obtained that approximately € 13,000 will be saved annually thanks to self-consumption and surplus compensation, which causes a return on investment in 11 years.

The installation has been designed to optimize the collection of solar energy, taking into account the possible shading, and its geographical location. The protections and the conductors have been sized according to the criteria of voltage drop, maximum permissible intensities and short circuits.

Keywords: energy, photovoltaic, panels, solar, design, profitability, network, economic, design, calculation.

ÍNDICE

DOCUMENTOS CONTENIDOS EN EL TFM

Memoria
Presupuesto
Planos
Anexos

ÍNDICE DE LA MEMORIA

| | |
|--|----|
| MEMORIA..... | 1 |
| 1. ANTECEDENTES | 1 |
| 2. OBJETO | 2 |
| 3. NORMATIVA DE APLICACIÓN | 2 |
| 4. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN | 3 |
| 5. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN | 4 |
| 5.1 POTENCIA INSTALADA | 4 |
| 5.2 ELECCIÓN DEL PANEL FOTOVOLTAICO | 4 |
| 5.3 ESTRUCTURA DE SOPORTE | 8 |
| 5.4 ELECCIÓN DEL INVERSOR..... | 9 |
| 5.5 CONFIGURACIÓN DE LAS AGRUPACIONES DE PANELES EN SERIES | 11 |
| 5.6 CONFIGURACIÓN DE LAS SERIES DE PANELES EN PARALELO..... | 12 |
| 5.7 PROTECCIONES EN EL CIRCUITO DE CORRIENTE CONTINUA | 14 |
| 5.8 PROTECCIONES EN EL CIRCUITO DE CORRIENTE ALTERNA | 16 |
| 5.9 CABLEADO DEL CIRCUITO DE CORRIENTE CONTINUA | 17 |
| 5.10 CABLEADO DEL CIRCUITO DE CORRIENTE ALTERNA | 17 |
| 5.11 PUESTA A TIERRA..... | 17 |
| 6. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS..... | 19 |
| 6.1 PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL ESPERADA..... | 19 |
| 6.2 TOPOLOGÍA Y AGRUPACIÓN DE LA INSTALACIÓN | 37 |

Diseño y análisis de la viabilidad económica de una instalación solar PV de autoconsumo y venta de excedentes aplicando la regulación vigente: Aplicación a la cubierta del ayuntamiento de Logroño (La Rioja)

| | | |
|-----|---|----|
| 6.3 | DIMENSIONAMIENTO DE LOS CONDUCTORES EN CORRIENTE CONTINUA | 41 |
| 6.4 | DIMENSIONAMIENTO DE LOS CONDUCTORES EN CORRIENTE ALTERNA | 47 |
| 6.5 | PROTECCIONES ELÉCTRICAS | 49 |
| 6.6 | DIMENSIONAMIENTO RED DE TIERRAS | 58 |
| 6.7 | DIMENSIONAMIENTO ANCLAJES DE ESTRUCTURA..... | 59 |
| 7. | ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA | 66 |
| 8. | CONCLUSIONES | 74 |

ÍNDICE DEL PRESUPUESTO

| | |
|--------------------------------|----|
| Cuadro de precios..... | 76 |
| Presupuesto y mediciones | 80 |
| Resumen de presupuesto..... | 85 |

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo I – Ahorro de emisiones

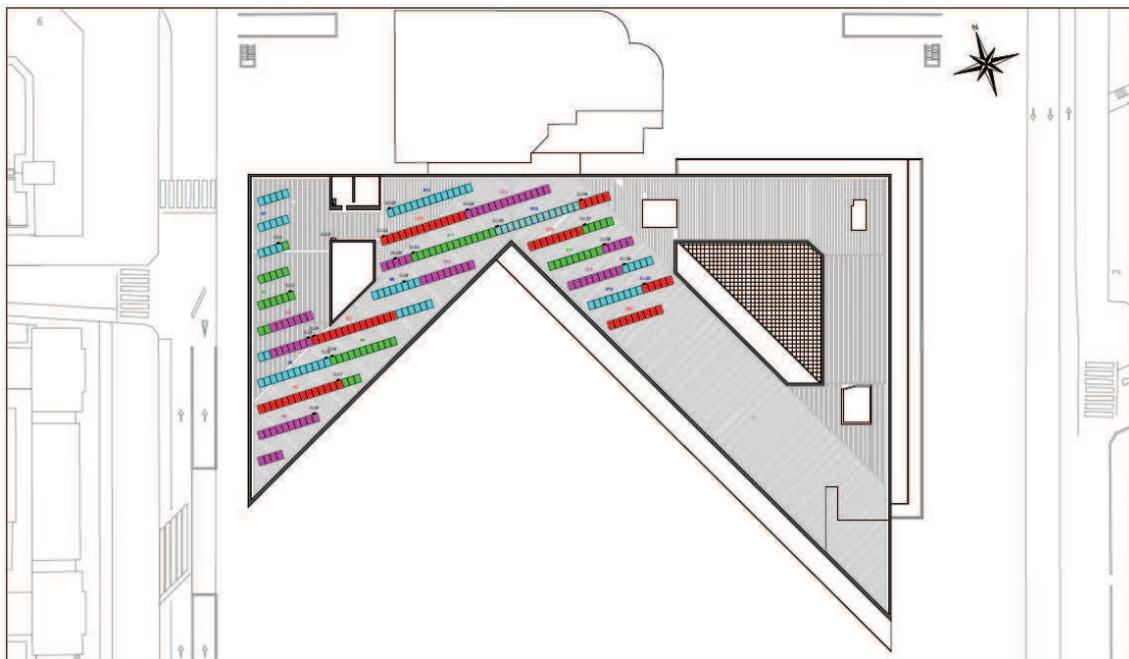
Anexo II – Pliego de condiciones

Anexo III – Estudio básico de seguridad y salud

ÍNDICE DE PLANOS

1. Situación y emplazamiento
2. Disposición en planta elementos instalación
3. Trazado conexiones eléctricas en cubierta
4. Trazado conexiones eléctricas en sótano
5. Puesta a tierra
6. Esquema unifilar
7. Detalle elementos
8. Estructura panel fotovoltaico

MEMORIA



MEMORIA

1. ANTECEDENTES

Durante los últimos años, los problemas medioambientales derivados del modelo energético basado en los combustibles fósiles, así como la escasez de los mismos, han propiciado un aumento de la presencia de las energías renovables. La utilización de energías renovables contribuye a minimizar el impacto de la actividad humana en el medio ambiente, y por lo tanto facilita el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones de gases contaminantes establecidos en muchas regiones.

De entre todas las energías renovables, la solar fotovoltaica es la más desarrollada en el mundo hoy en día. Permite generar energía a cualquier escala necesaria, con la misma eficiencia.

El punto de partida de su evolución ha sido su utilización para la alimentación de instalaciones eléctricas aisladas de la red de distribución. La mayoría de estas instalaciones eran de poca potencia, con un coste de los módulos fotovoltaicos prohibitivo, y una fabricación de los componentes prácticamente artesanal.

Posteriormente, con el marco normativo a favor, interesantes condiciones económicas en el mercado y subvenciones para el uso de energía fotovoltaica, la industria productora solar ha vivido una evolución tecnológica notable, con una reducción drástica de los costes de producción de los módulos de silicio cristalino. Todo esto ha propiciado una reducción en el precio final del kWh fotovoltaico.

En concreto, en España, puntualmente se reunieron unas condiciones económicamente muy ventajosas, lo que condujo a un crecimiento desmesurado del mercado en 2008, cuando se instalaron 2.700 MW fotovoltaicos, siendo el país que más potencia instaló ese año. La inevitable explosión de la burbuja conllevó una reducción en el número de plantas instaladas en años posteriores, y se frenaron las políticas de apoyo a la energía fotovoltaica.

En los años posteriores, la elevada incertidumbre en el sector causada por la desaceleración en el desarrollo de la energía solar en España hizo necesaria la creación de una normativa que regulara las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo y producción de energía eléctrica.

El primer Real Decreto que reguló el autoconsumo fue el RD 900/2015 del 9 de octubre, que si bien cumplió con las necesidades de establecer un marco normativo común para las modalidades de autoconsumo, no fue favorable para la recuperación del sector fotovoltaico debido a los cargos económicos que grababan la producción de kWh autoconsumidos, así como las dificultades administrativas y técnicas que generaba a la hora de legalizar una instalación.

Actualmente, el 5 de abril se publica el RD 244/2019, que desarrolla el RD 15/2018, introduce novedades normativas que eliminan barreras administrativas, técnicas y económicas que impedían el desarrollo del autoconsumo. Se reconoce el derecho a autoconsumir energía de

origen renovable exenta de todo tipo de cargos y peajes. Además, simplifica la tramitación, ya que todas aquellas instalaciones hasta 100 kW que no vayan a verter energía a la red no tienen obligación a pedir permiso a la compañía eléctrica para conectarse. También se elimina la obligación de instalar un contador exclusivo para la instalación de generación, que complicaba técnica y económicamente las instalaciones. Se contempla también la compensación de los excedentes en instalaciones hasta 100 kW, lo que repercute en una mayor rentabilidad de los proyectos.

Este escenario, favorable tanto económica como administrativamente, hace que la alternativa del autoconsumo de energía eléctrica fotovoltaica suponga de enorme interés para los consumidores.

2. OBJETO

El presente proyecto tiene por finalidad la descripción técnica de una instalación fotovoltaica, situada en la cubierta de la Casa Consistorial (Ayto. Logroño) ubicada en Avenida de La Paz nº 1, en Logroño (La Rioja), diseñada para el autoconsumo de la energía generada, en las instalaciones del Ayuntamiento de Logroño.

Además, se llevará a cabo un análisis de viabilidad económico para determinar la viabilidad y rentabilidad del proyecto, aplicando el actual marco legislativo de contraprestación económica por la actividad tanto de autoconsumo como de generación de energía eléctrica.

3. NORMATIVA DE APLICACIÓN

Para la realización del presente proyecto se han tenido las siguientes disposiciones existentes para este tipo de instalaciones:

- REBT e ITC – Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Complementarias, según Real Decreto 842/2002, de 2 de Agosto y guía de aplicación del mismo, para reformas y nuevas instalaciones.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de Abril de 2019, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- El Real Decreto-Ley 9/2013, por el que se creó el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.
- Ley 24/2013, de 26 de Diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de Noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de Junio, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía de pequeña potencia.
- 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.

- Real Decreto 314/2006, de 17 de Marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.

4. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

La instalación objeto del presente proyecto está situada en la cubierta de la Casa Consistorial (Ayuntamiento de Logroño) del municipio de Logroño (La Rioja) cuyas coordenadas de instalación son las siguientes:

- Latitud: 42,466387.
- Longitud: -2,439367.
- Altitud sobre nivel del mar: 396 m.

A continuación se adjuntan vistas aéreas de la situación de dicha cubierta, tomadas de “Google Maps”.



Ilustración 1: Situación y emplazamiento de la cubierta fotovoltaica.



Ilustración 2: Cubierta disponible para la ubicación de paneles solares.

5. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN

5.1 POTENCIA INSTALADA

La potencia a instalar será de 100 kW. A efectos del RD 244 la potencia instalada se considera la potencia nominal del inversor. Si se sobrepasan los 100 kW la instalación no podría acogerse a la modalidad de compensación de excedentes, podría venderse la energía registrándose como generador, pero esto haría la tramitación más compleja y retrasaría el proyecto.

Se instalarán 280 paneles fotovoltaicos de 360 W pico cada uno, agrupados en ramas de 20 paneles conectados en serie, cada una de 5.040 W, lo que corresponde a una potencia de 100.8 kW, y un inversor de 100 kW de potencia.

5.2 ELECCIÓN DEL PANEL FOTOVOLTAICO

La elección de los paneles fotovoltaicos a instalar es el punto de partida del diseño de la instalación. Para ello es necesaria la realización de una comparativa entre paneles de diferentes fabricantes para posteriormente escoger el más adecuado teniendo en cuenta diferentes parámetros. La correcta elección del panel es de fundamental importancia para la viabilidad económica y vida útil de la instalación. A continuación se describen los factores a tener en cuenta para la elección.

- Seguimiento solar. Las instalaciones de paneles solares con seguimiento a 1 eje o 2 ejes pueden presentar un incremento de entre el 25 y el 45% de energía generada. Sin embargo, presentan mayor coste de inversión y mantenimiento, y además debido a que son sistemas más complejos, su peso es elevado, lo cual puede suponer un gran inconveniente para instalaciones en cubierta. Debido a estos factores la decisión tomada en el presente proyecto es utilizar un sistema fijo sin seguimiento solar.

Diseño y análisis de la viabilidad económica de una instalación solar PV de autoconsumo y venta de excedentes aplicando la regulación vigente: Aplicación a la cubierta del ayuntamiento de Logroño (La Rioja)

- **Potencia.** Los paneles escogidos serán aquellos que posean la mayor potencia posible, teniendo en cuenta el estado actual del mercado y la tecnología. Se procurará escoger paneles cuya potencia pico sea de 300 Wp o superior.
- **Dimensiones.** Al tratarse de una instalación en cubierta, el espacio disponible es limitado. Se escogerán paneles cuyas dimensiones permitan su instalación sin incrementar notablemente la distancia entre filas de paneles debido a las pérdidas por sombreado. Se escogerán paneles cuyas dimensiones no excedan de 2 m. alto x 1m. ancho, que suele ser la medida estándar.
- **Precio.** Es un factor de vital importancia para la elección del panel fotovoltaico. Para la evaluación de éste parámetro se considerará el precio en euros por watio pico de potencia del panel.
- **Eficiencia.** Se define como el porcentaje convertido en energía eléctrica del total de la energía recibida en forma de luz solar para un panel, cuando éste está conectado a una carga, en unas condiciones determinadas. Cuanto mayor sea la eficiencia de un panel, requerirá menos área para proporcionar una determinada potencia, por lo cual es un aspecto de gran importancia, ya que reducir el área de captación supone reducir la inversión en infraestructura eléctrica, estructuras, canalizaciones, etc y disponer de más potencia y generación de energía en una misma cubierta. Actualmente la eficiencia de los módulos del mercado ronda el 16-20%, que será un rango aceptado para la elección de los paneles. No obstante existen modelos con eficiencia de más del 30%, pero debido a que su producción aún no se ha optimizado, resultan menos rentables económicamente.
- **Referencias del fabricante.** Se escogerán modelos cuyos fabricantes sean referentes del sector, se valoraran las opiniones de especialistas, se analizarán los proyectos llevados a cabo por diferentes fabricantes. Se valorará positivamente la información técnica de los productos proporcionada por los fabricantes, en la medida de que ésta resulte precisa, adecuada y suficiente.
- **Garantía.** Se valorará positivamente una garantía que cubra defectos de fabricación de los paneles durante el período más amplio posible.

A continuación se expone una lista de tres fabricantes distintos, de los cuales se ha seleccionado un panel a comparar posteriormente.

- **Fabricante 1: EXIOM SOLUTION**

Ésta empresa implantada en España surge en 2009 mediante la unión de profesionales dedicados al sector de las energías renovables. Construyen sus paneles mediante componentes de fabricación en China, y tienen una sede en Oviedo (Asturias).

El modelo a comparar es el EX 350M6-72.

- **Fabricante 2: ATERSA**

Ésta empresa, con más de 35 años de experiencia en el sector, es el referente a nivel nacional en producción y distribución de equipos fotovoltaicos. Tiene sede en Almusafes (Valencia), lo cual es un factor positivo ya que facilita la asistencia técnica sobre sus productos.

El modelo a comparar es el A-330M.

- **Fabricante 3: SUN POWER**

Diseño y análisis de la viabilidad económica de una instalación solar PV de autoconsumo y venta de excedentes aplicando la regulación vigente: Aplicación a la cubierta del ayuntamiento de Logroño (La Rioja)

Ésta marca proveniente de Estados Unidos tiene unos de los paneles solares más eficientes del mercado. Es una empresa que dedica gran parte de su presupuesto a la investigación y desarrollo, y ha tomado parte en algunos de los proyectos más innovadores basados en energía solar de los últimos años.

Cuenta con más de 30 años en el sector y más de 1000 patentes, así como records de eficiencia en sus paneles solares. En España, la empresa SUN FIELDS, con sede en Santiago de Compostela, distribuye sus productos, lo que facilita la asistencia en los productos SUN POWER.

El modelo a comparar es el SPR-MAX2-360 RES.

La tabla mostrada a continuación expone una comparativa de los paneles seleccionados atendiendo a sus propias características y parámetros. Posteriormente se llevará a cabo un estudio comparativo de los factores anteriormente descritos para poder seleccionar el panel más adecuado para la instalación.

| Modelo | EX 350M6-72 | A-330M | SPR-MAX2-360 RES |
|--|-----------------|----------------|------------------|
| Fabricante | EXIOM SOLUTIONS | ATERSA | SUN POWER |
| Potencia [W] | 350 | 330 | 360 |
| Eficiencia [%] | 18 | 16,96 | 20,4 |
| Tipo cristal silicio | Monocristalino | Monocristalino | Monocristalino |
| Ancho [mm] | 992 | 990 | 1046 |
| Alto [mm] | 1956 | 1965 | 1690 |
| Grosor [mm] | 40 | 40 | 40 |
| Peso [kg] | 22,5 | 22,5 | 19 |
| Voltaje max. potencia V_{mp} [V] | 38,7 | 38,07 | 59,1 |
| Intensidad max. potencia I_{mp} [A] | 9,04 | 8,67 | 6,09 |
| Voltaje circuito abierto V_{oc} [V] | 47 | 46,78 | 70,6 |
| Intensidad cortocircuito I_{sc} [A] | 9,6 | 9,12 | 6,5 |
| Temperatura nominal T_{ONC} [°C] | 44 | 47 | 47 |
| Coef. Temp. Tensión $\Delta V_{oc}(T)$ [%/°C] | -0,29 | -0,32 | -0,28 |
| Coef. Temp. Intensidad $\Delta I_{sc}(T)$ [%/°C] | 0,05 | 0,04 | 0,04 |
| Coef. Temp. Potencia $\Delta P_{mp}(T)$ [%/°C] | -0,39 | -0,43 | -0,35 |
| Garantía producto [años] | 12 | 10 | 25 |

Tabla 1 – Comparativa de paneles solares

- Potencia

En lo referente a la potencia, los paneles a analizar oscilan entre los 330 y 360 vatios pico, lo cual satisface el criterio de potencia que se ha adoptado, es decir, que el panel supere los 300 vatios pico.

- Dimensiones

Diseño y análisis de la viabilidad económica de una instalación solar PV de autoconsumo y venta de excedentes aplicando la regulación vigente: Aplicación a la cubierta del ayuntamiento de Logroño (La Rioja)

Los paneles analizados cumplen con los criterios adoptados en cuanto a dimensiones, y se consideran aptos para ésta instalación, puesto que sus dimensiones varían entre los 900-1047 mm. Ancho y 1690-1965 mm. Alto. Cabe resaltar el panel de SUN POWER por sus reducidas dimensiones, siendo a la vez el que mayor potencia nominal tiene.

- Precio

Para evaluar el parámetro del precio, se ha solicitado a los fabricantes presupuesto de cada uno de los modelos. Es importante resaltar que dichos precios unitarios varían notablemente dependiendo del volumen de compra, y de las ofertas que cada uno de los fabricantes puedan realizar a las empresas instaladoras a la hora de efectuar la compra final de producto. Por lo cual, tenemos unos precios orientativos para evaluar éste criterio, los cuales como se menciona anteriormente no tienen necesariamente carácter fijo.

Los precios unitarios son los siguientes:

| Modelo | Precio Unitario (IVA Incluido) | €/W (sin IVA) |
|------------------------|--------------------------------|---------------|
| Exiom EX 350M6-72 | 280 € | 0,63 |
| Atersa A-330M | 238,6 € | 0,57 |
| Sun Power MAX2-360 RES | 229,82 € | 0,5 |

El precio más competitivo es el del Sun Power MAX2-360 RES. Los precios son IVA incluido, en la actualidad un precio competitivo del kW pico comprando pequeñas cantidades está en el orden de 0,5 – 0,55 €/W + IVA, aunque los hay más caros.

- Eficiencia

El panel que más destaca en éste parámetro es el del fabricante Sun Power, con un 20,4% eficiencia, mientras que los otros dos modelos de Exiom y Atersa tienen 18% y 16,96% respectivamente.

- Referencias del fabricante

En este aspecto, tanto Sun Power como Atersa son los mejor valorados, el primero por su amplio reconocimiento a nivel global y gran inversión en investigación y desarrollo, y Atersa, que al ser fabricante de origen nacional es interesante a la hora de obtener asistencia técnica rápida y eficaz. Exiom sin embargo no destaca en éste aspecto debido a que al ser su fabricación en China, no ofrece tantas garantías a la hora de solucionar posibles defectos en los módulos.

- Garantía

En lo referente a la garantía, el modelo que más destaca es el del fabricante "Sun Power", ya que posee una garantía de 25 años, destacando de esta manera sobre la ofrecida por los otros fabricantes, Exiom y Atersa, con 12 y 10 años respectivamente.

El panel que se ha escogido para el presente proyecto es el modelo **Sun Power MAX2-360 RES**, ya que presenta características superiores a los otros dos comparados.

Algunas características que se destacan de la fabricación de éste panel son:

- El fabricante Sun Power está calificado nº 1 en el ranking solar de la Silicon Valley Toxics Coalition.
- El módulo Sun Power 360 W, con un 20,4% de eficiencia, comparado con un panel convencional del mismo tamaño (260 W, 16% de eficiencia aproximadamente) para 1,6 m² tiene un 7,9% más de eficiencia por vatio. (basado en los archivos pan de PVSyst para el clima promedio de la UE), y una tasa de degradación más lenta del 0,5% / año (Jordan, et al. "Robust PV Degradation Methodology and Application." PVSC 2018).

5.3 ESTRUCTURA DE SOPORTE

La estructura de soporte se adecuará a la disposición adoptada de las series de paneles a instalar. Como se detalla en el punto 5.5, estos se agruparán en 20 series de 14 paneles conectados en serie dispuestos en vertical, con una inclinación de 35º, como se justifica en el apartado 6.1.2.

El fabricante elegido es Sunfer Energy Structures, empresa española con sede en Albalat de la Ribera (Valencia). Éste fabricante cuenta con 11 años de experiencia en el sector, cuentan con la certificación ISO 9001:2008, que avala tanto el diseño como la fabricación de sus productos. Las estructuras se diseñan siguiendo el Eurocódigo, CTE y RSA, y realizan todo tipo de proyectos a medida.

El modelo escogido es el soporte inclinado CVE915 – CVE915XL, que permite la disposición vertical de los módulos, está recomendado para cubierta metálica, con perfilera en aluminio EN AW 600 5.T6 y tornillería en acero inoxidable.

La siguiente ilustración muestra el sistema adoptado:

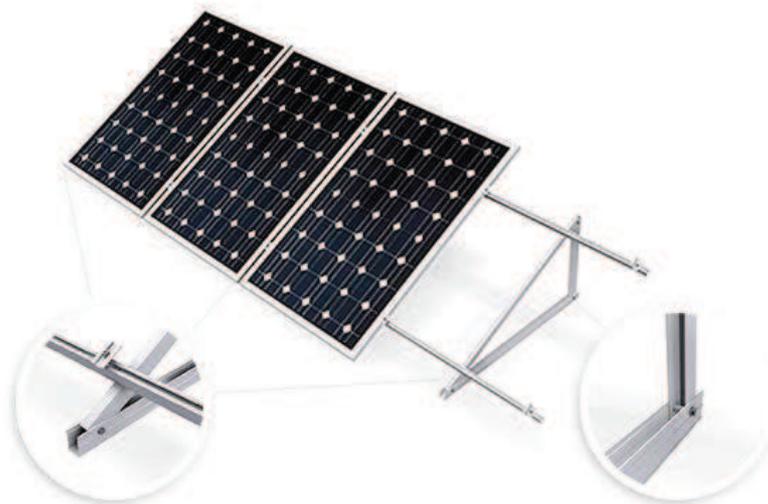


Ilustración 3 – Estructura de soporte CVE915 para módulos fotovoltaicos.

Los principales elementos que componen ésta estructura son:

- Triángulos premontados, fabricados según la inclinación requerida y dispuestos cada 1400 mm.

- Guías longitudinales donde están dispuestos los módulos fotovoltaicos, atornillados a los triángulos premontados.
- Grapas o presores instalados en las guías longitudinales que ayudan a la sujeción del marco del panel fotovoltaico a la estructura soporte.

El cálculo del anclaje de la estructura a la cubierta se justificará en el punto 6.7.

5.4 ELECCIÓN DEL INVERSOR

El inversor fotovoltaico es el dispositivo que convierte la energía eléctrica de corriente continua generada por los paneles fotovoltaicos en corriente alterna a 50 Hz que se inyecta en la red eléctrica.

Es por tanto, un componente muy importante de la instalación, ya que de él dependerá la potencia total generada por la instalación. El inversor deberá tener un control de la tensión y frecuencia de onda de salida, para no generar distorsiones en la red eléctrica a la que se encuentre conectado.

Para la elección del inversor se tendrán en cuenta los siguientes parámetros:

- Potencia

Se escogerá un inversor cuya potencia se adapte a la instalación proyectada, es decir, 100 kW. En el mercado existen inversores cuya potencia va desde los pocos kW, para soluciones de autoconsumo residencial, hasta varios megavatios, en caso de grandes plantas de producción eléctrica.

En éste caso, será suficiente con escoger un inversor de 100 kW que proporcione la potencia necesaria de la instalación. Elegir varios inversores de menor potencia funcionando en paralelo supondría un mayor coste, si bien se ha tenido en cuenta que en caso de fallo la instalación se quedaría fuera de servicio, pero dado que se trata de una instalación para autoconsumo con conexión a red, se considera que la pérdida de producción es asumible.

- Eficiencia

Éste parámetro, evidentemente muy importante a la hora de escoger el inversor, representa la relación entre la potencia de salida en alterna que produce el inversor y la potencia en continua que recibe del generador fotovoltaico.

- Precio

Es un factor de gran importancia, ya que supondrá un porcentaje notable del presupuesto total de la instalación.

- Referencias del fabricante

Se analizará el grado en el que el fabricante y suministrador del inversor pueda proporcionar una asistencia técnica eficaz y en un plazo reducido de tiempo. Al ser el inversor una pieza clave de la instalación éste factor es crítico.

Además, se valorará la medida en la que cada fabricante ponga a disposición del cliente información, garantías y otros datos de interés sobre sus productos.

Diseño y análisis de la viabilidad económica de una instalación solar PV de autoconsumo y venta de excedentes aplicando la regulación vigente: Aplicación a la cubierta del ayuntamiento de Logroño (La Rioja)

- Otros parámetros técnicos

Además de la potencia y la eficiencia, serán parámetros a tener en cuenta a la hora de comparar los inversores:

- Rango de tensión MPP: determina el rango de tensiones de entrada en continua a las cuales el inversor funciona en el punto de máxima potencia. Éste parámetro condiciona la agrupación de paneles en serie.
- Tensión máxima circuito abierto: Es la tensión máxima que puede soportar el aislamiento del inversor, la cual se produce cuando el campo fotovoltaico está recibiendo energía solar y por lo tanto produciendo voltaje, pero al no encontrarse conectado a red, no se producen caídas de tensión, por lo que la tensión es más elevada.
- Tasa de distorsión armónica: se escogerá un inversor que no presente una tasa de distorsión armónica elevada en la red, aunque la mayoría de los inversores comerciales cuidan éste parámetro y no suele presentar valores superiores al 3%.

Los inversores que se van a comparar son los ofrecidos por los fabricantes Zigor, Ingeteam, y ABB para el rango de potencia descrito anteriormente.

| Modelo | CTR3 100 | PVS-100-TL | INGECON 100 TL STD |
|----------------------------------|---------------|---------------|--------------------|
| Fabricante | ZIGOR SOLAR | ABB | INGETEAM |
| <i>Características CC</i> | | | |
| U min MPPT | 590 | 360 | 570 |
| U max MPPT | 850 | 1000 | 850 |
| U max circuito abierto | 1000 | 1000 | 1100 |
| Corriente máx. entrada CC [A] | 173 | 6 x 36 | 185 |
| Entradas CC | 1 | 6 | 1 |
| <i>Características CA</i> | | | |
| Potencia salida [kW] | 100 | 100 | 100 |
| Tensión nominal | 3x400 V | 3x400 | 3x400 |
| Frecuencia nominal | 50/60 Hz | 50/60 Hz | 50/60 Hz |
| Factor de potencia | 1 | >0,995 | 1 |
| Corriente nominal de línea [A] | 145 | 145 | 145 |
| Distorsión corriente | <3% | <3% | <3% |
| Rendimiento [%] | 97,5 | 98,2 | 98,5 |
| <i>Características mecánicas</i> | | | |
| Peso [kg] | 350 | 70 | 75 |
| Alto [mm] | 1600 | 869 | 905 |
| Ancho [mm] | 800 | 1086 | 720 |
| Fondo [mm] | 600 | 419 | 315 |
| Rango temperatura ambiente | -10°C ÷ +50°C | -25°C ÷ +60°C | -25°C ÷ +60°C |
| Precio €/kW (IVA excluido) | 165,9 | 77,58 | 95,54 |

Tabla 2 – Comparativa de inversores

El inversor escogido ha sido el modelo **Ingecon 100 TL STD** de **Ingeteam**. Para la elección se ha tenido en cuenta la disponibilidad del fabricante, (tanto Ingeteam como Zigor son empresas españolas) lo cual facilita la asistencia técnica. Para la elección del modelo de Ingeteam se valorado la alta eficiencia, rango de seguimiento, y reducidas dimensiones, lo que facilitan su integración. Además, presenta notables facilidades para efectuar monitorización de la generación, al tener comunicación via Ethernet, Wi-Fi y RS-485.

5.5 CONFIGURACIÓN DE LAS AGRUPACIONES DE PANELES EN SERIES

La agrupación de series de paneles, o “strings” se efectuará teniendo en cuenta las características del seguidor de máxima potencia del inversor.

Los paneles solares presentan una curva tensión-corriente para una irradiancia solar determinada, como podemos observar en la Ilustración 4. El seguidor de máxima potencia, integrado en el inversor, es el encargado de hacer que los paneles trabajen en el punto de máxima potencia, el cual corresponde al punto de la curva donde se maximiza el área resultante del producto de tensión – intensidad.

$$P_{max} = V_{MPPT} \cdot I_{MPPT}$$

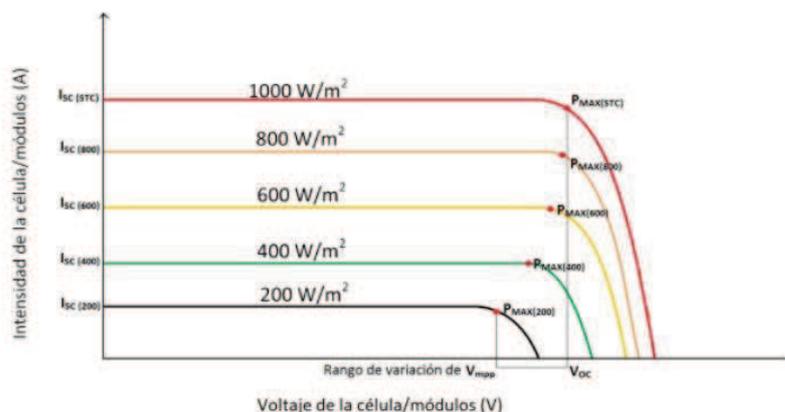


Ilustración 4 - Corriente característica de un panel fotovoltaico

Dado que los valores de tensión de trabajo de los paneles (59,1 V) se alejan del rango de seguimiento de potencia máxima del inversor (570-850 V) y que el inversor tiene un número de seguidores limitado se deberán conectar paneles en serie para alcanzar una tensión de trabajo adecuada para el seguidor.

Para determinar el número de paneles a conectar en serie en cada rama se debe tener en cuenta varios factores.

Si se configuran las agrupaciones para trabajar en un rango cercano al máximo permitido por el inversor, quedará reducido el número de series de paneles, por lo tanto la intensidad total que circula hacia el inversor será menor. Esto se traduce en menores pérdidas por efecto Joule en los conductores, y por lo tanto un menor coste en cableado en la parte de continua de la instalación.

No obstante, es necesario puntualizar que al trabajar a una mayor tensión, se debe comprobar que la tensión en circuito abierto de los paneles no supere la máxima permitida por el inversor ($U_{\text{max}} \text{ circuito abierto} = 1100 \text{ V}$). Ésta situación es producida cuando el campo fotovoltaico está recibiendo radiación solar pero no se encuentra conectada a ninguna carga. Se comprobará ésta situación en función de la temperatura ambiental, ya que ésta tiene un efecto sobre el valor de la tensión en bornes de los paneles. Estos cálculos serán justificados en el punto 6.2.2.

La configuración que se ha propuesto es de 20 agrupaciones de 14 paneles conectados en serie. A las agrupaciones de paneles se les denominará **“string”** de ahora en adelante. La tensión de trabajo en condiciones de máxima potencia es de 827,4 V, que resulta inferior a los 850 V permitidos por el seguidor MPPT. Por otra parte, en condiciones de circuito abierto, la tensión resulta ser 988,4 V, inferior a los 1100 V permitidos por el inversor.

En la siguiente tabla quedan recogidos los valores de tensiones e intensidades de los strings.

| Nº Paneles conectados serie | V_{mpp} [V] | I_{mpp} [A] | V_{oc} [V] | I_{sc} [A] |
|-----------------------------|----------------------|----------------------|---------------------|---------------------|
| 14 | 827,4 | 6,09 | 988,4 | 6,5 |

Tabla 3 – Valores tensión e intensidad de strings

5.6 CONFIGURACIÓN DE LAS SERIES DE PANELES EN PARALELO

El siguiente paso será definir las agrupaciones de los paneles en paralelo, y puesto que el inversor tiene una única entrada MPPT, como se observa en la Ilustración 5 los strings estarán agrupados de manera que acaben concentrando toda la corriente en la entrada del inversor.

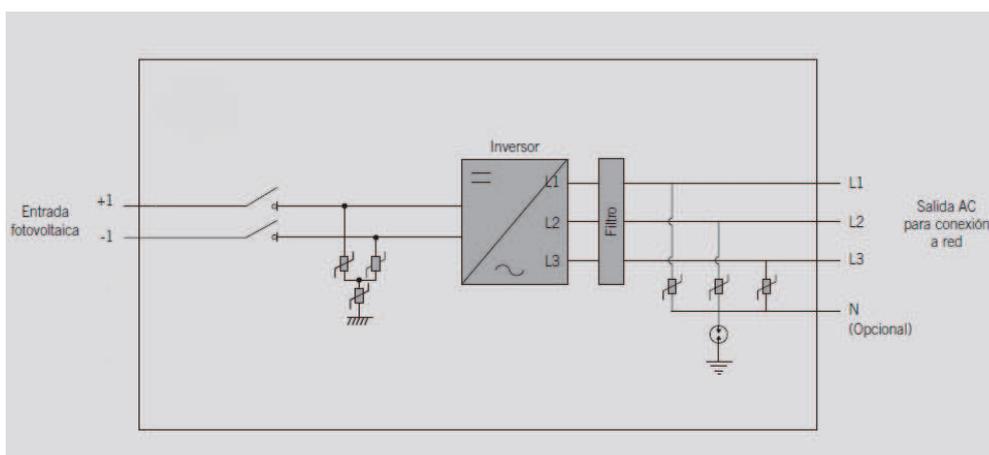


Ilustración 5 – Esquema entrada inversor

La agrupación se realizará mediante **“Cuadros de concentración de strings”**, que son cuadros diseñados para la conexión de las agrupaciones de paneles, que dispondrán de fusibles para la protección de sobre intensidades, protector de sobretensiones y un interruptor de corte en carga.

En primer lugar, se conectarán las entradas positivas y negativas cada uno de los 20 strings a los denominados "Cuadros de concentración de nivel I" como se observa en la Ilustración 6.

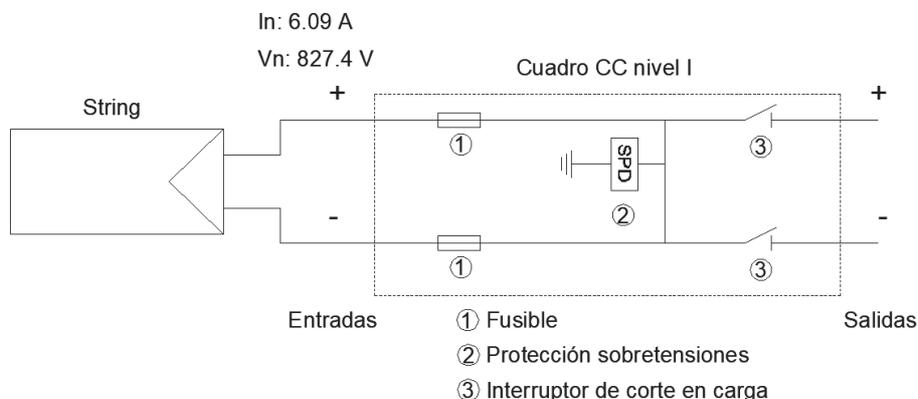


Ilustración 6 – Esquema cuadro CC nivel I

Posteriormente, las salidas de los 20 cuadros de nivel I estarán conectadas a un cuadro de concentración de nivel II, agrupando de ésta manera toda la potencia proveniente del campo fotovoltaico, y se conectará a la entrada del inversor. En la siguiente Ilustración 7 se describen los cuadros de nivel II.

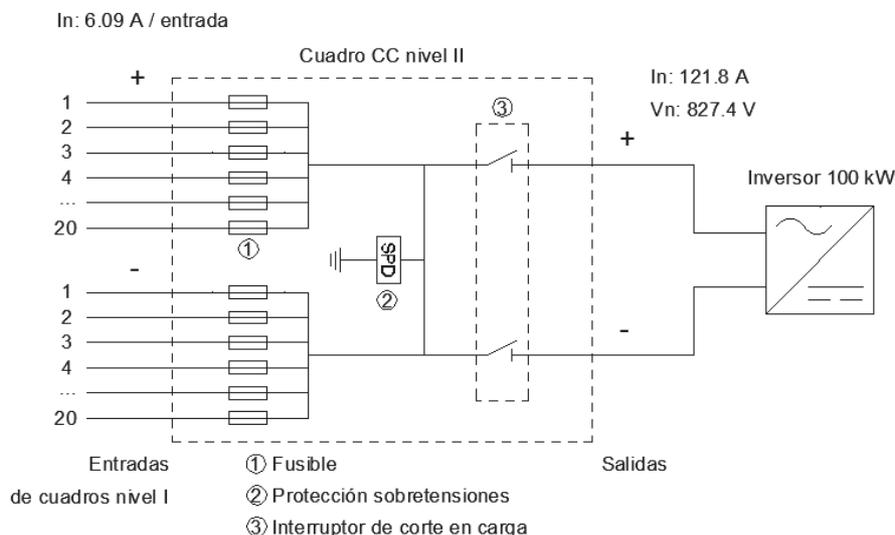


Ilustración 7 – Esquema cuadro CC de nivel II

Por lo tanto, los paneles se agrupan en 20 strings de 14 paneles conectados en serie cada uno. En el siguiente esquema se muestra de forma gráfica la configuración adoptada.

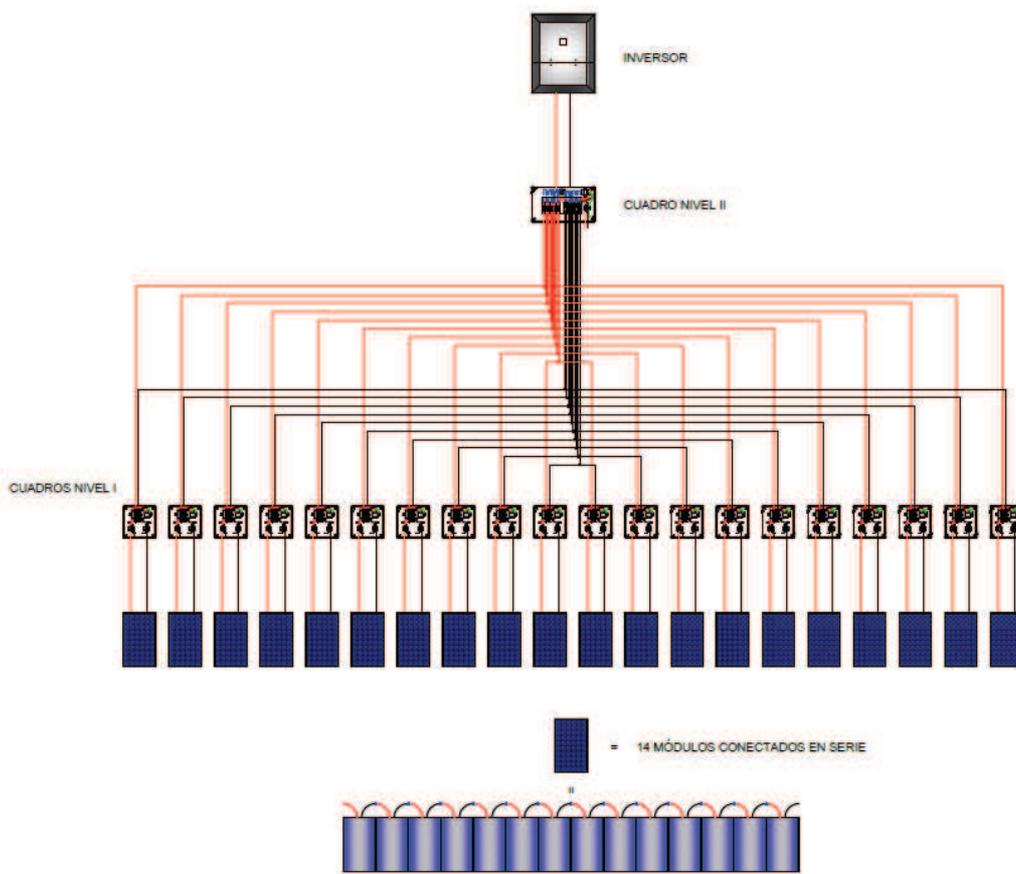


Ilustración 8 – Esquema de conexión de los strings

5.7 PROTECCIONES EN EL CIRCUITO DE CORRIENTE CONTINUA

5.7.1 Cuadros de nivel I

Los cuadros de nivel I en este proyecto tienen la función de proteger individualmente cada string. Se instalarán por lo tanto 20 cuadros de nivel I, dotados de fusibles, descargador de sobretensiones e interruptor-seccionador de corriente continua.

Como se justifica en el punto 6.5.1.1 se eligen fusibles de 10 amperios, que protegerán de manera eficaz el cableado de éste tramo. Además se ha escogido un interruptor-seccionador de marca SIRCO modelo MC PV IEC 60947-3, capaz de cortar una corriente de 25 A a 1000 V en corriente continua. El Cuadro de Nivel I escogido irá dotado también de un protector de sobretensiones Clase II hasta 1000 V. A continuación se muestra el Cuadro de Nivel I escogido, modelo AMB STC1 25.



Ilustración 9 – Cuadro de Nivel I

5.7.2 Cuadros de nivel II

Los conductores provenientes de los cuadros de nivel I, antes de llegar al inversor, que sólo tiene una entrada MPPT, se agrupan en un cuadro de nivel II. Dicho cuadro tiene la función de agrupar toda la potencia proveniente del generador fotovoltaico para conectarse con el inversor, así como dotar de las protecciones necesarias a ese tramo.

El cuadro está dotado de fusibles de 16 A, como se justifica en el punto 6.5.1.2, también cuenta con un interruptor-seccionador capaz de interrumpir una corriente de 150 A a 1000V en corriente continua. Además, el cuadro está dotado de un protector contra sobretensiones Clase II con una tensión máxima de 1000V.

El modelo seleccionado es el PVI-STRINGCOMB (150A) de la marca ABB, el cual se muestra en la siguiente imagen.



Ilustración 10 – Cuadro de Nivel II

5.7.3 Protecciones del inversor

Este último tramo hasta el inversor agrupa todos los strings en dos cables, uno positivo y otro negativo, por los cuales circulará una intensidad máxima de 130 A, que corresponde a la de cortocircuito del generador fotovoltaico.

El tramo estará protegido contra sobrecargas, contra sobretensiones, contra fallos de aislamiento, y contará con un interruptor-seccionador de corriente continua.

Se seleccionan fusibles de 160 A, como se justifica en el apartado 6.5.1.3. La protección contra sobretensiones se lleva a cabo mediante un descargador de sobretensión DC tipo II integrado en el inversor.

El dispositivo de vigilancia de aislamiento monitorizará de forma continua el valor de aislamiento existente entre ambos polos de los conductores, y cuando ésta sea inferior a un valor determinado, accionará un interruptor-seccionador de corriente continua. El vigilante de aislamiento elegido es el modelo Check PV de la marca CIRPROTEC, asignado a una tensión nominal de 500-1000 V.

El seccionador en carga tiene la función de desconectar el inversor del generador fotovoltaico, manualmente para labores de mantenimiento, o de manera automática si el vigilante de aislamiento lo acciona eléctricamente. El modelo escogido es el NSX160 NA DC PV de Schneider, preparado para operar a una tensión de 1000V y un poder de corte de 160 A en corriente continua. Además tiene opción de accionamiento motorizado mediante señal eléctrica, lo que lo hace adecuado para el funcionamiento con el vigilante de aislamiento.

5.8 PROTECCIONES EN EL CIRCUITO DE CORRIENTE ALTERNA

Se instalará un cuadro de protección de alterna, el cual irá dotado con las protecciones necesarias según RD 1699/2011.

En la parte de alterna se instalará un interruptor diferencial, el cual irá instalado en el cuadro de protección de corriente alterna, cuya misión es abrir el circuito cuando se detecten derivaciones de corriente a tierra. Tales derivaciones pueden ser provocadas tanto por fallos de aislamiento como por contactos directos. Se ha elegido un bloque diferencial Legrand BDS 160 de 160 A y sensibilidad ajustable 30 mA - 300 mA que se integra en el magnetotérmico escogido.

Para proteger el circuito de alterna de sobrecargas y cortocircuitos se instalará un interruptor magnetotérmico en el cuadro de protecciones de alterna, que actuará además de elemento de corte general. Se selecciona un interruptor magnetotérmico de $I_N = 160$ A modelo Legrand Gama DPX3 160.

Protección contra sobretensiones: Al igual que en la parte de continua, se dispondrá de un descargador de sobretensiones Clase II en la parte de alterna, el cual está integrado en el inversor.

El inversor dispondrá de protecciones para la desconexión del inversor si se producen valores de frecuencia y tensión anómalos (50,5 Hz y 48 Hz con una temporización máxima de 0.5 y de 3 segundos respectivamente) y máxima y mínima tensión entre fases (1,15 U_n y 0,85 U_n). La protección de máxima y mínima frecuencia y máxima y mínima tensión requeridas, están integradas en el inversor **Ingecon 100 TL STD** tal y como establecen en su declaración de conformidad de producto.

5.9 CABLEADO DEL CIRCUITO DE CORRIENTE CONTINUA

Para el dimensionamiento de los conductores de la parte de continua de la instalación, se utilizará lo expuesto en el punto 5 de la ITC-BT-40 “Instalaciones Generadoras de Baja Tensión” del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

El sistema empleado para la canalización del cableado será por bandeja tipo Rejiband, y los cables, según la ITC-BT 28 para locales de pública concurrencia deben ser libres de halógenos y de baja emisión de humos en caso de incendio. El cable elegido es el “AFUMEX CLASS 1000 V (AS), que cumple con dichas especificaciones.

En la parte de continua existen tres tramos de cableado, en los cuales las secciones, cuyos cálculos se justifican en el punto 6.3 son las siguientes:

- Tramo entre los Paneles y los Cuadros de Nivel I -> 2,5 y 4 mm².
- Tramo entre los Cuadros de Nivel I y Cuadro de Nivel II -> 2,5 y 4 mm².
- Tramo entre el Cuadro de Nivel II e Inversor -> 50 mm².

5.10 CABLEADO DEL CIRCUITO DE CORRIENTE ALTERNA

El tramo a considerar será el comprendido entre el inversor y el punto de conexión a la red del edificio. El cableado será trifásico, y discurrirá desde la caseta del inversor situada en cubierta hasta el cuadro de protección de corriente alterna, situado en el Cuadro General de Protección. La sección de los conductores de la parte de alterna, cuyo cálculo se justifica en el punto 6.4 es de **95 mm²**.

El cable elegido será el mismo que para la parte de continua, el “AFUMEX CLASS 1000 V (AS)” RZ1-K (AS), ya que cumple lo establecido en la ITC-BT 28 para locales de pública concurrencia. Se ha escogido el mismo método para canalizar los conductores que en la parte de continua, por bandeja tipo Rejiband, lo que corresponde a un método de instalación B1 de la Tabla 52-B1.

5.11 PUESTA A TIERRA

Como se expone en el punto 6.6, todas las masas de la instalación se conectarán a una tierra única, y para ello se utilizará el borne de puesta a tierra del propio edificio. Los elementos que se conectarán a tierra son los siguientes:

- Marcos y estructuras metálicas de los módulos fotovoltaicos.
- Masas de las canalizaciones metálicas utilizadas, es decir las bandejas Rejiband.
- Masas de las envolventes de los cuadros de protecciones en continua y alterna.
- Masas de la envolvente del inversor.

Los conductores de protección serán variables en función de la sección de los conductores activos de la instalación de cada tramo.

En el tramo de los paneles a los cuadros de nivel I, las secciones varían de 2,5 a 4 mm². La toma a tierra se realizará conectando el conductor de protección a los orificios en los marcos de los

Diseño y análisis de la viabilidad económica de una instalación solar PV de autoconsumo y venta de excedentes aplicando la regulación vigente: Aplicación a la cubierta del ayuntamiento de Logroño (La Rioja)

paneles solares destinados a la puesta a tierra, ya que al ser los marcos de aluminio anodizado, requieren de esos orificios para asegurar un buen contacto eléctrico.

En el tramo desde el cuadro de nivel II hasta el inversor la sección es de 50 mm².

En el tramo desde el inversor hasta el cuadro de protecciones de alterna la sección es de 95 mm², y posteriormente se conectará al borne principal de puesta a tierra del edificio.

La siguiente imagen muestra el esquema de puesta a tierra.

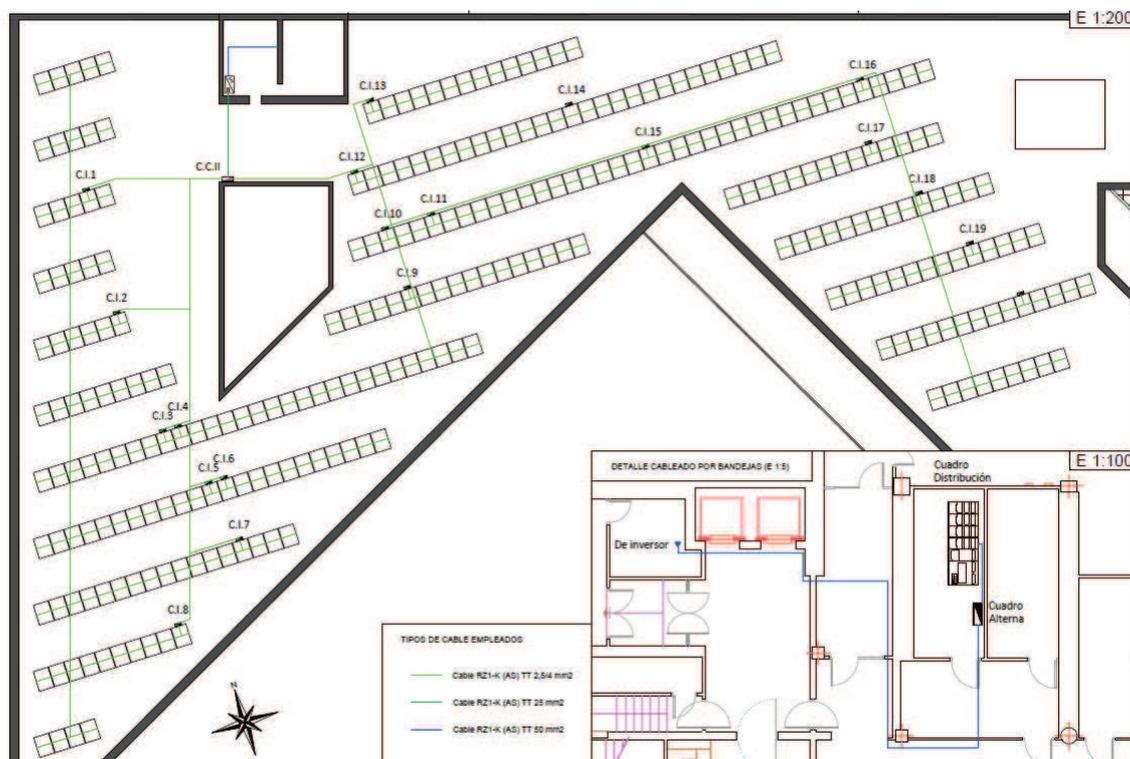


Ilustración 11 – Esquema de toma a tierra

6. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

6.1 PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL ESPERADA

Son numerosas las herramientas que existen para el cálculo de la producción anual de energía, programas, bases de datos, herramientas online. Dado el carácter académico del presente trabajo, se utilizará como base para la redacción de éste punto lo establecido en el punto 7 del Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red; PCT-C-REV-julio 2011 del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

6.1.1 Irradiancia diaria sobre superficie horizontal

Se define como el valor medio de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m²), para un período determinado de tiempo, y se designará como $G_{dm}(0)$. Dicho valor debe obtenerse a partir de alguna de las siguientes fuentes:

Agencia Estatal de Meteorología.

Organismo autonómico oficial.

Otras fuentes de datos de reconocida solvencia, o las expresamente señaladas por el IDAE.

En el presente proyecto se han recabado los datos del “Sistema de Información Geográfico Fotovoltaico” (PVGIS), de la Comisión Europea, que facilita mediante una herramienta online, la obtención de la irradiancia diaria sobre superficie horizontal en un punto geográfico determinado, a partir de bases de datos de irradiancias reales.

En las siguientes ilustraciones se muestran los valores obtenidos de irradiancias horizontales globales y difusas para cada mes del año en el punto geográfico de la instalación. En primer lugar se observa la introducción de datos en el formulario web, que puede encontrarse en https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html, y en la segunda ilustración se muestra un gráfico con los valores obtenidos.

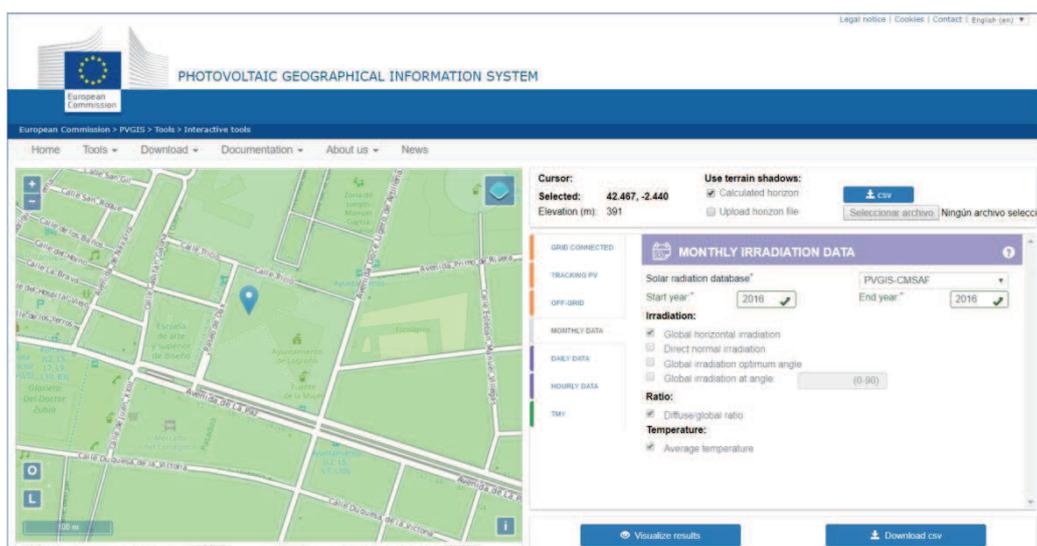


Ilustración 12 – Obtención de datos mediante PVGIS

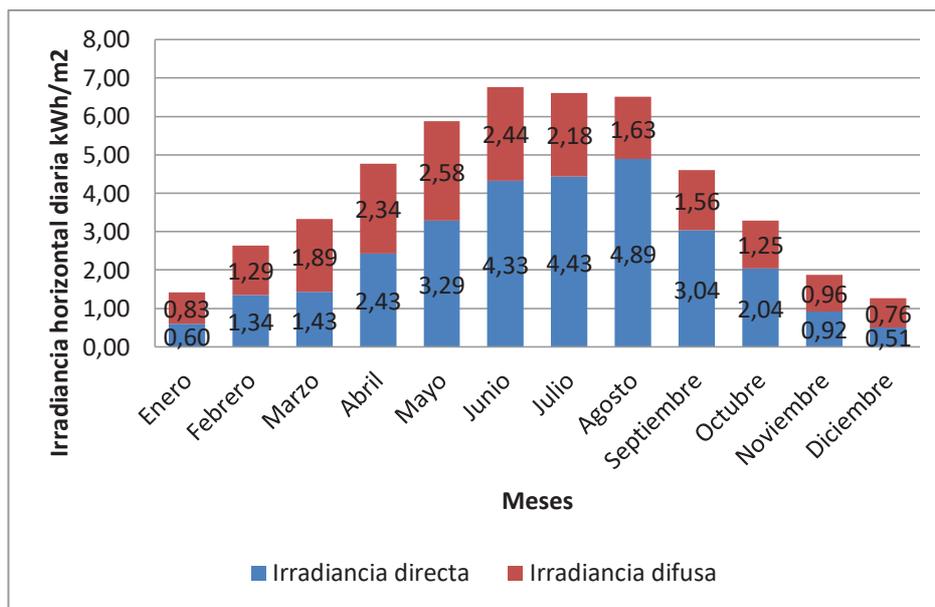


Ilustración 13 – Irradiancia media diaria horizontal por meses en coordenadas de la instalación

6.1.2 Cálculo del ángulo de orientación e inclinación óptimo

En éste apartado se adoptarán los ángulos de inclinación (β) y azimut (α) óptimos (Ilustración 14) para maximizar la producción energética, respetando las pérdidas máximas admisibles por el Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red.

El ángulo de inclinación (β) se define como el ángulo que forma la superficie del panel fotovoltaico con el plano horizontal, comprendido entre 0° si los paneles se encuentran en posición horizontal y 90° en posición vertical.

El ángulo de azimut (α) se define como el ángulo entre el Sur y la proyección sobre el plano horizontal de la normal al plano del módulo fotovoltaico. El valor es 0° si el panel se encuentra orientado al Sur, de 90° si el módulo tiene orientación Este, y -90° para orientación Oeste.

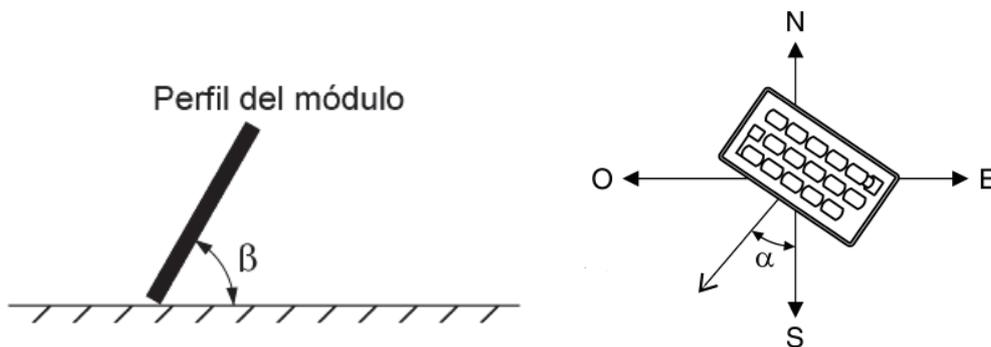


Ilustración 14 – Ángulos de inclinación y azimut

Según el PCT, las pérdidas por orientación e inclinación para la situación de éste proyecto, general, ya que los paneles no se superpondrán en la cubierta ni se trata de integración arquitectónica, es del 10%. Para la determinación de éste porcentaje de pérdidas, se usará la

Ilustración 15, válida para la latitud de 41° , y se corregirá posteriormente para la latitud de la instalación del proyecto, de $42,466387^\circ$.

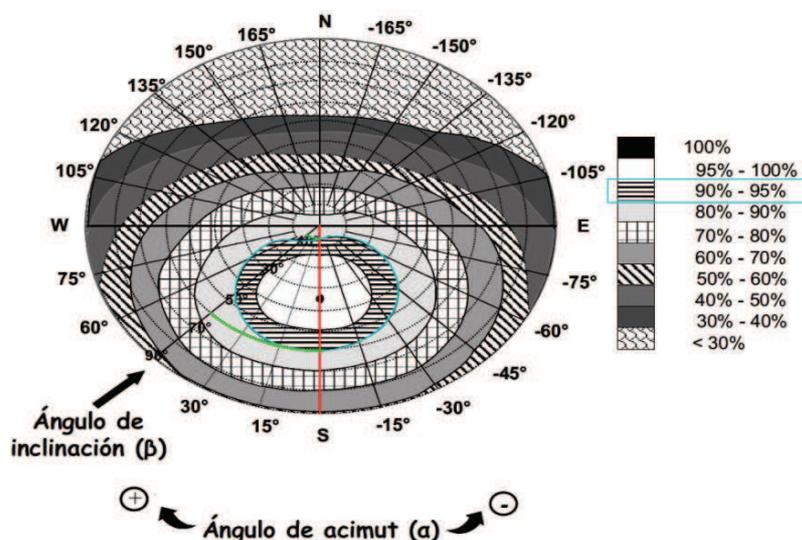


Ilustración 15 – Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación

Para minimizar las pérdidas por orientación, se adoptará como ángulo de azimut 0° , es decir, los módulos se orientarán al Sur, y se ha representado en color rojo la línea. A continuación, se ha marcado en color azul el círculo que marca el límite de pérdidas aceptables por orientación e inclinación. En color verde las inclinaciones máxima y mínima aceptable, para que el porcentaje de pérdidas por orientación e inclinación no supere el 10%. Dichas inclinaciones son las siguientes:

Inclinación mínima aceptable: 4° .

Inclinación máxima aceptable: 60° .

Se corregirán éstos valores en función de la latitud (Φ), de acuerdo a las siguientes expresiones.

$$\text{Inclinación máxima} = \text{Inclinación } (\Phi=41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud})$$

$$\text{Inclinación máxima} = 60^\circ - (41^\circ - 42,466387) = 61,47^\circ$$

$$\text{Inclinación mínima} = \text{Inclinación } (\Phi=41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}), \text{ siendo } 0^\circ \text{ el valor mínimo.}$$

$$\text{Inclinación mínima} = 4^\circ - (41^\circ - 42,466387) = 5,47^\circ$$

Para determinar el ángulo de inclinación óptimo (β_{opt}), existen varios métodos. Como punto de partida, se debe tener en cuenta que la captación de energía se maximiza cuando los rayos del sol inciden lo más perpendicularmente posible a la superficie del panel. Ya que el ángulo de incidencia de los rayos solares es variable, a lo largo del año y de cada uno de los días del mismo, como se muestra en la Ilustración 16 (fuente www.mpptsolar.com).

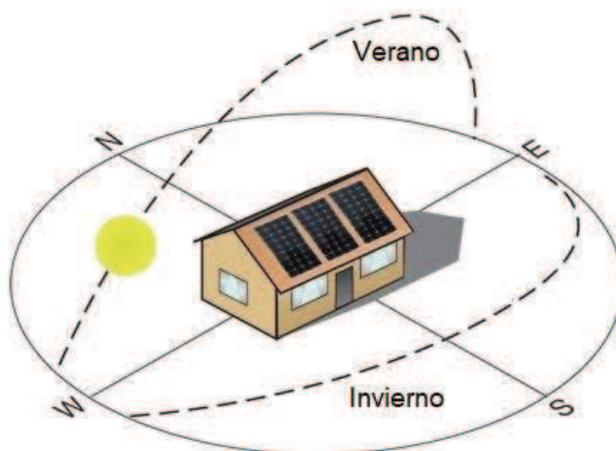


Ilustración 16 – Ángulos de elevación solares verano e invierno

Pueden tomarse inclinaciones que maximicen la captación solar en verano, cuando el ángulo de incidencia de los rayos solares es elevado, con valores bajos de ángulo de inclinación, y viceversa, en invierno. También puede adoptarse un ángulo intermedio de inclinación, que maximice la captación anual. Ésta decisión debe tomarse teniendo en cuenta las necesidades energéticas de la instalación, que pueden ser estacionales.

En el caso del presente proyecto, al tratarse de un ayuntamiento, las necesidades energéticas son para el efecto de éste punto constantes, como se detallará más adelante en el análisis de la demanda energética, punto 7 por lo cual se adoptará un ángulo de inclinación que maximice la captación actual. Para la determinación de éste parámetro existen varios métodos:

La siguiente expresión determina la inclinación óptima anual que consigue la mayor radiación sobre un captador solar fijo. Se basa en análisis estadísticos de radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones en diferentes puntos geográficos con latitudes variables.

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \cdot |\Phi|$$

Para el presente proyecto, el resultado es $\beta_{opt} = 33,001^\circ$.

Otro método define el ángulo de inclinación óptimo mediante la siguiente expresión.

$$\beta_{opt} = \Phi - 10^\circ$$

En éste caso, el resultado es $\beta_{opt} = 32,47^\circ$.

La herramienta online https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html, utilizada anteriormente para las bases de datos de irradiancia, ofrece la posibilidad de optimizar el ángulo de inclinación. Se introducen los datos geográficos de la instalación y ofrece como resultado el siguiente.

↓

| Provided inputs: | |
|---------------------|---------------------|
| Location [Lat/Lon]: | 42.466, -2.440 |
| Horizon: | Calculated |
| Database used: | PVGIS-CMSAF |
| PV technology: | Crystalline silicon |
| PV installed [kWp]: | 100.8 |
| System loss [%]: | 14 |

| Simulation outputs: | |
|---------------------|----------|
| Slope angle [°]: | 35 (opt) |
| Azimuth angle [°]: | 0 |

Ilustración 17 – Optimización de ángulo inclinación mediante PVGIS

De los métodos expuestos anteriormente se deduce que el ángulo de inclinación óptimo se encuentra entre los 30° y 35°. Consultando el libro “Radiación Solar Sobre Superficies Inclinadas” del Centro de Estudios de la Energía (Ministerio de Industria y Energía, AEMET), se obtienen los datos de radiación sobre superficies inclinadas a diferentes ángulos en Logroño que se muestran a continuación.

| β | Radiación en Superficie Inclinada kJ/m2/día | | | | | | | | | | | | |
|---------|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP | OCT | NOV | DIC | Anual |
| 25° | 10,35 | 13,70 | 16,60 | 19,59 | 20,92 | 22,34 | 24,27 | 22,24 | 19,14 | 13,97 | 10,30 | 8,52 | 201,93 |
| 30° | 11,05 | 14,29 | 16,93 | 19,54 | 20,54 | 21,79 | 23,73 | 22,04 | 19,33 | 14,18 | 10,84 | 9,07 | 203,33 |
| 35° | 11,67 | 14,78 | 17,15 | 19,38 | 20,07 | 21,15 | 23,08 | 21,72 | 19,42 | 14,31 | 11,32 | 9,57 | 203,61 |
| 40° | 12,21 | 15,19 | 17,27 | 19,11 | 19,50 | 20,41 | 22,32 | 21,27 | 19,39 | 14,36 | 11,72 | 10,01 | 202,76 |

Tabla 4 – Radiación en superficie inclinada para latitud de Logroño

La radiación anual máxima en la superficie inclinada se obtiene con el ángulo de 35°, hallándose el valor muy próximo al de 30°, lo cual concuerda con los resultados de los métodos anteriores. Con todo lo expuesto, se adopta como ángulo de inclinación óptimo para el presente proyecto:

$$\beta_{opt} = 35^\circ.$$

El factor de irradiación que posteriormente se utilizará para calcular el rendimiento de la instalación se utilizará la siguiente expresión, válida para $15^\circ < \beta < 90^\circ$.

$$FI = 1 - [1,2 \cdot 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2]$$

El resultado es 1, ya que tanto el ángulo de inclinación como el azimut son los óptimos.

6.1.3 Separación entre filas de paneles

Éste parámetro se calculará según lo expuesto en el punto 5 del Anexo III del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, del IDAE. El mismo indica “La distancia d , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo

de altura h que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

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

La siguiente ilustración, obtenida de la misma fuente, muestra gráficamente lo expuesto en el párrafo anterior.

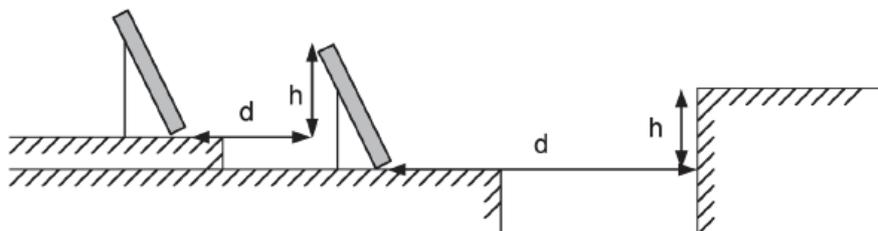


Ilustración 18 – Separación mínima entre filas de paneles

Dado que la cubierta ofrece suficiente espacio sin obstáculos para disponer adecuadamente los paneles, irán colocados con los espacios entre filas que determine la ecuación expuesta anteriormente, todos a la misma altura, ya que la cubierta es totalmente plana y sin pendientes, en posición vertical en filas de 1 panel de altura. Utilizando la expresión del PCT, con las dimensiones de los paneles solares, se obtiene:

$$d = h \cdot k = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{0,9693}{\tan(61 - 42,467)} = 2,8914 \text{ m.}$$

Siendo:

$$h = \text{Alto}_{\text{panel}} \cdot \text{sen}(\beta) = 1,69 \cdot \text{sen}(35^\circ) = 0,9693 \text{ m.}$$

$$\text{latitud} = 42,467^\circ.$$

Por lo tanto, la distancia mínima a la que debe hallarse la proyección sobre el plano horizontal del final de una fila de paneles del comienzo de la siguiente son 2,8914 m. A ésta distancia se le debe sumar la proyección horizontal del panel para obtener una distancia total entre los inicios de las filas, que será la adoptada finalmente.

La proyección horizontal del panel tiene como valor el resultado de multiplicar el alto del panel por el coseno de la inclinación en grados, es decir $1,69 \times \cos(35^\circ) = 1,384$ m. Por lo tanto, la distancia entre los inicios de filas debe ser, como mínimo $2,8914 + 1,384 = 4,2754$ m. Se ha adoptado el valor ligeramente de 4,30 m, para facilitar las labores de instalación, ya que la distancia teórica calculada será difícilmente respetada en la práctica. A continuación se muestra un croquis de lo expuesto anteriormente.

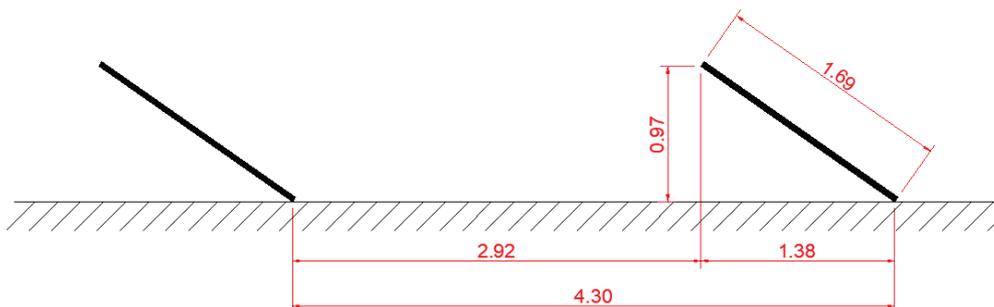


Ilustración 19 – Separación entre filas de paneles adoptada

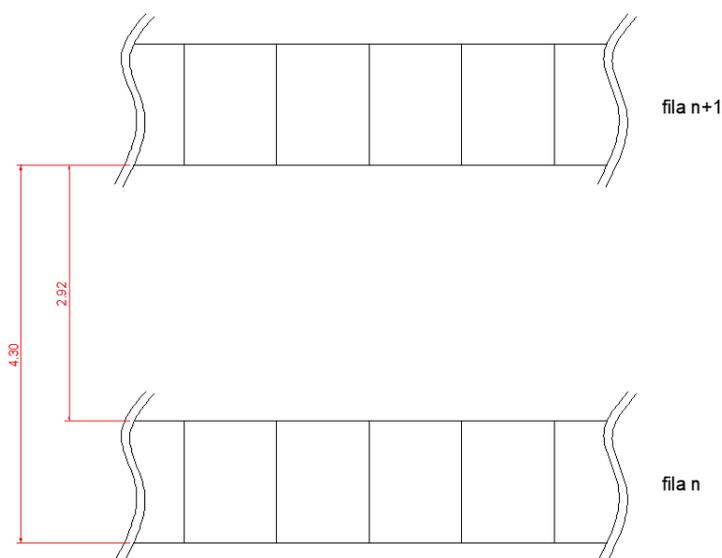


Ilustración 20 – Separación entre filas de paneles en planta

6.1.4 Pérdidas por sombreado

Para realizar los cálculos de éste apartado, se seguirá el procedimiento explicado en el Anexo III del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, del IDAE. Como explica el mismo, las pérdidas de radiación solar debido a sombras se calculan comparando el perfil de obstáculos que afectan a la superficie de los módulos fotovoltaicos con el diagrama de trayectorias del Sol, representado en la siguiente ilustración, obtenida de la misma fuente.

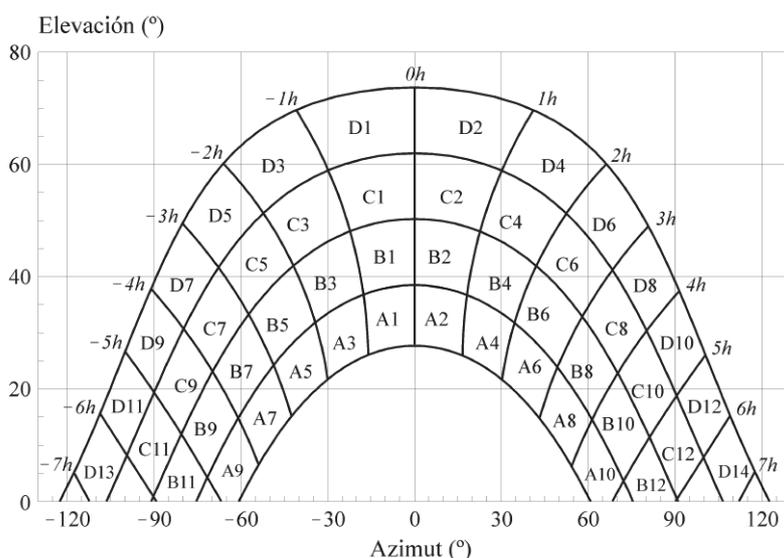


Ilustración 21 – Diagrama de trayectorias del Sol.

Como puede observarse en la imagen, el diagrama está dividido en casillas, y cada casilla tiene una denominación. Puede encontrarse tabulado los valores de pérdidas provocados por la total intercepción de la casilla por un obstáculo en el punto 3 del Anexo citado en el párrafo anterior para diferentes ángulos de inclinación y orientación.

La siguiente tabla, obtenida de dicha fuente, muestra los valores para un ángulo de inclinación $\beta=35^\circ$ y un ángulo de azimut de $\alpha=0^\circ$, que caracterizan la instalación del proyecto.

| | A | B | C | D |
|----|------|------|------|------|
| 1 | 3,17 | 2,12 | 2,43 | 5,04 |
| 2 | 3,17 | 2,12 | 2,33 | 4,99 |
| 3 | 2,70 | 1,88 | 2,21 | 4,67 |
| 4 | 2,70 | 1,89 | 2,01 | 4,46 |
| 5 | 1,84 | 1,50 | 1,83 | 3,87 |
| 6 | 1,79 | 1,51 | 1,65 | 3,63 |
| 7 | 1,00 | 0,95 | 1,27 | 2,76 |
| 8 | 0,98 | 0,99 | 1,08 | 2,55 |
| 9 | 0,13 | 0,41 | 0,62 | 1,49 |
| 10 | 0,11 | 0,42 | 0,52 | 1,33 |
| 11 | 0,00 | 0,01 | 0,12 | 0,44 |
| 12 | 0,00 | 0,02 | 0,10 | 0,40 |
| 13 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 14 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,02 |

Tabla 5 – Porcentajes de pérdidas para $b=35^\circ$, $a=0^\circ$.

Para obtener las pérdidas por sombreado, es necesario identificar los obstáculos cercanos que afectan a la superficie de los módulos. Para ello, se tendrá en cuenta tanto la altura de los edificios aledaños y obstáculos en cubierta, como la sombra que pueda proyectar la fila de paneles que se encuentre delante.

Cabe puntualizar que en la zona de la cubierta donde los paneles irán instalados existe un cuarto de instalaciones, el cual debe ser tenido en cuenta por la sombra que pueda proyectar, y los paneles deberán encontrarse a distancia suficiente para que la sombra no les afecte en las horas centrales del día.

Para determinar la distancia a la que deben hallarse los paneles se ha utilizado la herramienta Solarius PV, que mediante un editor BIM permite la simulación de sombreados en edificios. Simulando las sombras proyectadas, se halla la distancia mínima a la que colocar los paneles, para que no se produzcan sombreados parciales a partir de las 11:30 del día 21 de Diciembre, que es el día del año en el que la elevación solar es menor.

En la siguiente ilustración se observan los resultados.

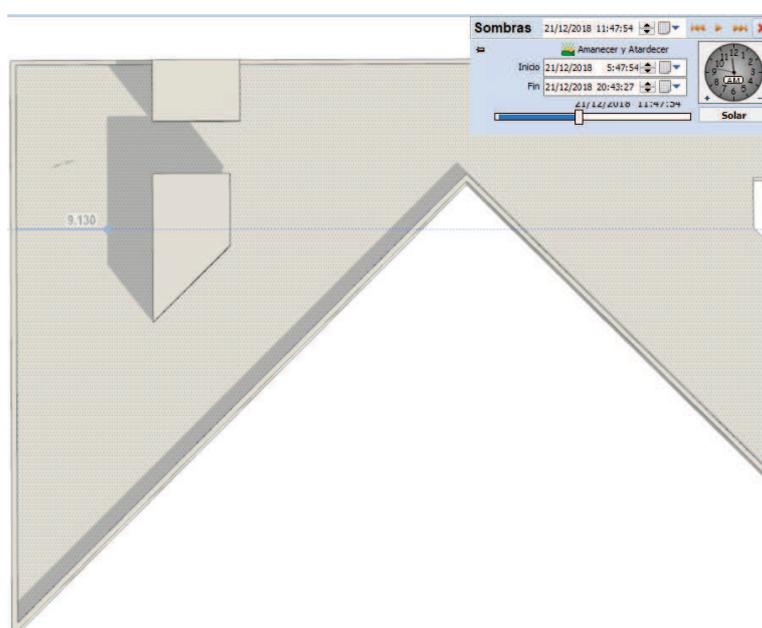


Ilustración 22 – Sombrado producido en cubierta por el cuarto de instalaciones

La distancia mínima a la que deben colocarse los paneles son aproximadamente 9 m.

Una vez dispuestos los paneles de manera que los obstáculos en cubierta no proyecten sombras considerables sobre ellos, se procede a identificar el perfil de obstáculos que afecta a los módulos. La altura de los edificios aledaños está reflejada en la sede electrónica del catastro (www1.sedecatastro.gob.es), como puede observarse en la siguiente ilustración.

Diseño y análisis de la viabilidad económica de una instalación solar PV de autoconsumo y venta de excedentes aplicando la regulación vigente: Aplicación a la cubierta del ayuntamiento de Logroño (La Rioja)



Ilustración 23 – Alturas de edificios aledaños según catastro

Se trazarán líneas desde los paneles hasta los edificios cercanos, en un arco desde los -120° hasta los 120° tomando como referencia el Sur. Puesto que la cubierta del ayuntamiento se encuentra a unos 12,5 m. de altura, aproximadamente, sólo se tomarán como obstáculos aquellos edificios que superen dicha altura.

Además, teniendo en cuenta la elevada distancia y la escasa altura de los edificios aledaños, se considerará que en el arco comprendido entre los -68° hasta los 68° , es decir la sombra proyectada por los 6 paneles y medio a izquierda y derecha del panel estudiado será mayor que la proyectada por los edificios en dicho arco. Para ilustrar esto, se adjunta la imagen a continuación.

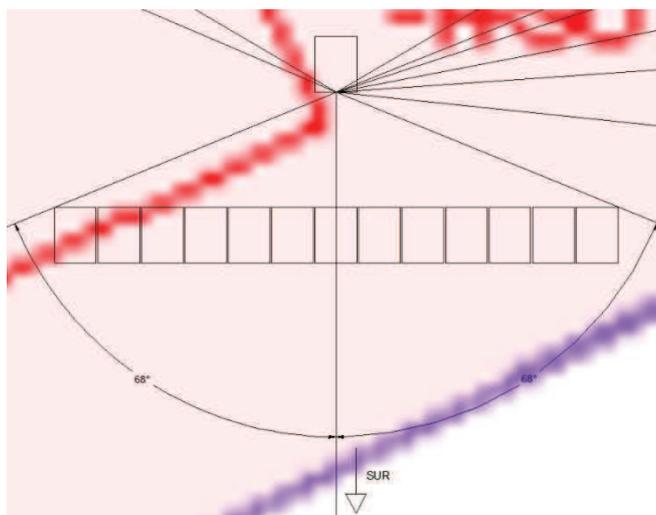


Ilustración 24 – Sombras proyectadas por filas de paneles

Diseño y análisis de la viabilidad económica de una instalación solar PV de autoconsumo y venta de excedentes aplicando la regulación vigente: Aplicación a la cubierta del ayuntamiento de Logroño (La Rioja)

Con las directrices expuestas anteriormente, se obtiene el perfil de obstáculos, hallando la elevación en grados sexagesimales y azimut de cada uno de los mismos mediante trigonometría y la acotación en plano de AutoCAD. Los resultados obtenidos son los siguientes.

| Punto | L | PISOS | H | H/L | β | α |
|-------|-------|-------|-------|-------|---------|----------|
| 0 | 72,2 | 0 | 0,00 | 0,000 | 0,0 | -120 |
| 0' | 72,2 | 8 | 14,00 | 0,194 | 11,0 | -120 |
| 1 | 84,6 | 8 | 14,00 | 0,165 | 9,4 | -112 |
| 1' | 84,6 | 9 | 16,80 | 0,199 | 11,2 | -112 |
| 2 | 91,6 | 9 | 16,80 | 0,183 | 10,4 | -108 |
| 2' | 91,6 | 6 | 8,40 | 0,092 | 5,2 | -108 |
| 3 | 110,8 | 6 | 8,40 | 0,076 | 4,3 | -101 |
| 3' | 134,4 | 7 | 11,20 | 0,083 | 4,8 | -101 |
| 4 | 126,4 | 7 | 11,20 | 0,089 | 5,1 | -94 |
| 4' | 126,4 | 1 | 0,00 | 0,000 | 0,0 | -94 |
| 5 | 120,0 | 1 | 0,00 | 0,000 | 0,0 | -84 |
| 5' | 120,0 | 4 | 2,80 | 0,023 | 1,3 | -84 |
| 6 | 118,2 | 4 | 2,80 | 0,024 | 1,4 | -68 |
| 6' | 7,6 | panel | 0,97 | 0,127 | 7,3 | -68 |
| 7 | 6,6 | panel | 0,97 | 0,146 | 8,3 | -64 |
| 8 | 5,7 | panel | 0,97 | 0,171 | 9,7 | -59 |
| 9 | 4,8 | panel | 0,97 | 0,204 | 11,5 | -53 |
| 10 | 4,0 | panel | 0,97 | 0,245 | 13,8 | -43 |
| 11 | 3,3 | panel | 0,97 | 0,294 | 16,4 | -29 |
| 12 | 2,9 | panel | 0,97 | 0,330 | 18,2 | -10 |
| 13 | 2,9 | panel | 0,97 | 0,335 | 18,5 | 0 |
| 14 | 2,9 | panel | 0,97 | 0,330 | 18,2 | 10 |
| 15 | 3,3 | panel | 0,97 | 0,294 | 16,4 | 29 |
| 16 | 4,0 | panel | 0,97 | 0,245 | 13,8 | 43 |
| 17 | 4,8 | panel | 0,97 | 0,204 | 11,5 | 53 |
| 18 | 5,7 | panel | 0,97 | 0,171 | 9,7 | 59 |
| 19 | 6,6 | panel | 0,97 | 0,146 | 8,3 | 64 |
| 20 | 7,6 | panel | 0,97 | 0,127 | 7,3 | 68 |
| 20' | 104,3 | 3 | 0,00 | 0,000 | 0,0 | 68 |
| 21 | 61,4 | 1 | 0,00 | 0,000 | 0,0 | 113 |
| 21' | 61,4 | 5 | 5,60 | 0,091 | 5,2 | 113 |
| 22 | 62,7 | 5 | 5,60 | 0,089 | 5,1 | 120 |
| 22' | 62,7 | 0 | 0,00 | 0,000 | 0,0 | 120 |

Tabla 6 – Datos de los puntos representados en el perfil de obstáculos

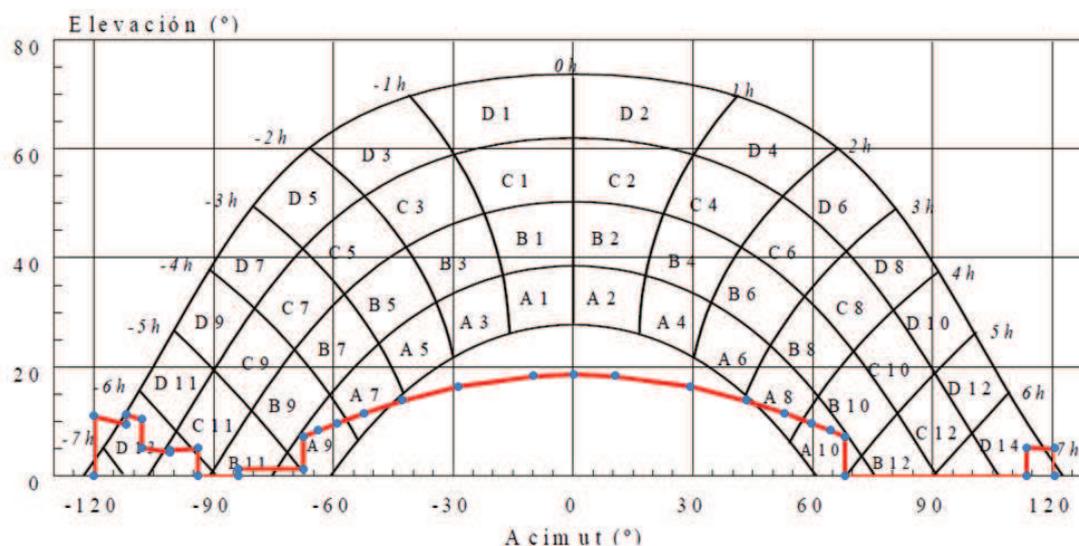


Ilustración 25 –Perfil de obstáculos de la instalación

A continuación interpolamos los valores de intercepción de las casillas del perfil de obstáculos con los valores de la Tabla 5 para hallar el porcentaje de pérdida total por sombreado. Para el cálculo se ha realizado una tabla automatizada en Excel calcula la pérdida total y por cada una de las casillas a partir de los datos introducidos.

| PERDIDA TOTAL % | | | 0,78 |
|-----------------|----|----------|---------------------------------|
| Casillas | | % sombra | $\beta=35^\circ \alpha=0^\circ$ |
| d | 13 | 0,75 | 0,00 |
| c | 12 | 1,00 | 0,10 |
| a | 9 | 0,75 | 0,13 |
| a | 7 | 0,25 | 1,00 |
| a | 8 | 0,25 | 0,98 |
| a | 10 | 0,75 | 0,11 |
| d | 14 | 0,25 | 0,02 |

Tabla 7 – Cálculo de las pérdidas por sombreado

Las pérdidas por sombreado del proyecto son del 0,78%.

6.1.5 Irradiación sobre el plano del generador

Con los datos obtenidos en el punto 6.1.1 mediante la herramienta PVGIS obtenemos para un ángulo de inclinación los siguientes valores.

| ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP | OCT | NOV | DIC |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 2,71 | 3,61 | 4,65 | 5,23 | 5,68 | 6,17 | 6,65 | 6,48 | 5,60 | 4,32 | 2,83 | 2,55 |

Tabla 8 – Irradiación diaria media mensual para el municipio de Logroño en kWh/(m²·día) para el ángulo de inclinación de 35°

6.1.6 Rendimiento energético de la instalación o “Performance Ratio”

El Performance Ratio es el parámetro que evalúa el rendimiento de la instalación. Para ello es necesario considerar las diferentes pérdidas de eficiencia que se producen debido a los siguientes factores:

- La pérdida de eficiencia de los paneles por efecto de la temperatura.
- Las pérdidas energéticas producidas en los conductores por efecto Joule.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- Las pérdidas debido a la eficiencia del inversor.
- Otras pérdidas.

6.1.6.1 Pérdidas por efecto de la temperatura en los paneles

Las temperatura, tal y como se detallará en el punto 6.2.2, provoca una pérdida de eficiencia en los paneles fotovoltaicos. Según la información facilitada por el fabricante, los parámetros térmicos del panel elegido para el proyecto son los siguientes:

Temperatura nominal T_{ONC} [°C]: 47°C.

Coefficiente Temperatura Tensión $\Delta V_{OC}(T)$ [%/°C]: -0,28.

Coefficiente Temperatura Intensidad $\Delta I_{sc}(T)$ [%/°C]: 0,04.

Coefficiente Temperatura Potencia $\Delta P_{mp}(T)$ [%/°C]: -0,35.

T_{ONC} [°C] es la temperatura que alcanza el panel para unas condiciones de irradiancia de 800 W/m², una temperatura ambiente de 20 °C, una distribución espectral de AM 1,5 G, y una velocidad del viento de 1 m/s.

Para efectuar una estimación de las pérdidas de potencia mensuales provocadas por la temperatura, será necesario conocer la temperatura que alcanzarán las células de los paneles fotovoltaicos en las horas de producción energética. La fórmula que permite estimar la temperatura de las células en función de la temperatura del ambiente es la siguiente.

$$T_p = T_a + \left(\frac{T_{ONC} - 20}{800} \right) \cdot I$$

Siendo:

T_p : temperatura que alcanza la célula a una temperatura ambiente determinada.

T_a : temperatura ambiente del lugar donde están instalados los paneles solares.

T_{ONC} : temperatura nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s. ($T_{ONC}=47^\circ\text{C}$).

I : irradiancia media dependiendo del período en el que se encuentre en W/m².

Diseño y análisis de la viabilidad económica de una instalación solar PV de autoconsumo y venta de excedentes aplicando la regulación vigente: Aplicación a la cubierta del ayuntamiento de Logroño (La Rioja)

Para ello, será necesario conocer la temperatura ambiental media cada mes del año para las horas de funcionamiento de la instalación. Lo más aproximado sería obtener datos de las temperaturas medias horarias de cada mes, excluyendo de ésta manera las temperaturas nocturnas, ya que éstas no afectan a la instalación al no ser horas de producción energética.

Dado que no ha sido posible recabar información detallada de la temperatura media por hora para cada mes, la estimación realizada es la siguiente. Se tomará para cada mes la media entre la temperatura máxima mensual media y la temperatura media mensual. Ésta estimación se ha llevado a cabo asumiendo que la temperatura que se da en las horas de producción energética se encuentra en la horquilla entre la máxima y la media, ya que se trata de las horas centrales del día.

Los datos se han obtenido consultando en la web <https://es.climate-data.org> para el municipio de Logroño, y son los siguientes:

| | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP | OCT | NOV | DIC |
|------------------|-------------|------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|-------------|-------------|------------|
| T. media (°C) | 5,2 | 6,6 | 9,7 | 11,7 | 15,2 | 18,7 | 21,4 | 21,4 | 18,9 | 13,8 | 8,8 | 6,2 |
| T. min. (°C) | 1,7 | 2,6 | 4,8 | 6,7 | 10,1 | 12,8 | 15 | 15,2 | 13 | 8,2 | 4,3 | 2,9 |
| T. máx. (°C) | 8,7 | 10,6 | 14,6 | 16,7 | 20,4 | 24,7 | 27,8 | 27,6 | 24,8 | 19,4 | 13,4 | 9,6 |
| T. estimada (°C) | 6,95 | 8,6 | 12,15 | 14,2 | 17,8 | 21,7 | 24,6 | 24,5 | 21,85 | 16,6 | 11,1 | 7,9 |

Tabla 9 – Valores mensuales de temperatura para el municipio de Logroño

Además, será necesario obtener los valores de irradiancia recibida por los paneles durante las horas de producción para la inclinación de 35°. Se ha calculado la irradiancia media mensual en las horas donde la producción es significativa. Los datos han sido recabados de https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/ y se muestran en la siguiente tabla:

| Hora | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP | OCT | NOV | DIC |
|--------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| 4:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 21 | 11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5:00 | 0 | 0 | 0 | 24 | 49 | 59 | 50 | 34 | 10 | 0 | 0 | 0 |
| 6:00 | 0 | 0 | 81 | 180 | 227 | 226 | 197 | 174 | 149 | 92 | 0 | 0 |
| 7:00 | 105 | 202 | 338 | 426 | 459 | 446 | 417 | 401 | 385 | 343 | 231 | 147 |
| 8:00 | 389 | 472 | 602 | 668 | 681 | 658 | 634 | 630 | 623 | 588 | 482 | 433 |
| 9:00 | 621 | 705 | 826 | 869 | 862 | 832 | 816 | 822 | 818 | 784 | 682 | 650 |
| 10:00 | 783 | 873 | 984 | 1000 | 983 | 949 | 942 | 954 | 948 | 908 | 809 | 791 |
| 11:00 | 863 | 959 | 1060 | 1070 | 1030 | 1000 | 1000 | 1020 | 1000 | 950 | 851 | 847 |
| 12:00 | 854 | 957 | 1050 | 1040 | 1010 | 982 | 990 | 1000 | 972 | 907 | 806 | 814 |
| 13:00 | 758 | 867 | 957 | 945 | 913 | 894 | 908 | 912 | 864 | 780 | 678 | 695 |
| 14:00 | 581 | 697 | 784 | 774 | 752 | 744 | 762 | 755 | 685 | 583 | 477 | 498 |
| 15:00 | 337 | 462 | 549 | 548 | 541 | 547 | 567 | 546 | 456 | 338 | 224 | 227 |
| 16:00 | 12 | 191 | 282 | 297 | 308 | 326 | 344 | 312 | 213 | 88 | 0 | 0 |
| 17:00 | 0 | 0 | 45 | 76 | 96 | 119 | 133 | 101 | 29 | 0 | 0 | 0 |
| 18:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 25 | 39 | 38 | 16 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 19:00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Media | 768 | 871 | 967 | 966 | 938 | 914 | 920 | 928 | 894 | 826 | 724 | 729 |

Tabla 10 – Irradiancia media mensual y por horas en el municipio de Logroño para una inclinación de 35º en W/m2

A continuación, aplicando la fórmula para estimar la temperatura de la célula del panel con los datos de temperaturas ambiente e irradiancias obtenidos se obtienen los siguientes resultados de temperaturas de célula en cada mes. Posteriormente se aplica el coeficiente de temperatura de potencia para hallar las pérdidas mensuales. Los datos calculados se recogen en la siguiente tabla.

| | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP | OCT | NOV | DIC |
|-----------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| T. célula (°C) | 32,9 | 38,0 | 44,8 | 46,8 | 49,4 | 52,5 | 55,7 | 55,8 | 52,0 | 44,5 | 35,5 | 32,5 |
| Pérdidas (%) | 2,8 | 4,5 | 6,9 | 7,6 | 8,6 | 9,6 | 10,7 | 10,8 | 9,5 | 6,8 | 3,7 | 2,6 |
| Rendimiento (%) | 97,2 | 95,5 | 93,1 | 92,4 | 91,4 | 90,4 | 89,3 | 89,2 | 90,5 | 93,2 | 96,3 | 97,4 |

Tabla 11 – Temperatura media en las células de los paneles por meses durante horas de sol, pérdidas y rendimiento

Por último, se ponderarán las pérdidas según la irradiancia mensual recibida, ya que cuanto más energía reciba un panel durante un mes, más afectarán las pérdidas sobre la energía anual generada.

| | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP | OCT | NOV | DIC | Annual |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------------|
| Irradiancia W/m ² | 2,71 | 3,61 | 4,65 | 5,23 | 5,68 | 6,17 | 6,65 | 6,48 | 5,60 | 4,32 | 2,83 | 2,55 | 56,48 |
| Rendimiento (%) | 97,25 | 95,46 | 93,07 | 92,37 | 91,44 | 90,36 | 89,27 | 89,21 | 90,54 | 93,19 | 96,31 | 97,37 | |
| Irradiancia tras pérdidas W/m ² | 2,64 | 3,45 | 4,33 | 4,83 | 5,19 | 5,58 | 5,94 | 5,78 | 5,07 | 4,03 | 2,73 | 2,48 | 52,03 |
| Rendimiento anual (%) | | | | | | | | | | | | | 92,12 |

Tabla 12 – Pérdida de eficiencia anual por efecto de la temperatura

Se concluye que las pérdidas de eficiencia anuales en los paneles por efecto de la temperatura se estiman en un **7,88 %**.

6.1.6.2 Pérdidas en los conductores por efecto Joule

Según lo expuesto en el apartado 5 de la ITC-BT-40 “Instalaciones Generadoras De Baja Tensión” del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión:

“Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.”

Por lo tanto, los conductores se dimensionarán para unas pérdidas teóricas del 1,5%, que serán menores en la práctica. Dichas pérdidas se producirán en el cableado tanto de la parte de continua como la de alterna, y se repartirán para que la suma de ambas no supere dicho valor. Estas pérdidas se alcanzarán en condiciones de funcionamiento de máxima potencia, ya

que como se detalla en el punto 6,3 las variables de intensidad y tensión utilizadas para el cálculo serán las de funcionamiento nominal de los paneles.

Las pérdidas en los conductores por efecto Joule se estiman por lo tanto en **1,5 %**.

6.1.6.3 Pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad

Las pérdidas por dispersión de parámetros se producen como consecuencia de las desviaciones de las características de los paneles respecto de los valores especificados por el fabricante. Dichas características no pueden ser idénticas en todos los paneles, por lo cual el fabricante especifica una tolerancia que indica la máxima desviación que puede producirse entre la potencia nominal y la entregada por el panel.

Además, al instalar los paneles habrá leves discrepancias tanto en el ángulo de inclinación como en el azimut para cada uno de los strings, por lo que los valores de tensión e intensidad de cada uno de ellos no serán idénticos. El seguidor de máxima potencia será el encargado de que el funcionamiento del sistema sea en el punto de máxima potencia.

Para poder determinar el valor a adoptar se ha consultado bibliografía y literatura al respecto, las cuales suelen estimar las pérdidas por éste factor alrededor del **2%**.

En lo que respecta a la suciedad, la deposición de polvo provoca pérdidas energéticas en los paneles de manera similar a la que se produce cuando se reduce la irradiancia recibida en el mismo. Para ilustrar éste fenómeno se muestra la siguiente imagen.



Ilustración 26 – Comparativa entre un panel limpio y otro notablemente sucio

Éste factor afecta de manera crítica a zonas donde hay escasez de lluvias y notable presencia de polvo en el ambiente, ya que el agua de lluvia contribuye a eliminar la posible capa de suciedad que pueda depositarse en la superficie de los paneles, siempre que la misma no arrastre polvo con ella. También se debe tener en cuenta la presencia de velocidades elevadas de viento, ya que contribuyen a limpiar la superficie de los paneles.

Otro parámetro que afecta en las pérdidas por suciedad es el ángulo de inclinación, ya que un aumento en la misma contribuye a limitar la cantidad máxima de polvo que puede depositarse en la superficie de los módulos.

Debido a la complejidad del fenómeno, y en los diversos factores que afectan a las pérdidas por éste fenómeno, se estimarán unas pérdidas que se encuentren dentro de la horquilla de pérdidas habituales para un panel cuando se encuentra totalmente limpio (0%) y cuando está notablemente sucio (8-10%). Se adopta entonces un porcentaje de pérdidas del **4,5%**.

6.1.6.4 Pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia

Los seguidores de máxima potencia integrados en los inversores funcionan mediante una serie de algoritmos que tienen como objetivo encontrar el punto de potencia máxima del sistema, el cual se ve reflejado en la curva Intensidad-Tensión, y hacerlo funcionar en ése punto de manera estable, evaluando posibles cambios en dicho punto y adaptándose a los mismos.

Si bien dichos algoritmos cada vez presentan mejor eficiencia, se asume que su funcionamiento no es perfecto, por lo que se provocan unas pérdidas por éste factor. Dichas pérdidas se estimarán en un **1%**.

6.1.6.5 Pérdidas de eficiencia en inversor

Como en cualquier otro dispositivo electrónico, la circulación de corriente en los circuitos del inversor provoca pérdidas por efecto Joule, ya que los componentes ofrecen cierta resistencia al paso de la corriente.

A pesar de ello, la eficiencia de los inversores existentes hoy día en el mercado es muy elevada, por lo que las pérdidas por éste factor son mínimas. Para este proyecto se toma el valor de eficiencia del inversor seleccionado, que es del 98,5%, por lo que las pérdidas por este concepto serán del **1,5%**.

6.1.6.6 Otras pérdidas

En éste apartado se tienen en cuenta posibles pérdidas en elementos individuales como por ejemplo, conectores, dispositivos de protección, etc. Se toma un valor del **1%** para las pérdidas por este concepto.

Las pérdidas calculadas en apartados anteriores se recogen en la siguiente tabla.

| | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP | OCT | NOV | DIC |
|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Temperatura | 2,75 | 4,54 | 6,93 | 7,63 | 8,56 | 9,64 | 10,73 | 10,79 | 9,46 | 6,81 | 3,69 | 2,63 |
| Efecto Joule | 1,5 | | | | | | | | | | | |
| Dispersión | 2 | | | | | | | | | | | |
| Suciedad | 4,5 | | | | | | | | | | | |
| Seguimiento | 1 | | | | | | | | | | | |
| Inversor | 1,5 | | | | | | | | | | | |
| Otras | 1 | | | | | | | | | | | |
| Total (%) | 14,25 | 16,04 | 18,43 | 19,13 | 20,06 | 21,14 | 22,23 | 22,29 | 20,96 | 18,31 | 15,19 | 14,13 |
| PR (%) | 85,75 | 83,96 | 81,57 | 80,87 | 79,94 | 78,86 | 77,77 | 77,71 | 79,04 | 81,69 | 84,81 | 85,87 |

Tabla 13 – Pérdidas de eficiencia totales y Performance Ratio del sistema

6.1.7 Energía inyectada a la red

Una vez calculados los valores mensuales de irradiancia sobre el plano del generador y el coeficiente de rendimiento del sistema, se calculará la producción energética anual.

Para realizar la estimación de la energía inyectada a la red, se utilizará la expresión recogida en el punto 7.2.4 del Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones Conectadas a Red, del IDAE.

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{CEM}} \left[\frac{kWh}{día} \right]$$

Siendo:

E_p : energía generada en un día, expresada en kWh.

$G_{dm}(\alpha, \beta)$: irradiancia diaria sobre la superficie del generador, expresada en kWh/(m²·día).

G_{CEM} : 1 kW/m².

PR: performance ratio.

P_{mp} : es la potencia pico del generador, expresada en kW (100,8 kW).

En la siguiente tabla se muestran los resultados de producción por meses y anual, teniendo en cuenta el Performance Ratio.

| Mes | kWh/(m ² ·día) | | PR (%) | Días / Mes | kWh/mes |
|--------------|---------------------------|----------------------|--------|------------|------------------|
| | $G_{dm}(0^\circ)$ | $G_{dm}(0,35^\circ)$ | | | E_p |
| Enero | 1,42 | 2,71 | 85,7 | 31 | 7.261,31 |
| Febrero | 2,64 | 3,61 | 84,0 | 28 | 8.554,17 |
| Marzo | 3,32 | 4,65 | 81,6 | 31 | 11.853,08 |
| Abril | 4,77 | 5,23 | 80,9 | 30 | 12.790,25 |
| Mayo | 5,87 | 5,68 | 79,9 | 31 | 14.189,26 |
| Junio | 6,77 | 6,17 | 78,9 | 30 | 14.713,90 |
| Julio | 6,61 | 6,65 | 77,8 | 31 | 16.160,08 |
| Agosto | 6,52 | 6,48 | 77,7 | 31 | 15.735,40 |
| Septiembre | 4,60 | 5,6 | 79,0 | 30 | 13.385,71 |
| Octubre | 3,29 | 4,32 | 81,7 | 31 | 11.027,12 |
| Noviembre | 1,88 | 2,83 | 84,8 | 30 | 7.258,01 |
| Diciembre | 1,26 | 2,55 | 85,9 | 31 | 6.842,62 |
| Anual | | | | | 139.770,9 |

Tabla 14 – Resultados de producción esperada por meses y anual

6.2 TOPOLOGÍA Y AGRUPACIÓN DE LA INSTALACIÓN

6.2.1 Agrupación de series de paneles en strings

La agrupación de paneles en serie debe ser la que permita el funcionamiento óptimo del inversor, y minimice las pérdidas por efecto Joule en los conductores. El número de paneles máximo a colocar en serie queda determinado por la máxima tensión de circuito abierto soportada por el inversor

$$N_{\text{panelesmax}} = \frac{U_{\text{ocmaxInv}}}{U_{\text{ocPanel}}} = \frac{1100}{70,6} = 15$$

Siendo:

$N_{\text{panelesmax}}$: número máximo de paneles máximo en serie.

U_{ocmaxInv} : tensión de circuito abierto máxima permitida por el inversor.

U_{ocPanel} : tensión de circuito abierto del panel fotovoltaico.

Ahora se comprobará que la tensión de máxima potencia que generan 15 paneles conectados en serie, entra dentro de los valores de tensión mínima y máxima de seguimiento del inversor.

$$N_{\text{panelesSt}} \cdot U_{\text{Mp}} < U_{\text{maxPmp}}$$

Siendo:

$N_{\text{panelesSt}}$: número de paneles en serie por string (15).

U_{Mp} : tensión de máxima potencia del panel (59,1 V).

U_{maxPmp} : máxima tensión de seguimiento de máxima potencia del inversor (850 V).

No se satisface la condición, puesto que $15 \cdot 59,1 = 886,5 \text{ V} > 850 \text{ V}$, por lo cual es necesario reducir en 1 unidad los paneles a conectar en serie para adecuarlos a dicho valor. Se toma el valor de **14** paneles por string. Se comprueba que cumple con el requisito dado que $14 \cdot 59,1 = 827,4 \text{ V} < 850 \text{ V}$.

6.2.2 Comprobaciones tensión y corriente con correcciones por temperatura

Se debe comprobar que la intensidad total de entrada al inversor sea menor que la máxima permitida por el mismo. De tal manera:

$$N_{\text{strings}} \cdot I_{\text{MpSt}} < I_{\text{entInvmax}}$$

Siendo:

N_{strings} : Número de strings: 280 paneles / 14 paneles por string = 20 strings.

I_{MpSt} : Intensidad de máxima potencia de string (6,09 A).

$I_{\text{entInvmax}}$: Intensidad máxima de entrada al inversor (185 A).

La comprobación es correcta, ya que $20 \cdot 6,09 = 121,8 \text{ A} < 185 \text{ A}$. Sin embargo, ésta comprobación no es concluyente, ya que los valores de tensión e intensidad generados por los paneles se ven afectados por la temperatura de ambiente.

Por ejemplo, en invierno la tensión de circuito abierto de los strings podría superar los límites del inversor. Esto es debido a que el coeficiente de temperatura de la tensión, al ser negativo, provoca que por cada °C que el panel baje de su temperatura de funcionamiento nominal, se incremente la tensión que genera, y viceversa. La siguiente ilustración, obtenida del artículo “Influencia de la irradiación y temperatura sobre una placa fotovoltaica” (<https://ingelibreblog.wordpress.com>), muestra dicho comportamiento.

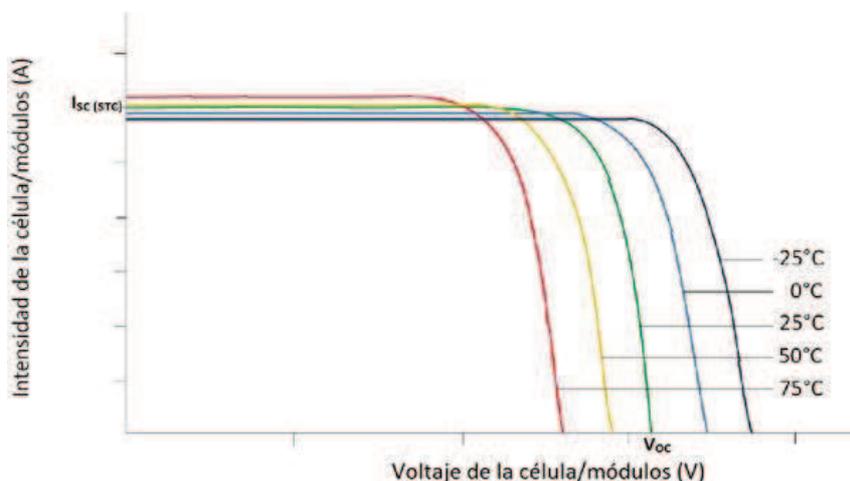


Ilustración 27 – Influencia de la temperatura en la tensión e intensidad de un panel

Por lo tanto, se comprobará que los valores de la tensión de circuito abierto e intensidad de los strings, en condiciones de invierno y verano, sigan dentro de los límites permitidos por el inversor. Para la estimación de temperatura ambiente en verano e invierno, se usarán los valores de temperatura máxima y mínima anuales. Las temperaturas que se utilizarán son las siguientes.

$$T_{\text{invierno}}: -2 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

$$T_{\text{verano}}: 37 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Los parámetros térmicos del panel fotovoltaico son los siguientes:

$$\text{Temperatura nominal } T_{\text{ONC}} [^{\circ}\text{C}]: 47^{\circ}\text{C}.$$

$$\text{Coeficiente Temperatura Tensión } \Delta V_{\text{OC}}(T) [\%/^{\circ}\text{C}]: -0,28.$$

$$\text{Coeficiente Temperatura Intensidad } \Delta I_{\text{sc}}(T) [\%/^{\circ}\text{C}]: 0,04.$$

$$\text{Coeficiente Temperatura Potencia } \Delta P_{\text{mp}}(T) [\%/^{\circ}\text{C}]: -0,35.$$

Mediante la siguiente expresión, puede estimarse la temperatura de trabajo que alcanzan las células de los paneles fotovoltaicos:

$$T_P = T_a + \left(\frac{T_{\text{ONC}} - 20}{800} \right) \cdot I$$

Siendo:

T_P : temperatura que alcanza la célula a una temperatura ambiente determinada.

T_a : temperatura ambiente del lugar donde están instalados los paneles solares.

T_{ONC} : temperatura nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m^2 con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de $20 \text{ }^\circ\text{C}$ y la velocidad del viento, de 1 m/s . ($T_{ONC}=47^\circ\text{C}$, obtenida del datasheet del panel).

I : irradiancia media en condiciones nominales ($I = 1000 \text{ W/m}^2$).

Por lo tanto, para la temperatura ambiente considerada en los períodos de invierno y verano, la temperatura de trabajo de la célula de los módulos fotovoltaicos será la siguiente:

$$T_{P\text{invierno}} = -2 + \left(\frac{47 - 20}{800}\right) \cdot 1000 = 31,75 \text{ }^\circ$$

$$T_{P\text{verano}} = 37 + \left(\frac{47 - 20}{800}\right) \cdot 1000 = 70,75 \text{ }^\circ\text{C}$$

Para conocer el valor de la tensión de circuito abierto de un panel cuando trabaja en las condiciones de temperatura calculadas para las condiciones de invierno y verano, se utilizará el coeficiente de temperatura de tensión proporcionado por el fabricante, mediante la expresión:

$$V_{OC(X^\circ\text{C})} = V_{OC(25^\circ\text{C})} + \Delta T \cdot DV_{OC}(T)$$

Siendo:

$V_{OC(X^\circ\text{C})}$: tensión de circuito abierto del panel a una temperatura de célula X.

$V_{OC(25^\circ\text{C})}$: tensión a circuito abierto del panel en condiciones estándar. ($V_{OC(25^\circ\text{C})}=70,6 \text{ V}$)

ΔT : es la variación de temperatura entre las condiciones de trabajo y las condiciones estándar de medida.

$\Delta V_{OC(T)}$: es el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel. ($\Delta V_{OC(T)}=-197,6 \text{ mV/}^\circ\text{C}$)

Asimismo, para calcular la corriente de cortocircuito que se producirá a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo condiciones de temperatura de célula diferente a $25 \text{ }^\circ\text{C}$, se aplicará el coeficiente de temperatura para la corriente proporcionado mediante la siguiente expresión:

$$I_{SC(X^\circ\text{C})} = I_{SC(25^\circ\text{C})} + \Delta T \cdot \Delta I_{SC}(T)$$

Siendo:

$I_{SC(X^\circ\text{C})}$: es la corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico a una temperatura de célula X.

$I_{SC(25^\circ\text{C})}$: es la corriente de cortocircuito del panel en condiciones estándar de medida. ($I_{SC(25^\circ\text{C})}=6,5 \text{ A}$)

$\Delta I_{SC}(T)$: es el coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito del panel. ($\Delta I_{SC}(T)=2,6 \text{ mA/}^\circ\text{C}$)

A continuación se calcularán las tensiones de circuito abierto e intensidades de cortocircuito de los paneles en las condiciones consideradas:

En invierno:

$$V_{OC(31,75^{\circ}C)} = V_{OC(25^{\circ}C)} + \Delta T \cdot \Delta V_{OC}(T) = 70,6 + (31,75 - 25) \cdot (-0,1976) = 69,27 \text{ V}$$

$$I_{SC(31,75^{\circ}C)} = I_{SC(25^{\circ}C)} + \Delta T \cdot \Delta I_{SC}(T) = 6,5 + (31,75 - 25) \cdot (0,0026) = 6,52 \text{ A}$$

En verano:

$$V_{OC(70,75^{\circ}C)} = V_{OC(25^{\circ}C)} + \Delta T \cdot \Delta V_{OC}(T) = 70,6 + (70,75 - 25) \cdot (-0,1976) = 61,56 \text{ V}$$

$$I_{SC(70,75^{\circ}C)} = I_{SC(25^{\circ}C)} + \Delta T \cdot \Delta I_{SC}(T) = 6,5 + (70,75 - 25) \cdot (0,0026) = 6,62 \text{ A}$$

Multiplicando el número de paneles conectados en serie en cada string por la tensión de circuito abierto para la temperatura de trabajo de la célula en las condiciones calculadas, se obtiene la tensión de circuito abierto del campo fotovoltaico.

En invierno:

$$V_{OC(31,75^{\circ}C)TOTAL} = V_{OC(31,75^{\circ}C)} \cdot N_{panelesSt} = 69,27 \cdot 14 = 969,73 \text{ V}$$

$$I_{SC(31,75^{\circ}C)TOTAL} = I_{SC(31,75^{\circ}C)} \cdot N_{strings} = 6,52 \cdot 20 = 130,35 \text{ A}$$

En verano:

$$V_{OC(70,75^{\circ}C)TOTAL} = V_{OC(70,75^{\circ}C)} \cdot N_{panelesSt} = 61,56 \cdot 14 = 861,84 \text{ V}$$

$$I_{SC(70,75^{\circ}C)TOTAL} = I_{SC(70,75^{\circ}C)} \cdot N_{strings} = 6,62 \cdot 20 = 132,38 \text{ A}$$

De los valores obtenidos, se concluye que no se superan los límites permitidos por el inversor respecto a la tensión de circuito abierto ni la intensidad de cortocircuito que pueden presentarse en las condiciones ambientales descritas anteriormente.

Por último, deberán hacerse las correcciones por temperatura a los valores de tensión de máxima potencia, ya que al igual que los de circuito abierto, variarán según la temperatura ambiente.

Para estimar el coeficiente de temperatura para tensión de máxima potencia, se utilizará la expresión $V_{mpp} \approx 0,43 \cdot \Delta V_{OC}(T) V/^{\circ}C$

$$V_{mpp} \approx (0,43) \cdot (-0,1976) = -0,0849 \text{ V}/^{\circ}C$$

Por tanto, las tensiones de máxima potencia que podrán medirse en los paneles fotovoltaicos para las temperaturas de ambiente y de trabajo de la célula descritas en puntos anteriores serán las siguientes:

$$V_{mpp(31,75^{\circ}C)} = V_{mpp(25^{\circ}C)} + \Delta T \cdot \Delta V_{OC}(T) = 59,1 + (31,75 - 25) \cdot (-0,0849) = 58,53 \text{ V}$$

$$V_{mpp(70,75^{\circ}C)} = V_{mpp(25^{\circ}C)} + \Delta T \cdot \Delta V_{OC}(T) = 59,1 + (70,75 - 25) \cdot (-0,0849) = 55,22 \text{ V}$$

Multiplicando las tensiones de máxima potencia de cada uno de los paneles por el número de paneles en serie agrupados en cada string, se obtienen las tensiones de máxima potencia del

generador fotovoltaico, las cuales deberán hallarse dentro del rango de tensiones del seguidor de máxima potencia.

$$V_{mpp(31,75^{\circ}C)TOTAL} = V_{mpp(31,75^{\circ}C)} \cdot N_{panelesSt} = 60,27 \cdot 14 = 819,42 V$$

$$V_{mpp(70,75^{\circ}C)TOTAL} = V_{mpp(70,75^{\circ}C)} \cdot N_{panelesSt} = 56,35 \cdot 14 = 773,08V$$

Se comprueba que los valores están dentro del rango de tensiones permitidos por el seguidor de máxima potencia:

$$570 V < V_{mpp(70,75^{\circ}C)TOTAL} < V_{mpp(31,75^{\circ}C)TOTAL} < 850 V$$

6.3 DIMENSIONAMIENTO DE LOS CONDUCTORES EN CORRIENTE CONTINUA

Para el dimensionamiento de los conductores de la parte de continua de la instalación, se utilizará lo expuesto en el punto 5 de la ITC-BT-40 “Instalaciones Generadoras de Baja Tensión” del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, donde se explica que la intensidad de diseño de los conductores debe ser al menos un 125% de la intensidad nominal del generador, y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a red será menor o igual al 1,5% para la intensidad nominal.

El método empleado para el cálculo de la sección de los conductores será el dimensionamiento de los mismos por criterio de caída de tensión, y comprobación por el criterio de temperatura.

A efectos de la determinación del método de instalación, el sistema empleado para la canalización del cableado será por bandeja tipo Rejiband, correspondiendo con el método de instalación B1 de la tabla 52-B1 recogida en la norma UNE 20460-5-523:2004. Para establecerlo, se ha utilizado la Tabla 52-B2 “Métodos de Instalación” de la citada norma, que facilita las indicaciones para determinar el método de instalación cuando son distintos a los de referencia. En la siguiente ilustración se muestra dicha tabla.

| (TABLA 52-B2) MÉTODOS DE INSTALACIÓN | | |
|---|--|--|
| Facilita las indicaciones para determinar las corrientes admisibles para otros métodos diferentes de referencia | | |
| 31 | | Conductores aislados o cables unipolares en canales para instalaciones (canaletas) fijadas a una pared de madera |
| 32 | | - en recorrido horizontal ¹⁾ - en recorrido vertical ^{1) 2)} |
| 33 | | Conductores aislados en canales para instalaciones (canaletas) empotrados en el suelo ¹⁾ |
| 33A | | Cables multicables en canales para instalaciones (canaletas) empotradas en el suelo ¹⁾ |
| 42 | | Conductores aislados en tubos en canales de obra (atarjeas) ventiladas ^{1) 4)} |

Ilustración 28 – Tabla 52-B2 de la norma UNE 20460-5-523:2004

Los cables, según la ITC-BT 28 para locales de pública concurrencia deben ser libres de halógenos y de baja emisión de humos en caso de incendio. El cable elegido es el "AFUMEX CLASS 1000 V (AS)", cuyas principales características son las que se describen a continuación:

- Designación genérica: RZ1-K (AS).
- Baja emisión de humos según EN 50399.
- Libre de halógenos según UNE-EN 60754-1 y IEC 60754-1
- No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1.
- No propagación del incendio según EN 50399.
- Tensión nominal: 0,6/1kV

6.3.1 Criterio de caída de tensión

Como se ha expuesto en el punto anterior, la caída de tensión no será superior al 1,5% entre el generador y el punto de interconexión a la Red. Puesto que en la instalación existen dos partes, de continua y de alterna, se debe repartir la caída de tensión entre las dos para que la caída de tensión total no supere la admitida.

El inversor, elemento que separa las partes de continua y de alterna, se ha proyectado en la caseta de instalaciones situada en cubierta, que se encuentra aproximadamente en la vertical que sube desde la Caja General de Protección y Medida, en el sótano del edificio. Así pues, de las mediciones se determina que la distancia que deben recorrer los conductores es mayor en la parte de continua que en la de alterna, hecho por el cual la caída de tensión se ha repartido en 1% para la parte de continua y el 0,5% restante para la de alterna.

La caída de tensión se dividirá en tres tramos:

- Tramo entre los Paneles y los Cuadros de Nivel I.
- Tramo entre los Cuadros de Nivel I y Cuadro de Nivel II.
- Tramo entre el Cuadro de Nivel II e Inversor.

Al existir un Cuadro de Nivel I por cada string, los dos primeros tramos se agruparán en uno solo, ya que la corriente que fluye por los dos es la correspondiente a la intensidad de máxima potencia de un string, es decir, 6,09 A. En éste tramo se permitirá un 0,75% de caída de tensión.

En el tramo entre el Cuadro de Nivel II y el inversor, la intensidad es la de los 20 strings, que al conectarse en paralelo, suman 121,8 A. En éste tramo se permitirá un 0,25% de caída de tensión.

La tensión que se considera es la de máxima potencia de la instalación, (827,4 V) ya que la ITC-40-BT describe que realizará el cálculo para la intensidad nominal.

La expresión que se aplicará para calcular la caída de tensión en corriente continua es la siguiente:

$$(V_A - V_B) = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{S}$$

Siendo:

S: sección del cable, en mm².

L: longitud de cableado del tramo considerado.

I: Intensidad de diseño en el tramo considerado.

P: resistividad del cobre a 20°C (0,01785 Ω·mm²/m)

(V_A-V_B): caída de tensión admisible en el tramo considerado.

Para determinar la sección necesaria en cada tramo, se han realizado las mediciones de longitud de cada tramo, y mediante la elaboración de una hoja Excel se ha automatizado el cálculo de sección a partir de las mediciones obtenidas, la intensidad de cálculo y la caída de tensión máxima admisible. La siguiente ilustración muestra la disposición física de los paneles a partir de la cual se han obtenido las mediciones de cableado. Las agrupaciones de strings se han representado mediante el coloreado de los paneles. Para más detalle consultar el plano 2.

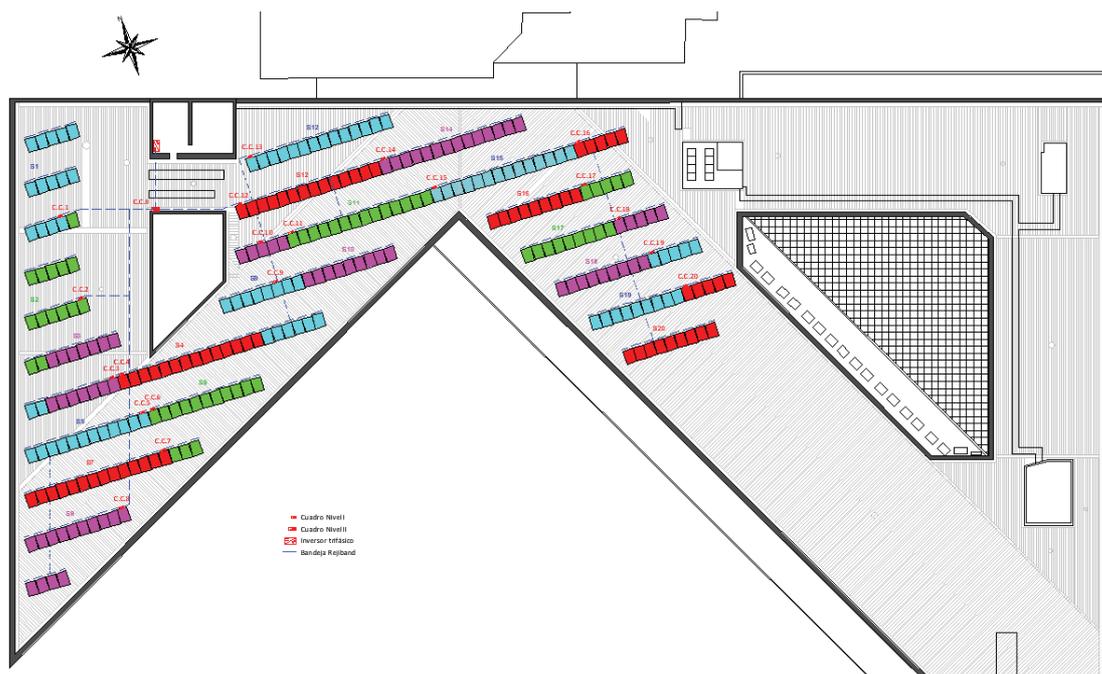


Ilustración 29 – Disposición física de los paneles en cubierta

6.3.1.1 Caída de tensión entre los paneles, Cuadro Nivel I y Cuadro Nivel II

El procedimiento para calcular la sección ha sido el siguiente:

- 1) Se han medido las longitudes de tramo entre cada string y su cuadro de nivel I, tanto el cable positivo como el negativo, y se ha dividido el total por dos, ya que la fórmula de caída de tensión ya considera la ida y vuelta, al multiplicar por dos la longitud.
- 2) Se han medido las longitudes de tramo entre cada cuadro de nivel I y el cuadro de nivel II, donde se agrupan todos los strings.

Diseño y análisis de la viabilidad económica de una instalación solar PV de autoconsumo y venta de excedentes aplicando la regulación vigente: Aplicación a la cubierta del ayuntamiento de Logroño (La Rioja)

- 3) Se han sumado ambas medidas para unificarlas en un solo tramo, como se ha mencionado anteriormente.
- 4) Con la intensidad y el voltaje considerados, (6,09 A y 827,4 V) se aplica la fórmula para calcular la caída de tensión máxima admitida, (0,75%) de manera que para cada tramo se obtenga la sección teórica necesaria, mediante la función “**Buscar Objetivo**”, programado en Excel mediante el editor Visual Basic.
- 5) A partir de la sección teórica, la tabla busca en un catálogo de diámetros normalizados comerciales el diámetro inmediatamente superior al obtenido, y se recalcula la caída de tensión de cada tramo con el diámetro comercial.

En la siguiente tabla se muestra la hoja Excel usada para el cálculo.

| Tramo | I_{mp} [A] | L. tramo [m] | ρ_{cu} ($\Omega mm^2/m$) | Sección Teórica (mm^2) | Sección Norm. (mm^2) | ΔV Teórico [V] | ΔV [%] Teórico | ΔV [V] Real | ΔV [%] Real |
|-------------------|--------------|--------------|---------------------------------|----------------------------|--------------------------|------------------------|------------------------|---------------------|---------------------|
| S1→C.C.1→C.C.II | 6,09 | 25,22 | 0,01786 | 0,84 | 2,5 | 6,5 | 0,79% | 2,2 | 0,27% |
| S2→C.C.2→C.C.II | 6,09 | 38,34 | 0,01786 | 1,26 | 2,5 | 6,6 | 0,80% | 3,3 | 0,40% |
| S3→C.C.3→C.C.II | 6,09 | 32,01 | 0,01786 | 1,29 | 2,5 | 5,4 | 0,65% | 2,8 | 0,34% |
| S4→C.C.4→C.C.II | 6,09 | 27,21 | 0,01786 | 1,10 | 2,5 | 5,4 | 0,65% | 2,4 | 0,29% |
| S5→C.C.5→C.C.II | 6,09 | 34,50 | 0,01786 | 1,18 | 2,5 | 6,3 | 0,77% | 3,0 | 0,36% |
| S6→C.C.6→C.C.II | 6,09 | 40,80 | 0,01786 | 1,38 | 2,5 | 6,4 | 0,77% | 3,5 | 0,43% |
| S7→C.C.7→C.C.II | 6,09 | 38,20 | 0,01786 | 1,50 | 2,5 | 5,5 | 0,67% | 3,3 | 0,40% |
| S8→C.C.8→C.C.II | 6,09 | 42,55 | 0,01786 | 1,72 | 2,5 | 5,4 | 0,65% | 3,7 | 0,45% |
| S9→C.C.9→C.C.II | 6,09 | 29,25 | 0,01786 | 1,17 | 2,5 | 5,5 | 0,66% | 2,5 | 0,31% |
| S10→C.C.10→C.C.II | 6,09 | 28,00 | 0,01786 | 0,94 | 2,5 | 6,5 | 0,78% | 2,4 | 0,29% |
| S11→C.C.11→C.C.II | 6,09 | 23,75 | 0,01786 | 0,78 | 2,5 | 6,6 | 0,80% | 2,1 | 0,25% |
| S12→C.C.12→C.C.II | 6,09 | 14,92 | 0,01786 | 0,51 | 2,5 | 6,3 | 0,76% | 1,3 | 0,16% |
| S13→C.C.13→C.C.II | 6,09 | 20,80 | 0,01786 | 0,72 | 2,5 | 6,3 | 0,76% | 1,8 | 0,22% |
| S14→C.C.14→C.C.II | 6,09 | 30,20 | 0,01786 | 1,00 | 2,5 | 6,5 | 0,79% | 2,6 | 0,32% |
| S15→C.C.15→C.C.II | 6,09 | 38,95 | 0,01786 | 1,53 | 2,5 | 5,5 | 0,67% | 3,4 | 0,41% |
| S16→C.C.16→C.C.II | 6,09 | 60,28 | 0,01786 | 1,99 | 2,5 | 6,6 | 0,80% | 5,2 | 0,63% |
| S17→C.C.17→C.C.II | 6,09 | 61,45 | 0,01786 | 2,47 | 2,5 | 5,4 | 0,65% | 5,3 | 0,65% |
| S18→C.C.18→C.C.II | 6,09 | 66,60 | 0,01786 | 2,33 | 2,5 | 6,2 | 0,75% | 5,8 | 0,70% |
| S19→C.C.19→C.C.II | 6,09 | 75,90 | 0,01786 | 2,53 | 4 | 6,5 | 0,79% | 4,1 | 0,50% |
| S20→C.C.20→C.C.II | 6,09 | 84,74 | 0,01786 | 2,81 | 4 | 6,6 | 0,79% | 4,6 | 0,56% |

Tabla 15 – Hoja Excel automatizada para el cálculo de caídas de tensiones en corriente continua

Como puede observarse, en la tabla únicamente hay que introducir la longitud de cada tramo, ya que los otros parámetros necesarios para el cálculo se introducen automáticamente a partir de las características de los paneles escogidos.

Se obtienen secciones de cableado de 2,5 mm² para los strings del 1 al 18, y de 4 mm² para los strings 19 y 20, que son los más alejados del Cuadro de Nivel II.

6.3.1.2 Caída de tensión entre Cuadro de Nivel II e Inversor

El procedimiento usado ha sido el siguiente:

- 1) Se ha medido la longitud del tramo entre el Cuadro de Nivel II y el inversor.
- 2) Se han considerado las intensidades y voltajes de tramo necesarias (121,8 A y 827,4 V), como se justifica en el punto 6.3.1.
- 3) Se ha utilizado la misma hoja que se ha elaborado para el apartado anterior, aplicando ahora una caída de tensión máxima admisible del 0,25% para éste tramo.

Los resultados obtenidos se recogen en la siguiente tabla:

| Tramo | I [A] | L. [m] | ρ_{cu} ($\Omega\text{mm}^2/\text{m}$) | Sección Teórica (mm^2) | Sección Norm. (mm^2) | ΔV Teórico [V] | ΔV [%] Teórico | ΔV [V] Real | ΔV [%] Real |
|---------------|-------|--------|---|---|---------------------------------------|------------------------------|---------------------------|---------------------------|------------------------|
| C.C.II → Inv. | 121,8 | 6 | 0,01786 | 10,84 | 16 | 2,4 | 0,29% | 1,6 | 0,20% |

Tabla 16 – Caída de tensión admisible en el tramo Cuadro de Nivel II hasta inversor

La sección obtenida por este criterio ha sido de 16 mm^2 , sin embargo como se verá en el apartado 6.3.2, es necesario incrementar dicha sección por el criterio térmico a 50 mm^2 .

6.3.2 Criterio térmico

Como se ha descrito anteriormente, la intensidad de diseño para los conductores será de un 125% de la intensidad nominal.

Se deberá comprobar que para las condiciones de instalación se cumpla la condición de intensidad máxima admisible por el conductor, es decir:

$$I_B < I_Z$$

Siendo:

I_B : Intensidad de diseño. (125% de la nominal)

I_Z : Intensidad máxima admisible por el conductor para las condiciones de instalación.

La intensidad máxima admisible se deberá corregir, si procede, por los diferentes factores de corrección aplicables para la tipología de la instalación.

6.3.2.1 Comprobación criterio térmico desde paneles, Cuadro de Nivel y Cuadro de Nivel II

Las secciones obtenidas mediante el criterio de caída de tensión han sido de 2,5 y 4 mm^2 .

La intensidad de diseño en éste tramo es de $I_{MP} * 1,25 = 6,09 * 1,25 = 7,61$ A.

La temperatura ambiente a considerar será de 45°C a efectos del coeficiente de corrección por temperatura. (Tabla 52-D1)

El número máximo de circuitos agrupados en las canalizaciones será de 20. (Tabla 52-E1)

Como se ha dispuesto anteriormente, los cables irán canalizados en bandejas tipo Rejiband, lo que corresponde a un método de instalación B1 de la Tabla 52-B1. Además, el material de aislamiento es Polietileno Reticulado (XLPE).

Con estos parámetros, los resultados obtenidos se resumen en la siguiente tabla.

| I_{Mp} (A) | Método Instalación | Tª ambiente (°C) | Nº Circuitos | I_B (A) |
|----------------------|--------------------------|------------------|--------------|-----------|
| 6,09 | B1 (XLPE2) | 45 | 20 | 7,61 |
| S (mm ²) | $I_Z(T_{aire=40°C})$ (A) | $K_{Tamb(45°C)}$ | K_{20cir} | I_Z (A) |
| 2,5 | 26,5 | 0,96 | 0,7 | 17,81 |
| 4 | 35 | 0,96 | 0,7 | 23,52 |

Tabla 17 – Criterio térmico para tramo desde paneles y cuadros de nivel I hasta Cuadro de Nivel II

Se cumple el criterio en ambos tramos ya que $7,61 < 17,81$ y $7,61 < 23,52$, por lo cual no es necesario variar las secciones calculadas por el método de caída de tensión.

6.3.2.2 Comprobación criterio térmico desde Cuadro Nivel II hasta inversor

La sección obtenida mediante el criterio de caída de tensión ha sido de 16 mm².

La intensidad de diseño en éste tramo es de $I_{20strings} * 1,25 = 6,09 * 20 * 1,25 = 152,25$ A.

La temperatura ambiente a considerar será de 45°C a efectos del coeficiente de corrección por temperatura. (Tabla 52-D1)

El número máximo de circuitos agrupados en las canalizaciones será de 1. (Tabla 52-E1)

Como se ha dispuesto anteriormente, los cables irán canalizados en bandejas tipo Rejiband, lo que corresponde a un método de instalación B1 de la Tabla 52-B1. Además, el material de aislamiento es Polietileno Reticulado (XLPE).

Con estos parámetros, los resultados obtenidos se resumen en la siguiente tabla.

| $I_{20strings}$ (A) | Método Instalación | Tª ambiente (°C) | Nº Circuitos | I_B (A) |
|----------------------|--------------------------|------------------|--------------|-----------|
| 121,8 | B1 (XLPE2) | 45 | 1 | 152,25 |
| S (mm ²) | $I_Z(T_{aire=40°C})$ (A) | $K_{Tamb(45°C)}$ | K_{1cir} | I_Z (A) |
| 16 | 87 | 0,96 | 1 | 83,52 |

Tabla 18 – Criterio térmico para tramo desde Cuadro Nivel II hasta inversor

Como se puede observar, la comprobación por criterio térmico no es válida para ésta sección. Esto se debe a que en concreto, para éste tramo es más restrictivo el criterio térmico frente al de caída de tensión, al no existir gran distancia entre los elementos del tramo. Por lo tanto, deberá incrementarse la sección para que la intensidad máxima admisible sea mayor a la de diseño. La sección que satisface este criterio es la siguiente.

| S (mm ²) | $I_Z(T_{aire=40°C})$ (A) | $K_{Tamb(45°C)}$ | K_{1cir} | I_Z (A) |
|----------------------|--------------------------|------------------|------------|-----------|
| 50 | 167 | 0,96 | 1 | 160,32 |

Tabla 19 – Corrección de sección según criterio térmico

Por lo tanto, se dispondrán dos cables unipolares de **50 mm²**, uno para el positivo y otro para el negativo.

6.4 DIMENSIONAMIENTO DE LOS CONDUCTORES EN CORRIENTE ALTERNA

El método empleado para el cálculo de la sección de los conductores será el dimensionamiento de los mismos por criterio de caída de tensión, y comprobación por el criterio de temperatura.

El tramo a considerar será el comprendido entre el inversor y el punto de conexión a la red del edificio, en el cual se conectará la instalación fotovoltaica. El cableado será trifásico, y discurrirá desde la caseta del inversor situada en cubierta hasta el cuadro de protección de corriente alterna, situado en el Cuadro General de Protección. La distancia entre el cuadro de protección de corriente alterna se considera despreciable, ya que está muy próxima al punto frontera con la instalación.

El cable elegido será el mismo que para la parte de continua, el "AFUMEX CLASS 1000 V (AS)" RZ1-K (AS), ya que cumple lo establecido en la ITC-BT 28 para locales de pública concurrencia.

Se ha escogido el mismo método para canalizar los conductores que en la parte de continua, por bandeja tipo Rejiband, lo que corresponde a un método de instalación B1 de la Tabla 52-B1.

6.4.1 Caída de tensión desde inversor hasta cuadro de protección de alterna

La sección teórica mínima del cableado trifásico se calculará según la siguiente expresión:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi \cdot \rho}{(V_A - V_B)}$$

Siendo:

L: es la longitud del conductor (m).

I: es la corriente que circula por el conductor

cos φ : es el factor de potencia, la relación entre la potencia activa y la aparente

P: resistividad del cobre a 20°C (0,01785 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)

(V_A-V_B): caída de tensión admisible en el tramo considerado. (0,5 %)

Para calcular la intensidad que circula por el conductor, aplicaremos la fórmula de la potencia trifásica:

$$P_t = \sqrt{3} \cdot U_L \cdot I_L \cdot \cos \varphi$$

Siendo:

P_t: Potencia trifásica.

U_L: Tensión de línea (400 V)

I_L: Intensidad de línea

cos φ : es el factor de potencia, la relación entre la potencia activa y la aparente (1)

La potencia trifásica viene dada por la potencia máxima que el inversor puede suministrar a la red, es decir, 100 kW, y la tensión de la línea son 400 V. El $\cos \varphi$ según el IDAE debe ser igual a la unidad.

Despejando, se obtiene un valor de $I_L=144,33$ A.

La distancia se ha medido en plano teniendo en cuenta el tramo que tiene que recorrer el cableado por la bajante para instalaciones de la caseta del inversor, hasta el sótano. Se puede apreciar un croquis del trazado de las canalizaciones en la siguiente ilustración. Para más detalle, puede consultarse el plano 3.

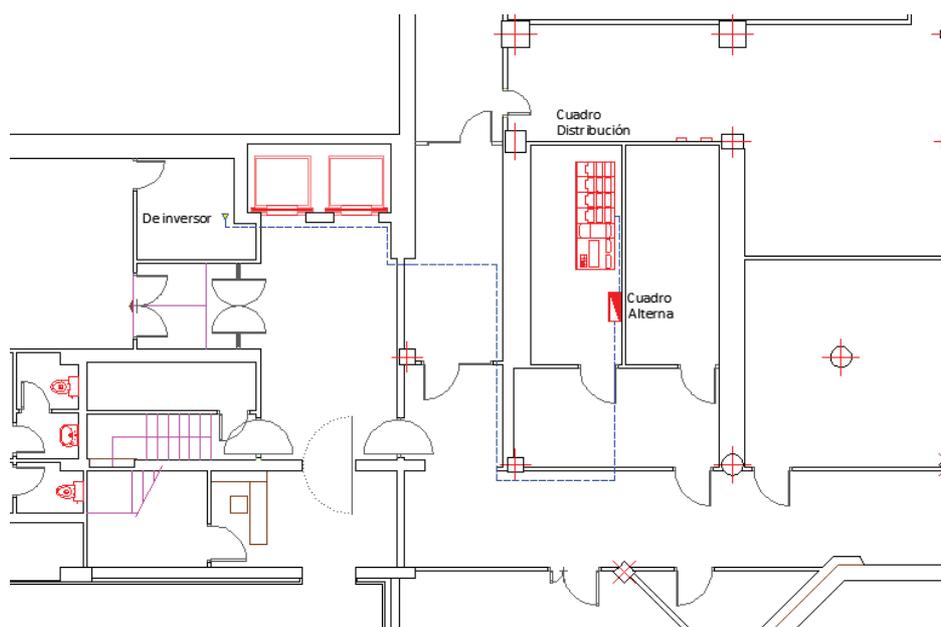


Ilustración 30 – Croquis de trazado tramo desde inversor a Cuadro Alterna en sótano

Aplicando la fórmula de la caída de tensión, para la longitud del tramo considerado, con una caída de tensión máxima admisible del 0,5%, obtenemos los siguientes resultados:

| Rama | Intensidad [A] | Longitud [m] | ρ_{cu} (Ωmm^2 /m) | Sección Teórica (mm^2) | Sección Norm. (mm^2) | ΔV Teórico [V] | ΔV [%] Teórico | ΔV [V] Real | ΔV [%] Real |
|-------------|----------------|--------------|---------------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|------------------------|------------------------|---------------------|---------------------|
| Inv. → C.A. | 144,33 | 41,35 | 0,0178 | 94,90 | 95 | 2,0 | 0,49% | 2,0 | 0,49% |

Tabla 20 – Caída de tensión desde el inversor hasta el Cuadro de Alterna

Se utilizarán conductores de 95 mm^2 de sección.

6.4.2 Comprobación criterio térmico desde inversor hasta Cuadro de Alterna

La sección obtenida mediante el criterio de caída de tensión ha sido de 95 mm^2 .

La intensidad de diseño en éste tramo es de $144,33$ A.

La temperatura ambiente a considerar será de 45°C a efectos del coeficiente de corrección por temperatura. (Tabla 52-D1)

El número máximo de circuitos agrupados en las canalizaciones será de 1. (Tabla 52-E1)

Como se ha dispuesto anteriormente, los cables irán canalizados en bandejas tipo Rejiband, lo que corresponde a un método de instalación B1 de la Tabla 52-B1. Además, el material de aislamiento es Polietileno Reticulado (XLPE).

Con estos parámetros, los resultados obtenidos se resumen en la siguiente tabla.

| I_L (A) | Método Instalación | Tª ambiente (°C) | Nº Circuitos | I_B (A) |
|----------------------|--------------------------|------------------|--------------|-----------|
| 144,33 | B1 (XLPE2) | 45 | 1 | 144,33 |
| S (mm ²) | $I_Z(T_{aire=40°C})$ (A) | $K_{Tamb(45°C)}$ | K_{1cir} | I_Z (A) |
| 95 | 224 | 0,96 | 1 | 215,04 |

Tabla 21 – Comprobación criterio térmico en tramo desde inversor hasta cuadro alterna

La sección propuesta cumple el criterio térmico, ya que $I_B < I_Z$.

6.5 PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Para garantizar la seguridad de los elementos que componen la instalación fotovoltaica, así como la de todo personal que pueda estar encargado de su mantenimiento y operación, se dispondrán los elementos de protección necesarios.

El dimensionamiento de las protecciones contra sobrecargas, se realizará según lo dispuesto en la ITC-BT-22: Protección contra sobreintensidades del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. En ella se explica que una línea estará protegida contra sobrecargas si se verifican las siguientes condiciones:

- i. $I_B \leq I_N \leq I_Z$
- ii. $I_f \leq 1,45 \cdot I_Z$

Siendo:

I_B : Intensidad de diseño del circuito correspondiente.

I_N : Corriente nominal del dispositivo de protección.

I_Z : Intensidad máxima admisible del conductor protegido. Se obtiene de la tabla A.52-1 BIS de la norma UNE 20.460 – 5 – 23:2004.

I_f : Corriente que garantiza el funcionamiento efectivo de la protección.

La corriente que garantiza el funcionamiento efectivo de la protección se obtiene por diferentes métodos si la protección se trata de un interruptor magnetotérmico o de un fusible.

En el caso de protección magnetotérmica:

$$I_f = 1,45 \cdot I_N$$

De lo cual se deduce que la segunda condición se cumple siempre que se verifique la primera, por lo cual sólo será necesario verificar la primera condición.

En el caso de fusibles, los valores de I_f se obtienen según la siguiente tabla, elaborada a partir de datos de la Norma IEC 60.269 – 1 y 60.269-2-1.

| In (A) | Tiempo convencional (h) | Corriente convencional de fusión |
|------------------------|-------------------------|----------------------------------|
| $In \leq 4$ | 1 | 2,1 In |
| $4 < In \leq 16$ | 1 | 1,9 In |
| $16 \leq In \leq 63$ | 1 | 1,6 In |
| $63 \leq In \leq 160$ | 2 | 1,6 In |
| $160 \leq In \leq 400$ | 3 | 1,6 In |
| $400 \leq In$ | 4 | 1,6 In |

Tabla 22 – Valores de I_f según calibre del fusible

Estos cálculos, se realizarán teniendo en cuenta las partes de continua de alterna por separado, y dividiendo por tramos, al igual que para el dimensionamiento del cableado. Esto es debido a que las protecciones varían tanto para la naturaleza de la corriente como para el valor admisible de los conductores.

6.5.1 Protecciones de continua

Los dispositivos destinados a tal fin en la parte de continua deberán proteger contra los siguientes riesgos eléctricos:

Protección contra contactos directos: Se define como el contacto que se produce con los elementos activos por parte de personas o animales. Para proteger la parte de continua de los contactos directos, todas las partes activas de los elementos deben ser inaccesibles. Para lograrlo, tanto el cableado como las cajas de protección se hallarán debidamente aislados.

Protección contra contactos indirectos: Se define como el contacto que se produce con los elementos que se hallan bajo tensión por consecuencia de un fallo de aislamiento por parte de personas o animales. Para la parte de continua, la protección se logrará mediante el aislamiento Clase II de todos los elementos, que garantizan que en caso de fallo de aislamiento no se provocará una situación de peligro. Para garantizarlo, el inversor estará dotado de un detector de fallo de aislamiento. Además, los elementos de esta parte de la instalación no serán accesibles para personas, a no ser que sean las encargadas de realizar tareas de mantenimiento u operación.

Protección contra sobrecargas y cortocircuitos: La protección contra sobrecargas se realizará mediante fusibles en cada uno de los strings. La protección contra cortocircuitos se verificará comprobando que la intensidad de cortocircuito del generador fotovoltaico no sea superior a la admisible de los conductores.

Protección contra sobretensiones: La protección contra sobretensiones protegerá la instalación contra sobretensiones producidas por descargas de rayos, de manera que se descarguen a tierra los posibles picos de tensión que se produzcan mediante dispositivos de protección contra sobretensiones.

A continuación se detallarán los dispositivos de protección de cada tramo de la instalación.

6.5.1.1 Paneles solares – Cuadro de Nivel I

Este tramo estará protegido por tres elementos, un fusible, un interruptor-seccionador y un protector contra sobretensiones.

La protección contra sobrecargas se llevará a cabo mediante fusibles instalados para los polos positivo y negativo de cada string. Los fusibles estarán instalados en el Cuadro de nivel I, y provocarán la apertura del circuito si se produce una corriente superior a la admisible por los conductores de la instalación.



Ilustración 31 – Fusible de corriente continua

En éste tramo, la sección de los conductores es de 2,5 y 4 mm², y la intensidad de diseño es la de máxima potencia producida por los paneles, por lo cual los fusibles se dimensionarán según los siguientes parámetros:

$$I_B = I_{Mp} = 6,09 A$$

$$I_{Z\ 2,5\ mm^2} = I_{maxadmisible2,5} = 17,81 A$$

$$I_{Z\ 4\ mm^2} = I_{maxadmisible4} = 23,52 A$$

Para satisfacer la condición i), la corriente nominal de los fusibles debe ser:

$$I_B = 6,09 \leq I_{N2,5mm^2} \leq 17,81 = I_{Z\ 2,5\ mm^2}$$

$$I_B = 6,09 \leq I_{N4mm^2} \leq 23,52 = I_{Z\ 4\ mm^2}$$

Por lo tanto, buscaremos el fusible que cumpla dicha condición, en la tabla de intensidades normalizadas de los fusibles de BT.

| | | | | | | | |
|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|
| 2 | 4 | 6 | 10 | 16 | 20 | 25 | 35 |
| 40 | 50 | 63 | 80 | 100 | 125 | 160 | 200 |
| 250 | 315 | 400 | 425 | 500 | 630 | 800 | 1000 |

Tabla 23 – Intensidades nominales en Amperios de los fusibles normalizadas en BT

Se seleccionan fusibles de $I_N = 10 A$ tanto para los conductores de 2,5 mm² como para los de 4 mm².

A continuación se comprobará la condición ii), para lo cual primero se calculará I_f , que según la Tabla 22:

$$I_f = 1,9 \cdot I_N = 1,9 \cdot 10 = 19 A$$

$$I_f = 19 \leq 1,45 \cdot I_{Z2,5mm^2} = 1,45 \cdot 17,81 = 25,82 A \rightarrow cumple$$

$$I_f = 19 \leq 1,45 \cdot I_{Z4mm^2} = 1,45 \cdot 23,52 = 34,1 A \rightarrow \text{cumple}$$

Los fusibles de 10 A protegen adecuadamente contra sobrecargas el tramo desde los paneles a los Cuadros de Nivel I para ambas secciones.

Los Cuadros de Nivel I irán dotados además de un interruptor-seccionador que permite aislar cada string para labores de mantenimiento. Se colocaran por lo tanto 20 interruptores, uno por cada string.

Para la elección de los interruptores-seccionadores se tendrán en cuenta la tensión de funcionamiento y la intensidad que deben ser capaces de interrumpir en carga. La tensión será la máxima que pueda producirse en la instalación, la cual se dará en condiciones de circuito abierto.

$$I_{SC} = 6,5 A$$

$$V_{OC} = 981,4 V$$

Se ha escogido un interruptor-seccionador de marca SIRCO modelo MC PV IEC 60947-3, capaz de cortar una corriente de 25 A a 1000 V en corriente continua.

Para la elección del descargador contra sobretensiones, se tendrá en cuenta la tensión máxima de servicio, es decir 981,4 V en condiciones de circuito abierto. El Cuadro de Nivel I escogido presenta un protector de sobretensiones Clase II hasta 1000 V.



Ilustración 32- Cuadro de Nivel I

6.5.1.2 Cuadros de Nivel I a Cuadro de Nivel II

Éste tramo estará protegido por tres elementos, fusible, descargador contra sobretensiones e interruptor-seccionador.

Para la elección de los fusibles, se tendrá en cuenta que en el modelo escogido de Cuadro de Nivel II van conectadas dos entradas de string a un mismo fusible, por lo cual para el dimensionamiento se tendrán en cuenta los siguientes parámetros:

$$I_B = 2 \cdot I_{Mp} = 12,18 A$$

$$I_{Z 2,5 mm^2} = I_{maxadmisible2,5} = 17,81 A$$

$$I_{Z 4 mm^2} = I_{maxadmisible4} = 23,52 A$$

Para satisfacer la condición i), la corriente nominal de los fusibles debe ser:

$$I_B = 12,18 \leq I_{N2,5mm^2} \leq 17,81 = I_{Z 2,5 mm^2}$$

$$I_B = 12,18 \leq I_{N4mm^2} \leq 23,52 = I_{Z 4 mm^2}$$

Se seleccionan fusibles de $I_N = 16 A$ tanto para los conductores de 2,5 mm² como para los de 4 mm².

A continuación se comprobará la condición ii), para lo cual primero se calculará I_f , que según la Tabla 22:

$$I_f = 1,6 \cdot I_N = 1,6 \cdot 16 = 25,6 A$$

$$I_f = 25,6 \leq 1,45 \cdot I_{Z2,5mm^2} = 1,45 \cdot 17,81 = 25,82 A \rightarrow \text{cumple}$$

$$I_f = 25,6 \leq 1,45 \cdot I_{Z4mm^2} = 1,45 \cdot 23,52 = 34,1 A \rightarrow \text{cumple}$$

Los fusibles de 16 A protegen adecuadamente contra sobrecargas el tramo desde los Cuadros de Nivel I hasta los Cuadros de Nivel II para ambas secciones.

Para la elección del descargador contra sobretensiones, se tendrá en cuenta la tensión máxima de servicio, es decir 981,4 V en condiciones de circuito abierto. La caja de conexiones escogida, el modelo PVI-STRINGCOMB (150A) de la marca ABB está dotada de un protector contra sobretensiones Clase II con una tensión máxima de 1000V.

Para la elección de los interruptores-seccionadores se tendrán en cuenta la tensión de funcionamiento y la intensidad que deben ser capaces de interrumpir en carga. La tensión será la máxima que pueda producirse en la instalación, la cual se dará en condiciones de circuito abierto y la intensidad la correspondiente a la de cortocircuito de los 20 strings.

$$I_{SC} = 6,5 \cdot 20 \text{ strings} = 130 A$$

$$V_{OC} = 981,4 V$$

El Cuadro de Nivel II cuenta con un interruptor-seccionador capaz de interrumpir una corriente de 150 A a 1000V en corriente continua.



Ilustración 33 – Cuadro de Nivel II

6.5.1.3 Cuadro de Nivel II hasta inversor

Este último tramo hasta el inversor agrupa todos los strings en dos cables, uno positivo y otro negativo, por los cuales circulará una intensidad máxima de 130 A, que corresponde a la de cortocircuito del generador fotovoltaico.

El tramo estará protegido contra sobrecargas, contra sobretensiones, contra fallos de aislamiento, y contará con un interruptor-seccionador de corriente continua.

Para dimensionar los fusibles, se utilizará el mismo método que en anteriores apartados. En este tramo la sección de los conductores es de 95 mm².

$$I_B = I_{Mp} = 130 A$$

$$I_Z = I_{maxadmissible} = 215,04 A$$

Para satisfacer la condición i), la corriente nominal de los fusibles debe ser:

$$I_B = 130 \leq I_N \leq 215,04 = I_Z$$

Por lo tanto, buscaremos el fusible que cumpla dicha condición, en la tabla de intensidades normalizadas de los fusibles de BT. Se seleccionan fusibles de $I_N = 160 A$.

A continuación se comprobará la condición ii), para lo cual primero se calculará I_f , que según la Tabla 22:

$$I_f = 1,6 \cdot I_N = 1,6 \cdot 160 = 256 A$$

$$I_f = 256 \leq 1,45 \cdot I_Z = 1,45 \cdot 215,04 = 311,8 A \rightarrow \text{cumple}$$

Los fusibles de 160 A protegen adecuadamente contra sobrecargas el tramo. Se instalarán en una caja de protección situada junto al inversor.

La protección contra sobretensiones se lleva a cabo mediante un descargador de sobretensión DC tipo II integrado en el inversor.

El dispositivo de vigilancia de aislamiento monitorizará de forma continua el valor de aislamiento existente entre ambos polos de los conductores, y cuando ésta sea inferior a un valor determinado, accionará un interruptor-seccionador de corriente continua.

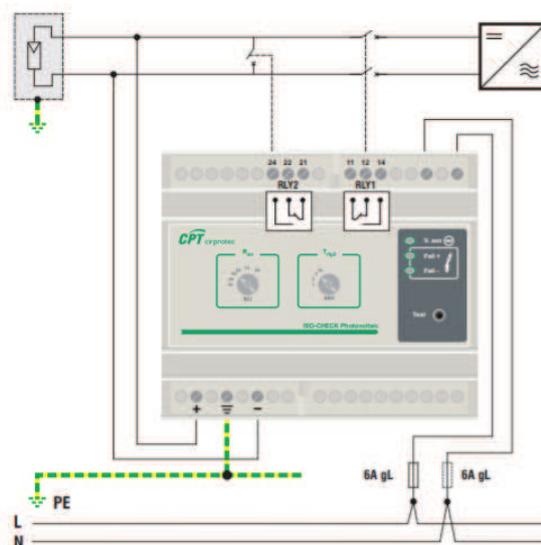


Ilustración 34 – Esquema de conexión del vigilante de aislamiento

Para su elección, se considerará fundamentalmente la tensión máxima de funcionamiento, (981,4 V) en condiciones de circuito abierto. El vigilante de aislamiento elegido es el modelo Check PV de la marca CIRPROTEC, asignado a una tensión nominal de 500-1000 V.

El seccionador en carga tiene la función de desconectar el inversor del generador fotovoltaico, manualmente para labores de mantenimiento, o de manera automática si el vigilante de aislamiento lo acciona eléctricamente. El modelo escogido es el NSX160 NA DC PV de Schneider, preparado para operar a una tensión de 1000V y un poder de corte de 160 A en corriente continua. Además tiene opción de accionamiento motorizado mediante señal eléctrica, lo que lo hace adecuado para el funcionamiento con el vigilante de aislamiento.

6.5.2 Protecciones de alterna

Los dispositivos destinados a tal fin en la parte de alterna deberán proteger contra los siguientes riesgos eléctricos:

Protección contra contactos directos: De igual manera que en la parte de corriente continua, la forma de proteger frente a contactos directos será dotar de aislamiento doble a todas las partes activas de la instalación.

Protección contra contactos indirectos: En la parte de alterna se instalará un interruptor diferencial, según RD 1699/2011, el cual irá instalado en el cuadro de protección de corriente alterna, cuya misión es abrir el circuito cuando se detecten derivaciones de corriente a tierra. Tales derivaciones pueden ser provocadas tanto por fallos de aislamiento como por contactos directos.

Protección contra sobrecargas y cortocircuitos: Para proteger el circuito de alterna de sobrecargas y cortocircuitos se instalará un interruptor magnetotérmico en el cuadro de protecciones de alterna, que actuará además de elemento de corte general, según lo dispuesto en el artículo 14 del RD 1699/2011.

Protección contra sobretensiones: Al igual que en la parte de continua, se dispondrá de un descargador de sobretensiones Clase II en la parte de alterna.

Protecciones de la conexión de máxima y mínima frecuencia: Según lo establecido en el RD 1699/2011, el inversor dispondrá de protecciones para la desconexión del inversor si se producen valores de frecuencia y tensión anómalos (50,5 Hz y 48 Hz con una temporización máxima de 0.5 y de 3 segundos respectivamente) y máxima y mínima tensión entre fases (1,15 Un y 0,85 Un).

6.5.2.1 Tramo Inversor hasta Cuadro de Alterna

Para el dimensionamiento del interruptor general magnetotérmico, se cumplirá la siguiente condición:

$$i. \quad I_B \leq I_N \leq I_Z$$

Siendo la intensidad de diseño la calculada anteriormente, 144,33 A, y la intensidad máxima admisible para los conductores de 95 mm² de 215,04 A. Por lo cual se seleccionará un interruptor magnetotérmico cuya intensidad nominal será:

$$I_B = 144,3 \leq I_N \leq 215,04 = I_Z$$

Se selecciona un interruptor magnetotérmico de $I_N = 160$ A modelo Legrand Gama DPX3 160.



Ilustración 35 – Interruptor magnetotérmico seleccionado

El interruptor diferencial detecta derivaciones de corriente a través de una toroidal que detecta variaciones en el campo magnético producidas por variaciones en la corriente que circula por los conductores. Se elegirá un interruptor diferencial de intensidad igual a la del interruptor magnetotérmico asociado. Se ha elegido un bloque diferencial Legrand BDS 160 de 160 A y sensibilidad ajustable 30 mA - 300 mA que se integra en el magnetotérmico escogido.

La protección contra sobretensiones la lleva a cabo un protector de Clase II para la parte de alterna.

La protección de máxima y mínima frecuencia y máxima y mínima tensión requeridas según el artículo 14 del RD 1699/2011, están integradas en el inversor **Ingecon 100 TL STD** tal y como establecen en su declaración de conformidad de producto.

Ingeteam

CERTIFICADO DE CONFORMIDAD

INGETEAM POWER TECHNOLOGY S.A. certifica que los inversores de conexión a red:

INGECON SUN 100TL

con cualquiera de las configuraciones del menú "ESPAÑA" cumplen lo siguiente:

- Ostenta el **marcado CE** en virtud del cumplimiento de los requisitos de Seguridad para personas y bienes exigidos por las Directivas Comunitarias que le aplican y para cuyo cumplimiento se han utilizado las normas armonizadas que mejor se ajustan al producto:

| Directivas aplicables | Directiva de Baja Tensión 2014/35/EU. | Directiva de Compatibilidad Electromagnética 2014/30/EU. |
|------------------------------|--|---|
| Normas armonizadas empacadas | EN 62109-1 Seguridad Eléctrica | EN 61000-6-2 Inmunidad Entorno Industrial |
| | EN 62109-2 Seguridad Eléctrica | EN 61000-6-4 Emisión Entorno Industrial |
| | EN 50178 Seguridad Eléctrica | EN 61000-3-12 Nivel de Corrientes Armónicas |

- Cumple con la normativa establecida en el Real Decreto 1699/2011 de 18 de Noviembre de 2011 por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, así como con las modificaciones introducidas por el Real Decreto 413/2014 de 6 de Junio. El cumplimiento de dichas normas se prueba con el cumplimiento de UNE 206007-1.

- Dispone de protecciones de tensión y frecuencia para la desconexión del inversor según los siguientes valores:

| | | | |
|---------------------|--------------|-----------------------|----------------|
| Sobretensión-fase 1 | (110% de Vn) | Tiempo de desconexión | max 1.5 s. |
| Sobretensión-fase 2 | (115% de Vn) | Tiempo de desconexión | max 0.2 s. |
| Tensión mínima | (85% de Vn) | Tiempo de desconexión | max 1.5 s. (7) |
| Frecuencia máxima | 51 Hz | Tiempo de desconexión | max 0.5 s. |
| Frecuencia mínima | 48 Hz (7) | Tiempo de desconexión | min 3 s. |

Ilustración 36 – Certificado de conformidad del inversor

6.6 DIMENSIONAMIENTO RED DE TIERRAS

Según se dispone en la ITC-BT-18 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, el objeto de las puestas a tierra es limitar la tensión respecto a tierra que pudieran presentar todas las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales.

La instalación de puesta a tierra está formada por los siguientes elementos:

Tomas de tierra

Está constituida por electrodos formados por barras, tubos, anillos y otras estructuras en contacto con el terreno, al cual derivarán cualquier corriente de fuga que se presente en la instalación. Debe estar compuesta por materiales determinados y encontrarse enterradas a una profundidad tal que permitan el correcto funcionamiento de la instalación de puesta a tierra. Para este proyecto se utilizarán las picas de toma de tierra del edificio de la casa consistorial.

Conductores de tierra

Son los elementos que unen los electrodos de las tomas de tierra con el borne principal de tierra. Se utilizarán los existentes en el edificio.

- Borne de puesta a tierra

Es el elemento que une los conductores de tierra con los conductores de protección de la instalación. Se utilizará el borne de puesta a tierra del propio edificio.

Conductores de protección

Son los que unen eléctricamente las masas de la instalación a los elementos de protección, y a estos al borne de puesta a tierra. Deben ser fabricados del mismo material que los conductores activos, y las secciones que deben utilizarse vienen dadas por la siguiente tabla:

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

Tabla 24 - Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase

Por lo tanto, en cada tramo los conductores de protección serán variables en función de la sección de los conductores activos de la instalación.

6.6.1 Tramo desde paneles solares hasta Cuadro de Nivel I

En éste tramo, las secciones varían de 2,5 a 4 mm^2 . La toma a tierra se realizará conectando el conductor de protección a los orificios en los marcos de los paneles solares destinados a la puesta a tierra, ya que al ser los marcos de aluminio anodizado, requieren de esos orificios para asegurar un buen contacto eléctrico.

$$S_{\text{conductor}_{2,5}} = 2,5 \text{ mm}^2 < 16 \rightarrow S_p = S_{\text{conductor}_{\text{fase}}} = 2,5 \text{ mm}^2$$

$$S_{\text{conductor}_4} = 4 \text{ mm}^2 < 16 \rightarrow S_p = S_{\text{conductor}_{\text{fase}}} = 4 \text{ mm}^2$$

Además, se pondrá a tierra la estructura de los paneles solares con la misma sección de protección, uniéndose con la de los marcos de los paneles.

6.6.2 Tramo desde Cuadro de Nivel I hasta Cuadro de Nivel II

En este tramo, las secciones varían de 2,5 a 4 mm². Se dispondrá cableado de protección desde los cuadros de protección de string hasta el cuadro de concentración de nivel II.

$$S_{conductor2,5} = 2,5 \text{ mm}^2 < 16 \rightarrow S_p = S_{conductorfase} = 2,5 \text{ mm}^2$$

$$S_{conductor4} = 4 \text{ mm}^2 < 16 \rightarrow S_p = S_{conductorfase} = 4 \text{ mm}^2$$

6.6.3 Tramo desde Cuadro de Nivel II a inversor

En este tramo la sección es de 50 mm².

$$S_{conductor50} = 50 \text{ mm}^2 > 35 \rightarrow S_p = S_{conductorfase}/2 = 25 \text{ mm}^2$$

6.6.4 Tramo desde inversor a cuadro de protección alterna y borne puesta a tierra

En este tramo la sección es de 95 mm².

$$S_{conductor95} = 95 \text{ mm}^2 > 35 \rightarrow S_p = S_{conductorfase}/2 = 50 \text{ mm}^2$$

6.7 DIMENSIONAMIENTO ANCLAJES DE ESTRUCTURA

La instalación cuenta con una estructura modelo CVE915 – CVE915XL, como se indica en el punto 5.3 fabricada en perfiles de aluminio con tratamiento anticorrosión y tornillería de acero inoxidable. La instalación de la estructura se ha realizado en función de la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

Estas estructuras están diseñadas por el fabricante cumpliendo las especificaciones de las normas UNE-EN 1991-1-3:2004 y UNE-EN 1991-1-4:2007 del Eurocódigo, para unas cargas de nieve de 200 N/m² y cargas de viento Vb: 29m/s. Por lo tanto, la estructura está dimensionada y garantizada por el fabricante.

No obstante, se deben dimensionar los anclajes de la estructura a la cubierta, que son el elemento que tiene que soportar todas las solicitaciones que se produzcan en la estructura de los paneles. La normativa a cumplir será el CTE: SE-AE Acciones en la edificación.

Las cargas consideradas en la estructura han sido:

- Peso propio: Peso propio de los paneles + Peso de estructura
- Carga de Viento: Carga de Presión / Succión, según dirección del viento
- Carga de nieve: Se considera que la nieve puede depositarse sobre la estructura.

6.7.1 Peso propio

El peso propio máximo que pueden soportar los anclajes varía en función de la separación entre los triángulos de la estructura, en los que van dispuestos los anclajes. Dicha separación es de 1400 mm. como se detalla en los planos facilitados por el fabricante.

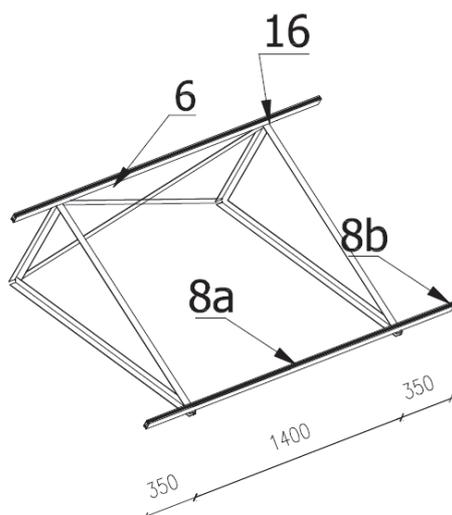


Ilustración 37 – Detalle triángulos premontados de la estructura

Por lo tanto, cada triángulo, en el que se instalan dos anclajes, soporta el peso correspondiente a la mitad de la longitud entre triángulos multiplicada por dos, al tener paneles a ambos lados. Este es el caso más desfavorable, correspondiente a un triángulo situado en mitad de una estructura, ya que los triángulos situados en los extremos soportan la mitad de peso.

El peso de cada panel son 19 kg y su ancho 1046 mm. de lo cual se calcula que el peso de paneles que corresponde a cada triángulo es:

$$P_{TrianguloPaneles} = \frac{19 \frac{kg}{panel}}{1046 \frac{mm}{panel}} \cdot 1400 \frac{mm}{triangulo} = 25,43 \frac{kg}{triangulo} = 0,248 \frac{kN}{triangulo}$$

El peso de la estructura se ha estimado en 6kg de aluminio por triángulo.

$$P_{Estructura} = 6 \frac{kg}{triangulo} = 0,058 \frac{kN}{triangulo}$$

6.7.2 Acciones de viento

La presión estática del viento se define como una carga por unidad de superficie perpendicular a la geometría de esta:

$$q_e = q_b * c_e * c_p$$

Siendo:

$$q_b = 0,45 \text{ kN/m}^2 \text{ para la zona B según figura D.1 CTE: SE-AE}$$

$$c_e = 1,9 \text{ para grado de aspereza IV según tabla 3.4 CTE: SE-AE}$$

Restaría calcular los coeficientes de presión exterior que dependen de la geometría de la cubierta (considerando los paneles como tal). A efectos de cálculo, la estructura de paneles

solares se considera como una marquesina a un agua 30° con un factor de obstrucción de 1, ya que no existe área libre bajo los paneles a éste efecto.

Según el documento DB-SE-AE, tabla D.10:

Tabla D.10 Marquesinas a un agua

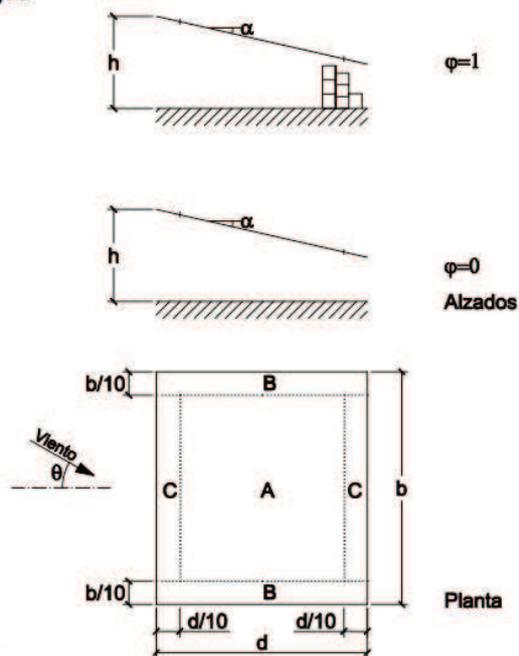


Ilustración 38 – Marquesinas a un agua según CTE:SE-AE

Se considerarán los casos de viento a succión y presión, y se considerará la hipótesis más desfavorable para la estructura.

La superficie será la superficie en planta de la superficie de paneles correspondiente a un triángulo de la estructura. Se obtienen las áreas $A = 1,2404 \text{ m}^2$, $B = 0,1938 \text{ m}^2$, $C = 0,155 \text{ m}^2$ y se calculan a continuación los coeficientes de presión exterior.

Diseño y análisis de la viabilidad económica de una instalación solar PV de autoconsumo y venta de excedentes aplicando la regulación vigente: Aplicación a la cubierta del ayuntamiento de Logroño (La Rioja)

| Pendiente de la cubierta α | Efecto del viento hacia | Factor de obstrucción φ | Coeficientes de presión exterior | | |
|-----------------------------------|-------------------------|---------------------------------|----------------------------------|------|------|
| | | | $C_{p,10}$ | | |
| | | | Zona (según figura) | | |
| | | | A | B | C |
| 0° | Abajo | $0 \leq \varphi \leq 1$ | 0,5 | 1,8 | 1,1 |
| | Arriba | 0 | -0,6 | -1,3 | -1,4 |
| | Arriba | 1 | -1,5 | -1,8 | -2,2 |
| 5° | Abajo | $0 \leq \varphi \leq 1$ | 0,8 | 2,1 | 1,3 |
| | Arriba | 0 | -1,1 | -1,7 | -1,8 |
| | Arriba | 1 | -1,6 | -2,2 | -2,5 |
| 10° | Abajo | $0 \leq \varphi \leq 1$ | 1,2 | 2,4 | 1,6 |
| | Arriba | 0 | -1,5 | -2,0 | -2,1 |
| | Arriba | 1 | -2,1 | -2,6 | -2,7 |
| 15° | Abajo | $0 \leq \varphi \leq 1$ | 1,4 | 2,7 | 1,8 |
| | Arriba | 0 | -1,8 | -2,4 | -2,5 |
| | Arriba | 1 | -1,6 | -2,9 | -3,0 |
| 20° | Abajo | $0 \leq \varphi \leq 1$ | 1,7 | 2,9 | 2,1 |
| | Arriba | 0 | -2,2 | -2,8 | -2,9 |
| | Arriba | 1 | -1,6 | -2,9 | -3,0 |
| 25° | Abajo | $0 \leq \varphi \leq 1$ | 2,0 | 3,1 | 2,3 |
| | Arriba | 0 | -2,6 | -3,2 | -3,2 |
| | Arriba | 1 | -1,5 | -2,5 | -2,8 |
| 30° | Abajo | $0 \leq \varphi \leq 1$ | 2,2 | 3,2 | 2,4 |
| | Arriba | 0 | -3,0 | -3,8 | -3,6 |
| | Arriba | 1 | -1,5 | -2,2 | -2,7 |

Tabla 25 –Coeficientes de presión exterior para marquesina a un agua según DB-SE-AE

Para éste caso, tomaremos los coeficientes A,B y C y una inclinación de 30°.

| Pendiente de la cubierta α | Efecto del viento hacia | Factor de obstrucción | Coeficientes de presión exterior $C_{p,10}$ | | |
|-----------------------------------|-------------------------|-----------------------|---|------|------|
| | | | A | B | C |
| 30° | Abajo | 1 | 2,2 | 3,2 | 2,4 |
| | Arriba | 1 | -1,5 | -2,2 | -2,7 |

Tabla 26 – Coeficientes de presión exterior para 30° y factor de obstrucción 1

Los valores de presión estática, son por tanto:

Efecto del viento hacia abajo – Presión

$$q_{pA} = 1,881 \frac{kN}{m^2}$$

Diseño y análisis de la viabilidad económica de una instalación solar PV de autoconsumo y venta de excedentes aplicando la regulación vigente: Aplicación a la cubierta del ayuntamiento de Logroño (La Rioja)

$$q_{pB} = 2,736 \frac{kN}{m^2}$$

$$q_{pC} = 2,052 \frac{kN}{m^2}$$

Efecto del viento hacia arriba – Succión

$$q_{sA} = -1,2825 \frac{kN}{m^2}$$

$$q_{sB} = -1,881 \frac{kN}{m^2}$$

$$q_{sC} = -2,3085 \frac{kN}{m^2}$$

Para distribuir la carga uniformemente en la superficie de cálculo, se ponderan las cargas por las áreas y se obtiene un valor de presión estática para cada caso:

$$q_p = \frac{q_{pA} * A + 2 * q_{pB} * B + 2 * q_{pC} * C}{A + 2 * B + 2 * C} = 2,0793 \text{ kN/m}^2$$

$$q_s = \frac{q_{sA} * A + 2 * q_{sB} * B + 2 * q_{sC} * C}{A + 2 * B + 2 * C} = -1,5663 \text{ kN/m}^2$$

Se calculará la fuerza resultante a presión y a succión multiplicando por la superficie de cálculo (1,9381 m²):

$$F_p = q_p * S = 4,03 \text{ kN}$$

$$F_s = q_s * S = -3,04$$

Esta presión estática se ejerce en el plano perpendicular al panel, con lo que se dividirán las cargas en paralelas en los planos coordenados para calcular la componente tangencial y perpendicular al suelo.

Al ser la inclinación de los paneles de 35°, tal como se muestra en la imagen, la presión estática se dividirá:

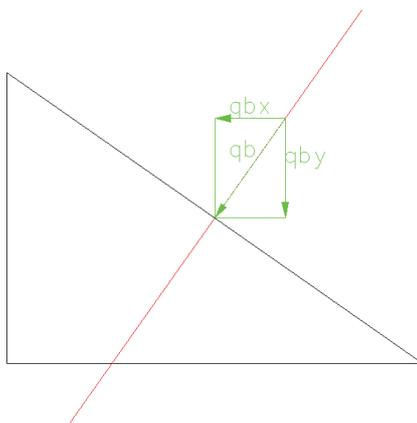


Ilustración 39 – Componentes en los planos coordenados de la presión estática

$$q_{py} = 4,03 \cdot \cos 35 = 3,3 \text{ kN}$$

$$q_{px} = 4,03 \cdot \sin 35 = 2,31 \text{ kN}$$

$$q_{sy} = -3,04 \cdot \cos 35 = -2,5 \text{ kN}$$

$$q_{sx} = -3,04 \cdot \sin 35 = 1,74$$

6.7.3 Acciones de nieve

Como valor de carga por unidad de superficie en proyección horizontal, puede tomarse:

$$q_n = \mu \cdot s_k$$

Siendo:

μ :coeficiente de forma según tabla 3.5.3 DB SE-AE

s_k :valor característico de la carga de nieve sobre un terreno horizontal según tabla 3.8 DB SE-AE

Según la tabla 3.8, el valor de la carga de nieve para el municipio de Logroño es de 0,6 kN/m². Se toma un coeficiente de forma $\mu=1$, ya que no hay impedimento al deslizamiento de la nieve en los paneles. Por lo tanto, el valor de carga de nieve por unidad de superficie en proyección horizontal es:

$$q_n = 1 \cdot 0,6 = 0,6 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$$

Se calculará la fuerza multiplicando por la superficie de cálculo (1,9381 m²):

$$F_N = q_n \cdot S = 1,16 \text{ kN}$$

Para dimensionar los tornillos de anclaje, se establecerán las hipótesis de carga más desfavorables, en el caso en que el viento actúe como presión o succión. La combinación de hipótesis más desfavorable para cada uno de los casos es la siguiente:

Viento a presión

$$1,35 \cdot PP + 1,35 \cdot PE + 1,5 \cdot V_p + 0,5 \cdot N$$

Siendo:

PP: peso propio paneles

PE: peso estructura

V_p : componente vertical de la presión estática del viento a presión

N : carga de nieve sobre la superficie

La fuerza resultante es de 5,94 kN.

Viento a succión

$$1 \cdot PP + 1 \cdot PE + 1,5 \cdot V_s$$

Siendo:

PP: peso propio paneles

Diseño y análisis de la viabilidad económica de una instalación solar PV de autoconsumo y venta de excedentes aplicando la regulación vigente: Aplicación a la cubierta del ayuntamiento de Logroño (La Rioja)

PE: peso estructura

V_s : componente vertical de la presión estática del viento a presión

La fuerza resultante es de -3,44 kN.

Teniendo en cuenta los resultados, y que se dispondrán dos tornillos de anclaje en cada triángulo, se elegirá un anclaje que garantice una resistencia a la compresión y tracción de $5,94/2=2,97$ kN y $3,44/2=1,72$ kN respectivamente.

Se escoge un tornillo autotaladrante marca INDEX FIXING SYSTEMS modelo ABR código ST 4.8 M5x60, con una resistencia a tracción de 7,11 kN.

7. ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA

Se tendrá en cuenta que la instalación se acogerá a la modalidad de autoconsumo con excedentes, según el RD 244/2019 ya que éste habilita mecanismos de compensación entre el déficit y el superávit para instalaciones de hasta 100 kW conectadas a red.

Se justifica dicha decisión en el hecho de que al tratarse de una instalación con potencia suficiente, pueden existir tramos horarios en los que la energía generada por la instalación fotovoltaica sea mayor que la demandada por el edificio. Poder recibir una contraprestación económica por dichos excedentes es interesante desde el punto de vista de la rentabilidad de la instalación.

Además, según el RD, existen dos clases de autoconsumo con excedentes:

- 1) Consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación.

Según el punto 3 del Artículo 14 del citado RD:

El mecanismo de compensación simplificada consistirá en un saldo en términos económicos de la energía consumida en el periodo de facturación con las siguientes características:

i. En el caso de que se disponga de un contrato de suministro con una comercializadora libre:

- a. La energía horaria consumida de la red será valorada al precio horario acordado entre las partes.*
- b. La energía horaria excedentaria, será valorada al precio horario acordado entre las partes.*

ii. En el caso de que se disponga de un contrato de suministro al precio voluntario para el pequeño consumidor con una comercializadora de referencia:

- a. La energía horaria consumida de la red será valorada al coste horario de energía del precio voluntario para el pequeño consumidor en cada hora, TCUh, definido en el artículo 7 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.*
- b. La energía horaria excedentaria, será valorada al precio medio horario, Pmh; obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario en la hora h, menos el coste de los desvíos CDSVh, definidos en los artículos 10 y 11 respectivamente del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.*

Es decir, el mecanismo de compensación simplificada consistirá en un saldo económico de la energía consumida y la excedentaria, con el valor acordado entre las partes, si se trata de comercializadora libre, o el valor medio horario calculado por Red Eléctrica. La energía excedentaria no pagará peajes.

En ningún caso el valor económico de la energía horaria excedentaria será superior al valor económico de la energía consumida de la red.

La energía excedentaria por lo tanto tendrá un impacto reduciendo el término de energía de la factura.

Diseño y análisis de la viabilidad económica de una instalación solar PV de autoconsumo y venta de excedentes aplicando la regulación vigente: Aplicación a la cubierta del ayuntamiento de Logroño (La Rioja)

Para este proyecto, se tomará el precio de la energía excedentaria del autoconsumo con compensación simplificada proporcionada por el Sistema de Información del Operador del Sistema (ESIOS) (www.esios.ree.es).

- 2) Consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación.

Según el punto 4 del Artículo 13 del citado RD:

“El productor acogido a la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación, percibirá por la energía horaria excedentaria vertida las contraprestaciones económicas correspondientes, de acuerdo a la normativa en vigor. En el caso de instalaciones con régimen retributivo específico que estén acogidos a la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación se aplicará este, en su caso, sobre dicha energía horaria excedentaria vertida.”

En esta modalidad, el sujeto tiene dos funciones, consumidor y productor, de manera que la energía excedentaria será vendida a la red eléctrica al precio horario del pool, con su correspondiente peaje a la generación (0,5 €/MWh) e impuesto del 7%.

Para realizar un análisis de la viabilidad económica, debe decidirse la modalidad de autoconsumo más conveniente para el proyecto. Para analizarlo, es necesario llevar a cabo un estudio de la demanda energética horaria del edificio, y cotejarlo con la generación fotovoltaica, para estimar los saldos horarios de energía consumida de la red, autoconsumida y excedentaria.

Por ello, se ha solicitado al Ayuntamiento de Logroño los datos de consumo energético horario, a lo largo de un año. También se han solicitado los datos de la tarifa de acceso a la red. Los datos de la tarifa de acceso, así como la potencia contratada por período se recogen en la siguiente tabla:

| Tarifa | P1 | P2 | P3 | P4 | P5 | P6 |
|--------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| AT 6.1 | 280 | 280 | 280 | 280 | 280 | 451 |

Ilustración 40 – Tarifa de acceso a la red del Ayuntamiento de Logroño - Potencia contratada en cada período.

Además, se ha estimado la producción fotovoltaica horaria de cada día del año, a partir de los datos de generación energética mensuales calculados en el apartado 6.1.6, y los valores de irradiancia horaria para el plano del generador de la Tabla 10, obteniendo así doce días tipo a efectos de la generación, uno por cada mes. En la siguiente gráfica se muestra el resultado de cotejar un día tipo de julio a efectos de generación con los datos reales de consumo energético del Ayuntamiento de Logroño para dicho día.

Diseño y análisis de la viabilidad económica de una instalación solar PV de autoconsumo y venta de excedentes aplicando la regulación vigente: Aplicación a la cubierta del ayuntamiento de Logroño (La Rioja)

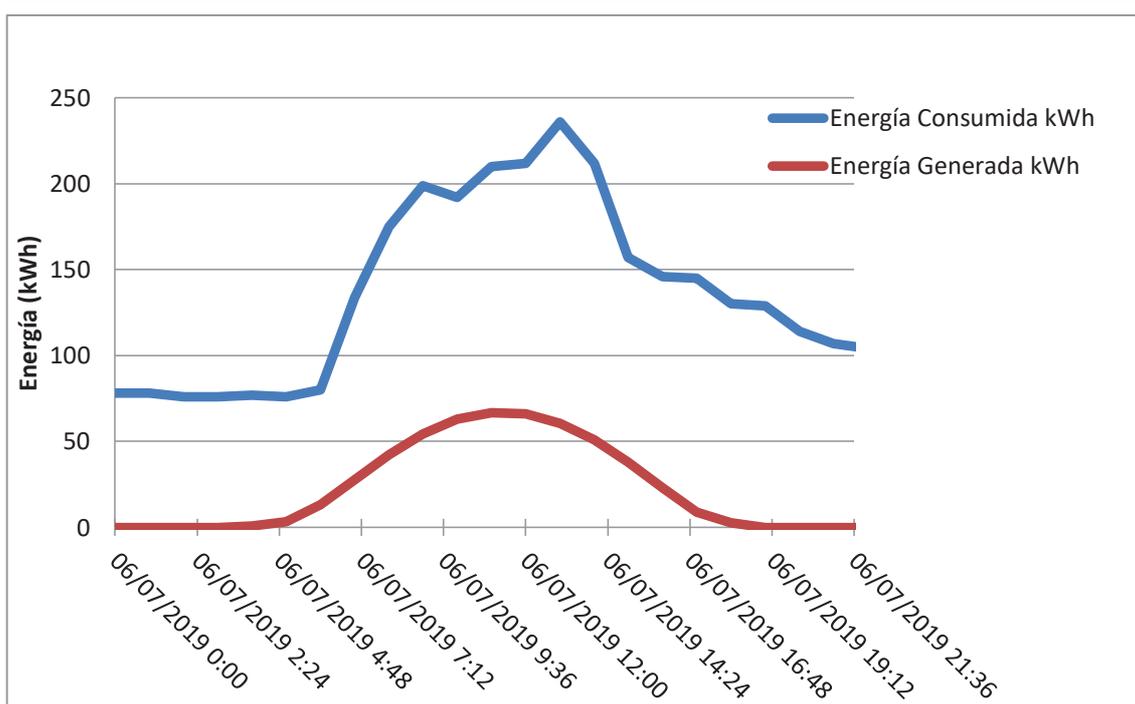


Ilustración 41 – Comparativa energía consumida de la red y generada para día 7/07/2019

Para estimar los ahorros por autoconsumo de la manera más precisa posible, se han tratado los datos obtenidos de energía consumida de red y de generación fotovoltaica, discriminando por cada uno de los períodos existentes en la tarifa 6.1, recogidos en la siguiente tabla:

| | ENERO | FEBRERO | MARZO | ABRIL | MAYO | 1ª QUINC JUNIO | 2ª QUINC JULIO | AGOSTO | SEPTIEMBRE | OCTUBRE | NOVIEMBRE | DICIEMBRE | |
|-----------|-------|---------|--------|-------|-------|----------------|----------------|--------|------------|---------|-----------|-----------|-------|
| 00 a 01 h | | | | | | | | | | | | | |
| 01 a 02 h | | | | | | | | | | | | | |
| 02 a 03 h | | | | | | | | | | | | | |
| 03 a 04 h | P6, A | P6, A | P6, B1 | P6, C | P6, C | P6, B | P6, A1 | P6, A1 | P6, D | P6, B | P6, C | P6, B1 | P6, A |
| 04 a 05 h | | | | | | | | | | | | | |
| 05 a 06 h | | | | | | | | | | | | | |
| 06 a 07 h | | | | | | | | | | | | | |
| 07 a 08 h | | | | | | | | | | | | | |
| 08 a 09 h | P2, A | P2, A | | | | P4, B | | | | P4, B | | | P2, A |
| 09 a 10 h | | | | | | | P2, A1 | P2, A1 | | | | | |
| 10 a 11 h | P1, A | P1, A | P4, B1 | | | P3, B | | | | | | | P1, A |
| 11 a 12 h | | | | | | | | | | P3, B | | | |
| 12 a 13 h | | | | | | | P1, A1 | P1, A1 | | | | | |
| 13 a 14 h | P2, A | P2, A | | P5, C | P5, C | | | | P6, D | | P5, C | | P2, A |
| 14 a 15 h | | | | | | | | | | | | | |
| 15 a 16 h | | | | | | | | | | | | | |
| 16 a 17 h | | | | | | | | | | | | | |
| 17 a 18 h | | | | | | | | | | | | | |
| 18 a 19 h | P1, A | P1, A | P3, B1 | | | P4, B | | | | | P3, B1 | | P1, A |
| 19 a 20 h | | | | | | | | | | | | | |
| 20 a 21 h | | | | | | | | | | | | | |
| 21 a 22 h | P2, A | P2, A | P4, B1 | | | | P2, A1 | P2, A1 | | | | | P2, A |
| 22 a 23 h | | | | | | | | | | | | | |
| 23 a 24 h | | | | | | | | | | | | | |

Período 6: además de las horas señaladas, todas las horas de sábados, domingos y festivos nacionales (A excepción de los sustitubles y los que no tienen fecha fija) Los autonómicos no se consideran como festivos, ni la Semana Santa, que no tiene fecha fija (ORDEN ITC/2794/2007 : Anexo II).

TIPO DE DÍA DEL AÑO: 0 Sábados, Domingos, Festivos y Agosto

| HORAS TIPO ANUALES | | | | | | |
|--------------------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| TIPO 1 | TIPO 2 | TIPO 3 | TIPO 4 | TIPO 5 | TIPO 6 | TOTAL |
| 631 | 876 | 448 | 747 | 1019 | 5039 | 8760 |

TABLA VÁLIDA PARA SISTEMA PENINSULAR

Ilustración 42 – Períodos tarifa 6.1

Los datos se han tratado mediante la herramienta RStudio, la cual facilita las labores de sintetización, extracción y minería de volúmenes elevados de datos. De ésta manera se han

Diseño y análisis de la viabilidad económica de una instalación solar PV de autoconsumo y venta de excedentes aplicando la regulación vigente: Aplicación a la cubierta del ayuntamiento de Logroño (La Rioja)

obtenido los datos de energía generada, autoconsumida y excedentaria en cada período, mediante los cuales podremos proceder al análisis de viabilidad económico de la instalación.

Los datos se han introducido en Rstudio en .csv con el formato que se indica a continuación, y a partir de ellos se ha efectuado la separación por períodos.

| DateTime | Energía Consumida Ayto (kWh) | Generación Fotovoltaica (kWh) | Energía Facturada | Autoconsumo (kWh) | Excedentes (kWh) |
|------------------|------------------------------|-------------------------------|-------------------|-------------------|------------------|
| 01/01/2019 0:00 | 75 | 0 | 75 | 0 | 0 |
| 01/01/2019 1:00 | 74 | 0 | 74 | 0 | 0 |
| 01/01/2019 2:00 | 76 | 0 | 76 | 0 | 0 |
| 01/01/2019 3:00 | 86 | 0 | 86 | 0 | 0 |
| 01/01/2019 4:00 | 81 | 0 | 81 | 0 | 0 |
| 01/01/2019 5:00 | 74 | 0 | 74 | 0 | 0 |
| 01/01/2019 6:00 | 91 | 0 | 91 | 0 | 0 |
| 01/01/2019 7:00 | 139 | 4,64 | 134,36 | 4,64 | 0 |
| 01/01/2019 8:00 | 208 | 17,18 | 190,82 | 17,18 | 0 |
| 01/01/2019 9:00 | 222 | 27,43 | 194,57 | 27,43 | 0 |
| 01/01/2019 10:00 | 216 | 34,59 | 181,41 | 34,59 | 0 |
| 01/01/2019 11:00 | 217 | 38,12 | 178,88 | 38,12 | 0 |
| 01/01/2019 12:00 | 220 | 37,72 | 182,28 | 37,72 | 0 |
| 01/01/2019 13:00 | 223 | 33,48 | 189,52 | 33,48 | 0 |
| 01/01/2019 14:00 | 188 | 25,66 | 162,34 | 25,66 | 0 |
| 01/01/2019 15:00 | 131 | 14,89 | 116,11 | 14,89 | 0 |
| 01/01/2019 16:00 | 150 | 0,53 | 149,47 | 0,53 | 0 |
| 01/01/2019 17:00 | 173 | 0 | 173 | 0 | 0 |
| 01/01/2019 18:00 | 174 | 0 | 174 | 0 | 0 |
| 01/01/2019 19:00 | 168 | 0 | 168 | 0 | 0 |
| 01/01/2019 20:00 | 161 | 0 | 161 | 0 | 0 |
| 01/01/2019 21:00 | 101 | 0 | 101 | 0 | 0 |
| 01/01/2019 22:00 | 87 | 0 | 87 | 0 | 0 |
| 01/01/2019 23:00 | 83 | 0 | 83 | 0 | 0 |

Tabla 27 – Ejemplo de los datos tratados en .csv

En la ilustración se muestra una parte del código elaborado para discriminar cada hora con su período correspondiente:

```

43 df[df$Nombre_Mes %in% c("AGOSTO") | df$tipodia=="no_laborable",13]<- "D"
44
45 #Hallamos las horas del periodo P1
46 #días A
47 horas_P1_1012_A<-df[which(df$hora>=10 & df$hora<13 & df$V13=="A", arr.ind = T),]
48 horas_P1_1820_A<-df[which(df$hora>=18 & df$hora<21 & df$V13=="A", arr.ind = T),]
49 #días A1
50 horas_P1_1118_A1<-df[which(df$hora>=11 & df$hora<19 & df$V13=="A1", arr.ind = T),]
51 autoconsumo_P1<-rbind(horas_P1_1012_A,horas_P1_1820_A,horas_P1_1118_A1)
52
53 #Hallamos las horas del periodo P2
54 #días A
55 horas_P2_89_A<-df[which(df$hora>=8 & df$hora<10 & df$V13=="A", arr.ind = T),]
56 horas_P2_1317_A<-df[which(df$hora>=13 & df$hora<18 & df$V13=="A", arr.ind = T),]
57 horas_P2_2123_A<-df[which(df$hora>=21 & df$hora<=23 & df$V13=="A", arr.ind = T),]
58 #días A1
59 horas_P2_810_A1<-df[which(df$hora>=8 & df$hora<11 & df$V13=="A1", arr.ind = T),]
60 horas_P2_1923_A1<-df[which(df$hora>=19 & df$hora<=23 & df$V13=="A1", arr.ind = T),]
61
62 autoconsumo_P2<-rbind(horas_P2_89_A,horas_P2_1317_A,horas_P2_2123_A,horas_P2_810_A1,horas_P2_1923_A1)
63
64 #Hallamos las horas del periodo P3
65 #días B
66 horas_P3_914_B<-df[which(df$hora>=9 & df$hora<15 & df$V13=="B", arr.ind = T),]
67 #días B1
68 horas_P3_1621_B1<-df[which(df$hora>=16 & df$hora<22 & df$V13=="B1", arr.ind = T),]
69
70 autoconsumo_P3<-rbind(horas_P3_914_B,horas_P3_1621_B1)
71
72 #Hallamos las horas del periodo P4
73 #días R
74 <

```

Ilustración 43 – Código R de discriminación horaria por períodos

Para calcular la energía autoconsumida y excedentaria por período, se han realizado las siguientes operaciones:

$$E_{\text{autoconsumida } Px} = \sum_{i=1}^{i=n} (E_{\text{generada } Px i}) \text{ Cuando } E_{\text{consumidared } i} > E_{\text{generada } i}$$

$$E_{\text{autoconsumida } Px} = \sum_{i=1}^{i=n} (E_{\text{generada } Px i} - E_{\text{ex } Px i}) \text{ Cuando } E_{\text{generada } i} > E_{\text{consumidared } i}$$

$$E_{\text{ex } Px} = \sum_{i=1}^{i=n} (E_{\text{generada } Px i} - E_{\text{consumidared } Px i}) \text{ Cuando } E_{\text{generada } i} > E_{\text{consumidared } i}$$

$$E_{\text{facturada } Px} = \sum_{i=1}^n (E_{\text{consumidared } Px i} - E_{\text{generada } Px i}) \text{ Cuando } E_{\text{facturada } Px} \geq 0$$

Siendo:

Px: cada uno de los 6 períodos de facturación

i : cada una de las horas del año

$E_{\text{autoconsumida } Px}$: Energía autoconsumida en el período X

$E_{\text{ex } Px}$: Energía excedentaria en el período X

$E_{\text{facturada } Px}$: Energía a facturar en período X

Los resultados anuales obtenidos para la energía autoconsumida y excedentaria se recogen en la siguiente tabla:

| | P1 | P2 | P3 | P4 | P5 | P6 |
|-------------------|----------|----------|---------|----------|----------|----------|
| Autoconsumo (kWh) | 17.041,3 | 13.390,6 | 9.967,8 | 15.335,0 | 25.047,5 | 56.105,3 |
| Excedentes (kWh) | 559,3 | 62,9 | 370,8 | 38,8 | 354,1 | 1.495,8 |

Tabla 28 – Valores anuales de energía autoconsumida y excedentaria

Para hallar los ahorros generados por autoconsumo, se multiplicarán los kWh autoconsumidos por el precio del término de energía de cada período para una tarifa 6.1A. Los precios de referencia se basan en datos para una tarifa 6.1A de la comercializadora IBERDROLA, y se muestran en la siguiente tabla:

| | P1 | P2 | P3 | P4 | P5 | P6 |
|------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| 6.1A | 0,176277 | 0,139177 | 0,082519 | 0,082519 | 0,082519 | 0,066704 |

Tabla 29 – Precios en €/kWh para tarifa 6.1 A

Con los datos expuestos anteriormente se obtienen unos ahorros anuales por energía autoconsumida de **12.764,95 €**.

Los ahorros o ingresos por excedentes se calcularán dependiendo de la modalidad de autoconsumo con excedentes escogida:

- 1) Mecanismo de compensación simplificada: se tomará el precio de la energía excedentaria del autoconsumo con compensación simplificada proporcionada por el Sistema de Información del Operador del Sistema (ESIOS) (www.esios.ree.es). El precio medio horario se estimará en 50 €/MWh.
- 2) Sin compensación de excedentes: que la energía excedentaria será vendida a la red eléctrica al precio horario del pool (50 €/MWh), con su correspondiente peaje a la generación (0,5 €/MWh) e impuesto del 7%.

Los ahorros o ingresos por energía excedentaria para cada uno de los dos casos son 144,1 € para la modalidad de compensación simplificada y de 133,9 € para autoconsumo con excedentes sin compensación. Los valores no varían significativamente, ya que los kWh excedentarios son muy inferiores a los autoconsumidos, pero la elección se decantará hacia la modalidad de compensación simplificada, ya que los trámites necesarios son mucho menos complicados que para la modalidad de venta de energía.

Para analizar la rentabilidad del proyecto, tendremos en cuenta tres indicadores clave de rendimiento, o KPI (Key Performance Indicators):

Valor Actual Neto (VAN)

El primer parámetro o VAN, también conocido como valor actualizado neto, cuyo acrónimo es VAN, es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual, es decir, actualizar mediante una tasa, todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

Por lo tanto:

$$VAN = -C_0 + \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1+r)^i}$$

Siendo:

i es el período del cual queremos obtener el VAN.

C_i es el flujo de caja correspondiente al período ' i '.

C_0 es el flujo de caja cero o inversión inicial en nuestro caso.

r es la tasa de descuento, que representa el tipo de interés que nos permite "trasladar" dinero del futuro a dinero del presente. Se tomará un 7%, que es un valor de referencia para proyectos del mismo sector.

El resultado obtenido del VAN nos indica que:

Si $VAN \gg 0$, el proyecto es muy rentable.

Si $VAN \approx 0$, el proyecto no es muy rentable.

Si $VAN < 0$, el proyecto no es rentable y debería ser reconsiderado.

Tasa Interna de Retorno (TIR)

El segundo parámetro es la tasa interna de retorno de una inversión, está definida como el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, es decir, la tasa de descuento que hace que el VAN sea cero.

$$VAN = -C_0 + \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1+TIR)^i} = 0$$

Por lo tanto el TIR, debemos utilizarlo como un factor de referencia para analizar la rentabilidad de nuestro proyecto. Debemos compararlo con la tasa de descuento:

Si $TIR >$ tasa descuento, el VAN será positivo y nuestro proyecto rentable.

Si $TIR =$ tasa descuento, el VAN será cero y nuestro proyecto no rentable o casi nada rentable.

Si $TIR <$ tasa descuento, el VAN será negativo y nuestro proyecto no será rentable en ningún caso, y deberá ser modificado.

Período de retorno o Payback Time

El período de retorno es un criterio de valoración de inversiones que permite seleccionar un determinado proyecto sobre la base de cuánto tiempo se tardará en recuperar la inversión inicial mediante los flujos de caja.

Para calcular éstos tres indicadores, se tendrán en cuenta los siguientes parámetros:

| Datos | Valor | Unidades |
|---|------------|----------|
| Inversión | 146.868,72 | € |
| Energía autoconsumida anual | 136.887,47 | kWh |
| Ahorros por energía autoconsumida anuales | 12.764,95 | € |
| Energía excedentaria anual | 2.881,74 | kWh |
| Ahorros / Ingresos por energía excedentaria | 144,09 | € |

Diseño y análisis de la viabilidad económica de una instalación solar PV de autoconsumo y venta de excedentes aplicando la regulación vigente: Aplicación a la cubierta del ayuntamiento de Logroño (La Rioja)

| | | |
|---------------------------------------|------|---|
| Incremento anual precio energía | 2 | % |
| Disminución anual rendimiento paneles | 0,24 | % |
| Costes de mantenimiento ordinarios | 300 | € |

Tabla 30 – Parámetros de valoración de viabilidad del proyecto

La disminución del rendimiento anual de los paneles se ha obtenido de la ficha técnica del modelo escogido. El fabricante garantiza una eficiencia mínima del 94% a 25 años, lo cual supone una pérdida anual del 0,24%.

El incremento anual del precio de la energía es un dato difícil de calcular, ya que depende de diversos factores, como el mix energético, las variaciones de la demanda energética o la climatología. Para este proyecto se estimará en un 2%.

Los costes de mantenimiento ordinario se estimarán en aproximadamente un 2% de los ahorros totales, es decir unos 300 €.

A partir de éstos datos de partida, los resultados de flujos de caja y ahorros acumulados a 25 años son los que se muestran a continuación:

| Año | Inversión | Mantenimiento | Ahorr. autoconsumo | Ahorr. excedentes | Ahorr. Total | Flujos de caja | Ahorro Acumulado |
|-----|-------------|---------------|--------------------|-------------------|--------------|----------------|------------------|
| 1 | 146.868,7 € | 300,0 € | 12.765,0 € | 144,1 € | 12.909,0 € | - 134.259,7 € | 12.909,0 € |
| 2 | - € | 300,0 € | 12.987,1 € | 146,6 € | 13.133,7 € | 12.833,7 € | 26.042,7 € |
| 3 | - € | 300,0 € | 13.213,0 € | 149,1 € | 13.362,2 € | 13.062,2 € | 39.404,9 € |
| 4 | - € | 300,0 € | 13.442,9 € | 151,7 € | 13.594,7 € | 13.294,7 € | 52.999,6 € |
| 5 | - € | 300,0 € | 13.676,9 € | 154,4 € | 13.831,2 € | 13.531,2 € | 66.830,8 € |
| 6 | - € | 300,0 € | 13.914,8 € | 157,1 € | 14.071,9 € | 13.771,9 € | 80.902,7 € |
| 7 | - € | 300,0 € | 14.156,9 € | 159,8 € | 14.316,7 € | 14.016,7 € | 95.219,4 € |
| 8 | - € | 300,0 € | 14.403,3 € | 162,6 € | 14.565,9 € | 14.265,9 € | 109.785,3 € |
| 9 | - € | 300,0 € | 14.653,9 € | 165,4 € | 14.819,3 € | 14.519,3 € | 124.604,6 € |
| 10 | - € | 300,0 € | 14.908,9 € | 168,3 € | 15.077,2 € | 14.777,2 € | 139.681,8 € |
| 11 | - € | 300,0 € | 15.168,3 € | 171,2 € | 15.339,5 € | 15.039,5 € | 155.021,3 € |
| 12 | - € | 300,0 € | 15.432,2 € | 174,2 € | 15.606,4 € | 15.306,4 € | 170.627,7 € |
| 13 | - € | 300,0 € | 15.700,7 € | 177,2 € | 15.878,0 € | 15.578,0 € | 186.505,6 € |
| 14 | - € | 300,0 € | 15.973,9 € | 180,3 € | 16.154,2 € | 15.854,2 € | 202.659,9 € |
| 15 | - € | 300,0 € | 16.251,9 € | 183,4 € | 16.435,3 € | 16.135,3 € | 219.095,2 € |
| 16 | - € | 300,0 € | 16.534,7 € | 186,6 € | 16.721,3 € | 16.421,3 € | 235.816,5 € |
| 17 | - € | 300,0 € | 16.822,4 € | 189,9 € | 17.012,2 € | 16.712,2 € | 252.828,7 € |
| 18 | - € | 300,0 € | 17.115,1 € | 193,2 € | 17.308,3 € | 17.008,3 € | 270.137,0 € |
| 19 | - € | 300,0 € | 17.412,9 € | 196,6 € | 17.609,4 € | 17.309,4 € | 287.746,4 € |
| 20 | - € | 300,0 € | 17.715,9 € | 200,0 € | 17.915,8 € | 17.615,8 € | 305.662,2 € |
| 21 | - € | 300,0 € | 18.024,1 € | 203,5 € | 18.227,6 € | 17.927,6 € | 323.889,8 € |
| 22 | - € | 300,0 € | 18.337,7 € | 207,0 € | 18.544,7 € | 18.244,7 € | 342.434,5 € |
| 23 | - € | 300,0 € | 18.656,8 € | 210,6 € | 18.867,4 € | 18.567,4 € | 361.301,9 € |
| 24 | - € | 300,0 € | 18.981,4 € | 214,3 € | 19.195,7 € | 18.895,7 € | 380.497,6 € |
| 25 | - € | 300,0 € | 19.311,7 € | 218,0 € | 19.529,7 € | 19.229,7 € | 400.027,3 € |

Tabla 31 – Resultados análisis viabilidad económica

Los indicadores de rendimiento obtenidos son los siguientes:

VAN (25 años) = 37.517,19 €.

TIR = 10%.

Período de Retorno = 11 años.

De los resultados obtenidos, se desprende que el proyecto resulta notablemente interesante desde el punto de vista de la rentabilidad económica, ya que el TIR es superior a la tasa de descuento de referencia para proyectos del mismo sector. Además, los precios empleados en el proyecto, no son fijos, pudiéndose estos ver reducidos a la hora de la ejecución del proyecto, lo que resultaría en una mejora de la viabilidad económica.

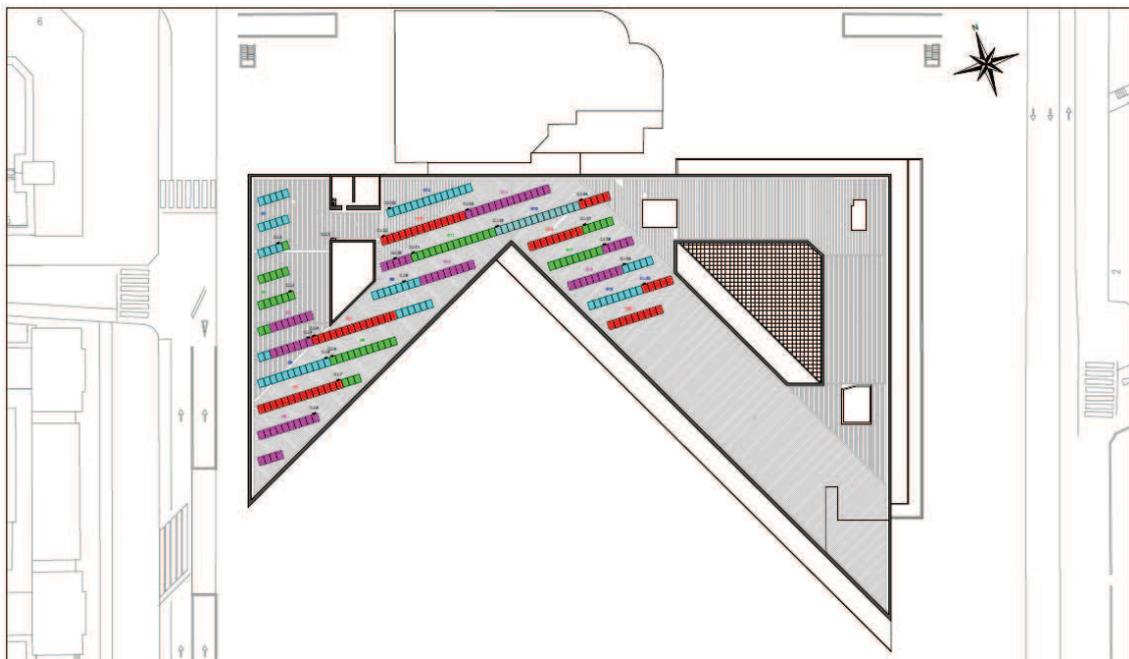
8. CONCLUSIONES

La conclusión principal, que se extrae a partir de los datos obtenidos en el análisis de viabilidad económica, es que tanto éste proyecto, así como otros de similares características, son completamente viables. En el caso del presente proyecto, con una instalación formada por 280 paneles de 360 Wp cada uno, agrupados en un inversor de 100 kW, se recupera el total de la inversión en 11 años y se evita la emisión a la atmósfera de 35,46 toneladas de CO₂ equivalente anuales.

Además, con la regulación vigente, el momento es idóneo para invertir en éste tipo de instalaciones, ya que se han eliminado la mayor parte de las barreras administrativas y técnicas que dificultaban la rentabilidad de las instalaciones de autoconsumo. Pese a que en éste proyecto los ahorros por compensación de excedentes representan un porcentaje muy bajo respecto a los de autoconsumo (un 2%), se ha optado por elegir ésta modalidad de autoconsumo ya que en el futuro se prevé una mejora en los trámites burocráticos, y por parte de la administración se llevarán a cabo esfuerzos en materia de eficiencia energética del edificio de la casa consistorial, lo que provocará que los ahorros por energía excedentaria aumenten considerablemente, al disminuir el consumo energético del edificio. Además de lo expuesto, se ahorra el sistema antivertido, lo que mejora la rentabilidad del proyecto.

Este cambio de modelo energético será muy beneficioso tanto para la sociedad como para el medioambiente y además ayuda al cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones de gases contaminantes del Protocolo de Kioto adoptados por la Unión Europea.

PRESUPUESTO



PRESUPUESTO

CUADRO DE PRECIOS

| <i>Código</i> | <i>Ud</i> | <i>Resumen</i> | <i>Cantidad</i> | <i>Precio €</i> | <i>Importe €</i> |
|---------------|-----------|--|-----------------|-----------------|------------------|
| 1.1.1 | u | Instalación Panel Fotovoltaico | | | |
| | | Ud. Suministro e instalación de módulo fotovoltaico monocristalino de 360 Wp marca SUNPOWER modelo SPR-MAX2-360 RES. | | | |
| P100 | u | Módulo FV SPR-MAX2-360 RES | 1 | 181,56 | 181,56 |
| O110 | h | Oficial de primera | 0,5 | 20,97 | 10,49 |
| O120 | h | Oficial de segunda | 0,5 | 18,27 | 9,14 |
| M110 | h | Grúa sobre camión | 0,15 | 42,8 | 6,42 |
| O100 | h | Dirección técnica de obra | 0,05 | 35 | 1,75 |
| | | TOTAL PARTIDA | | | 209,36 |
| 1.2.1 | | ml Suministro de estructura de aluminio para panel fotovoltaico | m | | |
| | | ml Suministro de estructura para módulo fotovoltaico marca SUNFER modelo CVE915XL con inclinación 35º, material Aluminio EN AW 6005A T6, tornillería en Acero Inoxidable, para cubierta metálica. | | | |
| P110 | m | ml Estructura modelo SUNFER CVE915XL | 1 | 45 | 45 |
| O100 | h | Dirección técnica de obra | 0,05 | 35 | 1,75 |
| O110 | h | Oficial de primera | 0,15 | 20,97 | 3,15 |
| O120 | h | Oficial de segunda | 0,15 | 18,27 | 2,74 |
| M110 | h | Grúa sobre camión | 0,15 | 42,8 | 6,42 |
| | | TOTAL PARTIDA | | | 59,06 |
| C100 | | Cable RZ1-K 0,6/1kV 1x2,5 mm2 | m | | |
| | | m Suministro cable monopolar 1x2,5 mm2 marca PRYSMIAN modelo AFUMEX CLASS 1000V (AS), designación RZ1-K (AS), tensión asignada 0,6/1 kV, diseñado según norma UNE 21123-4, libre de halógenos según EN 60754-2, de baja emisión de humos según EN 50399 y no propagación de la llama según EN 60332-1-2. | | | |
| O110 | h | Oficial de primera | 0,05 | 20,97 | 1,05 |
| PC100 | m | Cable RZ1-K 1x2,5 mm2 | 1 | 1,3 | 1,3 |

Diseño y análisis de la viabilidad económica de una instalación solar PV de autoconsumo y venta de excedentes aplicando la regulación vigente: Aplicación a la cubierta del ayuntamiento de Logroño (La Rioja)

| Código | Ud | Resumen | Cantidad | Precio € | Importe € |
|----------------------|-----------|---|-----------------|-----------------|------------------|
| TOTAL PARTIDA | | | | | 2,35 |
| C110 | | Cable RZ1-K 0,6/1kV 1x4 mm2 | m | | |
| | | m Suministro cable monopolar 1x4 mm2 marca PRYSMIAN modelo AFUMEX CLASS 1000V (AS), designación RZ1-K (AS), tensión asignada 0,6/1 kV, diseñado según norma UNE 21123-4, libre de halógenos según EN 60754-2, de baja emisión de humos según EN 50399 y no propagación de la llama según EN 60332-1-2. | | | |
| O110 | h | Oficial de primera | 0,05 | 20,97 | 1,05 |
| PC110 | m | Cable RZ1-K 1x4mm2 | 1 | 1,5 | 1,5 |
| TOTAL PARTIDA | | | | | 2,55 |
| C120 | | Cable RZ1-K 0,6/1kV 1x50 mm2 | m | | |
| | | m Suministro cable monopolar 1x50 mm2 marca PRYSMIAN modelo AFUMEX CLASS 1000V (AS), designación RZ1-K (AS), tensión asignada 0,6/1 kV, diseñado según norma UNE 21123-4, libre de halógenos según EN 60754-2, de baja emisión de humos según EN 50399 y no propagación de la llama según EN 60332-1-2. | | | |
| O110 | h | Oficial de primera | 0,05 | 20,97 | 1,05 |
| PC120 | m | Cable RZ1-K 1x50 mm2 | 1 | 4,15 | 4,15 |
| TOTAL PARTIDA | | | | | 5,2 |
| C130 | | Cable RZ1-K 0,6/1kV 4x95 mm2 | m | | |
| | | m Suministro manguera tetrapolar 4x95 mm2, designación RZ1-K (AS), tensión asignada 0,6/1 kV, diseñado según norma UNE 21123-4, libre de halógenos según EN 60754-2, de baja emisión de humos según EN 50399 y no propagación de la llama según EN 60332-1-2. | | | |
| O110 | h | Oficial de primera | 0,05 | 20,97 | 1,05 |
| PC130 | m | Cable RZ1-K 4x95 mm2 | 1 | 36,7 | 36,7 |
| TOTAL PARTIDA | | | | | 37,75 |
| C140 | | Cable RZ1-K TT 1x2,5 mm2 | m | | |
| | | m Suministro cable monopolar 1x2,5 mm2 pintado amarillo-verde, designación RZ1-K (AS), tensión asignada 0,6/1 kV, diseñado según norma UNE 21123-4, libre de halógenos según EN 60754-2, de baja emisión de humos según EN 50399 y no propagación de la llama según EN 60332-1-2. | | | |

Diseño y análisis de la viabilidad económica de una instalación solar PV de autoconsumo y venta de excedentes aplicando la regulación vigente: Aplicación a la cubierta del ayuntamiento de Logroño (La Rioja)

| Código | Ud | Resumen | Cantidad | Precio € | Importe € |
|----------------------|-----------|--|-----------------|-----------------|------------------|
| O110 | h | Oficial de primera | 0,05 | 20,97 | 1,05 |
| PC140 | m | Cable RZ1-K TT 1x2,5 mm2 | 1 | 0,55 | 0,55 |
| TOTAL PARTIDA | | | | | 1,6 |
| C150 | | Cable RZ1-K TT 1x4 mm2 | m | | |
| | | m Suministro cable monopolar 1x4 mm2 pintado amarillo-verde, designación RZ1-K (AS), tensión asignada 0,6/1 kV, diseñado según norma UNE 21123-4, libre de halógenos según EN 60754-2, de baja emisión de humos según EN 50399 y no propagación de la llama según EN 60332-1-2. | | | |
| O110 | h | Oficial de primera | 0,05 | 20,97 | 1,05 |
| PC150 | m | Cable RZ1-K TT 1x4 mm2 | 1 | 0,75 | 0,75 |
| TOTAL PARTIDA | | | | | 1,8 |
| C160 | | Cable RZ1-K TT 1x25 mm2 | m | | |
| | | m Suministro cable monopolar 1x25 mm2 pintado amarillo-verde, designación RZ1-K (AS), tensión asignada 0,6/1 kV, diseñado según norma UNE 21123-4, libre de halógenos según EN 60754-2, de baja emisión de humos según EN 50399 y no propagación de la llama según EN 60332-1-2. | | | |
| O110 | h | Oficial de primera | 0,05 | 20,97 | 1,05 |
| PC160 | u | Cable RZ1-K TT 1x25 mm2 | 1 | 3,2 | 3,2 |
| TOTAL PARTIDA | | | | | 4,25 |
| C170 | | Cable RZ1-K TT 1x50 mm2 | m | | |
| | | m Suministro cable monopolar 1x50 mm2 pintado amarillo-verde, designación RZ1-K (AS), tensión asignada 0,6/1 kV, diseñado según norma UNE 21123-4, libre de halógenos según EN 60754-2, de baja emisión de humos según EN 50399 y no propagación de la llama según EN 60332-1-2. | | | |
| O110 | h | Oficial de primera | 0,05 | 20,97 | 1,05 |
| PC170 | u | Cable RZ1-K TT 1x50 mm2 | 1 | 4 | 4 |
| TOTAL PARTIDA | | | | | 5,05 |
| A100 | | Instalación de Cuadro de Nivel I | u | | |
| | | Ud. Suministro e instalación cuadro de protección de 1 string marca AMB GREEN POWER, modelo STC1 25A, dimensiones 380x380x225, IP55 con protector de sobretensiones clase II hasta 1000V. | | | |
| O110 | h | Oficial de primera | 0,5 | 20,97 | 10,49 |

Diseño y análisis de la viabilidad económica de una instalación solar PV de autoconsumo y venta de excedentes aplicando la regulación vigente: Aplicación a la cubierta del ayuntamiento de Logroño (La Rioja)

| Código | Ud | Resumen | Cantidad | Precio € | Importe € |
|----------------------|-----------|--|-----------------|-----------------|------------------|
| PA100 | u | Cuadro protección string AMB STC1 25 | 1 | 150 | 150 |
| PA110 | u | Interruptor-seccionador SIRCO MC PV IEC 60947-3 25 A 1000V | 1 | 50 | 50 |
| PA120 | u | Fusible 10A DF Electric gPV 10x38 | 2 | 2 | 4 |
| TOTAL PARTIDA | | | | | 214,49 |
| A110 | | Instalación de Cuadro de Nivel II | u | | |
| | | Ud. Suministro e instalación de cuadro de agrupación de strings, marca ABB modelo PVI STRINGCOMB (150A), con fusibles 16A, con cerramiento de aluminio, dimensiones 650mmx790mmx250mm, IP65. | | | |
| O110 | h | Oficial de primera | 2 | 20,97 | 41,94 |
| PA130 | u | Cuadro de agrupación de string ABB PVI-STRINGCOMB(150A) | 1 | 800 | 800 |
| TOTAL PARTIDA | | | | | 841,94 |
| A120 | | Instalación de protecciones inversor | u | | |
| | | Ud. Suministro e instalación cuadro para protecciones de inversor, formado por caja de pared Schneider NSYS3D432OP, fusibles 160 A DF Electric, vigilante de aislamiento ISO-CHECK PV 1000 con salida relé e Interruptor automático Compact NSX160 CC PV motorizado. | | | |
| O110 | h | Oficial de primera | 1 | 20,97 | 20,97 |
| PA150 | u | Fusibles 160 A DF Electric gPV NH2 | 2 | 32 | 64 |
| PA160 | u | Caja de pared Schneider Electric NSYS3D432OP | 1 | 90,29 | 90,29 |
| PA170 | u | Vigilante de aislamiento ISO-CHECK PV 1000 | 1 | 258,83 | 258,83 |
| PA180 | u | Interruptor automático Compact NSX160 CC PV | 1 | 2.142,85 | 2.142,85 |
| TOTAL PARTIDA | | | | | 2.576,94 |
| A130 | | Instalación de inversor fotovoltaico 100 kW | u | | |
| | | Ud. Suministro e instalación inversor trifásico marca INGETEAM modelo INGECON SUN 100 TL STD, de 100 kW de potencia nominal, eficiencia 98,5%, IP65, con descargadores AC y DC tipo II, comunicación RS-485. | | | |
| O110 | h | Oficial de primera | 4 | 20,97 | 83,88 |
| O120 | h | Oficial de segunda | 4 | 18,27 | 73,08 |
| PA140 | u | Inversor INGECON SUN 100 TL STD | 1 | 9.554,21 | 9.554,21 |
| TOTAL PARTIDA | | | | | 9.711,17 |
| A140 | | Instalación de Cuadro Alterna | u | | |

Diseño y análisis de la viabilidad económica de una instalación solar PV de autoconsumo y venta de excedentes aplicando la regulación vigente: Aplicación a la cubierta del ayuntamiento de Logroño (La Rioja)

| Código | Ud | Resumen | Cantidad | Precio € | Importe € |
|----------------------|-----------|--|-----------------|-----------------|------------------|
| | | Ud. Instalación de protecciones bloque magnetotérmico-diferencial marca LEGRAND modelo DPX3 160A, en cuadro existente en edificio. | | | |
| O110 | h | Oficial de primera | 1 | 20,97 | 20,97 |
| PA190 | u | Bloque magnetotérmico-diferencial LEGRAND DPX3 160 | 1 | 230 | 230 |
| TOTAL PARTIDA | | | | | 250,97 |
| P1410 | | Inspección por Organismo de Control Autorizado | | | |
| TOTAL PARTIDA | | | | | 250 |
| P1420 | | Tramitación Instalación en registro Autoconsumo | | | |
| TOTAL PARTIDA | | | | | 250 |

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

| Código | Ud | Resumen | Cantidad | Precio € | Importe € |
|---------------|-----------|---|-----------------|------------------|------------------|
| 1.1 | | MÓDULOS FOTOVOLTAICOS | 1,00 | 58.620,80 | 58.620,80 |
| 1.1.1 | | Instalación Panel Fotovoltaico | 280,00 | 209,36 | 58.620,80 |
| | | Ud. Suministro e instalación de módulo fotovoltaico monocristalino de 360 Wp marca SUNPOWER modelo SPR-MAX2-360 RES. | | | |
| | | 1.1 | 1,00 | 58.620,80 | 58.620,80 |
| 1.2 | | ESTRUCTURA ALUMINIO | 1,00 | 17.718,00 | 17.718,00 |
| 1.2.1 | m | ml Suministro de estructura de aluminio para panel fotovoltaico | 300,00 | 59,06 | 17.718,00 |
| | | ml Suministro de estructura para módulo fotovoltaico marca SUNFER modelo CVE915XL con inclinación 35º, material Aluminio EN AW 6005A T6, tornillería en Acero Inoxidable, para cubierta metálica. | | | |
| | | 1.2 | 1,00 | 17.718,00 | 17.718,00 |
| 1.3 | | INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA | 1,00 | 25.160,45 | 25.160,45 |
| C100 | m | Cable RZ1-K 0,6/1kV 1x2,5 mm2 | 1.310,00 | 2,35 | 3.078,50 |

Diseño y análisis de la viabilidad económica de una instalación solar PV de autoconsumo y venta de excedentes aplicando la regulación vigente: Aplicación a la cubierta del ayuntamiento de Logroño (La Rioja)

| Código | Ud | Resumen | Cantidad | Precio € | Importe € |
|---------------|-----------|---|-----------------|-----------------|------------------|
| | | m Suministro cable monopolar 1x2,5 mm2 marca PRYSMIAN modelo AFUMEX CLASS 1000V (AS), designación RZ1-K (AS), tensión asignada 0,6/1 kV, diseñado según norma UNE 21123-4, libre de halógenos según EN 60754-2, de baja emisión de humos según EN 50399 y no propagación de la llama según EN 60332-1-2. | | | |
| C110 | m | Cable RZ1-K 0,6/1kV 1x4 mm2 m Suministro cable monopolar 1x4 mm2 marca PRYSMIAN modelo AFUMEX CLASS 1000V (AS), designación RZ1-K (AS), tensión asignada 0,6/1 kV, diseñado según norma UNE 21123-4, libre de halógenos según EN 60754-2, de baja emisión de humos según EN 50399 y no propagación de la llama según EN 60332-1-2. | 325,00 | 2,55 | 828,75 |
| C120 | m | Cable RZ1-K 0,6/1kV 1x50 mm2 m Suministro cable monopolar 1x50 mm2 marca PRYSMIAN modelo AFUMEX CLASS 1000V (AS), designación RZ1-K (AS), tensión asignada 0,6/1 kV, diseñado según norma UNE 21123-4, libre de halógenos según EN 60754-2, de baja emisión de humos según EN 50399 y no propagación de la llama según EN 60332-1-2. | 15,00 | 5,20 | 78,00 |
| C130 | m | Cable RZ1-K 0,6/1kV 4x95 mm2 | 50,00 | 37,75 | 1.887,50 |

Diseño y análisis de la viabilidad económica de una instalación solar PV de autoconsumo y venta de excedentes aplicando la regulación vigente: Aplicación a la cubierta del ayuntamiento de Logroño (La Rioja)

| Código | Ud | Resumen | Cantidad | Precio € | Importe € |
|---------------|-----------|---|-----------------|-----------------|------------------|
| | | m Suministro manguera tetrapolar 4x95 mm ² , designación RZ1-K (AS), tensión asignada 0,6/1 kV, diseñado según norma UNE 21123-4, libre de halógenos según EN 60754-2, de baja emisión de humos según EN 50399 y no propagación de la llama según EN 60332-1-2. | | | |
| C140 | m | Cable RZ1-K TT 1x2,5 mm ² m Suministro cable monopolar 1x2,5 mm ² pintado amarillo-verde, designación RZ1-K (AS), tensión asignada 0,6/1 kV, diseñado según norma UNE 21123-4, libre de halógenos según EN 60754-2, de baja emisión de humos según EN 50399 y no propagación de la llama según EN 60332-1-2. | 650,00 | 1,60 | 1.040,00 |
| C150 | m | Cable RZ1-K TT 1x4 mm ² m Suministro cable monopolar 1x4 mm ² pintado amarillo-verde, designación RZ1-K (AS), tensión asignada 0,6/1 kV, diseñado según norma UNE 21123-4, libre de halógenos según EN 60754-2, de baja emisión de humos según EN 50399 y no propagación de la llama según EN 60332-1-2. | 162,50 | 1,80 | 292,50 |
| C160 | m | Cable RZ1-K TT 1x25 mm ² m Suministro cable monopolar 1x25 mm ² pintado amarillo-verde, designación RZ1-K (AS), tensión asignada 0,6/1 kV, diseñado según norma UNE 21123-4, libre de halógenos según EN 60754-2, de baja emisión de humos según EN 50399 y no propagación de la llama según EN 60332-1-2. | 7,50 | 4,25 | 31,88 |

Diseño y análisis de la viabilidad económica de una instalación solar PV de autoconsumo y venta de excedentes aplicando la regulación vigente: Aplicación a la cubierta del ayuntamiento de Logroño (La Rioja)

| Código | Ud | Resumen | Cantidad | Precio € | Importe € |
|---------------|-----------|--|-----------------|-----------------|------------------|
| C170 | m | Cable RZ1-K TT 1x50 mm2 m Suministro cable monopolar 1x50 mm2 pintado amarillo-verde, designación RZ1-K (AS), tensión asignada 0,6/1 kV, diseñado según norma UNE 21123-4, libre de halógenos según EN 60754-2, de baja emisión de humos según EN 50399 y no propagación de la llama según EN 60332-1-2. | 50,00 | 5,05 | 252,50 |
| A100 | u | Instalación de Cuadro de Nivel I Ud. Suministro e instalación cuadro de protección de 1 string marca AMB GREEN POWER, modelo STC1 25A, dimensiones 380x380x225, IP55 con protector de sobretensiones clase II hasta 1000V. | 20,00 | 214,49 | 4.289,80 |
| A110 | u | Instalación de Cuadro de Nivel II Ud. Suministro e instalación de cuadro de agrupación de strings, marca ABB modelo PVI STRINGCOMB (150A), con fusibles 16A, con cerramiento de aluminio, dimensiones 650mmx790mmx250mm, IP65. | 1,00 | 841,94 | 841,94 |
| A120 | u | Instalación de protecciones inversor Ud. Suministro e instalación cuadro para protecciones de inversor, formado por caja de pared Schneider NSYS3D432OP, fusibles 160 A DF Electric, vigilante de aislamiento ISO-CHECK PV 1000 con salida relé e Interruptor automático Compact NSX160 CC PV motorizado. | 1,00 | 2.576,94 | 2.576,94 |
| A130 | u | Instalación de inversor fotovoltaico 100 kW | 1,00 | 9.711,17 | 9.711,17 |

Diseño y análisis de la viabilidad económica de una instalación solar PV de autoconsumo y venta de excedentes aplicando la regulación vigente: Aplicación a la cubierta del ayuntamiento de Logroño (La Rioja)

| <i>Código</i> | <i>Ud</i> | <i>Resumen</i> | <i>Cantidad</i> | <i>Precio €</i> | <i>Importe €</i> |
|---------------|-----------|--|-----------------|-------------------|-------------------|
| | | Ud. Suministro e instalación inversor trifásico marca INGETEAM modelo INGECON SUN 100 TL STD, de 100 kW de potencia nominal, eficiencia 98,5%, IP65, con descargadores AC y DC tipo II, comunicación RS-485. | | | |
| A140 | u | Instalación de Cuadro Alterna Ud. Instalación de protecciones bloque magnetotérmico-diferencial marca LEGRAND modelo DPX3 160A, en cuadro existente en edificio. | 1,00 | 250,97 | 250,97 |
| | | 1.3 | 1,00 | 25.160,45 | 25.160,45 |
| 1.4 | | TRAMITACIÓN Y PUESTA EN MARCHA | 1,00 | 500,00 | 500,00 |
| | | 1 | 1 | 101.999,25 | 101.999,25 |
| | | Presupuesto de ejecución material | 1 | 101.999,25 | 101.999,25 |

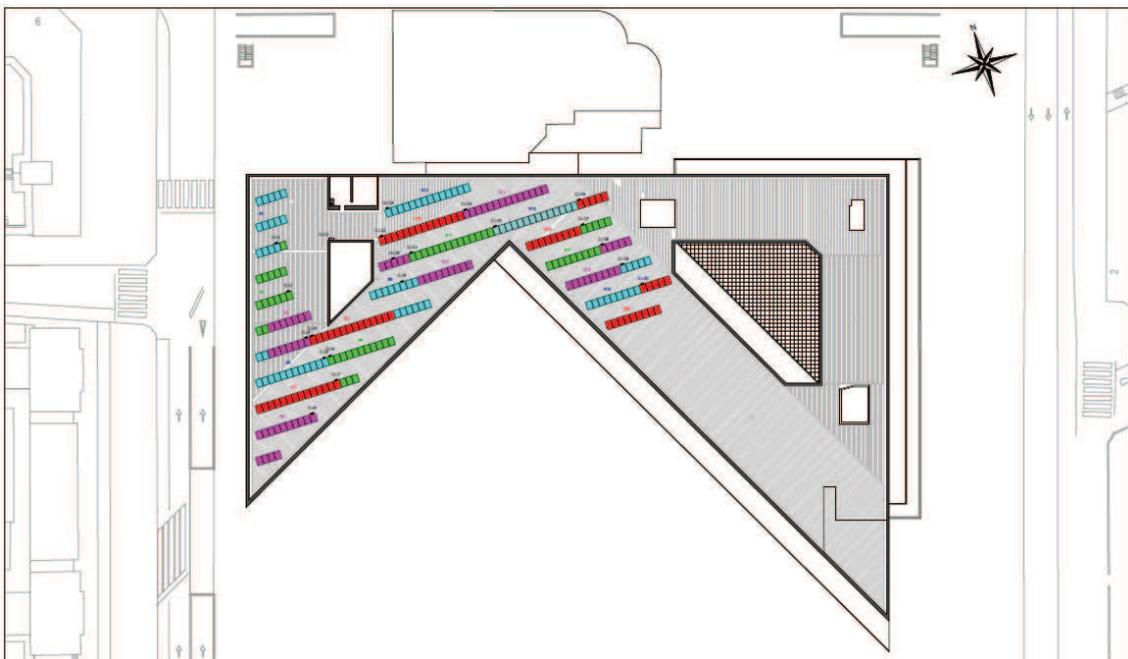
Diseño y análisis de la viabilidad económica de una instalación solar PV de autoconsumo y venta de excedentes aplicando la regulación vigente: Aplicación a la cubierta del ayuntamiento de Logroño (La Rioja)

RESUMEN DE PRESUPUESTO

| CAPITULO RESUMEN | EUROS | |
|-------------------------|--|-------------------|
| 1 | INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AYUNTAMIENTO DE LOGROÑO | 101.999,25 |
| -01.01 | -MÓDULOS FOTOVOLTAICOS | 58.620,80 |
| -01.02 | -ESTRUCTURA ALUMINIO | 17.718,00 |
| -01.03 | -INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA | 25.160,45 |
| -01.04 | -TRAMITACIÓN Y PUESTA EN MARCHA | 500,00 |
| | PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL | 101.999,25 |
| | 13,00% Gastos generales | 13.259,90 |
| | 6,00% Beneficio industrial | 6.119,96 |
| | SUMA DE G.G. y B.I. | 19.379,86 |
| | 21,00% I.V.A. | 25.489,61 |
| | PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA | 146.868,72 |
| | TOTAL PRESUPUESTO GENERAL | 146.868,72 |

Asciende el presupuesto a la expresada cantidad de CIENTO CUARENTA Y SEIS MIL OCHOCIENTOS SESENTA Y OCHO EUROS con SETENTA Y DOS CÉNTIMOS.

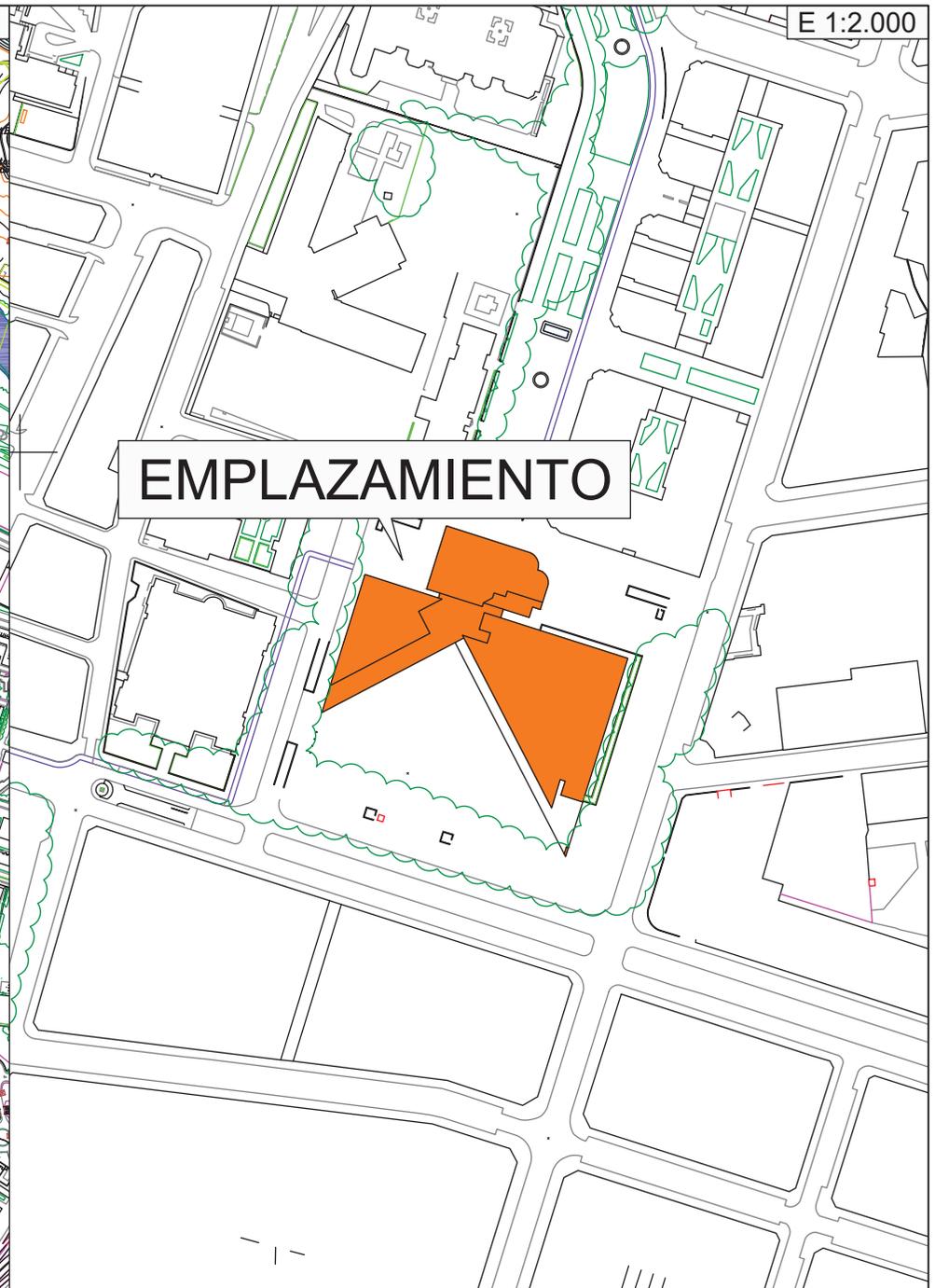
PLANOS

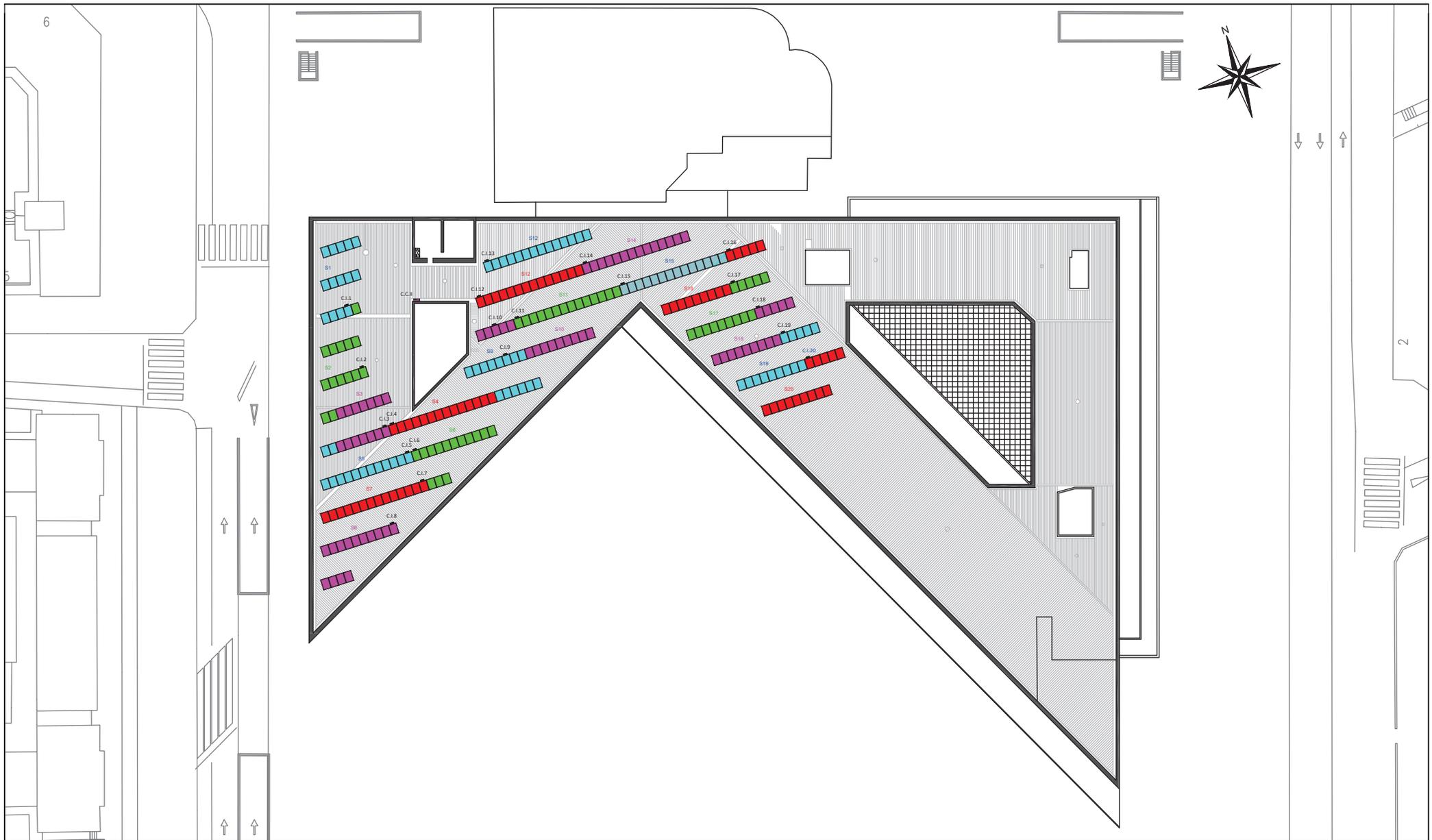


PLANOS

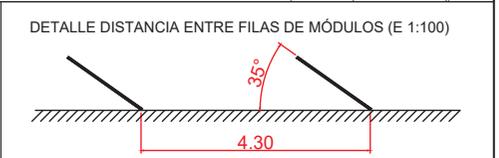
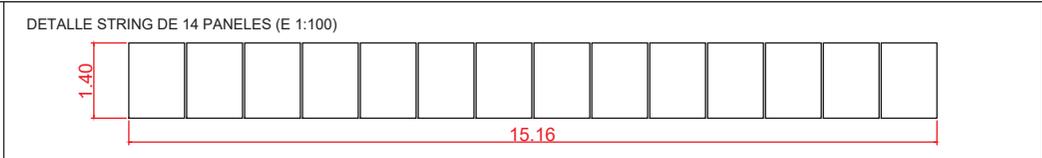
ÍNDICE DE PLANOS

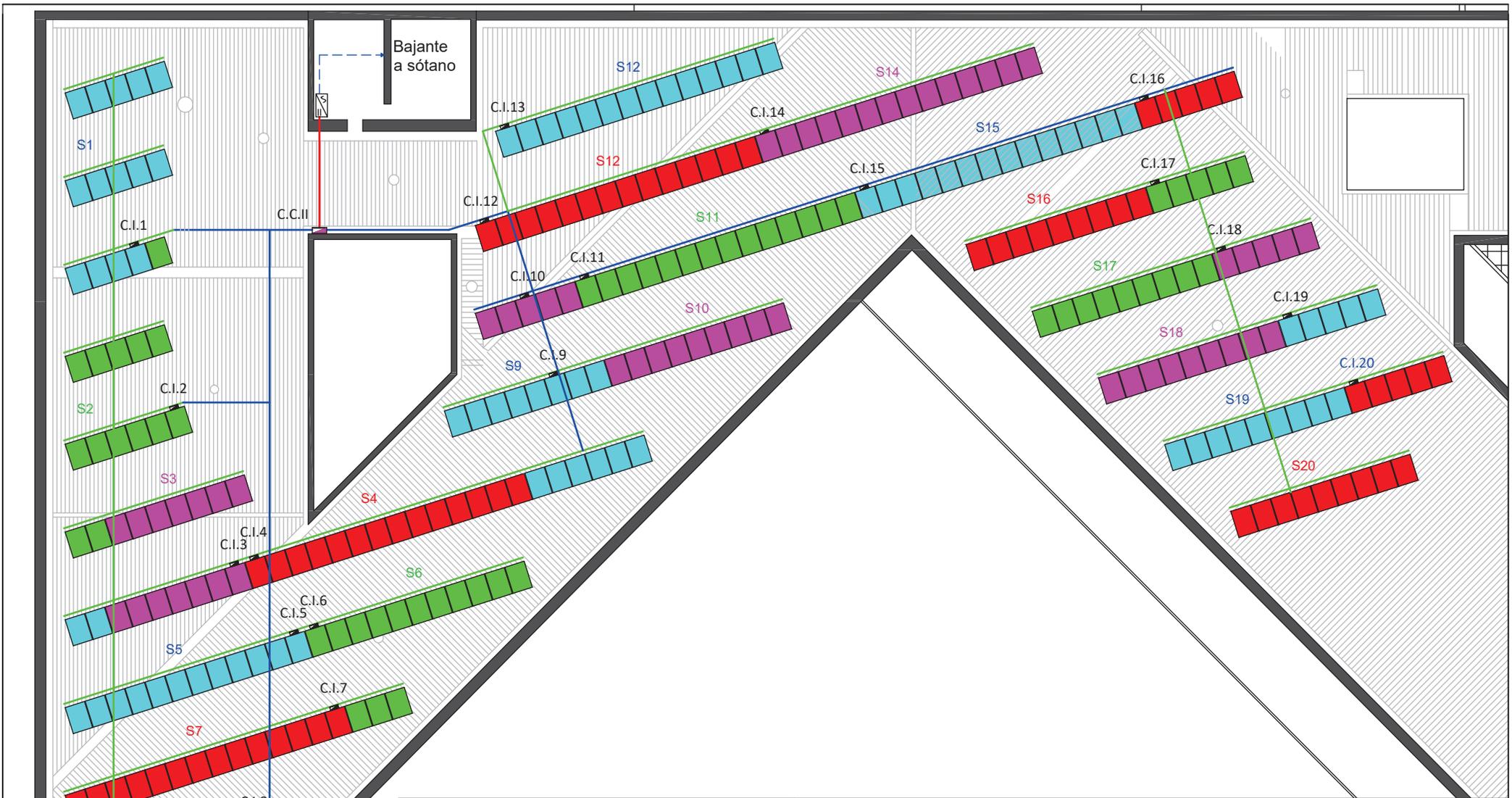
- 1. Situación y emplazamiento**
- 2. Disposición en planta elementos instalación**
- 3. Trazado conexiones eléctricas en cubierta**
- 4. Trazado conexiones eléctricas en sótano**
- 5. Puesta a tierra**
- 6. Esquema unifilar**
- 7. Detalle elementos**
- 8. Estructura panel fotovoltaico**





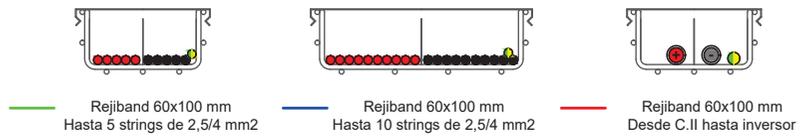
CUADROS DE NIVEL I
 CUADROS DE NIVEL II
 INVERSOR TRIFÁSICO P=100 kW





- TIPOS DE CABLE UTILIZADOS
- Cable RZ1-K (AS) 0,6/1 kV (Secciones según punto 6.3)
 - Cable RZ1-K 0,6/1 kV Marcado amarillo verde (Secciones según punto 6.6)
 - Cable RZ1-K (AS) 0,6/1 kV de 50 mm² desde Cuadro Nivel II hasta Inversor
 - Cable RZ1-K (AS) 0,6/1 kV de 4x95 mm² desde Inversor hasta Cuadro Protecciones Alterna

DETALLE CABLEADO POR BANDEJAS (E 1:5)



TRABAJO FIN DE MASTER EN INGENIERIA INDUSTRIAL



Proyecto: DISEÑO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA DE UNA INSTALACIÓN SOLAR PV DE AUTOCONSUMO Y VENTA DE EXCEDENTES APLICANDO LA REGULACIÓN VIGENTE: APLICACIÓN A LA CUBIERTA DEL AYUNTAMIENTO DE LOGROÑO (LA RIOJA)

Plano: Trazado canalizaciones eléctricas en cubierta

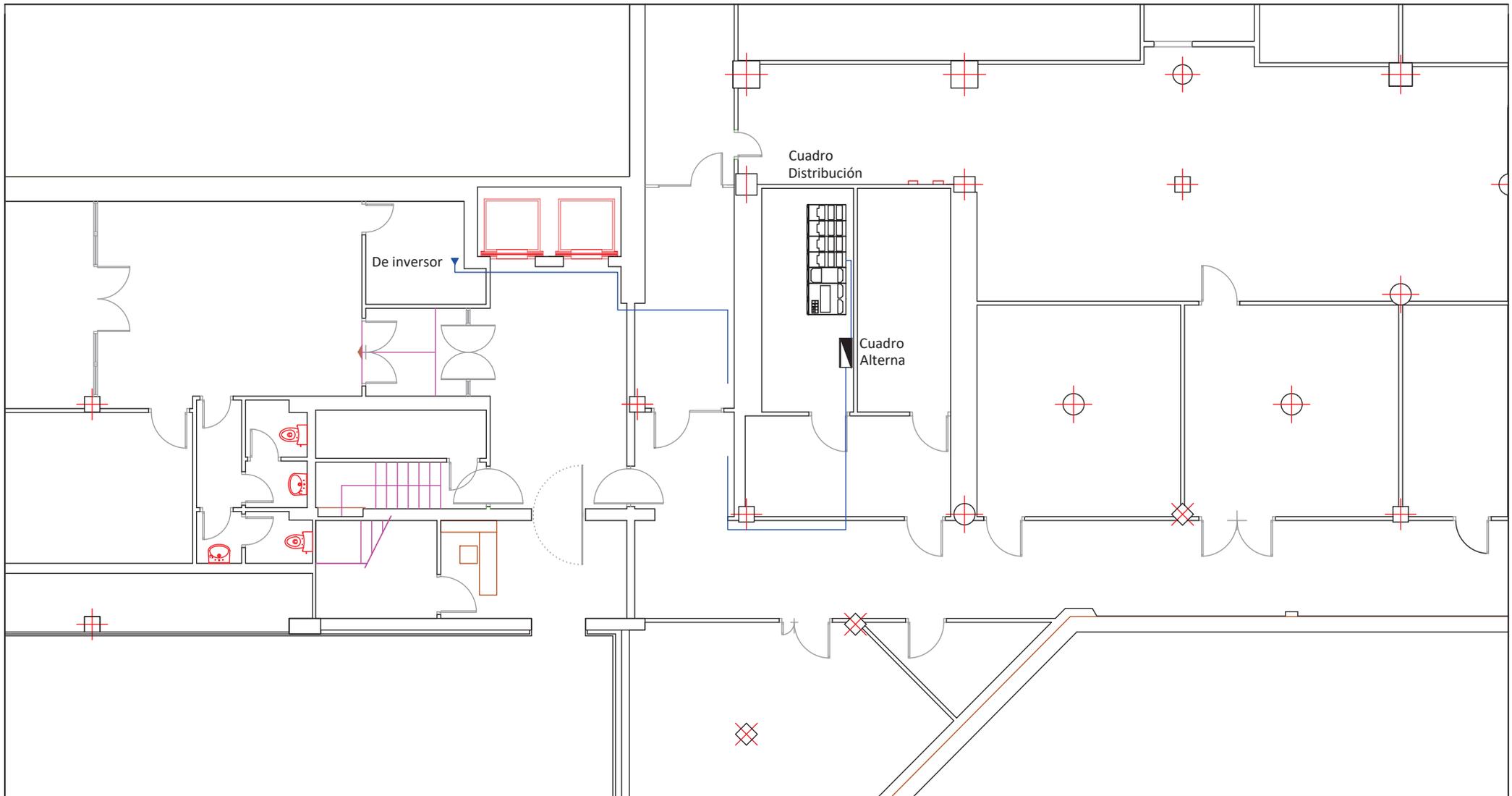
Autor: Daniel García Martínez

Fecha: Septiembre 2019

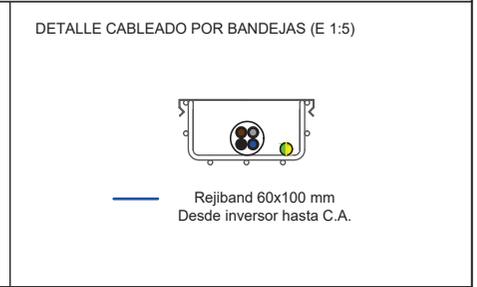
Escala: 1:200

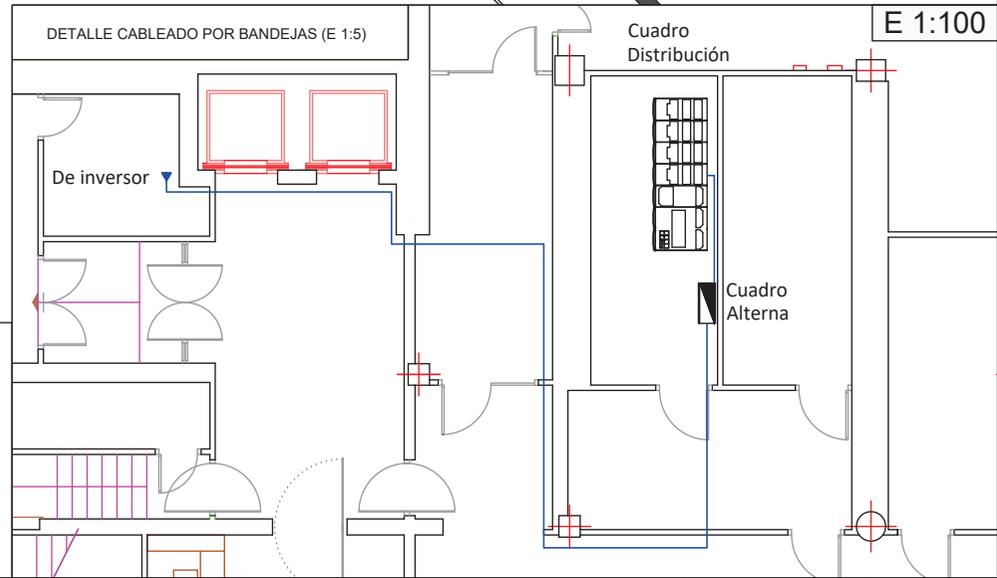
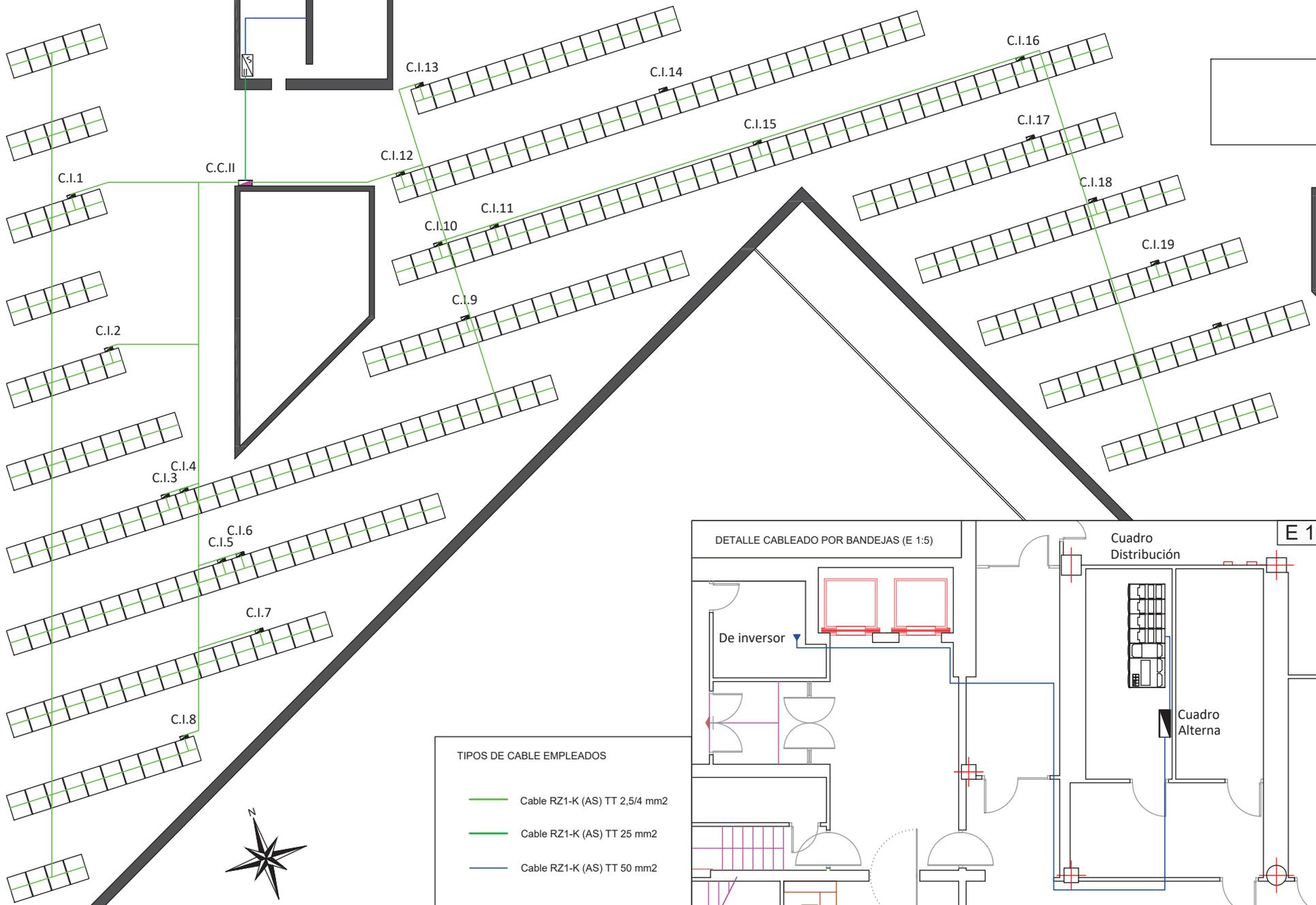
Nº Plano:

3



- TIPOS DE CABLE UTILIZADOS
- Cable RZ1-K (AS) 0,6/1 kV (Secciones según punto 6.3)
 - Cable RZ1-K 0,6/1 kV Marcado amarillo verde (Secciones según punto 6.6)
 - Cable RZ1-K (AS) 0,6/1 kV de 50 mm² desde Cuadro Nivel II hasta Inversor
 - Cable RZ1-K (AS) 0,6/1 kV de 4x95 mm² desde Inversor hasta Cuadro Protecciones Alterna

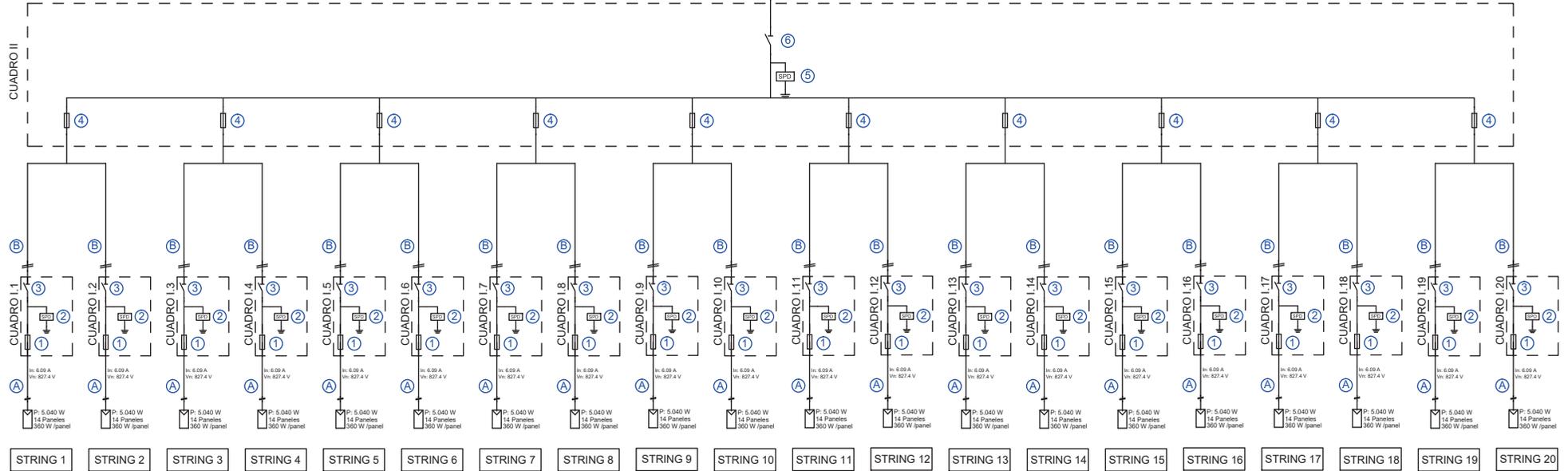
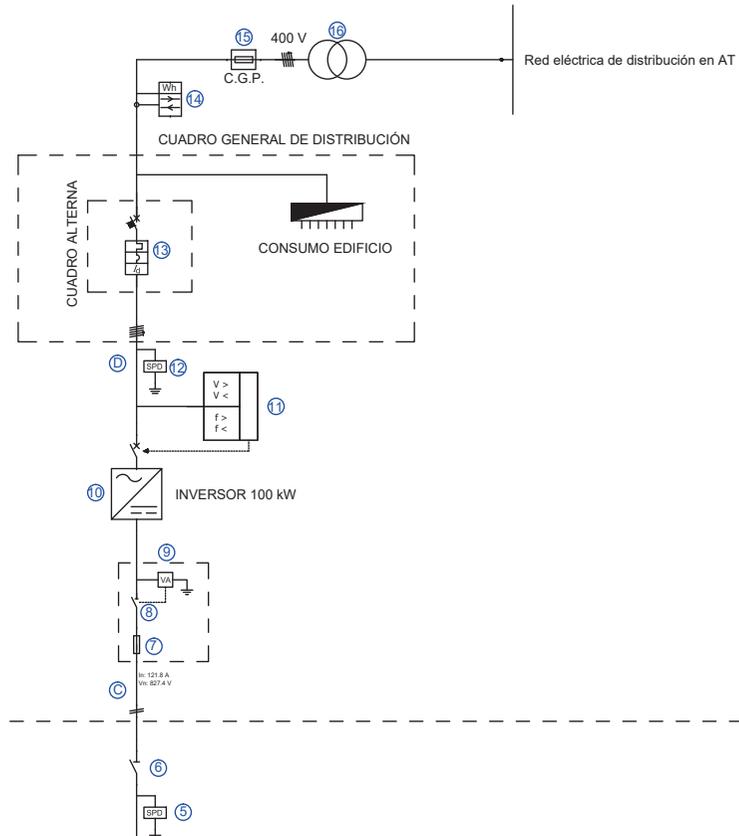




| Descripción elementos y cableado | |
|---|---------------------------------|
| Elemento | Referencia |
| (A) Cable RZ1-K (AS) 0,6/1 kV (Secciones en punto 6.3) | Prysmian AFUMEX CLASS 1000V(AS) |
| (B) Cable RZ1-K (AS) 0,6/1 kV (Secciones en punto 6.3) | Prysmian AFUMEX CLASS 1000V(AS) |
| (C) Cable RZ1-K (AS) 0,6/1 kV Sección 2x50 mm ² Cu | Prysmian AFUMEX CLASS 1000V(AS) |
| (D) Cable RZ1-K (AS) 0,6/1 kV Sección 3x95 mm ² Cu | Prysmian AFUMEX CLASS 1000V(AS) |
| (1) Fusibles 10 A DC | DF Electric gPV 10x38 |
| (2) Protector sobretensiones Clase II 1000V | AMB STC1 25 |
| (3) Interruptor-seccionador DC 1000V 25A | SIRCO MC PV IEC 60947-3 |
| (4) Fusibles 16 A DC | ABB PVI-STRINGCOMB |
| (5) Protector sobretensiones Clase II 1000V | ABB PVI-STRINGCOMB |
| (6) Interruptor-seccionador DC 1000V 150A | ABB PVI-STRINGCOMB |
| (7) Fusibles 160 A DC | DF Electric gPV NH2 |
| (8) Seccionador en carga 1000V 160A accionamiento relé | Schneider NSX160 NA DC PV |
| (9) Vigilante aislamiento 500-1000V salida relé | CIRPROTEC Check PV |
| (10) Inversor trifásico 100 kW | INGECON 100 TL STD |
| (11) Protección máxima y mínima frecuencia y tensión | INGECON 100 TL STD |
| (12) Protector sobretensiones Clase II 1000V | INGECON 100 TL STD |
| (13) Interruptor magnetotérmico-diferencial 160 A | Legrand DPX3 160 |
| (14) Medidor energía bidireccional trifásico | |
| (15) Cuadro General de Protección | |
| (16) Transformador 630 kVA | |

Legenda de símbolos

| | |
|--|--|
| | Inversor |
| | String |
| | Contador |
| | Fusible |
| | Protector de sobretensiones |
| | Interruptor-seccionador |
| | Interruptor |
| | Sistema de protección de interfaz |
| | Interruptor magnetotérmico-diferencial |



TRABAJO FIN DE MASTER EN INGENIERIA INDUSTRIAL



Proyecto: DISEÑO Y ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA DE UNA INSTALACIÓN SOLAR PV DE AUTOCONSUMO Y VENTA DE EXCEDENTES APLICANDO LA REGULACIÓN VIGENTE: APLICACIÓN A LA CUBIERTA DEL AYUNTAMIENTO DE LOGROÑO (LA RIOJA)

Plano: Esquema Unifilar

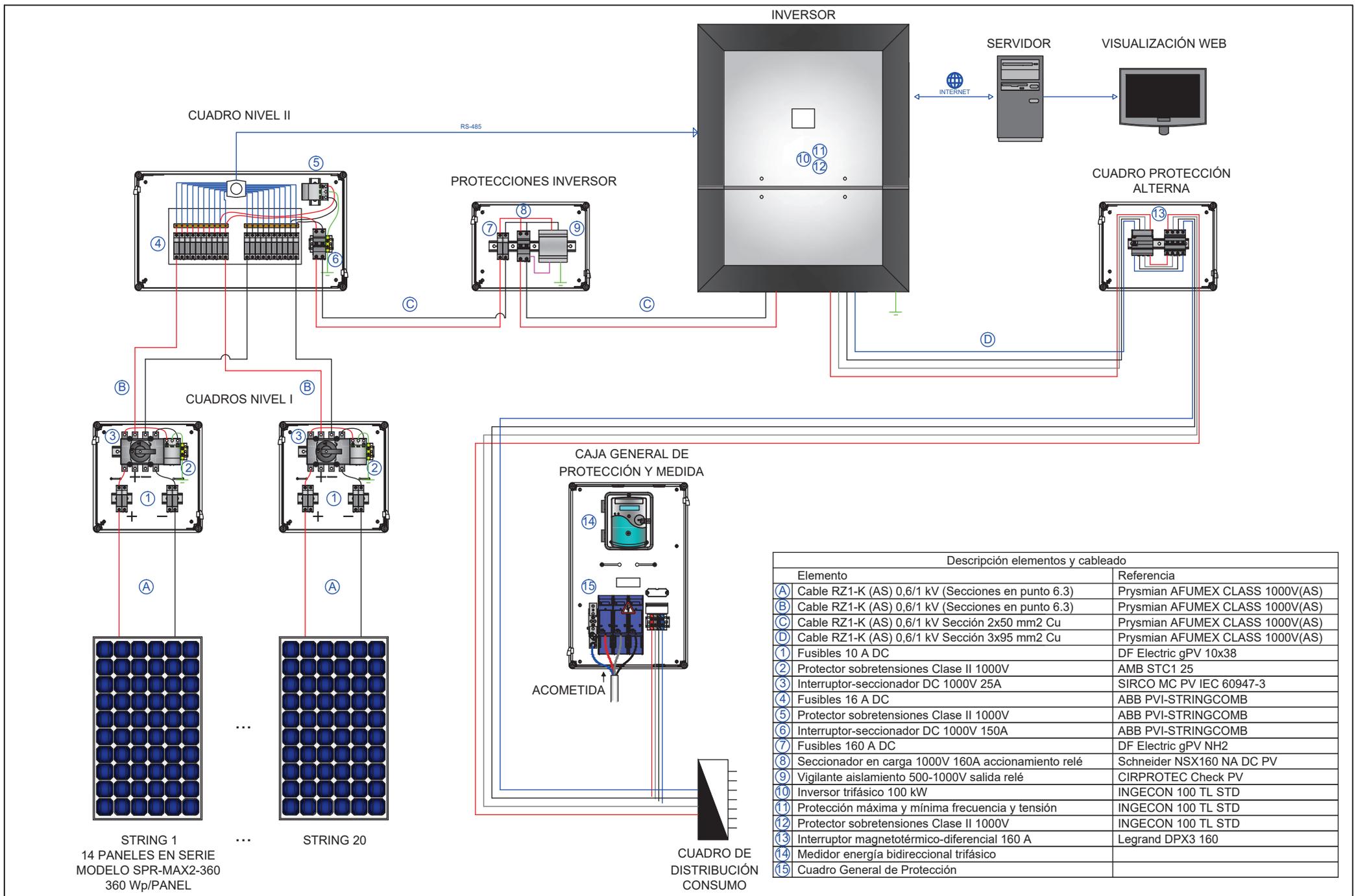
Autor: Daniel García Martínez

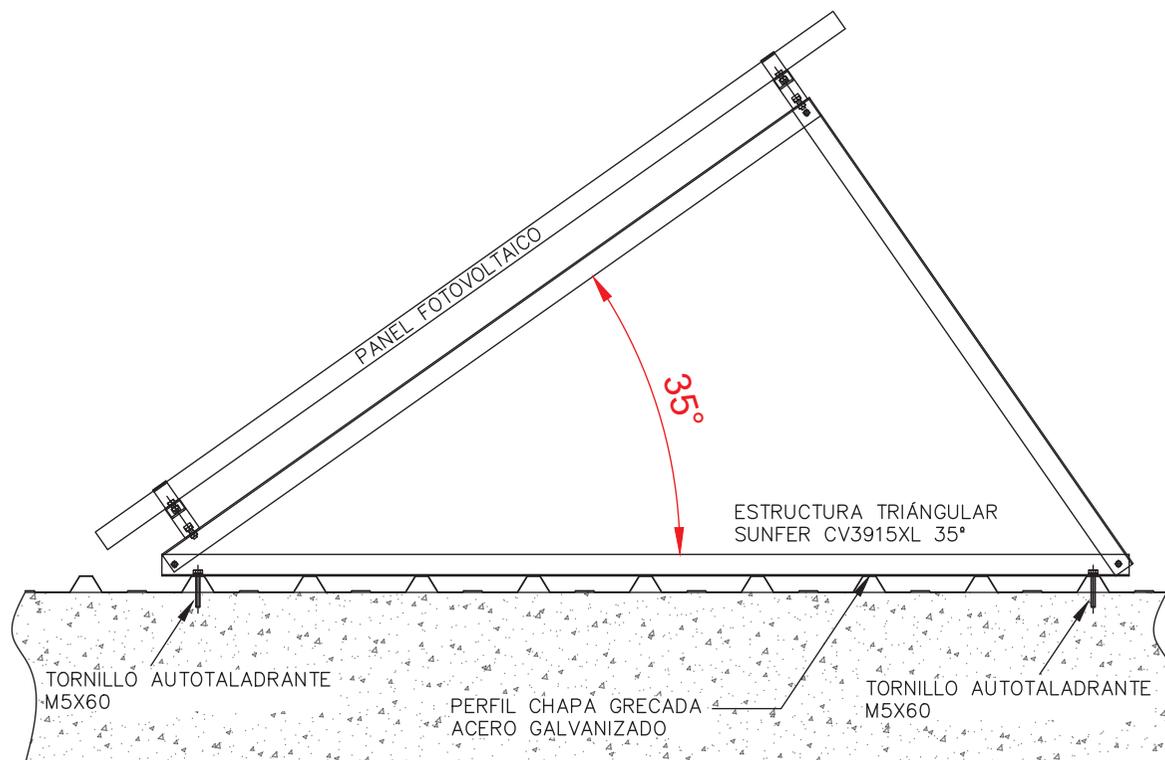
Fecha: Septiembre 2019

Escala: S/E

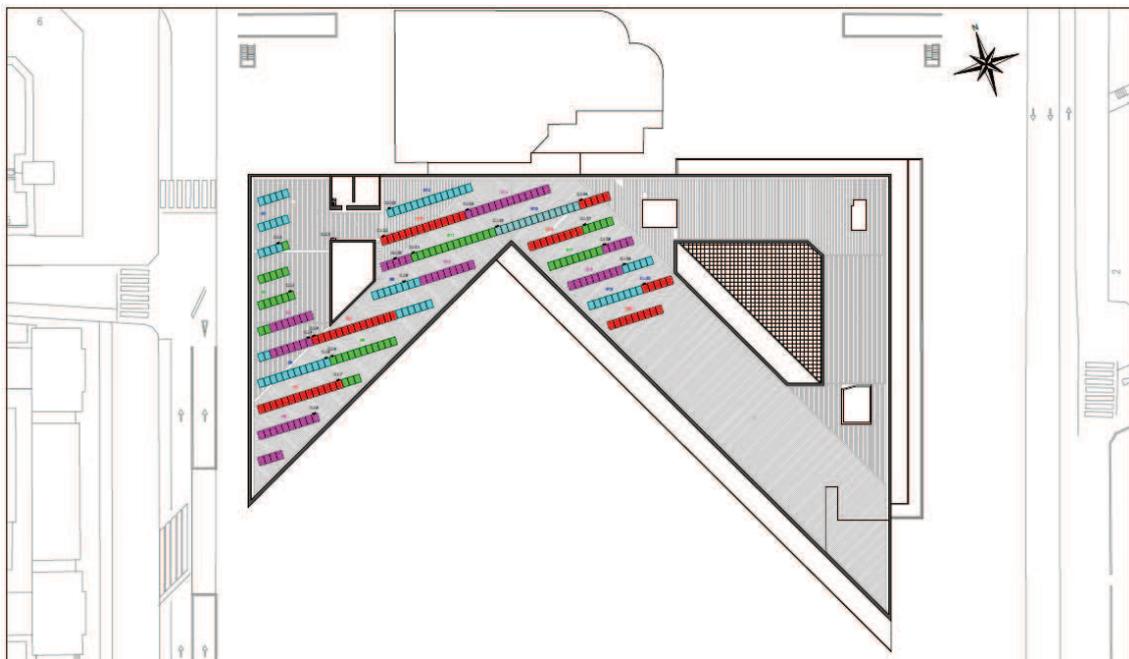
Nº Plano:

6





ANEXOS



ANEXO I – AHORRO DE EMISIONES

Índice

| | |
|---|---|
| 1. INTRODUCCIÓN | 1 |
| 2. CÁLCULO DEL AHORRO DE EMISIONES..... | 1 |

1. INTRODUCCIÓN

A raíz de la preocupación mundial sobre el creciente deterioro de la atmósfera del planeta, el 11 de diciembre de 1997 se firmó el Protocolo de Kioto. Su objetivo principal es limitar las emisiones de los gases de efecto invernadero (GEI: Dióxido de Carbono, Metano, Oxido Nitroso, Hidrofluorocarbonados, Perfluorocarbonados y Hexaflururo de Azufre) a nivel mundial.

El mes de diciembre de 2015 tuvo lugar en París, la celebración de la XXI Conferencia Internacional sobre cambio climático, cuyo objetivo fue alcanzar un nuevo acuerdo para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Los objetivos fueron mantener la temperatura media mundial por debajo de 2 grados centígrados respecto a los niveles preindustriales. El acuerdo será aplicado a partir de 2020.

La situación actual de las emisiones de GEI en España, es que han aumentado de forma notable en los últimos años, por lo que se requiere tomar acción para reducirlos, y es por eso que las energías renovables representan una respuesta a la demanda de un modelo energético sostenible que minore las emisiones de GEIs. Es por ello que se van a cuantificar las emisiones ahorradas por el presente proyecto, ya que toda la energía generada por la instalación es renovable, y por lo tanto se dejan de emitir los GEIs correspondientes a la energía que se ha generado. La generación de electricidad mediante módulos fotovoltaicos está exenta de emisiones de efecto invernadero, pero su fabricación y transporte tiene asociada una huella de carbono.

2. CÁLCULO DEL AHORRO DE EMISIONES

Se calcularán las emisiones de toneladas de CO₂ ahorradas por la instalación fotovoltaica. Para ello se utilizarán los datos del mix energético español en 2018, obtenidos de Red Eléctrica de España, y los factores de conversión de energía final y la conversión a T CO₂ equivalente proporcionados por el IDAE.

Posteriormente se estimará la huella de carbono generada por la fabricación y transporte de los paneles solares, que habrá que restar a los ahorros de emisiones calculados.

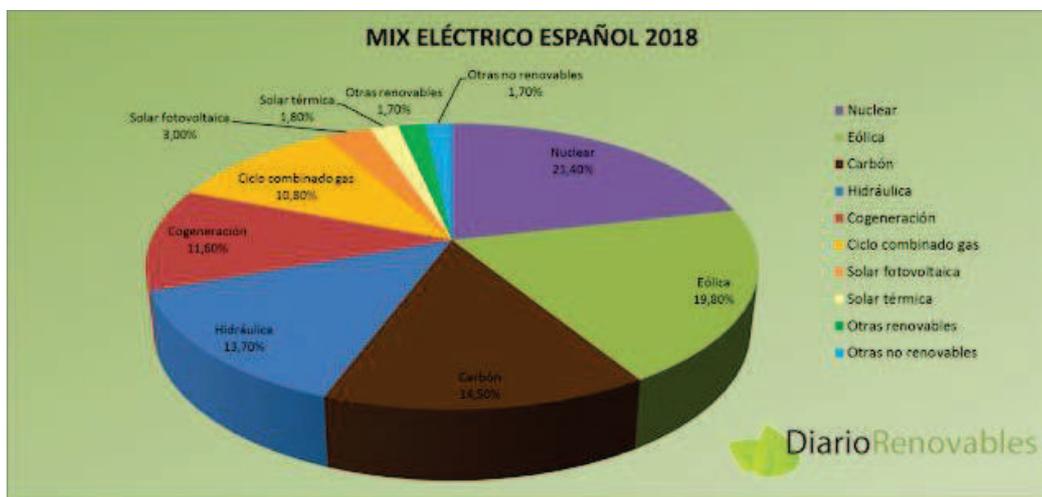


Ilustración 1 – Mix eléctrico español 2018 (Fuente: www.diariorenovables.com)

| Tecnología | Porcentaje (%) | Factor Emisión (tCO ₂ /MWh) |
|---------------------|----------------|--|
| Nuclear | 21% | 0 |
| Eólica | 20% | 0 |
| Carbón | 15% | 1,27 |
| Hidráulica | 14% | 0 |
| Cogeneración | 12% | 0,4 |
| Ciclo combinado gas | 11% | 0,38 |
| Solar fotovoltaica | 3% | 0 |
| Solar térmica | 2% | 0 |
| Otras renovables | 2% | 0 |
| Otras no renovables | 2% | 0,7 |

Tabla 1 – Factores de emisión según tecnología

Ponderando el factor de emisión de cada tecnología según los porcentajes del mix energético, se obtiene el factor de emisión global español de energía eléctrica: 0,28349 tCO₂ /MWh. Se multiplican los MWh generados anualmente por la instalación por dicho factor de emisión para calcular los ahorros de emisiones de CO₂ equivalente.

$$\text{Ahorro emisiones } CO_2 = 136,89 \text{ MWh} \cdot 0,28349 \text{ tCO}_{2E} = 38,8 \text{ T } CO_{2E}$$

No obstante, se deben estimar las emisiones que indirectamente se generan debido a la fabricación y transporte de las placas solares, la cual es notablemente baja, pero debe ser tenida en cuenta.

El principal componente de los paneles fotovoltaicos es el silicio cristalino. La fabricación de dicho componente está asociada a procesos de alto consumo energético que representa casi la totalidad de la energía utilizada para la fabricación de los módulos. La huella de carbono exacta depende de muchos factores, como son la procedencia de los materiales, la distancia a la que tienen que transportarse y la fuente de energía consumida en las plantas de fabricación.

La huella de carbono de los paneles solares se estimará en unos 24 gramos de CO₂ equivalente por kWh de electricidad generada, que es un dato de referencia según estudios del sector. Se multiplicará éste dato por la energía anual generada por la instalación.

$$\text{Huella carbono paneles} = 139.770,9 \text{ kWh} \cdot 24 \frac{\text{gr}}{\text{CO}_{2E}} = 3,34 \text{ TCO}_{2E}$$

Por lo tanto, las toneladas de CO₂ equivalente ahorradas son 35,46.

ANEXO II - PLIEGO DE CONDICIONES

Índice

| | | |
|---------------|--|----|
| 1. | OBJETO..... | 1 |
| 2. | GENERALIDADES | 1 |
| 3. | DEFINICIONES | 2 |
| 4. | DISEÑO..... | 3 |
| 4.1 | DISEÑO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO | 3 |
| 4.2 | DISEÑO DEL SISTEMA DE MONITORIZACIÓN | 4 |
| 4.3 | INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA..... | 5 |
| 4.4 | COMPONENTES Y MATERIALES..... | 5 |
| 4.5 | SISTEMAS GENERADORES FOTOVOLTAICOS | 6 |
| 4.6 | ESTRUCTURA DE SOPORTE..... | 7 |
| 4.7 | INVERSOR..... | 8 |
| 4.8 | CABLEADO..... | 10 |
| 4.9 | CONEXIÓN A RED | 10 |
| 4.10 | MEDIDAS..... | 10 |
| 4.11 | PROTECCIONES | 10 |
| 4.12 | PUESTA A TIERRA DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS | 10 |
| 4.13 | ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA | 11 |
| 4.14 | MEDIDAS DE SEGURIDAD | 11 |
| 5. | RECEPCIÓN Y PRUEBAS | 11 |
| 6. | CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA | 13 |
| 7. | REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE | 14 |
| MANTENIMIENTO | | |
| 7.1 | GENERALIDADES | 14 |
| 7.2 | PROGRAMA DE MANTENIMIENTO..... | 14 |
| 7.3 | GARANTÍAS | 16 |
| 8. | CONDICIONES ECONÓMICAS | 17 |
| 8.1 | COMPOSICIÓN DE LOS PRECIOS UNITARIOS | 17 |
| 8.2 | PRECIO DE CONTRATA. IMPORTE DE CONTRATA..... | 18 |
| 8.3 | PRECIOS CONTRADICTORIOS | 18 |

Diseño y análisis de la viabilidad económica de una instalación solar PV de autoconsumo y venta de excedentes aplicando la regulación vigente: Aplicación a la cubierta del ayuntamiento de Logroño (La Rioja)

| | | |
|------|--|----|
| 8.4 | RECLAMACIONES DE AUMENTO DE PRECIOS POR CAUSAS DIVERSAS | 18 |
| 8.5 | DE LA REVISIÓN DE LOS PRECIOS CONTRATADOS..... | 18 |
| 8.6 | ACOPIO DE MATERIALES | 18 |
| 8.7 | RESPONSABILIDAD DEL CONSTRUCTOR O INSTALADOR EN EL BAJO RENDIMIENTO DE LOS TRABAJADORES..... | 19 |
| 8.8 | RELACIONES VALORADAS Y CERTIFICACIONES..... | 19 |
| 8.9 | MEJORAS DE OBRAS LIBREMENTE EJECUTADAS | 19 |
| 8.10 | ABONO DE TRABAJOS PRESUPUESTADOS CON PARTIDA ALZADA | 20 |
| 8.11 | PAGOS..... | 20 |
| 8.12 | IMPORTE DE LA INDEMNIZACIÓN POR RETRASO NO JUSTIFICADO EN EL PLAZO DE TERMINACIÓN DE LAS OBRAS. | 20 |
| 8.13 | DEMORA DE LOS PAGOS. | 20 |
| 8.14 | MEJORAS Y AUMENTOS DE OBRA. CASOS CONTRARIOS. | 20 |
| 8.15 | UNIDADES DE OBRA DEFECTUOSAS PERO ACEPTABLES. | 21 |
| 8.16 | SEGURO DE LAS OBRAS | 21 |
| 8.17 | CONSERVACIÓN DE LA OBRA | 21 |
| 8.18 | USO POR EL CONTRATISTA DEL EDIFICIO O BIENES DEL PROPIETARIO. | 21 |
| 9. | INSPECCIONES Y PRUEBAS EN FÁBRICA | 22 |
| 9.1 | CONTROL..... | 22 |
| 9.2 | SEGURIDAD | 22 |
| 9.3 | LIMPIEZA | 23 |
| 9.4 | MANTENIMIENTO | 23 |
| 9.5 | CRITERIOS DE MEDICION | 23 |

1. OBJETO

Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red que se realicen en el ámbito de actuación del IDAE (proyectos, líneas de apoyo, etc.). Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.

Valorar la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.

El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

2. GENERALIDADES

Este Pliego es de aplicación a las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red.

En todo caso serán de aplicación todas las normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas, y en particular las siguientes:

- Ley 24/2013, de 26 de Diciembre, del Sector Eléctrico.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de Noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de Abril de 2019, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto – Ley Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

3. DEFINICIONES

Radiación solar: Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

Irradiancia: Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m².

Irradiación: Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m², o bien en MJ/m².

Instalaciones fotovoltaicas: Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.

Instalaciones fotovoltaicas interconectadas: Aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema, ya sea directamente o a través de la red de un consumidor.

Línea y punto de conexión y medida: La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.

Interruptor automático de la interconexión: Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

Interruptor general: Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

GENERADOR FOTOVOLTAICO: Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

Rama fotovoltaica: Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

Inversor: Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna. También se denomina ondulator.

Potencia nominal del generador: Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal: Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

Célula solar o fotovoltaica: Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

Célula de tecnología equivalente (cte): Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.

Módulo o panel fotovoltaico: Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

Condiciones estándar de medida (cem): Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia solar: 1000 W/m²
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Temperatura de célula: 25 °C

Potencia pico: Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

Tonc: Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos: Cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.

Revestimiento: Cuando los módulos fotovoltaicos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.

Cerramiento: Cuando los módulos constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanquidad y aislamiento térmico.

Elementos de sombreado: Cuando los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada.

Colocación: La colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio, se denominará superposición y no se considerará integración arquitectónica. No se aceptarán, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.

4. DISEÑO

4.1 DISEÑO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

4.1.1 Generalidades

El módulo fotovoltaico seleccionado cumplirá las especificaciones del apartado 4.5.

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

4.1.2 Orientación e inclinación y sombras.

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla inferior. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica, según se define en el apartado 3.20. En todos los casos han de cumplirse tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

| | <i>Orientación e inclinación (OI)</i> | <i>Sombras (S)</i> | <i>Total (OI + S)</i> |
|-----------------------------------|---------------------------------------|--------------------|-----------------------|
| General | 10% | 10% | 15% |
| Superposición | 20% | 15% | 30% |
| Integración arquitectónica | 40% | 20% | 50% |

Cuando, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con el apartado 4.1.2, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria del Proyecto.

En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras.

4.2 DISEÑO DEL SISTEMA DE MONITORIZACIÓN

El sistema de monitorización proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.

- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
- Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.

Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRC-Ispra “Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A”, Report EUR16338 EN.

El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

4.3 INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA

En el caso de pretender realizar una instalación integrada desde el punto de vista arquitectónico, la Memoria de Diseño o Proyecto especificarán las condiciones de la construcción y de la instalación, y la descripción y justificación de las soluciones elegidas.

Las condiciones de la construcción se refieren al estudio de características urbanísticas, implicaciones en el diseño, actuaciones sobre la construcción, necesidad de realizar obras de reforma o ampliación, verificaciones estructurales, etc. que, desde el punto de vista del profesional competente en la edificación, requirieran su intervención.

Las condiciones de la instalación se refieren al impacto visual, la modificación de las condiciones de funcionamiento del edificio, la necesidad de habilitar nuevos espacios o ampliar el volumen construido, efectos sobre la estructura, etc.

4.4 COMPONENTES Y MATERIALES

4.4.1 Generalidades

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos

e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano y además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

4.5 SISTEMAS GENERADORES FOTOVOLTAICOS

Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las siguientes normas:

- UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente.

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación.

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.

Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

Será deseable una alta eficiencia de las células.

La estructura del generador se conectará a tierra.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

4.6 ESTRUCTURA DE SOPORTE

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias vigentes en materia de edificación.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terracea) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto 4.1.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.

4.7 INVERSOR

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.

- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superior a las CEM. Además soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.

El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.

El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

4.8 CABLEADO

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

4.9 CONEXIÓN A RED

Todas las instalaciones de hasta 100 kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

4.10 MEDIDAS

5.7.1 Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

4.11 PROTECCIONES

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1699/2011 (artículo 14) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

4.12 PUESTA A TIERRA DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1669/2011 (artículo 15) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

4.13 ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1669/2011 (artículo 16) sobre los armónicos y la compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

4.14 MEDIDAS DE SEGURIDAD

Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.

Las centrales fotovoltaicas deberán estar dotadas de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños. Asimismo, no producirán sobretensiones que puedan causar daños en otros equipos, incluso en el transitorio de paso a isla, con cargas bajas o sin carga. Igualmente, los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones indicados en las normas nacionales e internacionales de compatibilidad electromagnética.

5. RECEPCIÓN Y PRUEBAS

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.

- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se aprecia que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

6. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA

En la Memoria se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.

Los datos de entrada que deberá aportar el instalador son los siguientes:

$G_{dm}(0)$.

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/ (m² *día), obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes:

- Agencia Estatal de Meteorología.
- Organismo autonómico oficial.
- Otras fuentes de datos de reconocida solvencia, o las expresamente señaladas por el IDAE.

$G_{dm}(\alpha, \beta)$.

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/ (m² *día), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual (ver anexo III). El parámetro α representa el azimut y β la inclinación del generador, tal y como se definen en el anexo II.

Rendimiento energético de la instalación o “*performance ratio*”, PR.

Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- La dependencia de la eficiencia con la temperatura.
- La eficiencia del cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética del inversor.
- Otros.

La estimación de la energía inyectada se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp} PR}{G_{CEM}} \text{ kWh/día}$$

Donde:

P_{mp} = Potencia pico del generador.

$G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$

Los datos se presentarán en una tabla con los valores medios mensuales y el promedio anual, de acuerdo con el siguiente ejemplo:

Generador $P_{mp} = 1$ kWp, orientado al Sur ($\alpha = 0^\circ$) e inclinado 35° ($\beta = 35^\circ$).

| Mes | $G_{dm}(0)$ [kWh/(m ² *día)] | $G_{dm}(\alpha = 0^\circ, \beta = 35^\circ)$ [kWh/(m ² *día)] | PR | E_p (kWh/día) |
|------------|--|---|-------|--------------------|
| Enero | 1,92 | 3,12 | 0,851 | 2,65 |
| Febrero | 2,52 | 3,56 | 0,844 | 3,00 |
| Marzo | 4,22 | 5,27 | 0,801 | 4,26 |
| Abril | 5,39 | 5,68 | 0,802 | 4,55 |
| Mayo | 6,16 | 5,63 | 0,796 | 4,48 |
| Junio | 7,12 | 6,21 | 0,768 | 4,76 |
| Julio | 7,48 | 6,67 | 0,753 | 5,03 |
| Agosto | 6,60 | 6,51 | 0,757 | 4,93 |
| Septiembre | 5,28 | 6,10 | 0,769 | 4,69 |
| Octubre | 3,51 | 4,73 | 0,807 | 3,82 |
| Noviembre | 2,09 | 3,16 | 0,837 | 2,64 |
| Diciembre | 1,67 | 2,78 | 0,850 | 2,36 |
| Promedio | 4,51 | 4,96 | 0,803 | 3,94 |

7. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO

7.1 GENERALIDADES

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.

El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la misma, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

7.2 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos indicados en el punto 7.3.2 y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia de hasta 100 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

7.3 GARANTÍAS

7.3.1 Ámbito general de la garantía

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

7.3.2 Plazos

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.

7.3.3 Condiciones económicas

La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

7.3.4 Anulación de la garantía

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el punto 7.3.3.

7.3.5 Lugar y tiempo de la prestación

Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.

El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

8. CONDICIONES ECONÓMICAS

8.1 COMPOSICIÓN DE LOS PRECIOS UNITARIOS

El cálculo de los precios de las distintas unidades de la obra es el resultado de sumar los costes directos, los indirectos, los gastos generales y el beneficio industrial.

Se considerarán costes directos:

- a) La mano de obra, con sus pluses, cargas y seguros sociales, que intervienen directamente en la ejecución de la unidad de obra.
- b) Los materiales, a los precios resultantes a pie de la obra, que queden integrados en la unidad de que se trate o que sean necesarios para su ejecución.
- c) Los gastos de personal, combustible, energía, etc., que tenga lugar por accionamiento o funcionamiento de la maquinaria e instalaciones utilizadas en la ejecución de la unidad de obras.
- d) Los gastos de amortización y conservación de la maquinaria, instalaciones, sistemas y equipos anteriormente citados.

Se considerarán costes indirectos:

- Los gastos de instalación de oficinas a pie de obra, comunicaciones, edificación de almacenes, talleres, pabellones temporales para obreros, equipos y sistemas técnicos de la seguridad e higiene para la prevención y protección de accidentes y enfermedades profesionales, laboratorios, seguros, etc., los del personal técnico y administrativo adscrito exclusivamente a la obra y los imprevistos. Todos estos gastos, se cifrarán en un porcentaje de los costes directos.

Se considerarán Gastos Generales:

- Los Gastos Generales de empresa, gastos financieros, cargas fiscales y tasas de la administración legalmente establecidas. Se cifrarán como un porcentaje de la suma de los costes directos e indirectos (en los contratos de obras de la Administración Pública este porcentaje se establece un 13 por 100).

Beneficio Industrial:

- El Beneficio Industrial del Contratista se establece en el 6 por 100 sobre la suma de las anteriores partidas.

Precio de Ejecución Material:

- Se denominará Precio de Ejecución Material al resultado obtenido por la suma de los anteriores conceptos a excepción del Beneficio Industrial y los gastos generales.

Precio de Contrata:

- El precio de Contrata es la suma de los costes directos, los indirectos, los Gastos Generales y el Beneficio Industrial.

- El IVA gira sobre esta suma pero no integra el precio.

8.2 PRECIO DE CONTRATA. IMPORTE DE CONTRATA

En el caso de que los trabajos a realizar en un edificio u obra aneja cualquiera se contratasen a riesgo y ventura, se entiende por Precio de Contrata el que importa el coste total de la unidad de obra, es decir, el precio de Ejecución material, más el tanto por ciento (%) sobre este último precio en concepto de Gastos Generales y Beneficio Industrial del Contratista.

Los Gastos Generales se estiman normalmente en un 13% y el beneficio se estima normalmente en 6 por 100, salvo que en las condiciones particulares se establezca otro destino.

8.3 PRECIOS CONTRADICTORIOS

Se producirán precios contradictorios sólo cuando la Propiedad por medio del Técnico decida introducir unidades o cambios de calidad en alguna de las previstas, o cuando sea necesario afrontar alguna circunstancia imprevista. El Contratista estará obligado a efectuar los cambios.

A falta de acuerdo, el precio se resolverá contradictoriamente entre el Técnico y el Contratista antes de comenzar la ejecución de los trabajos y en el plazo que determina el Pliego de Condiciones Particulares. Si subsistiese la diferencia se acudirá en primer lugar, al concepto más análogo dentro del cuadro de precios del proyecto, y en segundo lugar, al banco de precios de uso más frecuente en la localidad.

Los contradictorios que hubiere se referirán siempre a los precios unitarios de la fecha del contrato.

8.4 RECLAMACIONES DE AUMENTO DE PRECIOS POR CAUSAS DIVERSAS

Si el Contratista, antes de la firma del contrato, no hubiese hecho la reclamación u observación oportuna, no podrá bajo ningún pretexto de error u omisión reclamar aumento de los precios fijados en el cuadro correspondiente del presupuesto que sirva de base para la ejecución de las obras (con referencia a Facultativas).

8.5 DE LA REVISIÓN DE LOS PRECIOS CONTRATADOS

Contratándose las obras a riesgo y ventura, no se admitirá la revisión de los precios en tanto que el incremento no alcance en la suma de las unidades que falten por realizar de acuerdo con el Calendario, un montante superior al cinco por ciento (5 por 100) del importe total del presupuesto de Contrato.

8.6 ACOPIO DE MATERIALES

El Contratista queda obligado a ejecutar los acopios de materiales o aparatos de obra que la Propiedad ordena por escrito.

Los materiales acopiados, una vez abonados por el Propietario son, de la exclusiva propiedad de éste; de su guarda y conservación será responsable el Contratista.

8.7 RESPONSABILIDAD DEL CONSTRUCTOR O INSTALADOR EN EL BAJO RENDIMIENTO DE LOS TRABAJADORES

Si de los partes mensuales de obra ejecutada que preceptivamente debe presentar el Constructor al Técnico Director, éste advirtiese que los rendimientos de la mano de obra, en todas o en algunas de las unidades de obra ejecutada, fuesen notoriamente inferiores a los rendimientos normales generalmente admitidos para unidades de obra iguales o similares, se lo notificará por escrito al Constructor o Instalador, con el fin de que éste haga las gestiones precisas para aumentar la producción en la cuantía señalada por el Técnico Director.

8.8 RELACIONES VALORADAS Y CERTIFICACIONES

En cada una de las épocas o fechas que se fijen en el contrato o en los "Pliegos de Condiciones Particulares" que rijan en la obra, formará el Contratista una relación valorada de las obras ejecutadas durante los plazos previstos, según la medición que habrá practicado el Técnico.

Lo ejecutado por el Contratista en las condiciones preestablecidas, se valorará aplicando el resultado de la medición general, cúbica, superficial, lineal, ponderal o numeral correspondiente a cada unidad de la obra y a los precios señalados en el presupuesto para cada una de ellas, teniendo presente además lo establecido en el presente "Pliego General de Condiciones Económicas", respecto a mejoras o sustituciones de material y a las obras accesorias y especiales, etc.

Al Contratista, que podrá presenciar las mediciones necesarias para extender dicha relación, se le facilitarán por el Técnico los datos correspondientes de la relación valorada, acompañándolos de una nota de envío, al objeto de que, dentro del plazo de diez (10) días a partir de la fecha de recibo de dicha nota, pueda el Contratista examinarlos o devolverlos firmados con su conformidad o hacer, en caso contrario, las observaciones o reclamaciones que considere oportunas. Dentro de los diez (10) días siguientes a su recibo, el Técnico Director aceptará o rechazará las reclamaciones del Contratista si las hubiere, dando cuenta al mismo de su resolución, pudiendo éste, en el segundo caso, acudir ante el Propietario contra la resolución del Técnico Director en la forma prevenida de los "Pliegos Generales de Condiciones Facultativas y Legales".

Tomando como base la relación valorada indicada en el párrafo anterior, expedirá el Técnico Director la certificación de las obras ejecutadas.

8.9 MEJORAS DE OBRAS LIBREMENTE EJECUTADAS

Cuando el Contratista, incluso con autorización del Técnico Director, emplease materiales de más esmerada preparación o de mayor tamaño que el señalado en el Proyecto o sustituyese una clase de fábrica con otra que tuviese asignado mayor precio, o ejecutase con mayores dimensiones cualquier parte de la obra, o, en general, introdujese en ésta y sin pedírsela, cualquiera otra modificación que sea beneficiosa a juicio del Técnico Director, no tendrá derecho, sin embargo, más que al abono de lo que pudiera corresponderle en el caso de que hubiese construido la obra con estricta sujeción a la proyectada y contratada o adjudicada.

8.10 ABONO DE TRABAJOS PRESUPUESTADOS CON PARTIDA ALZADA

Salvo lo preceptuado en el "Pliego de Condiciones Particulares de índole económica", vigente en la obra, el abono de los trabajos presupuestados en partida alzada, se efectuará de acuerdo con el procedimiento que corresponda entre los que a continuación se expresan:

- a) Si existen precios contratados para unidades de obra iguales, las presupuestadas mediante partida alzada, se abonarán previa medición y aplicación del precio establecido.
- b) Si existen precios contratados para unidades de obra similares, se establecerán precios contradictorios para las unidades con partida alzada, deducidos de los similares contratados.
- c) Si no existen precios contratados para unidades de obra iguales o similares, la partida alzada se abonará íntegramente al Contratista, salvo el caso de que en el Presupuesto de la obra se exprese que el importe de dicha partida debe justificarse, en cuyo caso, el Técnico Director indicará al Contratista y con anterioridad a su ejecución, el procedimiento que ha de seguirse para llevar dicha cuenta, que en realidad será de Administración, valorándose los materiales y jornales a los precios que figuren en el Presupuesto aprobado o, en su defecto, a los que con anterioridad a la ejecución convengan las dos partes, incrementándose su importe total con el porcentaje que se fije en el Pliego de Condiciones Particulares en concepto de Gastos Generales y Beneficio Industrial del Contratista.

8.11 PAGOS

Los pagos se efectuarán por el Propietario en los plazos previamente establecidos, y su importe, corresponderá precisamente al de las certificaciones de obra conformadas por el Técnico Director, en virtud de las cuales se verifican aquéllos.

8.12 IMPORTE DE LA INDEMNIZACIÓN POR RETRASO NO JUSTIFICADO EN EL PLAZO DE TERMINACIÓN DE LAS OBRAS.

La indemnización por retraso en la terminación se establecerá en un tanto por mil (o/oo) del importe total de los trabajos contratados, por cada día natural de retraso, contados a partir del día de terminación fijado en el Calendario de Obra.

Las sumas resultantes se descontarán y retendrán con cargo a la fianza.

8.13 DEMORA DE LOS PAGOS.

Se rechazará toda solicitud de resolución del contrato fundada en dicha demora de Pagos, cuando el Contratista no justifique en la fecha el presupuesto correspondiente al plazo de ejecución que tenga señalado en el contrato.

8.14 MEJORAS Y AUMENTOS DE OBRA. CASOS CONTRARIOS.

No se admitirán mejoras de obra, más que en el caso en que el Técnico Director haya ordenado por escrito la ejecución de trabajos nuevos o que mejoren la calidad de los contratados, así como la de los materiales y aparatos previstos en el contrato. Tampoco se admitirán aumentos de obra en las unidades contratadas, salvo caso de error en las

mediciones del Proyecto, a menos que el Técnico Director ordene, también por escrito, la ampliación de las contratadas.

En todos estos casos será condición indispensable que ambas partes contratantes, antes de su ejecución o empleo, convengan por escrito los importes totales de las unidades mejoradas, los precios de los nuevos materiales o aparatos ordenados emplear y los aumentos que todas estas mejoras o aumentos de obra supongan sobre el importe de las unidades contratadas.

Se seguirán el mismo criterio y procedimiento, cuando el Técnico Director introduzca innovaciones que supongan una reducción apreciable en los importes de las unidades de obra contratadas.

8.15 UNIDADES DE OBRA DEFECTUOSAS PERO ACEPTABLES.

Cuando por cualquier causa fuera menester valorar obra defectuosa, pero aceptable a juicio del Técnico Director de las obras, éste determinará el precio o partida de abono después de oír al Contratista, el cual deberá conformarse con dicha resolución, salvo el caso en que, estando dentro del plazo de ejecución, prefiera demoler la obra y rehacerla con arreglo a condiciones, sin exceder de dicho plazo.

8.16 SEGURO DE LAS OBRAS

El Contratista estará obligado a asegurar la obra contratada durante todo el tiempo que dure su ejecución hasta la recepción definitiva; la cuantía del seguro coincidirá en cada momento con el valor que tengan por contrata los objetos asegurados. El importe abonado por la Sociedad Aseguradora, en el caso de siniestro, se ingresará en cuenta a nombre del Propietario, para que con cargo a ella se abone la obra que se construya y a medida que ésta se vaya realizando. El reintegro de dicha cantidad al Contratista se efectuará por certificaciones, como el resto de los trabajos de la construcción.

8.17 CONSERVACIÓN DE LA OBRA

Si el Contratista, siendo su obligación, no atiende a la conservación de las obras durante el plazo de garantía, en el caso de que el edificio no haya sido ocupado por el Propietario antes de la recepción definitiva, el Técnico Director en representación del Propietario, podrá disponer todo lo que sea preciso para que se atienda a la guardería, limpieza y todo lo que fuese menester para su buena conservación abonándose todo ello por cuenta de la Contrata.

8.18 USO POR EL CONTRATISTA DEL EDIFICIO O BIENES DEL PROPIETARIO.

Cuando durante la ejecución de las obras ocupe el Contratista, con la necesaria y previa autorización del Propietario, edificios o haga uso de materiales o útiles pertenecientes al mismo, tendrá obligación de repararlos y conservarlos para hacer entrega de ellos a la terminación del contrato, en perfecto estado de conservación reponiendo los que se hubiesen inutilizado, sin derecho a indemnización por esta reposición ni por las mejoras hechas en los edificios, propiedades o materiales que haya utilizado.

9. INSPECCIONES Y PRUEBAS EN FÁBRICA

La aparatamenta se someterá en fábrica a una serie de ensayos para comprobar que están libres de defectos mecánicos y eléctricos.

En particular se harán por lo menos las siguientes comprobaciones:

- Se medirá la resistencia de aislamiento con relación a tierra y entre conductores, que tendrá un valor de al menos 0,50 Mohm.
- Una prueba de rigidez dieléctrica, que se efectuará aplicando una tensión igual a dos veces la tensión nominal más 1.000 voltios, con un mínimo de 1.500 voltios, durante 1 minuto a la frecuencia nominal. Este ensayo se realizará estando los aparatos de interrupción cerrados y los cortocircuitos instalados como en servicio normal.
- Se inspeccionarán visualmente todos los aparatos y se comprobará el funcionamiento mecánico de todas las partes móviles.
- Se pondrá el cuadro de baja tensión y se comprobará que todos los relés actúan correctamente.
- Se calibrarán y ajustarán todas las protecciones de acuerdo con los valores suministrados por el fabricante.

Estas pruebas podrán realizarse, a petición de la DO, en presencia del técnico encargado por la misma.

Cuando se exijan los certificados de ensayo, la EIM enviará los protocolos de ensayo, debidamente certificados por el fabricante, a la DO.

9.1 CONTROL

Se realizarán cuantos análisis, verificaciones, comprobaciones, ensayos, pruebas y experiencias con los materiales, elementos o partes de la instalación que se ordenen por el Técnico Director de la misma, siendo ejecutados en laboratorio que designe la dirección, con cargo a la contrata.

9.2 SEGURIDAD

En general, basándonos en la Ley de Prevención de Riesgos Laborales y las especificaciones de las normas NTE, se cumplirán, entre otras, las siguientes condiciones de seguridad:

- Siempre que se vaya a intervenir en una instalación eléctrica, tanto en la ejecución de la misma como en su mantenimiento, los trabajos se realizarán sin tensión, asegurándonos la inexistencia de ésta mediante los correspondientes aparatos de medición y comprobación.
- En el lugar de trabajo se encontrará siempre un mínimo de dos operarios.
- Se utilizarán guantes y herramientas aislantes.

- Cuando se usen aparatos o herramientas eléctricos, además de conectarlos a tierra cuando así lo precisen, estarán dotados de un grado de aislamiento II, o estarán alimentados con una tensión inferior a 50 V mediante transformadores de seguridad.
- Serán bloqueados en posición de apertura, si es posible, cada uno de los aparatos de protección, seccionamiento y maniobra, colocando en su mando un letrero con la prohibición de maniobrarlo.
- No se restablecerá el servicio al finalizar los trabajos antes de haber comprobado que no exista peligro alguno.
- En general, mientras los operarios trabajen en circuitos o equipos a tensión o en su proximidad, usarán ropa sin accesorios metálicos y evitarán el uso innecesario de objetos de metal o artículos inflamables; llevarán las herramientas o equipos en bolsas y utilizarán calzado aislante, al menos, sin herrajes ni clavos en las suelas.
- Se cumplirán asimismo todas las disposiciones generales de seguridad de obligado cumplimiento relativas a seguridad, higiene y salud en el trabajo, y las ordenanzas municipales que sean de aplicación.

9.3 LIMPIEZA

Antes de la Recepción provisional, los cuadros se limpiarán de polvo, pintura, cascarillas y de cualquier material que pueda haberse acumulado durante el curso de la obra en su interior o al exterior.

9.4 MANTENIMIENTO

Cuando sea necesario intervenir nuevamente en la instalación, bien sea por causa de averías o para efectuar modificaciones en la misma, deberán tenerse en cuenta todas las especificaciones reseñadas en los apartados de ejecución, control y seguridad, en la misma forma que si se tratara de una instalación nueva. Se aprovechará la ocasión para comprobar el estado general de la instalación, sustituyendo o reparando aquellos elementos que lo precisen, utilizando materiales de características similares a los reemplazados.

9.5 CRITERIOS DE MEDICION

Las unidades de obra serán medidas con arreglo a lo especificado en la normativa vigente, o bien, en el caso de que ésta no sea suficiente explícita, en la forma reseñada en el Pliego Particular de Condiciones que les sea de aplicación, o incluso tal como figuren dichas unidades en el Estado de Mediciones del Proyecto. A las unidades medidas se les aplicarán los precios que figuren en el Presupuesto, en los cuales se consideran incluidos todos los gastos de transporte, indemnizaciones y el importe de los derechos fiscales con los que se hallen gravados por las distintas Administraciones, además de los gastos generales de la contrata. Si hubiera necesidad de realizar alguna unidad de obra no comprendida en el Proyecto, se formalizará el correspondiente precio contradictorio.

Diseño y análisis de la viabilidad económica de una instalación solar PV de autoconsumo y venta de excedentes aplicando la regulación vigente: Aplicación a la cubierta del ayuntamiento de Logroño (La Rioja)

Los cables, bandejas y tubos se medirán por unidad de longitud (metro), según tipo y dimensiones.

En la medición se entenderán incluidos todos los accesorios necesarios para el montaje (grapasa, terminales, bornes, prensaestopas, cajas de derivación, etc), así como la mano de obra para el transporte en el interior de la obra, montaje y pruebas de recepción.

Los cuadros y receptores eléctricos se medirán por unidades montadas y conexionadas. La conexión de los cables a los elementos receptores (cuadros, motores, resistencias, aparatos de control, etc) será efectuada por el suministrador del mismo elemento receptor.

En caso de discrepancia en la medición la empresa contratista se atenderá a lo indicado por la Dirección Facultativa de obra, sin que la primera pueda oponerse o reclamar al respecto.

ANEXO III – ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

Índice

| | | |
|-----|--|----|
| 1. | INTRODUCCIÓN Y JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-JURÍDICA..... | 1 |
| 1.1 | Justificación para la realización del “Estudio Básico de Seguridad y Salud”: | 1 |
| 2. | LEGISLACION APLICABLE | 2 |
| 3. | IDENTIFICACION DE TRABAJADORES EXPUESTOS EN LA OBRA | 2 |
| 4. | RECURSO PREVENTIVO | 2 |
| 5. | PROTECCIONES PERSONALES Y COLECTIVAS..... | 2 |
| 6. | DESCRIPCION POR FASES DEL PROCESO | 3 |
| 6.1 | FASE DE ACTUACIONES PREVIAS: REPLANTEO | 3 |
| 6.2 | FASE DE ACOPIO Y TRANSPORTE DE MATERIALES | 4 |
| 6.3 | FASE DE MONTAJE DE ESTRUCTURA METÁLICA DE SOPORTE Y COLOCACIÓN DE MODULOS FOTOVOLTAICOS..... | 6 |
| 6.4 | FASE DE MONTAJE (TENDIDO) DEL CONDUCTOR..... | 7 |
| 6.5 | FASE DE EMPALMES Y TERMINACIONES | 9 |
| 6.6 | FASE DE PRUEBA ELECTRICA DE CONDUCTIVIDAD DEL CABLE | 10 |
| 7. | CONCLUSIÓN..... | 11 |

1. INTRODUCCIÓN Y JUSTIFICACIÓN TÉCNICO-JURÍDICA

La obra se trata de una instalación fotovoltaica, situada en la cubierta de la Casa Consistorial del Ayuntamiento de Logroño, en Logroño (La Rioja) y diseñada para el autoconsumo con compensación de excedentes de la energía generada, en las propias instalaciones del ayuntamiento.

El Real Decreto 1627/1997 supone una novedad en el marco normativo sobre la seguridad e higiene en el trabajo. Entre las nuevas exigencias se encuentra la necesaria realización de una documentación referente a los aspectos sobre la seguridad de la obra que se vaya a ejecutar.

1.1 JUSTIFICACIÓN PARA LA REALIZACIÓN DEL “ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD”:

De acuerdo con el Real Decreto 1627/1997 por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción, se redacta el presente documento dado que por el artículo 4 apartado

- a) El presupuesto de ejecución por contrata incluido en el proyecto de ejecución es igual ó superior a 450.759,08 €,
- b) La duración estimada es superior a 30 días laborables empleándose en algún momento a más de 20 trabajadores simultáneamente,
- c) Es una obra cuyo volumen de obra estimada, entendiendo por tal la suma de los días de trabajo total de los trabajadores en la obra, es superior a 500.

En el caso de la obra objeto de estudio no se sobrepasan los límites establecidos, por lo que corresponde realizar un ESTUDIO BASICO DE SEGURIDAD, en virtud del art. 4.2 del citado RD. Este estudio básico debe recoger las normas de seguridad aplicables a la obra de que se trata, con identificación de los riesgos que estén presenten así como las medidas técnicas dispuestas en orden a su disminución. Se debe incluir asimismo la relación de equipos de protección que se utilizan incluyendo también aquellas informaciones útiles para la realización de trabajos posteriores que pudieran ser previsibles.

Este estudio básico de seguridad establece, durante la ejecución de los trabajos de la unidad de obra citada, las previsiones respecto a la prevención de riesgos y accidentes profesionales.

Servirá para dar unas directrices básicas a la empresa instaladora (y sus contratistas, si los hubiere) para llevar a término sus obligaciones en materia de prevención de los riesgos laborales, facilitando el desarrollo de las obras bajo el control de la Dirección Técnica de la misma en consonancia con lo exigido por el Real decreto 1627/1997, de 24 de octubre.

Si se contratara alguna empresa auxiliar para el desarrollo de los trabajos, el adjudicatario de las obras es responsable solidario con la principal de cualquier incumplimiento en esta materia (art. 42.2º de la Ley 31/95, de Prevención de Riesgos Laborales).

Por último hay que tener en cuenta que en cada obra las situaciones de riesgo son distintas aunque el trabajo a realizar sea prácticamente el mismo, por lo que habrá que realizar este estudio en cada una de las obras adaptándolo a sus propias características.

2. LEGISLACION APLICABLE

Resultan aplicables el Real Decreto 1627/97, sobre seguridad en obras de construcción en relación con La Ley 31/95 de Prevención de Riesgos Laborales y sus Reglamentos de desarrollo, en especial el RD 39/97 sobre los Servicios de Prevención. En el caso de que se subcontrate parte de la obra se deberá tener también en cuenta la Ley 32/2006, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción.

Resulta aplicable el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Resultan de aplicación, cuantas ordenanzas de entes locales sean exigibles.

3. IDENTIFICACION DE TRABAJADORES EXPUESTOS EN LA OBRA

Tanto en el caso de intervenir en la obra trabajadores de distintas empresas como de una sola empresa se deberá dejar constancia documental de sus datos nominales, cargo, experiencia así como de posibles sensibilidades y características personales.

Así mismo se les deberá de proporcionar información y formación adecuada y suficiente sobre los riesgos existentes durante el desarrollo de su trabajo.

4. RECURSO PREVENTIVO

La presencia en el centro de trabajo de los recursos preventivos de cada contratista prevista en la Ley de Prevención de Riesgos Laborales se aplicará a las obras de construcción reguladas en el real decreto 1627/1997. La presencia de recursos preventivos se aplicará a cada contratista y tendrá como objeto vigilar el cumplimiento de las medidas incluidas en el plan de seguridad y salud en el trabajo y comprobar la eficacia de éstas.

5. PROTECCIONES PERSONALES Y COLECTIVAS

Las protecciones personales y colectivas se deben utilizar cuando los riesgos no son evitables y teniendo en cuenta que estas no pueden provocar un riesgo diferente del que se trata de evitar.

Durante la ejecución de todos aquellos trabajos que conlleven un riesgo de protección de partículas, se establecerá la obligatoriedad de uso de gafas de seguridad, con cristales incolores, templados, curvados y ópticamente neutros, montura resistente, puente universal y protecciones laterales de plástico perforado. En los casos precisos, estos cristales serán graduados y protegidos por otros superpuestos.

En los trabajos de desbarbado de piezas metálicas, se utilizaran gafas herméticas tipo cazoleta, ajustables mediante banda elástica, por estas las únicas que garantizan la protección ocular contra partículas rebotadas.

En todos aquellos trabajos que se desarrollen en entornos con niveles de ruidos superiores a los permitidos a la normativa vigente, se deberán utilizar protectores auditivos.

La totalidad del personal que desarrolle trabajos en el interior de la obra, utilizara cascos protectores que cumplan las especificaciones.

Durante la ejecución de todos aquellos trabajos que se desarrollen en ambientes de humos de soldadura, se facilitara a los operarios mascarillas respiratorias buconasales con filtro mecánico y de carbono activo contra humos metálicos.

El personal utilizara durante el desarrollo de su trabajo guantes de protección adecuados a las operaciones que realicen.

Como medida preventiva frente al riesgo de golpes en extremidades inferiores y contactos eléctricos directos e indirectos se dotara al personal de adecuadas botas de seguridad y de herramientas con aislamiento.

Todos los operarios utilizaran cinturón de seguridad dotado de arnés, anclado en un punto fijo, en aquellas operaciones en las que por el proceso productivo no puedan ser protegidos mediante el empleo de elementos de protección colectiva.

6. DESCRIPCION POR FASES DEL PROCESO

6.1 FASE DE ACTUACIONES PREVIAS: REPLANTEO

En esta fase se consideran las labores previas al inicio de las obras, como puede ser el replanteo, mediante el cual se marca la zona de terreno donde se colocarán los distintos elementos integrantes de la instalación. Se pondrán señales de prohibido el paso a toda persona ajena a la obra.

6.1.1 Identificación de los RIESGOS LABORALES más frecuentes:

- Caídas en el mismo nivel.
- Caídas a distinto nivel.
- Pisadas sobre objeto.
- Choques, golpes, atrapamientos con carretillas elevadoras, vehículos.

6.1.2 Medidas preventivas de seguridad

Se llevará a cabo una inspección visual por la persona/s encargadas sobre el terreno de modo que se observen los lugares donde se sitúen posibles problemas de coordinación entre las empresas y las zonas de interferencia de trabajadores con vehículos al objeto de señalarlas convenientemente.

Estará absolutamente prohibida la presencia de trabajadores operando en planos inclinados en lugares de fuerte pendiente así como debajo de macizos horizontales.

La obra será señalizada tanto frontal como longitudinalmente en toda las zonas donde directa o indirectamente se realicen trabajos.

En trabajos en altura: colocar protección perimetral de 0,90 metros con plintos y rodapiés de 15 cm al menos. Entre la base de la plataforma de trabajo y la barandilla de 90 cm debe colocarse cercas o arriostramiento capaces de soportar una carga de 150 kg por metro lineal. Utilizar cinturones anticaída y equipos de protección individual.

6.1.3 Protecciones colectivas

- Barandilla perimetral para protección de caídas a otro nivel.

6.1.4 Protecciones personales para controlar y reducir los riesgos descritos

- Casco homologado.
- Ropa de trabajo.
- Guantes homologados.
- Calzado de seguridad.
- Cinturón anticaída con línea de vida, para trabajos en altura.

6.2 FASE DE ACOPIO Y TRANSPORTE DE MATERIALES

Se realiza mediante la selección de los materiales a emplear en el propio almacén de la empresa instaladora o en otros almacenes donde se encuentren los materiales a utilizar. Se transportarán por medios propios de la empresa o ajenos (camiones con pluma). El material se deposita a pie de obra para su posterior instalación, construcción y montaje.

6.2.1 Identificación de los RIESGOS LABORALES más frecuentes:

- Atropellos, atrapamientos y colisiones originados por maquinaria y vehículos.
- Vuelcos y deslizamientos de vehículos en obra.
- Caídas en el mismo nivel.
- Caídas a distinto nivel.
- Sobreesfuerzos.
- Generación de polvo.
- Choques entre vehículos.
- Contactos con líneas eléctricas.

6.2.2 Medidas preventivas de seguridad.

Mantener una adecuada ordenación de los materiales delimitando las zonas de apilamiento. Mantener en condiciones de limpieza y libre de obstáculos la zona de almacenaje.

El acarreo de materiales debe realizarse por medios mecánicos siempre que sea posible para evitar sobreesfuerzos. No se izarán cargas manualmente superiores a 25 kilogramos.

Para la manipulación manual de objetos, mantener la espalda recta; deben estar limpios y sin sustancias resbaladizas; la base de apoyo de los objetos debe ser estable, en otro caso se deberá proceder a estabilizar. Utilizar medios auxiliares siempre que sea posible en estas tareas de transporte (carretillas de mano, etc)

Para los vehículos: los elementos de seguridad deben estar en buen estado (frenos, resguardos, etc); Revisar las ITVs. Utilizar los vehículos sólo para el fin establecido; limitar la velocidad de circulación en el recinto de la obra a 15 Km/h en zonas con trabajadores. Los medios de transporte automotores dispondrán de pórtico de seguridad; para las plumas de los camiones: respetar la capacidad de carga del elemento de carga/descarga; la pluma debe orientarse en el sentido de los vientos dominantes y ser puesta en veleta (giro libre), desenfrenando el motor de orientación.

En camiones de transporte: CARGA Y DESCARGA: Antes de iniciar las operaciones de carga y descarga disponer el freno de mano del vehículo y calzos en las ruedas. Las operaciones de carga y descarga serán dirigidas una persona experta, además de contar con la asistencia de al menos otras dos personas, que sigan sus indicaciones.

En camiones de transporte: TRANSPORTE: El colmo máximo permitido de los materiales no sujetos no podrá superar la pendiente ideal del 5% y se cubrirán con lonas atadas en previsión de desplomes. La carga de los vehículos debe disponerse de forma adecuada quedando uniformemente repartida; se atará la carga con cadenas, cuerdas, sirgas o medios adecuados que la dejen sujeta y sin posibilidad de desplazamiento; los vehículos se desplazarán cautelosamente una vez cargados.

En camión-grúa: Antes de iniciar maniobras se calzarán las ruedas y los gatos estabilizadores. Los ganchos de cuelgue estarán dotados de pestillos de seguridad. Se prohíbe superar la capacidad de carga del pluma o elemento de carga bajo ningún concepto. Las rampas de acceso a los tajos no superarán el 20% en evitación de vuelcos. Se prohíbe realizar suspensión de cargas de forma lateral cuando la superficie de apoyo del camión este inclinada hacia el lado de la carga. Se prohíbe arrastrar cargas con el camión-grúa. Las cargas en suspensión se guiarán mediante guías de gobierno. Se prohíbe la presencia de personas en torno al camión-grúa a menos de 5 metros de distancia. Se prohíbe el paso y permanencia bajo cargas en suspensión. Se prohíbe realizar trabajos dentro del radio de acción de cargas suspendidas. Se balizará la zona de trabajo siempre que se altere por la ubicación de la máquina la normal circulación de vehículos, señalizando con señales de dirección obligatoria.

Para operadores de Camión-Grúa: Mantener la máquina alejada de terrenos inseguros, con pendiente o propensos a hundimientos. Evitar pasar el brazo articulado sobre el personal. Subir y bajar del camión por las zonas previstas para ello. Asegurar la inmovilización del brazo de la grúa antes de iniciar ningún desplazamiento. Levantar una sola carga cada vez. No permitir que nadie se encarama o suba sobre la carga. Limpiar el calzado del conductor de barro o grava antes de iniciar maniobras para evitar resbalones sobre los pedales. No permitir trabajos o estancias de trabajadores bajo cargas suspendidas. No realizar arrastres de cargas ni

tirones sesgados. Mantener la vista en la carga y su zona de influencia. No abandonar la máquina con cargas suspendidas. Antes de poner en servicio el camión-Grúa comprobar el frenado. Utilice las prendas de protección que se le indique en la obra.

El anclaje de las máquinas y aparatos que produzcan ruidos, vibraciones o trepidaciones se realizará de modo que se logre su óptimo equilibrio estático y dinámico, tales como bancadas cuyo peso sea superior 2 veces al menos al de la máquina que soportan, por aislamiento de la estructura general o por otros medios técnicos (art. 31 OGSHT)

En trabajos en altura: colocar protección perimetral de 0,90 metros con plintos y rodapiés de 15 cm al menos. Entre la base de la plataforma de trabajo y la barandilla de 90 cm debe colocarse cercas o arrostramiento capaces de soportar una carga de 150 kg por metro lineal. Utilizar cinturones anticaída y equipos de protección individual.

6.2.3 Protecciones colectivas

- Barandilla perimetral para protección de caídas a otro nivel.

6.2.4 Protecciones personales para controlar y reducir los riesgos descritos

- Casco homologado.
- Mono de trabajo (y/o traje de agua y botas de goma, si fuera necesario).
- Guantes homologados.
- Calzado de seguridad.
- Cinturón anticaída con línea de vida, para trabajos en altura.
- Fajas.

6.3 FASE DE MONTAJE DE ESTRUCTURA METÁLICA DE SOPORTE Y COLOCACIÓN DE MODULOS FOTOVOLTAICOS

Colocación de la estructura metálica que será soporte de los módulos fotovoltaicos así como la colocación de los propios módulos en la misma.

6.3.1 Identificación de los RIESGOS LABORALES más frecuentes:

- Caídas en el mismo nivel.
- Caídas a distinto nivel.
- Sobreesfuerzos.
- Generación de polvo.
- Cortes con objetos punzantes.

6.3.2 Medidas preventivas de seguridad.

Mantener una adecuada ordenación de los materiales delimitando las zonas de apilamiento. Mantener en condiciones de limpieza y libre de obstáculos la zona de almacenaje.

El acarreo de materiales debe realizarse por medios mecánicos siempre que sea posible para evitar sobreesfuerzos. No se izarán cargas manualmente superiores a 25 kilogramos.

Para la manipulación manual de cargas se seguirán las técnicas adecuadas, mantener la espalda recta; deben estar limpios y sin sustancias resbaladizas; la base de apoyo de los objetos debe ser estable, en otro caso se deberá proceder a estabilizar. Utilizar medios auxiliares siempre que sea posible en estas tareas de transporte (carretillas de mano, etc).

En trabajos en altura: colocar protección perimetral de 0,90 metros con plintos y rodapiés de 15 cm al menos. Entre la base de la plataforma de trabajo y la barandilla de 90 cm debe colocarse cercas o arriostramiento capaces de soportar una carga de 150 kg por metro lineal. Utilizar cinturones anticaída y equipos de protección individual.

6.3.3 Protecciones colectivas

- Barandilla perimetral para protección de caídas a otro nivel.

6.3.4 Protecciones personales para controlar y reducir los riesgos descritos

- Casco homologado.
- Mono de trabajo (y/o traje de agua y botas de goma, si fuera necesario).
- Guantes homologados.
- Calzado de seguridad.
- Cinturón anticaída con línea de vida, para trabajos en altura.
- Fajas.

6.4 FASE DE MONTAJE (TENDIDO) DEL CONDUCTOR

Se procede a colocar el conductor hasta su posición definitiva.

6.4.1 Identificación de los RIESGOS LABORALES más frecuentes:

- Caídas en el mismo nivel.
- Caídas a distinto nivel.
- Atrapamientos Proyección de objetos desprendidos, Proyección de partículas.
- Golpes, cortes por objetos, herramientas.
- Atropellos por maquinaria y vehículos en obra.

- Sobreesfuerzos.

6.4.2 Medidas preventivas de seguridad

Se utilizarán siempre que se puedan medios mecánicos. Si se procede a tirar a mano se realizará entre varias personas con los descansos correspondientes.

Se dispondrá la bobina del conductor sobre una superficie estable y quedará fijada. Se deberán utilizar los medios de protección individual suministrados, su falta de utilización supondrá una negligencia del trabajador.

El tendido se realizará con los cables soportados por los rodillos adecuados. La bobina estará sujeta y con los gatos apropiados debiendo disponer de dispositivo de frenado.

En el tiro del conductor se procederá a tirar con cabrestante u otras máquinas que proporcionen la tracción necesaria para el tendido y deberán disponer de dinamómetros adecuados.

Estos trabajos se realizarán al menos por una brigada de trabajo de tres personas, que actuarán coordinadamente bajo la dirección del jefe de equipo o brigada. Es conveniente disponer de medios adecuados para comunicar y coordinar al equipo (emisora u otros medios), ya que cada operario de sitúa en una arqueta que vigila el tendido del conductor y avisa de posibles incidencias.

El trabajo se suspenderá cuando la temperatura sea inferior a 0ª centígrados debido a la rigidez que toma a esta temperatura el aislamiento.

Los cables unipolares se marcarán con cinta adhesiva azul, blanca o roja de PVC cada 1,5 m. Cada terna se agrupará con cinta similar, de color negro, dispuesta cada 1,5 m. sin coincidir con las anteriores. En los cruces no se permitirá el paso de dos circuitos por el mismo tubo, bien sean los circuitos unipolares o tripolares.

Los empalmes se realizarán siguiendo las instrucciones y normas del fabricante.

Las pantallas de los cables se conectarán a tierra, tanto a la red de tierra de los herrajes de los centros de transformación, como a la estructura metálica en las columnas, con conductores que tengan al menos una selección eléctricamente equivalente a las pantallas de los cables.

En trabajos en altura: colocar protección perimetral de 0,90 metros con plintos y rodapiés de 15 cm al menos. Entre la base de la plataforma de trabajo y la barandilla de 90 cm debe colocarse cercas o arriostramiento capaces de soportar una carga de 150 kg por metro lineal. Utilizar cinturones anticaída y equipos de protección individual.

6.4.3 Protecciones colectivas

- Barandilla perimetral para protección de caídas a otro nivel.

6.4.4 Protecciones personales para controlar y reducir los riesgos descritos

- Casco homologado.

- Ropa de trabajo.
- Guantes homologados.
- Calzado de seguridad.
- Cinturón anticaída con línea de vida, para trabajos en altura.
- Escaleras aisladas en todas sus partes.
- Faja.
- Juego de Tierras portátil.

6.5 FASE DE EMPALMES Y TERMINACIONES

Se procede a cortar el cable a la medida que corresponda según las indicaciones del fabricante, a su pelado y empalme a manguitos y terminales para su posterior sellado.

6.5.1 Identificación de los RIESGOS LABORALES más frecuentes:

- Caídas en el mismo nivel.
- Caídas a distinto nivel.
- Atrapamientos.
- Golpes, cortes por objetos, herramientas.
- Atropellos por maquinaria y vehículos en obra.
- Proyección de objetos desprendidos.
- Proyección de partículas.
- Contactos eléctricos directos.
- Sobreesfuerzos.
- quemaduras por contacto con resina y otras sustancias sellantes.

6.5.2 Medidas preventivas de seguridad

Mantener especial atención en las tareas de pelado del cable con elementos de corte como cúter o navajas, con iluminación adecuada. En operaciones de engaste de manguitos y terminales con prensa hidráulica se mantendrá la zona libre de interferencias y limpia de objetos

En el vertido de resina se deberá usar guantes específicos además de realizarse mediante pistola de inyección.

Utilización de los equipos de protección individual suministrados.

Los trabajadores deberán estar capacitados para las tareas a realizar teniendo la categoría profesional de oficiales. Deberán llevar sus Equipos de protección individual suministrados al efecto. El jefe de equipo velará por el cumplimiento de las normas de seguridad. Se deberá realizar el trabajo de colocación de terminales y en general los trabajos en altura en ausencia de grandes vientos.

En Salidas aéreas de cables subterráneos de M.T. éstos estarán protegidos mecánicamente por tubos de hierro galvanizado de al menos 3". Estarán empotrados en el terreno unos 50 cm, y tendrán una altura de 2,5 m. sobre el suelo. Cada cable tripolar o terna de unipolares se alojará en un tubo. Los tramos de cable por encima de la protección mecánica se graparán de forma que se repartan los esfuerzos sin dañar su cubierta de protección.

En trabajos en altura: colocar protección perimetral de 0,90 metros con plintos y rodapiés de 15 cm al menos. Entre la base de la plataforma de trabajo y la barandilla de 90 cm debe colocarse cercas o arriostramiento capaces de soportar una carga de 150 kg por metro lineal. Utilizar cinturones anticaída y equipos de protección individual.

6.5.3 Protecciones colectivas

- Barandilla perimetral para protección de caídas a otro nivel.

6.5.4 Protecciones personales para controlar y reducir los riesgos descritos

- Casco homologado.
- Ropa de trabajo.
- Guantes homologados.
- Calzado de seguridad.
- Cinturón anticaída con línea de vida, para trabajos en altura.
- Escaleras aisladas en todas sus partes.

6.6 FASE DE PRUEBA ELECTRICA DE CONDUCTIVIDAD DEL CABLE

Se procede a inyectar tensión con megóhmetro probando la intensidad de fuga de los conductores, de modo que quede en condiciones de funcionamiento posterior.

6.6.1 Identificación de los RIESGOS LABORALES más frecuentes:

- Caídas en el mismo nivel.
- Caídas a distinto nivel.
- Atrapamientos.
- Golpes, cortes por objetos, herramientas.

- Atropellos por maquinaria y vehículos en obra.
- Proyección de objetos desprendidos.
- Proyección de partículas.
- Contactos eléctricos directos.

6.6.2 Medidas preventivas de seguridad

Experiencia y capacitación de los profesionales intervinientes, sólo personal experto: oficiales. Obligatoria utilización de EPIs: en especial medios de aislamiento contra tensión y EPIs. Coordinación entre jefe de equipo y brigada.

Trabajo con inyección de tensiones elevadas: la zona deberá estar totalmente libre de ajenos y señalizada; observación obligatoria de prescripciones de seguridad para evitar contactos eléctricos directos como utilización de guantes de 30 Kv banqueta aislante pértiga de puesta a tierra y demás equipos de protección.

En trabajos en altura: colocar protección perimetral de 0,90 metros con plintos y rodapiés de 15 cm al menos. Entre la base de la plataforma de trabajo y la barandilla de 90 cm debe colocarse cercas o arriostramiento capaces de soportar una carga de 150 kg por metro lineal. Utilizar cinturones anticaída y equipos de protección individual.

6.6.3 Protecciones colectivas

- Barandilla perimetral para protección de caídas a otro nivel.

6.6.4 Protecciones personales para controlar y reducir los riesgos descritos

- Casco homologado.
- Ropa de trabajo.
- Guantes homologados.
- Calzado de seguridad.
- Cinturón anticaída con línea de vida, para trabajos en altura.
- Escaleras aisladas en todas sus partes.
- Pértigas de puesta a tierra y en cortocircuito (acotando la zona de trabajo en el menor espacio posible).

7. CONCLUSIÓN

Con lo descrito anteriormente, se considera suficientemente detallado el Estudio Básico de Seguridad y Salud para la realización de las obras objeto de este proyecto.