ANEJO 10. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Índice

1. ANTECEDENTES 4
2. OBJETO 4
3. NORMATIVA APLICADA 5
4. JUSTIFICACION URBANISTICA 7
5. REQUERIMIENTOS TECNICOS 7
6. INSTALACIONES EXISTENTES 8
7. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN 8
7.1. FUNCIONAMIENTO 8
7.2. DISEÑO TECNICO DE LA INSTALACION 10
8. EQUIPO DE CONVERSION DE ENERGIA (INVERSOR) 14
9. VARIADOR DE FRECUENCIA 16
10. ESTRUCTURA DE MODULOS SOLARES 16
11. INSTALACION ELÉCTRICA EN BAJA TENSION 17
11.1. CONDUCTORES 17
12. PROTECCIONES ELÉCTRICAS 20
12.1. CONEXIÓN DE LA INSTALACION INTERIOR 20
12.2. TOMA DE TIERRA 21
12.3. SISTEMA DE MEDIDA, CONTAJE DE ENERGÍA 22
12.4. FRONTERA DE LA PLANTA. 23
12.5. TELEDISPARO 23
12.6. PREVISIÓN DE BALANCE ENERGÉTICO 23
12.7. MANTENIMIENTO DE LA PLANTA 23
13. CÁLCULOS 26
13.1. DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA 26
13.1.1. CRITERIOS GENERALES DE DIMENSIONAMIENTO. 26
13.1.2. DATOS GEOGRÁFICOS UBICACIÓN PLANTA FOTOVOLTAICA 27

13.1.3. RECURSOS ENERGÉTICOS LOCALES 27

13.1.4. GENERACIÓN FOTOVOLTAICA 29

13.2. DISEÑO DE LOS ELEMENTOS DE LA PLANTA. 32

13.2.1. CONDICIONES AMBIENTALES DE DISEÑO. 32

13.2.2. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA 32

13.3. CÁLCULOS ELÉCTRICOS DE LA INSTALACIÓN 32

13.3.1. REQUISITOS DE CÁLCULO 32

13.3.2. FÓRMULAS EMPLEADAS 36

13.3.3. DATOS INICIALES DE CÁLCULO 37

13.3.4. CÁLCULO DE SECCIONES DE CONDUCTORES POR TRAMOS 38

13.3.5. DISEÑO DE LOS STRINGS DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA 50

13.4. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL GENERADOR Y PÉRDIDAS POR SOMBRAS. 53

13.4.1. ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL GENERADOR. 53

13.4.2. ESTUDIO DE SOMBRAS 54

13.5. DISTANCIA MÍNIMA ENTRE FILAS DE MÓDULOS Y OBSTÁCULOS 63

13.6. ACCIONES SOBRE LA ESTRUCTURA 64

13.6.1. ACCION DEL VIENTO 64

13.7. CÁLCULO DE CIMIENTOS 66

APÉNDICE Nº1: SIMULACIÓN COMPORTAMIENTO RESISTENTE SISTEMA ESTRUCTURAL CANTÁBRICO PARA SOPORTE PANELES PV

1. ANTECEDENTES

Actualmente el bombeo se realiza de forma tradicional utilizado la energía de la red eléctrica que acciona las bombas. Gracias a que tenemos energía ilimitada de la red es posible mantener el caudal constante durante todo el proceso de llenado de la balsa.

Se proyecta una instalación solar fotovoltaica que suministre energía para alimentar los consumos de los sistemas destinados al riego agrícola en el término municipal de Valderredible, en Cantabria.

Se pretende diseñar una solución que aproveche al máximo la energía solar disponible en cada momento para realizar el riego sobre la parcela, a coste cero, el mayor tiempo posible.

Se trata de una instalación de autoconsumo para ahorrar energía consumida de la red existente.

El incremento de las tarifas eléctricas en los últimos años ha incrementado considerablemente el coste de bombeo por metro cúbico de agua. Con este sistema pretendemos reducir los costes de la energía eléctrica sustituyendo la energía de red por energía solar contribuyendo al desarrollo sostenible del medio rural y garantizar la rentabilidad de la explotación mediante la independencia del coste energético.

2. OBJETO

Este documento describe las características de la instalación solar, los equipos de potencia y control necesarios para el correcto funcionamiento de la instalación solar con una potencia fotovoltaica total instalada de 277.200 Wp.

Esta energía será consumida por la estación de bombeo a través de tres inversores/convertidores de energía gestionados por un sistema de control.

El objeto del presente proyecto es definir las condiciones técnicas, de elaboración, ejecución y económicas de la Instalación solar de autoconsumo de 277,20 KW de acuerdo a la Normativa vigente.

La instalación de autoconsumo está situada en la parcela nº 10034 del polígono 1, del término municipal de Valderredible, de Cantabria, utilizando una zona dedicada actualmente al cultivo de secano. Referencia Catastral 39094A112000380000IT.

3. NORMATIVA APLICADA

En el proyecto presentado, tanto el diseño como los componentes utilizados cumplen las recomendaciones establecidas en la Normativa siguiente:

Son de aplicación para este proyecto las siguientes normativas:

- Orden TECD/749/20 de 16 de julio por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.
- R.D. 647/2020 de 7 de julio por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.
- R.D. 244/2019 de 5 de abril por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- R.D. 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.
- R.D. 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.
- R.D. 842/2002 de 2 de agosto por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e instrucciones técnicas complementarias ITC BT 01 a 51). BOE núm. 224 de 18 de septiembre.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico.
- 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 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. BOE núm. 310 de 27 de diciembre.
- Orden de 5 de septiembre de 1985, por la que se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 KVA y centrales de autogeneración eléctrica.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Orden de 12 de abril de 1999, por la que se dictan las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica.

<u>Condiciones de seguridad y ambientales, seguridad y salud:</u>

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba los Reglamentos de los Servicios

de Prevención.

- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorsolumbares, para los trabajadores.
- Real Decreto 836/2003, de 27 de junio, por el que se aprueba una nueva instrucción técnica complementaria MIE-AEM-2 del Reglamento de aparatos de elevación y manutención, referente a grúas torre para obras u otras aplicaciones.
- Real Decreto 2177/2004, de 12 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización de los trabajadores de los equipos de trabajo, en materia de trabajos temporales en altura.

Otra normativa de consulta y referencia.

- Ley 21/1992 de 16 de julio, de Industria.
- Real Decreto 2200/1995, de 28 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de la infraestructura para la Calidad y la Seguridad Industrial, y sus modificaciones posteriores.
- Ley 38/1999, de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación.
- Real Decreto 2267/2004, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales.
- Real Decreto 513/2017, de 22 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento de instalaciones de protección contra incendios.
- Real Decreto 842/2013, de 31 de octubre, por el que se aprueba la clasificación de los productos de construcción y de los elementos constructivos en función de sus propiedades de reacción y de resistencia frente al fuego.
- Reglamento de instalaciones térmicas en los edificios (RITE) y sus Instrucciones técnicas complementarias (ITE) y se crea la comisión asesora para instalaciones térmicas de los edificios.
- Normas UNE.
- Normas IEC.

En cualquier caso, en la obra se aplicarán aquellas órdenes o normas que, aunque no estén contempladas en los puntos anteriores, sean de obligado cumplimiento.

4. JUSTIFICACION URBANISTICA

La instalación fotovoltaica de autoconsumo está situada en la parcela nº 10034 del polígono 1, del término municipal de Valderredible, de Cantabria, utilizando una zona dedicada actualmente al cultivo de secano. Referencia Catastral 39094A112000380000IT.

Se ha solicitado informe de compatibilidad urbanística al Ayuntamiento de Valderredible.

5. REQUERIMIENTOS TECNICOS

La potencia nominal de la planta es de 250 KW, considerada, de acuerdo con la normativa vigente, como la suma de la potencia nominal de los inversores instalados. Concretamente, se instalará 2 inversores trifásicos de 100 KW y un inversor de 50 KW.

La máxima potencia de la planta viene determinada por la potencia nominal de los inversores, los cuales limitan la potencia de salida a su potencia nominal, siendo en este caso de 250 kW para la planta tal como se explica en el punto anterior.

La instalación proyectada se ha diseñado bajo las siguientes premisas:

El inversor debe ser capaz de funcionar dentro de los rangos de trabajo adecuados para el correcto funcionamiento.

La instalación debe ser diseñada para funcionar el máximo de horas posibles al día y en días con nubes, especialmente en los meses que requiere que funcione la estación de bombeo.

Con la finalidad de hacer un seguimiento del riego es necesario que la instalación este dotada de un sistema de monitorización donde se recojan los históricos de funcionamiento diarios y notifique al usuario en caso de alarmas.

Para conseguir el máximo rendimiento la instalación debe poder volcar o inyectar a la red eléctrica la energía sobrante si la compañía distribuidora lo permite cuando se solicite.

6. INSTALACIONES EXISTENTES

Actualmente en la Comunidad de Regantes de Ruijas- Ebro existe una estación de bombeo con los siguientes elementos:

- 3 Electrobombas de 75 kW de potencia con un caudal unitario de 147,60 m^3/h y una altura de impulsión de 104 m.c.a
- 3 Arrancadores progresivos

7. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN

7.1. FUNCIONAMIENTO

El sistema gestionará la operación de bombeo regulando los consumos y consignas de trabajo de las bombas, además en los momentos de menor radiación donde no se dispone de suficiente potencia solar dicho sistema controlará el funcionamiento de los motores realizando la deceleración y aceleración del mismo, además del paro y arranque de acuerdo con un esquema de prioridades de funcionamiento.

Las electrobombas verticales de la estación de bombeo que sirven para el llenado de la balsa en el periodo invernal y completar el riego en el periodo estival deben mantener un caudal mínimo de bombeo para asegurar un nivel adecuado buscando siempre conseguir el mayor régimen de bombeo de agua, por esta razón, se debe conseguir el mayor rendimiento posible tanto de la bomba como del generador fotovoltaico y para ello, toda la instalación debe ser equipada de un control eficaz, unos componentes adecuados y un correcto diseño y dimensionamiento del sistema.

Durante las horas diurnas, la planta fotovoltaica generará energía eléctrica, en una cantidad

casi proporcional a la radiación solar existente en el plano del campo fotovoltaico. La energía generada por el campo fotovoltaico, en corriente continua, es inyectada a la red interior de la instalación eléctrica de la empresa.

Durante las noches el inversor deja de inyectar energía a la red y se mantiene en estado de "stand-by" con el objetivo de minimizar el auto-consumo de la planta. En cuanto sale el sol y la planta puede generar suficiente energía, la unidad de control y regulación comienza con la supervisión de la tensión y frecuencia de red, iniciando la generación si los valores son correctos. La operación del inversor es totalmente automática.

El conjunto de protecciones de interconexión, que poseen los inversores, está básicamente orientado a evitar el funcionamiento en isla de la planta fotovoltaica. En caso de fallo de la red, la planta dejará de funcionar. Esta medida es de protección tanto para los equipos de consumo de la instalación como para las personas que puedan operar en la línea, sean usuarios o, eventualmente, operarios de mantenimiento de la misma.

Esta forma de generación implica que solo hay producción durante las horas de sol, no existiendo elementos de acumulación de energía eléctrica (baterías).

En la nueva instalación dichas bombas serán accionadas por un variador de frecuencia y la energía del generador solar irá cambiando en función de las condiciones de radicación, por ello es necesario dotarlo con los elementos esenciales para conseguir un funcionamiento óptimo.

Para conseguir el óptimo rendimiento de la bomba y del campo solar se equipará la instalación de un variador de frecuencia por bomba con programación solar capaz de modificar la velocidad de las bombas dentro de unos límites de consigna adecuados y adaptar así el consumo de la misma a la energía disponible en el campo solar.

Por otro lado, un autómata de control gestiona la carga de la bomba de forma que en días nublados sea capaz de realizar el bombeo a caudal constante utilizando un algoritmo que compara la energía disponible con el régimen de velocidad de la misma, pudiendo incluso hibridar con un sistema de energía adicional para mantener el bombeo activo en momentos de muy baja radiación en caso de niveles muy bajos en la lámina de agua de la balsa.

7.2. DISEÑO TECNICO DE LA INSTALACION

Se proyecta una instalación fotovoltaica de 277,20 kWp formada por 504 módulos solares de 550 Wp cada uno, instaladas sobre una estructura metálica con orientación fija a 30º y ubicada en una parcela próxima a la estación de bombeo existente.

La planta se compone de los siguientes elementos:

- Estructura soporte.
- Campo fotovoltaico.
- Equipos conversores de energía (inversores).
- Subsistemas complementarios: cuadros de interconexión, conducciones, protecciones eléctricas.

Se instalarán dos inversores fotovoltaicos de 100 KW nominales cada uno y uno de 50 KW nominales, asociado a un sistema de antivertido regulado para limitar la potencia vertida a la red de la compañía distribuidora a una potencia de 100 kW.

La estructura soporte de los módulos cumplirá los requerimientos del Documentos Básicos del Código Técnico de la Edificación, así como otra normativa actual vigente:

- DB SE- Seguridad Estructural.
- DB SE-A Seguridad Estructural- Acero.
- DB-SE-AE Acciones en la Edificación.
- Euro código UNE-EN 1991-1-4:2018 Acciones en Estructuras.

Cada módulo estará fijado a la estructura por cuatro puntos de fijación, garantizando que los efectos de dilatación térmica y flexión no causen desperfectos en los módulos.

El campo fotovoltaico se conectará a la red por medio de unos convertidores electrónicos (inversores). Los convertidores permiten transformar la corriente continua de la generación fotovoltaica a corriente alterna.

El campo fotovoltaico cumplirá lo indicado en el Anexo I de la Orden TEC 749/2020 de 16 de julio, por la que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica, incluyendo:

- Interruptor general manual.

- Interruptor automático diferencial.
- Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto con un relé de enclavamiento.
- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencias y de máxima y mínima tensión.
- Sistema de anti vertido para evitar que la potencia generada sea exportada a la red de la Compañía Distribuidora dentro de los márgenes permitidos.

Se prevé la instalación del generador fotovoltaico montado sobre estructuras fijas con orientación sur y 30º de inclinación, de hormigón HA-25/P/20/IIa, de dimensiones 1,50 x 0,4 x 1,0 m (h), armadas con 2 mallazos 15.15. ∅ 16 mm de acero corrugado B-500-T de 5.000 kg/cm^2. de límite elástico.

La estructura principal de cada estructura está formada por 4 pilares que apoyan en la cimentación y 2 vigas longitudinales de perfil HEB-120, con vigas transversales de perfil IPE-80, de acero laminado S-275JR, sobre los que se monta el carril de aluminio que servirá de amarre de los paneles solares mediante “zetas” y “omegas”, con terminación galvanizado en caliente, calculado para soportar empujes de viento y sobrecarga de nieve.

Los pilares HEB-120 están sujetos a la cimentación con placa de anclaje de 30 x 30 cm e= 10 mm y 6 tornillos M.20 con varilla roscada de 30 cm. de longitud empotrada en la cimentación.

Los cimientos se han dimensionado para un coeficiente de trabajo del terreno de 2 kg/cm^2. En caso de que a las profundidades señaladas no se encuentre esa resistencia se profundizará hasta encontrarla o se replanteará por parte de la Dirección de Obra las dimensiones de los cimientos. En el primer supuesto lo que se profundice de más se rellenará con hormigón de limpieza de resistencia característica 20 N/mm^2.

Previamente a la excavación de cimientos se desbrozará y explanará la zona de implantación de la instalación fotovoltaica y de los accesos perimetrales para mantenimiento.

La fuerza de empuje máxima por viento en la zona es de 800 Kg en cada estructura y el peso propio de la estructura, el peso de los paneles y la cimentación proyectada para cada módulo de paneles garantizan la resistencia al empuje del viento.

Los paneles solares de cada serie se unen en un cuadro de agrupación denominado CC que agrupa las series que se conectaran a cada uno de los inversores. En cada cuadro CC se alojan las protecciones para cada una de estas series formadas por 18 módulos en serie mediante un fusible de 20 A – 1.500 Vdc alojados en base portafusible y conectados a embarrado de cobre e interruptor de corte en carga de 250 A y 1.500 Vdc. Además, se instalará un descargador de sobretensiones DC. Desde estos cuadros CC salen dos pares de conductores de cobre de 185 mm² (DC-1 y DC-2) y, de DC-3 sale solamente un par del mismo conductor. Conductores que están calculados para resistir 1.500Vdc y así conectarse con el cuadro CG alojado en la estación de bombeo que aloja un interruptor de corte en carga de 250 A para cada línea. El cuadro CG se conecta con los inversores solares de 100 kW y 50KW de potencia nominal, colocado en la misma estación de bombeo. Finalmente, a la salida de cada inversor se conecta a una protección magnetotérmica de 200 A y diferencial 300 mA, 100 A y 300 mA para el inversor de 50 KW, que protegerán la línea que conecta los inversores con el cuadro general de embarrado en baja tensión existente donde se conectarán.

La planta generadora fotovoltaica estará compuesta por 504 módulos de 550 W_P cada uno. Son modelos monocristalinos con medias células PERC. Cada uno de estos módulos presenta las siguientes características generales:

Características Eléctricas

Característica	**Unidad**	**Valor**
Potencia máxima nominal	W	550
Tensión a potencia máxima (V_{mp})	V	42,12
Intensidad a potencia máxima (I_{mp})	A	13,06
Tensión circuito abierto (V_{oc})	V	49,96
Intensidad cortocircuito (I_{sc})	A	13,91

Medidas en condiciones STC: Distribución especial AM; Irradiación 1kW/m^2; Temperatura de la célula 25ºC.

Los módulos fotovoltaicos que se pretenden instalar en el presente proyecto deberán cumplir los siguientes requisitos básicos:

- Han de estar diseñados y construidos de forma que cumplan toda la normativa vigente internacional de homologación.
- El módulo fotovoltaico deberá superar toda la normativa vigente en Europa y estar correctamente homologado.

- TIER 1
- Características eléctricas adecuadas: La tensión de máxima potencia, de circuito abierto, corriente de cortocircuito, máxima potencia y pico sean lo más similar posible, procurando que se cumpla una tolerancia de estos parámetros de unos 3% para grandes instalaciones y un 5% para pequeñas.
- TONC lo más bajo posible.
- Facilidad de interconexión de módulos. Facilidad de fijación del módulo a estructura soporte.
- Garantía de fabricación mínima de 25 años y garantía de potencia, 97% mínimo al primer año y 87% mínimo al cabo de 25 años.
- Qué sea de silicio monocristalino con un rendimiento superior al 21% en condiciones estándar.

Los 504 módulos se interconectarán eléctricamente de la siguiente forma:

INVERSOR 1			
Suelo	Agua Sur 30º	ST1	1x18
		ST2	1x18
		ST3	1x18
		ST4	1x18
		ST5	1x18
		ST6	1x18
		ST7	1x18
		ST8	1x18
		ST9	1x18
		ST10	1x18
		ST11	1x18
Total módulos			198
Total Potencia			108.900

INVERSOR 2			
Suelo	Agua Sur 30º	ST1	1x18
		ST2	1x18
		ST3	1x18
		ST4	1x18
		ST5	1x18
		ST6	1x18
		ST7	1x18
		ST8	1x18
		ST9	1x18
		ST10	1x18
		ST11	1x18
Total módulos			198
Total Potencia			108.900

INVERSOR 3			
Suelo	Agua Sur 30º	ST1	1x18
		ST2	1x18
		ST3	1x18
		ST4	1x18
		ST5	1x18
		ST6	1x18
Total módulos			108
Total Potencia			59.400

Al Inversor nº 1 se conectarán 198 módulos fotovoltaicos según la siguiente configuración:

- 1 strings de 11 series de 18 módulos.

Al Inversor nº 2 se conectarán 198 módulos fotovoltaicos según la siguiente configuración:

- 1 strings de 11 series de 18 módulos.

Al Inversor nº 3 se conectarán 108 módulos fotovoltaicos según la siguiente configuración:

- 1 strings de 6 series de 18 módulos.

8. EQUIPO DE CONVERSION DE ENERGIA (INVERSOR)

La energía producida por los módulos fotovoltaicos, por sus características, no se puede inyectar directamente a la red eléctrica. Para que esto sea posible es necesaria una unidad de

acondicionamiento de potencia, denominada inversor.

El inversor tiene como función, transformar la potencia que le llega (corriente continua a una determinada tensión) en corriente alterna (trifásica).

Para la planta se instalarán 3 inversores fotovoltaicos. En régimen continuo, el inversor da una potencia nominal de 100.000 W y 50.000 W respectivamente. La frecuencia de trabajo es de 50 Hz. El factor de potencia es de 1. El inversor incorpora una técnica equivalente al transformador a efectos de aislamiento galvánico entre la instalación fotovoltaica y la red.

El propio inversor incorpora internamente las funciones de protección contra polarización inversa (CC), medición de aislamiento CC y protección contra sobretensión CC.

Se ha elegido la configuración de instalar los inversores en el edificio de las bombas o en uno adyacente y realizar el tramo que hay entre los módulos fotovoltaicos y la ubicación de los inversores en Corriente continua. Esta opción presenta dos ventajas:

- La sección de los cables es menor en corriente continua que en corriente alterna porque la tensión de trabajo es mayor y la caída de tensión es menor.
- Se maximiza la potencia nominal de los inversores debido a que las perdidas en la parte de continua se pueden compensar con la instalación de más potencia pico y al existir poca distancia desde los inversores al punto de conexión la perdida de potencia efectiva es menor.

Sus dimensiones son de 755x1.109x346 mm, y un peso de 103 kilos para los modelos de 100 KW y de 74 kilos para el modelo de 50 KW.

Las características técnicas de los inversores se especifican a continuación:

Entrada CC	
Potencia máx. CC	150.000 W_p
Tensión máxima de CC	1.000 V
Rango de tensión del seguidor MPP	580-930 V_{cc}
Corriente máxima de entrada / Por seguidor MPP	175 A
Corriente de cortocircuito máxima por entrada MPPT	250 A
Salida CA	
Potencia nominal	100.000 W.
Potencia máxima	100.000 W.
Tensión nominal de CA / rango	360 V / 440 V

Frecuencia de red de CA / rango	49-51 Hz
Factor de potencia	1
Corriente máxima de salida	152 A
Conexión de CA	Trifásico
Coeficiente de rendimiento	
Coeficiente de rendimiento max.	98,5 %
Rendimiento europeo	98,2 %
Entrada CC	
Potencia máx. CC	75.000 W_p
Tensión máxima de CC	1.000 V
Rango de tensión del seguidor MPP	580-930 V_{cc}
Corriente máxima de entrada / Por seguidor MPP	87,5 A
Corriente de cortocircuito máxima por entrada MPPT	178 A
Salida CA	
Potencia nominal	50.000 W.
Potencia máxima	50.000 W.
Tensión nominal de CA / rango	360 V / 440 V
Frecuencia de red de CA / rango	49-51 Hz
Factor de potencia	1
Corriente máxima de salida	76 A
Conexión de CA	Trifásico
Coeficiente de rendimiento max.	98,5 %
Rendimiento europeo	98,2 %

9. VARIADOR DE FRECUENCIA

En la estación de bombeo se han proyectado variadores de frecuencia para adaptar el caudal de bombeo a la producción de energía solar.

10. ESTRUCTURA DE MODULOS SOLARES

Se proyecta una estructura fija para anclaje de los módulos solares al suelo y para conseguir la mejor orientación para la captación de la radiación solar, que en este emplazamiento es de 30º respecto de la horizontal con una orientación de 0º azimut. Por lo tanto, se prevé la instalación del generador fotovoltaico montado sobre plataformas de hormigón y estructura fija con perfiles de aluminio, inclinados a 30º y orientados al sur.

Estas plataformas de hormigón se distribuyen sobre la parcela en filas diferentes, separadas entre sí 6 metros para evitar las sombras que se pudieras producir entre ellas y aprovechando al máximo la superficie de la parcela. También se ha tratado de evitar las zonas de afección y de sombras que pudieran producirse por elementos y obstáculos ajenos a la instalación.

Cada plataforma posee una cimentación formada por 2 zapatas de hormigón HA-25/P/20/IIa, de dimensiones 1,50 x 0,54 x 0,80 m (h), armadas con 2 mallazos 15.15. ∅ 12 mm de acero corrugado B-500-T de 5.000 kg/cm^2. de límite elástico.

Los cimientos se han dimensionado para un coeficiente de trabajo del terreno de 2 kg/cm^2. En caso de que a las profundidades señaladas no se encuentre esa resistencia se profundizará hasta encontrarla o se replanteará por parte de la Dirección de Obra las dimensiones de los cimientos.

En el primer supuesto lo que se profundice de más se rellenará con hormigón de limpieza de resistencia característica 20 N/mm^2.

Como ya se ha indicado, los paneles serán fijados mediante tornillería de acero inoxidable calidad A2-70.

Bolt class	A2-50	A2-70	A2-80
F_{ub} (N/mm^2)	500	700	800

Table 4 Valores nominales del límite último de rotura (Fub) para tornillos de acero inoxidable.

11. INSTALACION ELÉCTRICA EN BAJA TENSION

11.1. CONDUCTORES

El conjunto de los conductores de la planta se diseñará de acuerdo a la ITC-BT 40, “Instalaciones generadoras de B.T.” del R.E.B.T, la cual indica que la máxima caída de tensión entre el generador y el punto de conexión a la red de distribución pública o a la instalación interior no será superior de 1,5 %.

Así mismo, se debe cumplir la condición de que el cálculo de sección de los conductores por intensidad máxima debe ser realizado considerando el 125% de la máxima intensidad del generador.

La acometida desde el generador fotovoltaico hasta el inversor se realizará intercalando entre los módulos y los inversores una caja de fusibles de 20 A tipo gPv de accionamiento ultrarrápido. Entre los módulos y esta caja, la acometida se realizará con cable de cobre 1x10 mm^2 (+/-) y cable

de cobre 1x16 mm² (+/-) del tipo cable solar H1Z2Z2-K canalizado bandeja y tubo reforzado libre de halógenos.

Entre la caja de fusibles y el inversor se utilizará cable de cobre 2x1x185 mm^2 (+/-) del tipo cable RZ1-K, también bajo bandeja y tubo de polietileno tipo PE 160 mm de diámetro para los inversores de 100KW y cable de cobre 1x185 mm² (+/-) del tipo cable RZ1-K, también bajo bandeja y tubo de polietileno tipo PE 160 mm de diámetro para el inversor de 50 KW.

Se instalarán en la parte de corriente continua unos seccionadores DC 1.500 V – 250 A con una envolvente IP 65 en la salida de las cajas de fusibles y en la entrada del inversor.

El conductor escogido desde la salida del inversor hasta el cuadro general de protección de inversores y punto de conexión a la red interior en corriente alterna será cable unipolar RV-K 4x1x95 mm^2 y cable de PE con sección RV-K (AS) 1x50 mm^2 para los dos inversores de 100KW y cable unipolar RV-K 4x1x50 mm^2 y cable de PE con sección RV-K (AS) 1x35 mm^2 para el inversor de 50 KW.

Los marcos de los módulos y las estructuras soporte se conectarán a la tierra siguiendo la normativa vigente en este tipo de instalaciones; es decir, sin alterar las condiciones de puesta a tierra.

En las canalizaciones al exterior se emplean canaletas de PVC rígido con tapa.

El ancho mínimo de las canaletas irá en función del número y la sección de los conductores a conducir, se obtendrá de las tablas indicadas en la ITC-BT-21, así como las características mínimas según el tipo de instalación.

Para la ejecución de canalizaciones bajo tubos protectores, se tendrán en cuenta las prescripciones generales siguientes:

- El trazado de las canalizaciones se hará siguiendo líneas verticales y horizontales o paralelas a las aristas de las paredes que limitan el local donde se efectúa la instalación.
- Los tubos se unirán entre sí mediante accesorios adecuados a su clase que aseguren la continuidad de la protección que proporcionan a los conductores.
- Los tubos aislantes rígidos curvables en caliente podrán ser ensamblados entre sí en caliente, recubriendo el empalme con una cola especial cuando se precise una unión estanca.
- Las curvas practicadas en los tubos serán continuas y no originarán reducciones de sección inadmisibles. Los radios mínimos de curvatura para cada clase de tubo serán los especificados por el fabricante conforme a la normativa de aplicación.

- Será posible la fácil introducción y retirada de los conductores en los tubos después de colocarlos y fijados éstos y sus accesorios, disponiendo para ello los registros que se consideren convenientes, que en tramos rectos no estarán separados entre sí más de 100 metros. El número de curvas en ángulo situadas entre dos registros consecutivos no será superior a 3. Los conductores se alojarán normalmente en los tubos después de colocados éstos.
- Los registros podrán estar destinados únicamente a facilitar la introducción y retirada de los conductores en los tubos o servir al mismo tiempo como cajas de empalme o derivación.
- Las conexiones entre conductores se realizarán en el interior de cajas apropiadas de material aislante y no propagador de la llama. Si son metálicas estarán protegidas contra la corrosión. Las dimensiones de estas cajas serán tales que permitan alojar holgadamente todos los conductores que deban contener. Su profundidad será al menos igual al diámetro del tubo mayor más un 50 % del mismo, con un mínimo de 40 mm. Su diámetro o lado interior mínimo será de 60 mm. Cuando se quieran hacer estancas las entradas de los tubos en las cajas de conexión, deberán emplearse prensaestopas o racores adecuados.
- En los tubos metálicos sin aislamiento interior, se tendrá en cuenta la posibilidad de que se produzcan condensaciones de agua en su interior, para lo cual se elegirá convenientemente el trazado de su instalación, previendo la evacuación y estableciendo una ventilación apropiada en el interior de los tubos mediante el sistema adecuado, como puede ser, por ejemplo, el uso de una "T" de la que uno de los brazos no se emplea.
- Los tubos metálicos que sean accesibles deben ponerse a tierra. Su continuidad eléctrica deberá quedar convenientemente asegurada. En el caso de utilizar tubos metálicos flexibles, es necesario que la distancia entre dos puestas a tierra consecutivas de los tubos no exceda de 10 metros.
- No podrán utilizarse los tubos metálicos como conductores de protección o de neutro.

Cuando los tubos se instalen en montaje superficial, se tendrán en cuenta, además, las siguientes prescripciones:

- Los tubos se fijarán a las paredes o techos por medio de bridas o abrazaderas protegidas contra la corrosión y sólidamente sujetas. La distancia entre éstas será, como máximo, de 0,50 metros. Se dispondrán fijaciones de una y otra parte en los cambios de dirección, en los empalmes y en la proximidad inmediata de las entradas en cajas o aparatos.
- Los tubos se colocarán adaptándose a la superficie sobre la que se instalan, curvándose o usando los accesorios necesarios.
- En alineaciones rectas, las desviaciones del eje del tubo respecto a la línea que une los puntos extremos no serán superiores al 2 por 100.
- Es conveniente disponer los tubos, siempre que sea posible, a una altura mínima de 2,50 metros sobre el suelo, con objeto de protegerlos de eventuales daños mecánicos.

- La canalización podrá ser reconocida y conservada sin que sea necesaria la destrucción parcial de las paredes, techos, etc., o sus guarnecidos y decoraciones.

12. PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Se distinguen las siguientes protecciones en la instalación:

- En la parte de CC se utilizará como elemento de corte el seccionador en carga que incorpora el propio inversor. No obstante, antes de la conexión del inversor se pondrá una caja intermedia con un interruptor seccionador DC de 1.500 V y 250 A, IP 65 y en el parque fotovoltaico se colocarán unas cajas de fusibles de gPV 20 A /1.000 V_{dc} con IP 65 para la protección de strings y otro interruptor seccionador DC de 1.500 V y 250 A, IP 65 para los cables de salidas hacia los inversores.
- En la parte de CA, tras el inversor, se instalará una protección magnetotérmica tetrapolar calibrada a 200 A, con relé diferencial de sensibilidad 300 mA para los inversores de 100 KW y una protección magnetotérmica tetrapolar calibrada a 100 A, con relé diferencial de sensibilidad 300 mA para el inversor de 50 KW.
- Existe protección contra sobretensiones AC/DC incorporadas en el propio inversor.
- Dispositivos de protección incorporados en el inversor:
    - Dispositivo de desconexión en la entrada.
    - Vigilante de aislamiento/Monitorización de red.
    - Protección contra polarización inversa de DC
    - Resistencia al cortocircuito de CA
    - Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal.
    - Clase de protección (según IEC 62109-1)/Categoría de sobretensión (según IEC 62109-1): I/CA: III; CC: II.

Como medida de protección complementaria de las personas frente a choques eléctricos, se instalará una toma de tierra para conectar a tierra las masas metálicas de todos los equipos. De esta forma se evita que aparezcan tensiones entre éstas y tierra, que puedan ser eventualmente peligrosas para las personas.

12.1. CONEXIÓN DE LA INSTALACION INTERIOR

El punto de conexión con la red interior se realizará en el cuadro general de baja tensión situado en el centro de transformación de abonado. Como el cuadro de baja tensión existente es de

una salida y actualmente tiene dos salidas, una para el cuadro del bombeo y otra para la batería de condensadores fija de 40 KVAr, se sustituye este cuadro por uno de 4 salidas con interruptor seccionador y protección de fusibles, quedando una salida de reserva.

La tensión nominal de la instalación en el punto de conexión será de 3x230/400 V.

El cuadro tendrá un interruptor de apertura en carga de 1.600 A y 3 bases portafusibles de apertura en carga tipo BTVCTRIVER+, con protección de fusibles NH-2 gG/gL de 400 A máximo y una base portafusible de apertura en carga tipo BTVCTRIVER+ de 630 A con protección de fusibles NH-3 gG/gL de 500 A para la instalación fotovoltaica.

El cableado desde el cuadro general de baja tensión hasta el cuadro de la instalación solar fotovoltaica será de cobre con aislamiento 0,6/1 KV del tipo RZ1-K 1x3(1x240) mm² para las fases y de 1x240 mm² para el neutro.

12.2. TOMA DE TIERRA

La instalación cumplirá lo indicado en el Artículo 15. *Condiciones de puesta a tierra de las instalaciones* de R.D. 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.

> (REQUISITO 1:) "La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.
> (REQUISITO 2) La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones generadoras, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable".
> (REQUISITO 3) Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación".

Con la puesta a tierra de la empresa distribuidora, el Real Decreto se refiere a la instalación de puesta a tierra con la que esta compañía pone a tierra el neutro de los transformadores de MT/BT

que tiene para alimentar a los abonados de la zona, así como las masas de los elementos de la caseta donde se aloja el transformador.

Salvo que la instalación fotovoltaica de la que se trate, esté próxima a ese transformador, el Requisito se cumplirá sin problemas, y en el caso que esté próxima, debe asegurarse que la instalación de puesta a tierra de la instalación fotovoltaica es una tierra lejana respecto a la del neutro del transformador de la compañía distribuidora, es decir que son independientes. Si debido a esta proximidad, hay dudas respecto a esta independencia, se puede consultar los apartados 10 Y 11 de la ITC-BT -18 en donde se indican las condiciones que debe cumplir dos tomas de tierra para que se consideren independientes.

Las masas de la instalación fotovoltaica, así como de las otras masas del lugar, estarán conectadas de forma independiente de los conductores correspondientes a la puesta a tierra del pararrayo o pararrayos del lugar si los hubiera (los conductores provenientes de la instalación captadora de rayos y de derivación se conectarán directamente con la puesta a tierra del edificio o lugar de emplazamiento).

Para cumplir con lo explicado anteriormente se unirá la tierra de la nueva instalación a la tierra existente en la instalación, comprobándose previamente que el valor de resistencia de puesta a tierra es menor de 20 Ω.

Se conectarán a esta tierra todos los elementos metálicos de la instalación que no estén en tensión normalmente pero que puedan estarlo a causa de averías o circunstancias externas.

Los módulos fotovoltaicos son clase II, por lo que no se requiere su puesta a tierra.

12.3. SISTEMA DE MEDIDA, CONTAJE DE ENERGÍA

La instalación objeto de proyecto actuará como una central generadora de energía que inyectará corriente eléctrica a la red de distribución en aquellos periodos en los que la generación eléctrica sea superior a los consumos.

El equipo de medida viene definido por la Compañía Eléctrica de Distribución de la zona y se adecuará el mismo de acuerdo a lo que indique ésta.

Se utilizará el mismo equipo de medida actual del consumo con reprogramación bidireccional para contabilizar la energía exportada a la red por la instalación de generación.

12.4. FRONTERA DE LA PLANTA.

La planta fotovoltaica está compuesta por los generadores fotovoltaicos mencionados y descritos anteriormente, de los equipos electrónicos de acondicionamiento de potencia y del cuadro eléctrico de protección, distribución y contaje.

Se considerará como frontera el mismo punto que la Compañía Distribuidora tiene para el contrato de suministro actual, que es el centro de seccionamiento Bombeo Ruerrero (8787).

12.5. TELEDISPARO

El punto de conexión de la instalación fotovoltaica coincide, como anteriormente se ha descrito, con el punto de conexión del consumo. Debido a que este punto de conexión es en la red de distribución de la compañía eléctrica de 12 KV, es necesario instalar un sistema de teledisparo y telecontrol, para que en caso de necesidad de aislar de la red la instalación fotovoltaica, por motivos de seguridad o mantenimiento en las instalaciones de la compañía eléctrica, desde el centro de control se pueda realizar en remoto.

Este sistema de teledisparo estará asociado al interruptor automático general de 400 A de la instalación fotovoltaica. Se realizará por medio de una remota y una UPS de 1 KVA para garantizar la alimentación en caso de ausencia de tensión.

En el apartado de planos se adjunta un esquema de conexión y señalización de la remota para el teledisparo.

12.6. PREVISIÓN DE BALANCE ENERGÉTICO

De acuerdo con el estudio realizado, que se adjunta en los anexos de cálculo, los principales resultados del balance energético que se prevén en la instalación son los siguientes:

- Producción fotovoltaica anual neta 312.573 kWh.
- PR (ratio de prestación) del sistema 0,773.

12.7. MANTENIMIENTO DE LA PLANTA

Se considera recomendable realizar revisiones periódicas de las instalaciones, para asegurar que todos los componentes funcionen correctamente, del cual se emitirá informe técnico. Por otro lado, en la instalación deberá existir un Libro de Mantenimiento que contendrá el registro de las operaciones realizadas y las incidencias producidas.

El mantenimiento de la central, será entonces:

1. Correctivo: reparar los equipos para que vuelvan a funcionar bajo las condiciones de servicio.
2. Preventivo: realizar operaciones previas necesarias para que el equipo se mantenga en

condiciones de operación el máximo tiempo posible.

Las instalaciones fotovoltaicas tienen dos partes claramente diferenciadas:

- El conjunto de los paneles e inversores, que transforman la radiación solar en energía eléctrica, constituyendo en definitiva una planta de potencia de generación eléctrica.
- El conjunto de equipos de la interconexión y protección, que permiten que la energía alterna tenga las características adecuadas según las normativas vigentes, y la protección de las personas y las instalaciones.

El mantenimiento de los equipos electrónicos viene especificado por el fabricante.

En el planteamiento del servicio de mantenimiento de las instalaciones el instalador debe considerar los siguientes puntos:

- Las operaciones necesarias de mantenimiento.
- Las operaciones a realizar por el servicio técnico y las que han de realizar el encargado de la instalación.
- La periodicidad de las operaciones de mantenimiento.
- El contrato de mantenimiento y la garantía de los equipos.
- Las operaciones de mantenimiento, pueden ser de dos tipos muy diferenciados. Por un lado, tenemos la revisión del estado de operatividad de los equipos, conexiones y cableado, incluyendo aspectos mecánicos, eléctricos y de limpieza; y por otro, el control y calibración de los inversores.
- Los procedimientos de mantenimiento, y la frecuencia de estos serán reflejados en el libro de mantenimiento de la instalación.

Los paneles fotovoltaicos requieren muy poco mantenimiento, por su propia configuración, carente de partes móviles y con el circuito interior de las células y las soldaduras de conexión muy protegidas del ambiente exterior por capas de material protector. El mantenimiento abarca los siguientes procesos:

- Limpieza periódica de los paneles. La suciedad acumulada sobre la cubierta transparente del panel reduce el rendimiento del mismo y puede producir efectos de inversión similares a los producidos por las sombras.

  La acción de la lluvia puede en muchos casos reducir al mínimo o eliminar la necesidad de la limpieza de los paneles.

  La operación de limpieza debe ser realizada en general por el personal encargado del mantenimiento de la instalación, y consiste simplemente en el lavado de los paneles con agua y algún detergente no abrasivo, procurando evitar que el agua no se acumule sobre el panel.

  La inspección visual del panel tiene por objeto detectar posibles fallos, concretamente:

  - Posible rotura del cristal: normalmente se produce por acciones externas y rara vez

por fatiga térmica inducida por errores de montaje.

- Oxidaciones de los circuitos y soldaduras de las células fotovoltaicas: normalmente son debidas a entrada de humedad en el panel por fallo o rotura de las capas de encapsulado.
- El adecuado estado de la estructura portante frente a corrosión.
- La no existencia de sombras con afección al campo fotovoltaico, producidas por el crecimiento de vegetación en los alrededores.

- Control del estado de las conexiones eléctricas y del cableado. Se pro- cederá a efectuar las siguientes operaciones:
  - Comprobación del apriete y estado de los terminales de los cables de conexionado de los paneles.
  - Comprobación de la estanquidad de la caja de terminales o del estado de los capuchones de protección de los terminales. En el caso de observarse fallos de estanquidad, se procederá a la sustitución de los elementos afectados y a la limpieza de los terminales. Es importante cuidar el sellado da la caja de terminales, utilizando según el caso, juntas nuevas o un sellado de silicona.
- El mantenimiento del sistema de regulación y control difiere especialmente de las operaciones normales en equipos electrónicos. Las averías son poco frecuentes y la simplicidad de los equipos reduce el mantenimiento a las siguientes operaciones:
  - Observación visual del estado y funcionamiento del equipo. La observación visual permite detectar generalmente su mal funcionamiento, ya que éste se traduce en un comportamiento muy anormal: frecuentes actuaciones del equipo, avisadores, luces, etc. En la inspección se debe comprobar también las posibles corrosiones y aprietes de bornas. Comprobación del conexionado y cableado de los equipos. Se procederá de forma similar que, en los paneles, revisando todas las conexiones y juntas de los equipos.
  - Comprobación del tarado de la tensión de ajuste a la temperatura ambiente, que les indicaciones sean correctas.
  - Toma de valores: Registro de los amperios-hora generados y consumidos en la instalación, horas de trabajo.
- El mantenimiento de las puestas a tierra: cuando se utiliza un método de protección que incluye la puesta a tierra, se ha de tener en cuenta que el valor de la resistencia de tierra, varía durante el año. Esta variación es debida a la destrucción corrosiva de los electrodos, aumento de la resistividad del terreno, aflojamiento, corrosión, polvo, etc ... a las uniones de las líneas de tierra, rotura de las líneas de tierra ...

Estas variaciones de la resistencia condicionan el control de la instalación para asegurar que el sistema de protección permanezca dentro de los límites de seguridad. Se proponen revisiones generales semestrales consistentes en la realización de las siguientes medidas:

- Comprobación visual del generador fotovoltaico: detección de módulos dañados, acumulación de suciedad, etc.
- Comprobación de las características eléctricas del generador fotovoltaico (V_{oc} , I_{sc} , V_{max} e I_{max} en operación).
- Comprobación de los ajustes en las conexiones, del estado del cableado, cajas de conexiones y de protecciones.
- Comprobación de las características eléctricas del inversor (V_{in} , I_{in} , I_{out} , V_{red} , Rendimiento, frecuencia)
- Comprobación de las protecciones de la instalación (fallo de aislamiento), así como de sus períodos de actuación.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Comprobación de la potencia instalada e inyectada a la red. Comprobación del sistema de monitorización.
- Medir la resistencia de tierra, realizándose en el punto de puesta a tierra.
- Medir la resistencia de cada electrodo, desconectándolo previamente de la línea de enlace a tierra.
- Medir desde todas las carcasas metálicas la resistencia total que ofrecen, tanto las líneas de tierra como la toma de tierra.

Mantenimiento de los equipos de protección: la comprobación de todos los relés ha de efectuarse cuando se proceda a la revisión de toda la instalación, siguiendo todas las especificaciones de los fabricantes de estos.

13. CÁLCULOS

13.1. DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA.

13.1.1. CRITERIOS GENERALES DE DIMENSIONAMIENTO.

La tipología de la instalación objeto de proyecto hace que el sistema, en ocasiones, no consuma toda la energía generada y sea necesario limitarla, una vez acondicionada la potencia. Se ha realizado un estudio a partir de los históricos de consumo de un año natural, teniendo en cuenta la estructura del edificio, orientación, posibles sombras y la irradiación disponible en el emplazamiento.

Un segundo criterio de dimensionado será el económico. A partir de las aportaciones de energía disponible y de la producción eléctrica estimada, se realizará un balance económico el cual determinará la rentabilidad de la planta.

13.1.2. DATOS GEOGRÁFICOS UBICACIÓN PLANTA FOTOVOLTAICA

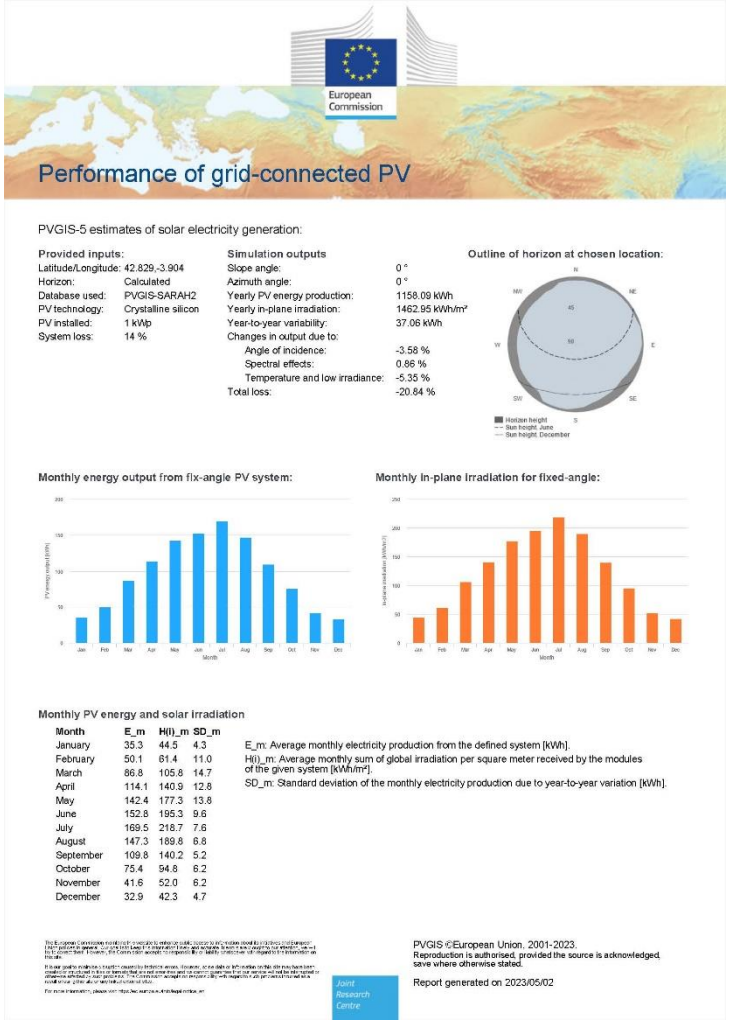
Los datos geográficos de la ubicación de la Planta fotovoltaica son los siguientes:

	Altitud	**Latitud**	**Longitud**
RUERRERO	700	42º 49' 45,5" N	3º 54' 14,3" W

13.1.3. RECURSOS ENERGÉTICOS LOCALES

Se asumirán, como datos de radiación disponible en el emplazamiento, los correspondientes a los datos de la base de datos "PVGIS Solar Irradiance Data" (Comisión Europea) para las coordenadas de la instalación.

En la siguiente tabla se pueden consultar los valores de radiación media mensual por metro cuadrado sobre un plano horizontal, para cada mes del año.



European Commission

Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

Provided inputs:

Latitude/Longitude:	42.829,-3.904
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH2
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed:	1 kWp
System loss:	14 %

Simulation outputs

Slope angle:	0 °
Azimuth angle:	0 °
Yearly PV energy production:	1158.09 kWh
Yearly in-plane irradiation:	1462.95 kWh/m²
Year-to-year variability:	37.06 kWh
Changes in output due to:	
Angle of incidence:	-3.58 %
Spectral effects:	0.86 %
Temperature and low irradiance:	-5.35 %
Total loss:	-20.84 %

Outline of horizon at chosen location:

Horizon height
Sun height: June
Sun height: December

Monthly energy output from fix-angle PV system:

Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:

Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	35.3	44.5	4.3
February	50.1	61.4	11.0
March	86.8	105.8	14.7
April	114.1	140.9	12.8
May	142.4	177.3	13.8
June	152.8	195.3	9.6
July	169.5	218.7	7.6
August	147.3	189.8	6.8
September	109.8	140.2	5.2
October	75.4	94.8	6.2
November	41.6	52.0	6.2
December	32.9	42.3	4.7

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].
H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

PVGIS ©European Union, 2001-2023.
Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2023/05/02

Joint Research Centre

Expresado en KWh/m^2, los valores anteriores corresponden a las Horas Equivalentes de Sol Pico de funcionamiento a máxima potencia de los módulos fotovoltaicos, en condiciones nominales.

De acuerdo con el RD 661/2007 de 25 de mayo por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, en el Anexo XII se regula el perfil horario para las distintas zonas climáticas, siendo en nuestro caso en Ruerrero (Cantabria), perteneciente a la **Zona II** la cual tiene un número de horas de sol anuales de **1.529,13** y por tanto una media diaria HSP de **4,18**. Los valores medios diarios son los que se utilizarán para el dimensionado de la instalación.

En las tablas se pueden estimar los valores de radiación diaria media, sobre superficie horizontal. Se precisa aplicar el factor de corrección K para superficies inclinadas. Representa el cociente entre la energía total incidente en un día sobre una superficie orientada hacia el Ecuador e inclinada un determinado ángulo, y otra horizontal.

42º LATITUD

Inclinación	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,08	1,07	1,05	1,03	1,02	1,02	1,02	1,04	1,06	1,08	1,10	1,09
10	1,15	1,12	1,09	1,06	1,04	1,03	1,04	1,07	1,11	1,16	1,19	1,18
15	1,22	1,18	1,13	1,08	1,05	1,03	1,05	1,09	1,15	1,23	1,27	1,26
20	1,28	1,22	1,16	1,09	1,05	1,03	1,05	1,1	1,19	1,29	1,35	1,33
25	1,33	1,26	1,18	1,10	1,04	1,02	1,04	1,11	1,22	1,34	1,42	1,4
30	1,37	1,29	1,20	1,10	1,03	1	1,03	1,11	1,24	1,38	1,48	1,45
35	1,41	1,31	1,20	1,09	1,01	0,98	1,01	1,10	1,25	1,42	1,52	1,5
40	1,43	1,33	1,19	1,05	0,95	0,91	0,95	1,06	1,24	1,45	1,59	1,57
45	1,45	1,33	1,19	1,05	0,95	0,91	0,95	1,06	1,24	1,45	1,59	1,57
50	1,46	1,33	1,17	1,02	0,91	0,87	0,91	1,06	1,23	1,46	1,61	1,58
55	1,46	1,32	1,15	0,98	0,86	0,82	0,86	1	1,21	1,45	1,62	1,59
60	1,45	1,30	1,12	0,94	0,81	0,76	0,81	0,95	1,17	1,44	1,62	1,59
65	1,43	1,27	1,08	0,89	0,75	0,70	0,75	0,9	1,13	1,41	1,61	1,58
70	1,41	1,23	1,03	0,83	0,69	0,64	0,69	0,84	1,09	1,38	1,58	1,56
75	1,37	1,19	0,98	0,77	0,62	0,57	0,62	0,78	1,03	1,34	1,55	1,53
80	1,33	1,14	0,92	0,70	0,55	0,49	0,55	0,71	0,97	1,28	1,51	1,49
85	1,28	1,08	0,85	0,63	0,47	0,42	0,47	0,64	0,9	1,22	1,45	1,44
90	1,22	1,02	0,78	0,56	0,40	0,34	0,39	0,56	0,83	1,16	1,39	1,38

Fuente: Censolar

13.1.4. GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

La estimación de la producción de energía se realiza en base a la radiación solar disponible, a la media de temperatura ambiente y a las curvas características de los módulos fotovoltaicos y rendimiento de los inversores.

En la producción fotovoltaica se deben tener en cuenta una serie de pérdidas asociadas a:

- Pérdidas angulares y espectrales: 3,5%.
- Pérdidas por temperatura: 5,7%.
- Otras pérdidas (cableado…): 15,0%.

-

Con los valores anteriores obtenemos un PERFORMANCE RATIO (PR) de 78,3 %.

La estimación de la energía inyectada se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm.}(\alpha, \beta).P_{mp}.PR}{G_{CEM}}.KwH / día$$

Donde:

- P_{mp} : potencia pico del generador.
- $G_{CEM:}$ 1 kW/m^2
- G_{dm}(O): valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m^2·dia).
- G_{dm}( ): valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m^2·dia), 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. El parámetro representa el azimut y la inclinación del generador.
- PR: Performance Ratio.

De acuerdo con el estudio realizado que se detalla a continuación, los principales resultados del balance energético que se prevén en la instalación son los siguientes:

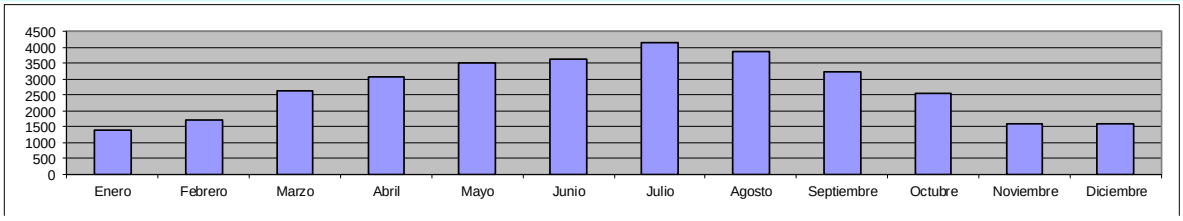
ANEJO 10. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

SIMULACIÓN DE AHORROS DEL PRIMER AÑO

PROYECTO	C.R. RUIJAS EBRO	Potencia (kWp)	277,20	Tarifa (€ / kWp)	0,1053

Localización de la Planta		Total de pérdidas de la planta	22,7%
Latitud (N)	42º 49' 45,5´´ N	Pérdidas por temperatura	5,7%
Longitud (O)	3º 54´ 14,3´´ W	Pérdidas por reflectancia angular	3,5%
Altitud (m s.n.m.)	700	Otras pérdidas (cables, inversores, etc.)	15,0%

	IRRADIACIÓN HORIZONTAL MENSUAL kWh/m2	GENERACIÓN MENSUAL kWh / kWp (sin otras pérdidas)	GENERACIÓN MENSUAL kWh / kWp (incluye otras pérdidas)	PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD kWh	INGRESOS MENSUALES €
Enero	66	56	47,26	13100	1379
Febrero	83	69	58,82	16305	1716
Marzo	128	105	89,51	24811	2612
Abril	153	123	104,72	29028	3056
Mayo	178	142	120,45	33387	3515
Junio	189	147	124,78	34589	3641
Julio	217	167	141,70	39278	4135
Agosto	203	156	132,94	36851	3879
Septiembre	168	131	111,18	30819	3244
Octubre	128	103	87,47	24245	2552
Noviembre	76	64	54,15	15009	1580
Diciembre	64	64	54,66	15150	1595
MEDIA MENSUAL	**138**	**111**	**94**	**26.048**	**2.742**
ANUAL	**1.654**	**1.327**	**1.128**	**312.573**	**32.903**



Con la previsión de 312.573 KWh anuales y con una potencia de consumo medio para el bombeo de 150 KWh, se puede estar funcionando con la energía solar un total de 2.083,82 horas anuales. Considerando que los consumos auxiliares pueden ser 3 KWh estas horas de funcionamiento anual se quedarían en 2.043 horas que equivalen a 170 días (a 12 horas de funcionamiento diario de media).

La energía generada fotovoltaica se va a utilizar para el llenado de una balsa de regadío 160.000 m³ ≈ 160.000.000 litros. Si las bombas elevan 82 l/s a 12 horas de funcionamiento, la balsa tarda en llenarse 45 días.

Atendiendo a la concesión máxima de 448.111, 14 m^3/año, eso significa que es necesario llenar 2.8 veces la balsa de agua, por lo que se necesitan 126 días de utilización de las bombas a 12 horas.

Con la potencia instalada en el sistema fotovoltaico se podría cubrir toda la energía solicitada por el bombeo, siempre y cuando las necesidades de la demanda de agua se puedan cubrir en las horas diurnas de producción de energía eléctrica por el sistema fotovoltaico.

No obstante, al ser un sistema conectado a la red eléctrica y en función de las necesidades, se puede utilizar la energía de la red eléctrica para el bombeo del agua.

13.2. DISEÑO DE LOS ELEMENTOS DE LA PLANTA.

13.2.1. CONDICIONES AMBIENTALES DE DISEÑO.

En el emplazamiento de la instalación se registran los siguientes datos medios anuales:

Concepto	Valor medio anual
Radiación solar	4,18 HSP
Temperatura media en horas de sol	12,5 °C
Altura s.n.m.	700 m.

13.2.2. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Datos de la instalación

Potencia nominal de la instalación:	250,00 kW
Potencia instalada:	277,20 KW
Inclinación de los módulos:	30
Azimut de los módulos:	0º

13.3. CÁLCULOS ELÉCTRICOS DE LA INSTALACIÓN

13.3.1. REQUISITOS DE CÁLCULO

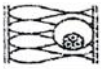
- Caída de tensión máxima: 1.5%
- Conductores dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador (según ITC-BT-40).
- Tipo de conductor utilizado: H1Z272-K – RZ1-K (AS) 0,6/1 kV.
- Sección mínima según RBT para conductores enterrados directamente o entubados: 6 mm^2.
- Factor de potencia de cálculo: 1.
- Se realizan los cálculos de sección por cada diferente tramo partiendo de las longitudes más desfavorables.
- El cálculo de las Intensidades máximas admisibles se realizará según lo estipulado en la

ITC-19 del R.B.T., apartado 2.2.3 "Intensidades máximas admisibles", y más concretamente, según lo especificado en la "Norma UNE 20460-5-523". Los valores extraídos de esta Norma, en función del tipo de tendido a utilizar, se muestran en las siguientes tablas:

INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE (PARA CONDUCTORES ENTERRADOS DE Cu) TEMPERATURA AMBIENTE 25º EN EL TERRENO - S/ UNE 20460-5-523:2004									
Sección mm2	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento				Factor de corrección	Imáx admisible			
	PVC2	PVC3	XLPE2	XLPE3		PVC2	PVC3	XLPE2	XLPE3
6	44	37	53	44	0,7	30,8	25,9	37,1	30,8
10	59	49	70	58	0,7	41,3	34,3	49,0	40,6
16	76	63	91	75	0,7	53,2	44,1	63,7	52,5
25	98	81	116	96	0,7	68,6	56,7	81,2	67,2
35	118	97	140	117	0,7	82,6	67,9	98,0	81,9
50	140	115	166	138	0,7	98,0	80,5	116,2	96,6
70	173	143	204	170	0,7	121,1	100,1	142,8	119,0
95	205	170	241	202	0,7	143,5	119,0	168,7	141,4
120	233	192	275	230	0,7	163,1	134,4	192,5	161,0
150	264	218	311	260	0,7	184,8	152,6	217,7	182,0
185	296	245	348	291	0,7	207,2	171,5	243,6	203,7

TABLA 1

INTENSIDADES MÁXIMAS ADMISIBLES (A) AL AIRE 40ºC. Nº DE CONDUCTORES CON CARGA Y NATURALEZA DEL AISLAMIENTO
TABLA ITC-BT-19

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
A2		Cables multiconductores en tubos (1) empotrados en paredes aislantes.	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos (2) en montaje superficial o empotrados en obra.				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
B2		Cables multiconductores en tubos en montaje superficial y empotrados en obra.			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR			
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared (3)					3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
E		Cables multiconductores al aire libre (4). Distancia a la pared no inferior a 0,3D						3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	
F		Cables unipolares en contacto mutuo. Distancia a la pared no inferior a D (5).							3x PVC			3x XLPE o EPR	
G		Cables unipolares separados mínimo D.									3x PVC		3x XLPE o EPR
Cobre		**mm²**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**
		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
		6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
		16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
		25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
		35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	205
		50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
		70				149	160	171	188	202	224	244	321
		95				180	194	207	230	245	271	296	391
		120				208	225	240	267	284	314	348	455
		150				236	260	278	310	338	363	404	525

	185				268	297	317	354	386	415	464	601
	240				315	350	374	419	455	490	552	711
	300				360	404	423	484	524	565	640	821

TABLA 2

1. A partir de 25 mm² de sección.	
2. Incluyendo canales para instalaciones -canaletas- y conductos de sección no circular.	
3. O en bandeja no perforada.	
4. O en bandeja perforada.	
5. D es el diámetro del cable.	

Aplicando los siguientes valores de corrección por temperatura (0,95) y por tipo de instalación (0,9) resultan los siguientes valores:

	mm²	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**
	1,5	9,4	9,8	11,1	11,5	12,8	13,7	-	15,4	18,0	20,5	-
	2,5	12,8	13,7	15,0	15,8	18,0	18,8	-	21,4	24,8	28,2	-
	4	17,1	18,0	19,7	20,5	23,1	25,7	-	29,1	32,5	38,5	-
	6	21,4	23,1	25,7	27,4	30,8	31,6	-	37,6	41,9	48,7	-
	10	29,1	31,6	34,2	37,6	42,8	44,5	-	51,3	58,1	65,0	-
	16	38,5	41,9	46,2	50,4	56,4	59,9	-	68,4	77,8	89,8	-
	25	50,4	54,7	59,9	65,8	71,8	75,2	82,1	90,6	99,2	105,2	141,9
Cobre	**35**		65,8	73,5	82,1	88,9	94,1	101,7	112,0	123,1	131,7	175,3
	50		80,4	88,1	100,0	106,9	113,7	124,0	135,9	149,6	160,7	213,8
	70				127,4	136,8	146,2	160,7	172,7	191,5	208,6	274,5
	95				153,9	165,9	177,0	196,7	209,5	231,7	253,1	334,3
	120				177,8	192,4	205,2	228,3	242,8	268,5	297,5	389,0
	150				201,8	222,3	237,7	265,1	289,0	310,4	345,4	448,9
	185				229,1	253,9	271,0	302,7	330,0	354,8	396,7	513,9
	240				269,3	299,3	319,8	358,2	389,0	419,0	472,0	607,9
	300				307,8	345,4	361,7	413,8	448,0	483,1	547,2	702,0

TABLA 3

13.3.2. FÓRMULAS EMPLEADAS

Sistema de corriente continua:

$$S = \frac{2 \times P \times L}{c \times e \times V}$$

Sistema de corriente alterna monofásica:

$$S = \frac{2 \times I \times L \times \cos\varphi}{c \times e}$$

Sistema de corriente alterna trifásica:

$$S = \frac{\sqrt{3} \times I \times L \times \cos\varphi}{c \times e}$$

En donde:

P = Potencia de la línea (W).

L = longitud de cálculo (m).

E = caída de tensión admisible (V)

c = conductividad

I = Intensidad (A).

S = sección del conductor (mm^2)

Cos φ = factor de potencia.

U = tensión de servicio, trifásica o monofásica (V).

13.3.3. DATOS INICIALES DE CÁLCULO

CÁLCULOS ELÉCTRICOS PARQUE SOLAR FV SOBRE CUBIERTA 250 Kw

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS MODULO FV	Ud.	*FU 550 M*
Potencia máxima nominal (P_{max})	W.	550
Tensión a potencia máxima (V_{mp})	V.	42,12
Intensidad a potencia máxima (I_{mp})	A.	13,06
Intensidad de cortocircuito ($I_{cc.}$)	A.	13,91

INVERSOR TRIFÁSICO TAURO ECO 100-3-P + 50-3-P	Ud.	2+1
Nº Módulos totales a instalar	Ud.	504
Potencia inversor DC (W.)	W.	277.200
Potencia inversores AC (W.)	W.	100.000 / 50.000
Nº de inversores	Ud.	3
Módulos en serie	Ud.	18
Nº de módulos en serie x nº de series en paralelo	Ud.	1x18

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS CONFIGURACIÓN 1 x 18		
Potencia instalada (W_p)	W.	9.900
Tensión a potencia máxima ($V_{pot\ máx.}$)	V.	758,16
Intensidad a potencia máxima ($I_{pot\ máx.}$)	A.	13,06
Intensidad de cortocircuito ($I_{cc.}$)	A.	13,91

Se realizan los cálculos partiendo de la configuración más desfavorable en cada tramo de conductor estudiado.

13.3.4. CÁLCULO DE SECCIONES DE CONDUCTORES POR TRAMOS

INVERSOR 1 ST 1 (1X18):

CÁLCULOS SECCIONES CONDUCTORES ELÉCTRICOS

REQUISITOS

Intensidad no inferior al 125 % de la $I_{max.}$ del generador

Caida de tensión entre generador-punto de conexión a la red/instalación interior < 1,5% $I_{nominal}$

Factor de potencia = 1

Tipo de cable utilizado: H1Z2Z2-K / RZ1-K 0,6/1 kV.

Fórmula cálculo caída de tensión

$$e = \frac{L \times Pc}{k \times U \times n \times S}$$

donde:

e	Caída de tensión (%)
L (*)	Lóngitud conductor (m.)
Pc	Potencia de cálculo (W.)
k	Conductividad
U	Tensión de servicio (V.)
n	nº de conductores por fase
S	Sección conductor

(*) En el caso de DC, L= (2 x longitud conductor)

Caída de tensión TOTAL máxima permitida lado DC (V.) 11,37

TRAMO 1 (C.C.) MODULOS FOTOVOLTAICOS - CAJA DC1.

Tipo canalización: En Bandeja

Tensión de servicio (V.)	758,16
Intensidad$_{cc}$ de una rama (A.)	**13,06**
Intensidad$_{cc}$ de cálculo (125%)(A.)	**16,33**
Potencia a instalar (W.)	9.901,57
Potencia de cálculo (W.)	9.901,57

LONGITUD MÁS DESFAVORABLE 37

10	mm²

Longitud (m.)	e (v.)	e(%)
37	1,73	0,228

Comprobación sección conductor por Intensidad máxima admisible (TABLA 2)

	Intensidad	
Para sección 10 mm²	61,00	**SECCIÓN VÁLIDA**

TRAMO 2 (C.C.) CAJA DC1 - INVERSOR 1

Tipo canalización: En Bandeja

Tensión de servicio (V.)	758,16
Intensidad$_{cc}$ de una rama (A.)	**143,66**
Intensidad$_{cc}$ de cálculo (125%)(A.)	**179,58**
Potencia a instalar (W.)	108.917,27
Potencia de cálculo (W.)	108.917,27

LONGITUD MÁS DESFAVORABLE 648

370	mm²

Longitud (m.)	e (v.)	e(%)
648	8,99	1,185

Comprobación sección conductor por Intensidad máxima admisible (TABLA 2)

	Intensidad	
Para sección 2x185 mm²	608,00	**SECCIÓN VÁLIDA**

COMPROBACION ELECCION DE CONDUCTORES PARTE C.C.

LA CAÍDA DE TENSIÓN TOTAL SUMA DE LAS CAÍDAS DE TENSIÓN PARCIALES NO PUEDE SUPERAR EL 1,5%

	Sección	Longitud	e (%)
TRAMO 1	**10**	**37**	**0,228**
TRAMO 1	**370**	**648**	**1,185**
		Total (%)	**1,413**

SECCIONES VÁLIDAS

TRAMO 3 (C.A.) INVERSOR-CAJA PROTECCIONES C.A. (C.G.B.T.)

Tipo canalización Bandeja
Caída de tensión máx. 0,97%

Tensión de servicio (V.)	400,00	
Intensidad (A.)	**152,00**	(Corriente máxima inversor)
Factor de potencia	1,00	
Potencia nominal (W.)	100.000	
Potencia máxima (W.)	100.000	

LONGITUD MÁS DESFAVORABLE 5 m.

METODO 1

Cálculo sección en función de la longitud

LONGITUD	Sección (mm^2)	$S_{inmedita\ super.}$	Imax
5	5,56	**6,0**	49

METODO 2

Caídas de tensión para diferentes secciones de 70 mm² y 95 mm²

70 mm²		
Longitud (m.)	e (v.)	e(%)
5	0,41	0,10

95 mm²		
Longitud (m.)	e (v.)	e(%)
5	0,30	0,07

Comprobación sección conductor por Intensidad máxima admisible.

	Intensidad	
Para sección 70 mm²	246,00	SECCIÓN VÁLIDA
Para sección 95 mm²	298,00	SECCIÓN VÁLIDA

ESCOJEMOS UNA SECCIÓN DE 95 mm²

COMPROBACION ELECCION DE CONDUCTORES PARTE C.A. + C.C.

LA CAÍDA DE TENSIÓN TOTAL SUMA DE LAS CAÍDAS DE TENSIÓN PARCIALES NO PUEDE SUPERAR EL 1.5%

	Sección	Longitud	e (%)
TRAMO 2	95	5	0,075

Caída de tensión TOTAL

Total (%)	1,49	SECCIONES VÁLIDAS

INVERSOR 2 ST 1 (1x18):

CÁLCULOS SECCIONES CONDUCTORES ELÉCTRICOS

REQUISITOS

Intensidad no inferior al 125 % de la $I_{max.}$ del generador

Caida de tensión entre generador-punto de conexión a la red/instalación interior < 1,5% $I_{nominal}$

Factor de potencia = 1

Tipo de cable utilizado: H1Z2Z2-K / RZ1-K 0,6/1 kV.

Fórmula cálculo caída de tensión

$$e = \frac{L \times Pc}{k \times U \times n \times S}$$

donde:

e	Caída de tensión (%)
L (*)	Lóngitud conductor (m.)
Pc	Potencia de cálculo (W.)
k	Conductividad
U	Tensión de servicio (V.)
n	nº de conductores por fase
S	Sección conductor

(*) En el caso de DC, L= (2 x longitud conductor)

Caída de tensión TOTAL máxima permitida lado DC (V.) 11,37

TRAMO 1 (C.C.) MODULOS FOTOVOLTAICOS - CAJA DC2.

Tipo canalización: En Bandeja

Tensión de servicio (V.)	758,16
Intensidad$_{cc}$ de una rama (A.)	**13,06**
Intensidad$_{cc}$ de cálculo (125%)(A.)	**16,33**
Potencia a instalar (W.)	9.901,57
Potencia de cálculo (W.)	9.901,57

LONGITUD MÁS DESFAVORABLE 106

16	mm²

Longitud (m.)	e (v.)	e(%)
106	3,09	0,408

Comprobación sección conductor por Intensidad máxima admisible (TABLA 2)

	Intensidad	
Para sección 16 mm²	115,00	**SECCIÓN VÁLIDA**

TRAMO 2 (C.C.) CAJA DC2 - INVERSOR 2

Tipo canalización: En Bandeja

Tensión de servicio (V.)	758,16
Intensidad$_{cc}$ de una rama (A.)	**143,66**
Intensidad$_{cc}$ de cálculo (125%)(A.)	**179,58**
Potencia a instalar (W.)	108.917,27
Potencia de cálculo (W.)	108.917,27

LONGITUD MÁS DESFAVORABLE 550

370	mm²

Longitud (m.)	e (v.)	e(%)
550	7,63	1,006

Comprobación sección conductor por Intensidad máxima admisible (TABLA 2)

	Intensidad	
Para sección 2x185 mm²	608,00	**SECCIÓN VÁLIDA**

COMPROBACION ELECCION DE CONDUCTORES PARTE C.C.

LA CAÍDA DE TENSIÓN TOTAL SUMA DE LAS CAÍDAS DE TENSIÓN PARCIALES NO PUEDE SUPERAR EL 1,5%

	Sección	Longitud	e (%)
TRAMO 1	**16**	**106**	**0,408**
TRAMO 1	**370**	**550**	**1,006**
		Total (%)	**1,414**

SECCIONES VÁLIDAS

TRAMO 3 (C.A.) INVERSOR-CAJA PROTECCIONES C.A. (C.G.B.T.)

Tipo canalización Bandeja
Caída de tensión máx. 0,97%

Tensión de servicio (V.)	400,00	
Intensidad (A.)	**152,00**	(Corriente máxima inversor)
Factor de potencia	1,00	
Potencia nominal (W.)	100.000	
Potencia máxima (W.)	100.000	

LONGITUD MÁS DESFAVORABLE 5 m.

METODO 1

Cálculo sección en función de la longitud

LONGITUD	Sección (mm^2)	$S_{inmedita\ super.}$	Imax
5	5,56	**6,0**	49

METODO 2

Caídas de tensión para diferentes secciones de 70 mm² y 95 mm²

70 mm²		
Longitud (m.)	e (v.)	e(%)
5	0,41	0,10

95 mm²		
Longitud (m.)	e (v.)	e(%)
5	0,30	0,07

Comprobación sección conductor por Intensidad máxima admisible.

	Intensidad	
Para sección 70 mm²	246,00	SECCIÓN VÁLIDA
Para sección 95 mm²	298,00	SECCIÓN VÁLIDA

ESCOJEMOS UNA SECCIÓN DE 95 mm²

COMPROBACION ELECCION DE CONDUCTORES PARTE C.A. + C.C.

LA CAÍDA DE TENSIÓN TOTAL SUMA DE LAS CAÍDAS DE TENSIÓN PARCIALES NO PUEDE SUPERAR EL 1.5%

	Sección	Longitud	e (%)
TRAMO 2	95	5	0,075

Caída de tensión TOTAL

Total (%)	1,49	SECCIONES VÁLIDAS

INVERSOR 2 ST 4 (1x18):

CÁLCULOS SECCIONES CONDUCTORES ELÉCTRICOS

REQUISITOS

Intensidad no inferior al 125 % de la $I_{max.}$ del generador

Caida de tensión entre generador-punto de conexión a la red/instalación interior < 1,5% $I_{nominal}$

Factor de potencia = 1

Tipo de cable utilizado: H1Z2Z2-K / RZ1-K 0,6/1 kV.

Fórmula cálculo caída de tensión

$$e = \frac{L \times Pc}{k \times U \times n \times S}$$

donde:

e	Caída de tensión (%)
L (*)	Lóngitud conductor (m.)
Pc	Potencia de cálculo (W.)
k	Conductividad
U	Tensión de servicio (V.)
n	nº de conductores por fase
S	Sección conductor

(*) En el caso de DC, L= (2 x longitud conductor)

Caída de tensión TOTAL máxima permitida lado DC (V.) 11,37

TRAMO 1 (C.C.) MODULOS FOTOVOLTAICOS - CAJA DC2.

Tipo canalización: En Bandeja

Tensión de servicio (V.)	758,16
Intensidad$_{cc}$ de una rama (A.)	**13,06**
Intensidad$_{cc}$ de cálculo (125%)(A.)	**16,33**
Potencia a instalar (W.)	9.901,57
Potencia de cálculo (W.)	9.901,57

LONGITUD MÁS DESFAVORABLE 30

10	mm²

Longitud (m.)	e (v.)	e(%)
30	1,40	0,185

Comprobación sección conductor por Intensidad máxima admisible (TABLA 2)

	Intensidad	
Para sección 10 mm²	61,00	**SECCIÓN VÁLIDA**

TRAMO 2 (C.C.) CAJA DC2 - INVERSOR 2

Tipo canalización: En Bandeja

Tensión de servicio (V.)	758,16
Intensidad$_{cc}$ de una rama (A.)	**143,66**
Intensidad$_{cc}$ de cálculo (125%)(A.)	**179,58**
Potencia a instalar (W.)	108.917,27
Potencia de cálculo (W.)	108.917,27

LONGITUD MÁS DESFAVORABLE 550

370	mm²

Longitud (m.)	e (v.)	e(%)
550	7,63	1,006

Comprobación sección conductor por Intensidad máxima admisible (TABLA 2)

	Intensidad	
Para sección 2x185 mm²	608,00	**SECCIÓN VÁLIDA**

COMPROBACION ELECCION DE CONDUCTORES PARTE C.C.

LA CAÍDA DE TENSIÓN TOTAL SUMA DE LAS CAÍDAS DE TENSIÓN PARCIALES NO PUEDE SUPERAR EL 1,5%

	Sección	Longitud	e (%)
TRAMO 1	**10**	**30**	**0,185**
TRAMO 1	**370**	**550**	**1,006**
		Total (%)	**1,191**

SECCIONES VÁLIDAS

TRAMO 3 (C.A.) INVERSOR-CAJA PROTECCIONES C.A. (C.G.B.T.)

Tipo canalización Bandeja
Caída de tensión máx. 0,97%

Tensión de servicio (V.)	400,00	
Intensidad (A.)	**152,00**	(Corriente máxima inversor)
Factor de potencia	1,00	
Potencia nominal (W.)	100.000	
Potencia máxima (W.)	100.000	

LONGITUD MÁS DESFAVORABLE 5 m.

METODO 1

Cálculo sección en función de la longitud

LONGITUD	Sección (mm^2)	$S_{inmedita\ super.}$	Imax
5	5,56	**6,0**	49

METODO 2

Caídas de tensión para diferentes secciones de 70 mm² y 95 mm²

70 mm²		
Longitud (m.)	e (v.)	e(%)
5	0,41	0,10

95 mm²		
Longitud (m.)	e (v.)	e(%)
5	0,30	0,07

Comprobación sección conductor por Intensidad máxima admisible.

	Intensidad	
Para sección 70 mm²	246,00	SECCIÓN VÁLIDA
Para sección 95 mm²	298,00	SECCIÓN VÁLIDA

ESCOJEMOS UNA SECCIÓN DE 95 mm²

COMPROBACION ELECCION DE CONDUCTORES PARTE C.A. + C.C.

LA CAÍDA DE TENSIÓN TOTAL SUMA DE LAS CAÍDAS DE TENSIÓN PARCIALES NO PUEDE SUPERAR EL 1.5%

	Sección	Longitud	e (%)
TRAMO 2	95	5	0,075

Caída de tensión TOTAL

Total (%)	1,27	SECCIONES VÁLIDAS

INVERSOR 3 ST 1 (1x18):

CÁLCULOS SECCIONES CONDUCTORES ELÉCTRICOS

REQUISITOS

Intensidad no inferior al 125 % de la $I_{max.}$ del generador

Caida de tensión entre generador-punto de conexión a la red/instalación interior < 1,5% $I_{nominal}$

Factor de potencia = 1

Tipo de cable utilizado: H1Z2Z2-K / RZ1-K 0,6/1 kV.

Fórmula cálculo caída de tensión

$$e = \frac{L \times Pc}{k \times U \times n \times S}$$

donde:

e	Caída de tensión (%)
L (*)	Lóngitud conductor (m.)
Pc	Potencia de cálculo (W.)
k	Conductividad
U	Tensión de servicio (V.)
n	nº de conductores por fase
S	Sección conductor

(*) En el caso de DC, L= (2 x longitud conductor)

Caída de tensión TOTAL máxima permitida lado DC (V.) 11,37

TRAMO 1 (C.C.) MODULOS FOTOVOLTAICOS - CAJA DC3.

Tipo canalización: En Bandeja

Tensión de servicio (V.)	758,16
Intensidad$_{cc}$ de una rama (A.)	**13,06**
Intensidad$_{cc}$ de cálculo (125%)(A.)	**16,33**
Potencia a instalar (W.)	9.901,57
Potencia de cálculo (W.)	9.901,57

LONGITUD MÁS DESFAVORABLE 37

10	mm²

Longitud (m.)	e (v.)	e(%)
37	1,73	0,228

Comprobación sección conductor por Intensidad máxima admisible (TABLA 2)

	Intensidad	
Para sección 10 mm²	61,00	**SECCIÓN VÁLIDA**

TRAMO 2 (C.C.) CAJA DC3 - INVERSOR 3

Tipo canalización: En Bandeja

Tensión de servicio (V.)	758,16
Intensidad$_{cc}$ de una rama (A.)	**78,36**
Intensidad$_{cc}$ de cálculo (125%)(A.)	**97,95**
Potencia a instalar (W.)	59.409,42
Potencia de cálculo (W.)	59.409,42

LONGITUD MÁS DESFAVORABLE 525

185	mm²

Longitud (m.)	e (v.)	e(%)
525	7,94	1,048

Comprobación sección conductor por Intensidad máxima admisible (TABLA 2)

	Intensidad	
Para sección 1x185 mm²	304,00	**SECCIÓN VÁLIDA**

COMPROBACION ELECCION DE CONDUCTORES PARTE C.C.

LA CAÍDA DE TENSIÓN TOTAL SUMA DE LAS CAÍDAS DE TENSIÓN PARCIALES NO PUEDE SUPERAR EL 1,5%

	Sección	Longitud	e (%)
TRAMO 1	**10**	**37**	**0,228**
TRAMO 1	**185**	**525**	**1,048**
		Total (%)	**1,275**

SECCIONES VÁLIDAS

TRAMO 3 (C.A.) INVERSOR-CAJA PROTECCIONES C.A. (C.G.B.T.)

Tipo canalización Bandeja
Caída de tensión máx. 0,97%

Tensión de servicio (V.)	400,00	
Intensidad (A.)	**75,00**	(Corriente máxima inversor)
Factor de potencia	1,00	
Potencia nominal (W.)	50.000	
Potencia máxima (W.)	50.000	

LONGITUD MÁS DESFAVORABLE 5 m.

METODO 1

Cálculo sección en función de la longitud

LONGITUD	Sección (mm^2)	$S_{inmedita\ super.}$	Imax
5	2,75	**6,0**	49

METODO 2

Caídas de tensión para diferentes secciones de 70 mm² y 50 mm²

70 mm²		
Longitud (m.)	e (v.)	e(%)
5	0,20	0,05

50 mm²		
Longitud (m.)	e (v.)	e(%)
5	0,28	0,07

Comprobación sección conductor por Intensidad máxima admisible.

	Intensidad	
Para sección 70 mm²	246,00	SECCIÓN VÁLIDA
Para sección 50 mm²	195,00	SECCIÓN VÁLIDA

ESCOJEMOS UNA SECCIÓN DE 50 mm²

COMPROBACION ELECCION DE CONDUCTORES PARTE C.A. + C.C.

LA CAÍDA DE TENSIÓN TOTAL SUMA DE LAS CAÍDAS DE TENSIÓN PARCIALES NO PUEDE SUPERAR EL 1.5%

	Sección	Longitud	e (%)
TRAMO 2	50	5	0,071

Caída de tensión TOTAL

Total (%)	1,35	SECCIONES VÁLIDAS

INVERSOR 1					
Suelo	Agua Sur 30º	ST1	1x18	MPPT 01	Cyan
		ST2	1x18		Verde claro
		ST3	1x18		Magenta
		ST4	1x18		Amarillo huevo
		ST5	1x18		Azul
		ST6	1x18		Rojo
		ST7	1x18		Verde
		ST8	1x18		209 Rosa
		ST9	1x18		147 Morado
		ST10	1x18		153 Granate
		ST11	1x18		242 Naranja
Total módulos			198		
Total Potencia			108.900		

INVERSOR 1				
SECCIÓN	MODULO -INVERSOR			
STRINGS	2x1x6 mm²(+)	2x1x6 mm²(-)	2x1x10 mm² (+)	2x1x10 mm² (-)
ST1			37	37
ST2			26	26
ST3			26	26
ST4			35	35
ST5			35	35
ST6			20	20
ST7			20	20
ST8			20	20
ST9			20	20
ST10			5	5
ST11			5	5
	0	**0**	**249**	**249**

2x1x6 mm²(+)	0
2x1x6 mm²(-)	0
2x1x10 mm² (+)	249
2x1x10 mm² (-)	249

INVERSOR 2					
Suelo	Agua Sur 30º	ST1	1x18	MPPT 01	Cyan
		ST2	1x18		Verde claro
		ST3	1x18		Magenta
		ST4	1x18		Amarillo huevo
		ST5	1x18		Azul
		ST6	1x18		Rojo
		ST7	1x18		Verde
		ST8	1x18		209 Rosa
		ST9	1x18		147 Morado
		ST10	1x18		153 Granate
		ST11	1x18		242 Naranja
Total módulos			198		
Total Potencia			108.900		

INVERSOR 2				
SECCIÓN	MODULO -INVERSOR			
STRINGS	2x1x10 mm² (+)	2x1x10 mm² (-)	2x1x16 mm² (+)	2x1x16 mm² (-)
ST1			106	106
ST2			106	106
ST3			95	95
ST4	30	30		
ST5	30	30		
ST6	22	22		
ST7	22	22		
ST8	42	42		
ST9	5	5		
ST10	5	5		
ST11	22	22		
	178	**178**	**307**	**307**

2x1x10 mm² (+)	178
2x1x10 mm² (-)	178
2x1x16 mm² (+)	307
2x1x16 mm² (-)	307

INVERSOR 3					
Suelo	Agua Sur 30º	ST1	1x18	MPPT 01	Cyan
		ST2	1x18		Verde claro
		ST3	1x18		Magenta
		ST4	1x18		Amarillo huevo
		ST5	1x18		Azul
		ST6	1x18		Rojo
Total módulos			108		
Total Potencia			59.400		

INVERSOR 3				
SECCIÓN	MODULO -INVERSOR			
STRINGS	2x1x6 mm²(+)	2x1x6 mm²(-)	2x1x10 mm² (+)	2x1x10 mm² (-)
ST1			37	37
ST2			23	23
ST3			23	23
ST4			21	21
ST5			5	5
ST6			5	5
	0	**0**	**114**	**114**

2x1x6 mm²(+)	0
2x1x6 mm²(-)	0
2x1x10 mm² (+)	114
2x1x10 mm² (-)	114

13.3.5. DISEÑO DE LOS STRINGS DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA.

A continuación, se incluyen los resultados de configuración de la potencia pico de la instalación, correspondientes al programa “Solar Creator” del fabricante de un posible inversor. Se realiza la simulación para los módulos a instalar (504), dos inversores de 100 kW y uno de 50 KW.

INVERTER

Potencia en CA total
250,00 kVA

Número total de inversores
3

2 x Tauro Eco 100-3-P

Relación de potencia	Potencia @ 25°C	Factor de corriente	Series fotovoltaicas x Módul	Series fotovoltaicas x Módulos
114%	108,90 kW	1,09	6 x 18	5 x 18

PV1	
Campo fotovoltaico	6 x 18
Voltaje MPP 70 °C	666,04 V
Tensión sin carga a -10 °C	829,81 V
Voltaje MPP en 0 °C	809,34 V
Tensión sin carga a 70 °C	666,04 V
MPP corriente a 25 °C	78,36 A
Corriente de cortocircuito a 25 °C	104,33 A
Potencia MPP a 25 °C	59,40 kWp
Fusibles de string requeridos	No
Caja de string requerida	No
Pérdida de rendimiento	No

PV2	
Campo fotovoltaico	5 x 18
Voltaje MPP 70 °C	666,04 V
Tensión sin carga a -10 °C	829,81 V
Voltaje MPP en 0 °C	809,34 V
Tensión sin carga a 70 °C	666,04 V
MPP corriente a 25 °C	65,30 A
Corriente de cortocircuito a 25 °C	86,94 A
Potencia MPP a 25 °C	49,50 kWp
Fusibles de string requeridos	No
Caja de string requerida	No
Pérdida de rendimiento	No

1.0.2315.1 2/5/2023, 17:53:16 ID: 163371

Fronius

1 x Tauro Eco 50-3-P

Relación de potencia	Potencia @ 25°C	Factor de corriente	Series fotovoltaicas x Módul	Series fotovoltaicas x Módulos
114%	59,40 kW	1,19	3 x 18	3 x 18

PV1	
Campo fotovoltaico	3 x 18
Voltaje MPP 70 °C	666,04 V
Tensión sin carga a -10 °C	829,81 V
Voltaje MPP en 0 °C	809,34 V
Tensión sin carga a 70 °C	666,04 V
MPP corriente a 25 °C	39,18 A
Corriente de cortocircuito a 25 °C	52,16 A
Potencia MPP a 25 °C	29,70 kWp
Fusibles de string requeridos	No
Caja de string requerida	No
Pérdida de rendimiento	No
PV2	
Campo fotovoltaico	3 x 18
Voltaje MPP 70 °C	666,04 V
Tensión sin carga a -10 °C	829,81 V
Voltaje MPP en 0 °C	809,34 V
Tensión sin carga a 70 °C	666,04 V
MPP corriente a 25 °C	39,18 A
Corriente de cortocircuito a 25 °C	52,16 A
Potencia MPP a 25 °C	29,70 kWp
Fusibles de string requeridos	No
Caja de string requerida	No
Pérdida de rendimiento	No

1.0.2315.1 2/5/2023, 17:53:16 ID: 163371

El resultado para una potencia pico de 277.200 W es favorable.

13.4. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL GENERADOR Y PÉRDIDAS POR SOMBRAS.

13.4.1. ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL GENERADOR.

El emplazamiento no presenta sombreados de arbolado.

El único obstáculo es el cableado aéreo de alta tensión que cruza la parcela de suroeste a noreste, pero la sombra que se proyecta sobre los módulos es despreciable.

Debido a que los módulos se ubicarán en estructura sobre un plano de 30º, se han respetado las distancias entre las filas, de manera que no se generarán sobras entre ellos. Los cálculos se establecerán para evitar sombras en las peores condiciones del año y día, si bien se tendrá también en consideración que las exigencias de consumo máximo será en época veraniega y no en el peor día del año (diciembre).

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla I.

	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI + S)
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Tabla 1

La instalación de los módulos fotovoltaicos se realizará con azimut de 0º respecto al sur, con una inclinación de los paneles fotovoltaicos de 30º sobre la horizontal, sobre estructura de aluminio del sistema Cantábrico del fabricante Alusin Solar.

13.4.2. ESTUDIO DE SOMBRAS

El emplazamiento presenta sombreados externos y la distancia entre estos y los módulos se establecerá para evitar sombras entre ellas en las peores condiciones del año y del día.

Las pérdidas producidas por sombras se expresan como porcentaje de la radiación solar que incidiría sobre la mencionada superficie de no existir sombra alguna.

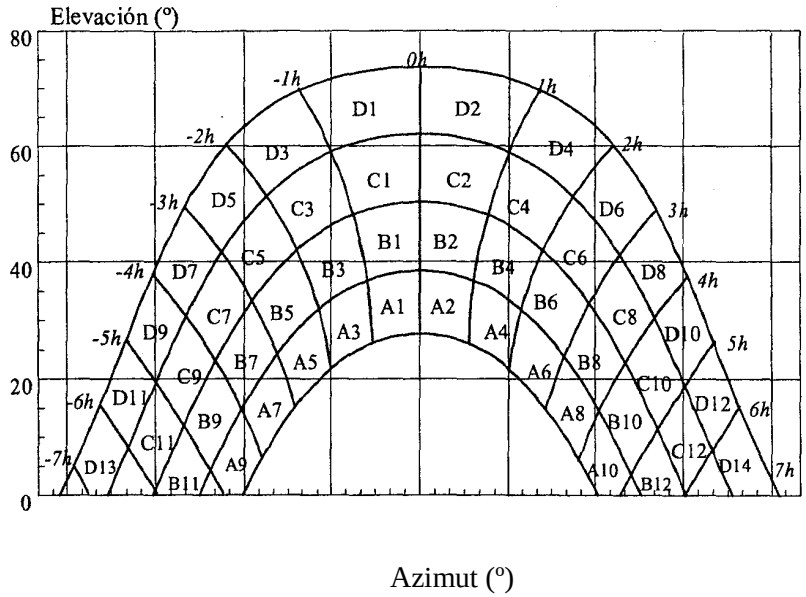
El método empleado consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie del estudio con el diagrama de trayectorias del Sol (figura 1) componiéndose de los siguientes pasos:

Obtención del perfil de obstáculos

Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimut (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Para ello se utilizará un teodolito.

Representación del perfil de obstáculos

Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de la figura 1, en el que se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares. Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2..., D14).



Azimut (º)

Fig. 1. Diagrama de trayectorias del Sol. (Nota: los grados de ambas escalas son sexagesimales)

Selección de la tabla de referencia para los cálculos

Cada una de las porciones de la figura 1 representa el recorrido del Sol en un cierto período de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo. Deberá escogerse como referencia para el cálculo la tabla más adecuada de entre las que se incluyen en este anexo.

Cálculo final

La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0,25, 0,50, 0,75 ó 1.

Tablas de referencia

Las tablas incluidas en esta sección se refieren a distintas superficies caracterizadas por sus

ángulos de inclinación y orientación (β y α, respectivamente). Deberá escogerse aquella que resulte más parecida a la superficie de estudio. Los números que figuran en cada casilla se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente (véase la figura 1) resultase interceptada por un obstáculo.

Tablas de referencia:

β=35° α=0º	A	B	C	D
13	0.00	0.00	0.00	0.03
11	0.00	0.01	0.12	0.44
9	0.13	0.41	0.62	1.49
7	1.00	0.95	1.27	2.76
5	1.84	1.50	1.83	3.87
3	2.70	1.88	2.21	4.67
1	3.15	2.12	2.43	5.04
2	3.17	2.12	2,33	4.99
4	2.70	1.89	2.01	4.46
6	1.79	1,51	1,65	3.63
B	0,98	0,99	1.08	2.55
10	0.11	0.42	0.52	1.33
12	0,00	0,02	0.10	0.40
14	0,00	0,00	0.00	0.02

β=0° α=0º	A	B	C	D
13	0.00	0.00	0.00	0.03
11	0.00	0.01	0.18	1.05
9	0.05	0.32	0.70	2.23
7	0.52	0.77	1.32	3.56
5	1.11	1.26	1.85	4.66
3	1.75	1.60	2.20	5.44
1	2.10	1.81	2.40	5.78
2	2.11	1.80	2.30	5.73
4	1.75	1.61	2.00	5.19
6	1.09	1.26	1.65	4.37
B	0.51	0.82	1.11	3.28
10	0.05	0.33	0.57	1.98
12	0.0	0.02	0.15	0.96
14	0.00	0.00	0.00	0.17

β=90° α=0°	A	B	C	D
13	0.00	0.00	0.00	0.03
11	0.00	0.01	0.02	0.15
9	0.23	0.5	0.37	0.10
7	1.66	1.06	0.93	0.78
5	2.76	1.62	1.43	1.68
3	3.83	2.00	1.77	2.36
1	4.36	2.23	1.98	2.69
2	4.40	2.23	1.91	2.66
4	3.82	2.01	1.62	2.26
6	2.68	1.62	1.30	1.58
B	1.62	1.09	0.79	0.74
10	0.19	0.49	0.32	0.10
12	0.00	0.02	0.02	0.13
14	0.0	0.00	0.00	0.13

β=35° α=30°	A	B	C	D
13	0.00	0.00	0.00	0.03
11	0.00	0.01	0.03	0.06
9	0.02	0.10	0.19	0.56
7	0.54	0.55	0.78	1.80
5	1.32	1.12	1.40	3.06
3	2.24	1.60	1.92	4.14
1	2.89	1.98	2.31	4.87
2	3.16	2.15	2.40	5.20
4	2.93	2.08	2.23	5.02
6	2.14	1.82	2.00	4.46
B	1.33	1.36	1.48	3.54
10	0.18	0.71	0.8	2.26
12	0.00	0.06	0.32	1.17
14	0.00	0.00	0.00	0.22

β=90° α=30º	A	B	C	D
13	0.10	0.00	0.00	0.33
11	0.06	0.01	0.15	0.51
9	0.56	0.06	0.14	0.43
7	1.80	0.04	0.07	0.31
5	3.06	0.55	0.22	0.11
3	4.14	1.16	087	0.67
1	4.87	1.73	1.49	1.86
2	5.20	2.15	1.88	2.79
4	5.02	2.34	2.02	3.29
6	4.46	2.28	2.05	3.36
B	3.54	1.92	1.71	2.98
10	2.26	1.19	1.19	2.12
12	1.17	0.12	0.53	1.22
14	0.22	0.00	0.00	0.24

β=35° α=60°	A	B	C	D
13	0.00	0.00	0.00	0.14
11	0.00	0.00	0.08	0.16
9	0.02	0.04	0.04	0.02
7	0.02	0.13	0.31	1.02
5	0.64	0.68	0.97	2.39
3	1.55	1.24	1.59	3.70
1	2.35	1.74	2.12	4.73
2	2.85	2.05	2.38	5.40
4	2.86	2.14	2.37	5.53
6	2.24	1.00	2.27	5.25
B	1.51	1.61	1.81	4.49
10	0.23	0.94	1.20	3.18
12	0.00	0.09	0.52	1.96
14	0.00	0.00	0.00	0.55

β=90° α=60º	A	B	C	D
13	0.00	0.00	0.00	O.43
11	0.00	0.01	0.27	0.78
9	0.09	0.21	0.33	0.76
7	0.21	0.18	0.27	0.70
5	0.10	0.11	0.21	0.52
3	0.45	0.03	0.05	0.25
1	1.73	0.80	0.62	0.55
2	2.91	1.56	1.42	2.26
4	3.59	2.13	1.97	3.60
6	3.35	2.43	2.37	4.45
B	2.67	2.35	2.28	4.65
10	0.47	1.64	1.82	3.95
12	0.00	0.19	0.97	2.93
14	0.00	0.00	0.00	1.00

β=35° α=-30º	A	B	C	D
13	0.00	0.00	0.00	0.22
11	0.00	0.03	0.37	1.26
9	0.21	0.70	1.05	2.50
7	1.34	1.28	1.73	3.79
5	2.17	1.79	2.21	4.70
3	2.90	2.05	2.43	5.20
1	3.12	2.13	2.47	5.20
2	2.88	1.96	2.19	4.77
4	2.22	1.60	1.73	3.91
6	1.27	1.11	1.25	2.84
B	0.52	0.57	0.65	1.64
10	0.02	0.10	0.15	0.50
12	0.00	0.00	0.03	0.05
14	0.00	0.00	0.00	0.08

β=90° α=-30º	A	B	C	D
13	0.00	0.00	0.00	0.24
11	0.00	0.05	0.60	1.28
9	0.43	1.17	1.38	2.30
7	2.42	1.82	1.98	3.15
5	3.43	2.24	2.24	3.51
3	4.12	2.29	2.18	3.38
1	4.05	2.11	1.93	2.77
2	3.45	1.71	1.41	1.81
4	2.43	1.14	0.79	0.64
6	1.24	0.54	0.20	0.11
B	0.40	0.03	0.06	0.31
10	0.01	0.06	0.12	0.39
12	0.00	0.01	0.13	0.45
14	0.00	0.00	0.00	0.27

β=35° α=-60º	A	B	C	D
13	0.00	0.00	0.00	0.56
11	0.0	0.04	0.60	2.09
9	0.27	0.91	1.42	3.49
7	1.51	1.51	2.10	4.76
5	2.25	1.95	2.48	5.48
3	2.80	2.08	2.56	5.68
1	2.78	2.01	2.43	5.34
2	2.32	1.70	2.00	4.59
4	1.52	1.22	1.42	3.46
6	0.62	0.67	0.85	2.20
B	0.02	0.14	0.26	0.92
10	0.02	0.04	0.03	0.02
12	0.00	0.01	0.07	0.14
14	0.00	0.00	0.00	0.12

β=90° α=-60º	A	B	C	D
13	0.00	0.00	0.00	1.01
11	0.00	0.08	1.10	3.08
9	0.55	1.60	2.11	4.28
7	2.66	2.19	2.61	4.89
5	3.36	2.37	2.56	4.61
3	3.49	2.06	2.10	3.67
1	2.81	1.52	1.44	2.22
2	1.69	0.78	0.58	0.53
4	0.44	0.03	0.05	0.24
6	0.10	0.13	0.19	0.48
B	0.22	0.18	0.26	0.69
10	0.08	0.21	0.28	0.68
12	0.00	0.02	0.24	0.67
14	0.00	0.00	0.00	0.36

13.5. DISTANCIA MÍNIMA ENTRE FILAS DE MÓDULOS Y OBSTÁCULOS

La distancia d, medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos y un obstáculo, de altura h, que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

Esta Distancia d será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = \frac{h}{\tan(61^{o} - latitud)}$$

donde 1/ tan(61º-latitud) es un coeficiente adimensional denominado k.

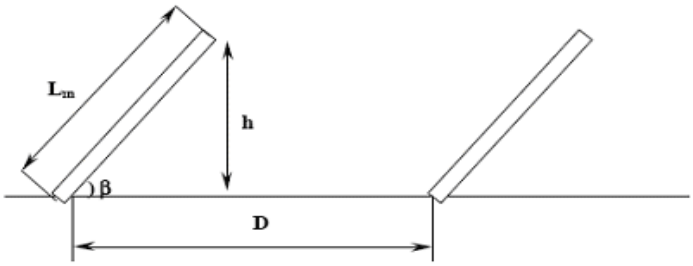


Figura 2: **Distancia entre filas de módulos.**

D: Distancia mínima entre 2 filas consecutivas, en metros [m].

Lm: Longitud del módulo fotovoltaico en metros [m].

β: Inclinación del módulo fotovoltaico con respecto al plano horizontal de montaje.

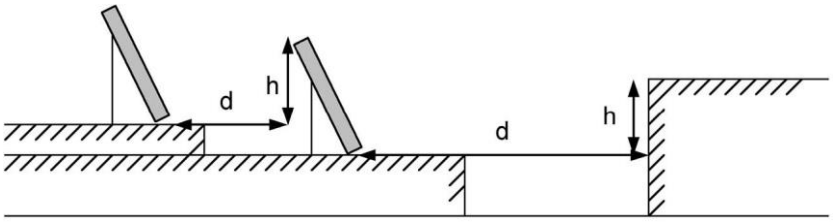
H: Altura solar, es decir, ángulo complementario entre módulo fotovoltaico y plano horizontal de montaje. (H = 90° - β).

h: Altura o distancia vertical entre el plano horizontal de montaje y el extremo del módulo fotovoltaico.

Algunos valores significativos de k se pueden ver en la siguiente tabla en función de la latitud del lugar

Latitud	29º	37º	39º	41º	43º	45º
k	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Con el fin de clarificar posibles dudas respecto a la toma de datos relativos a “h” y “d”, se muestra la siguiente figura:



La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente o entre un obstáculo y los paneles fotovoltaicos no será inferior a la obtenida por la expresión anterior, aplicando h a la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene a las bases de los módulos.

13.6. ACCIONES SOBRE LA ESTRUCTURA

13.6.1. ACCION DEL VIENTO.

La estructura está calculada para soportar los esfuerzos a los que pueda estar sometida. Sin embargo, los anclajes al suelo y la cimentación correspondiente dependerán de las condiciones específicas en las que se vaya a montar la estructura.

La acción del viento será la determinante en este sentido, ya que es la que va a producir mayores solicitaciones mecánicas a la estructura.

La figura siguiente muestra un esquema de la situación más desfavorable que se puede presentar, que es la de viento del norte soplando sobre los paneles. El efecto que va a producir esta acción es la de empujar los paneles hacia arriba y producir un momento que tenderá a girar la estructura.

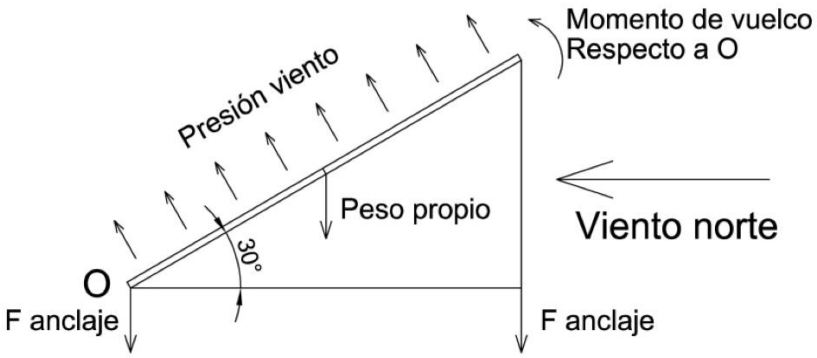


Figura 1: Acción del viento

Para calcular la acción del viento, nos basaremos en el documento Básico SE-AE Acciones en la edificación.

En primer lugar, se determina la velocidad básica del viento para la zona A que es nuestra zona geográfica, y resulta ser Vb = 26 m/s.

La presión dinámica básica vendrá dada por la expresión qb = 0,5 · δ · Vb2, (ec-28), donde δ es la densidad del viento que tomaremos como 1,25 kg/m.

Consideraremos el coeficiente de exposición, dado por la expresión Ce = F (F+7K), (ec-29), donde F es el grado de aspereza que a su vez se determina por la expresión F = K ln(máx(z,Z)/L), (ec-30), siendo z la altura del emplazamiento, que consideraremos 0 al estar a nivel de suelo.

A su vez, los parámetros K, L y Z son los coeficientes de tipo de entorno y se obtienen de la tabla D.2 del citado documento, para la condición II, "Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia".

El llamado coeficiente de presión exterior, Cp, se obtiene de la tabla D.8, ya que asimilaremos los paneles inclinados a una "marquesina a un agua".

La presión estática total vendrá dada por la expresión: Pv = qb · Ce · Cp, (ec-31), y será la que consideraremos en nuestros diagramas de esfuerzos.

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos al realizar los cálculos sobre el diagrama de la figura anterior.

Velocidad básica en zona A, de tablas	Vb	26	m/s
Densidad, dato	d	1,25	kg/m3
Presión básica calculada	qb	422,50	N/m2
Coeficientes tipo de entorno			
Tabla D2, tipo aspereza II	k	0,17	
	L	0,01	m
	Z	1	m
Grado de aspereza calculado	F	0,78	
Coeficiente de exposición calculado	Ce	1,54	
Coeficiente de presión exterior, de tabla D8	Cp	-1,5	
Presión estática calculada qb · Ce · Cp		-978,84	N/m2
Peso panel		18	kg
Inclinación		30	º
Largo panel		1,675	m
Ancho panel		1,001	m
Presión por peso calculada		9,30	kg/m2
Presión resultante calculada		-90,48	kg/m2
Fuerza calculada de anclaje lineal a efectos de giro por momento		**175,01**	**kg /m**
Fuerza calculada de anclaje lineal a efectos de levantamiento		131,25	kg /m

Adoptaremos un anclaje a lo largo de la longitud de la estructura que garantice una fuerza de agarre superior a 175 kg por metro lineal de estructura. Teniendo en cuenta que estos anclajes se dispondrán en cada triangulo estructural, y éstos se sitúan cada 6 metros, la resistencia a tracción que debe garantizar el anclaje será 175 · 6 = 1050 kg.

13.7. CÁLCULO DE CIMIENTOS

Por último, la zapata de hormigón que habría que construir para el anclaje de los pernos, debe ser tal que garantice con su peso propio la fuerza máxima que deberá soportar.

La dimensión mínima que deberá tener una zapata de 1 metro de profundo se obtendrá dividiendo la carga lineal que tiene que soportar, por la densidad del material. Se toma como densidad del hormigón 2.400 kg/m^3, con lo que resulta una sección para la zapata de

$$Sz = \frac{175\ kg/m}{2400\ kg/m3} = 729\ cm^2$$

Se adopta una zapata de dimensiones 1,40 x 0, 40 x 1,00 m

Ruijas, mayo de 2023

ZUAZO INGENIEROS, S.L.

JAVIER MTZ. DE ZUAZO LETAMENDI — MIKEL MTZ. DE ZUAZO LETAMENDI

zuazo INGENIEROS SL ingeniería y arquitectura
CIF: B-01245562
Eduardo Dato Nº 43 - 3º Dcha. 01005 Vitoria-Gasteiz

INGENIERO AGRONOMO — INGENIERO TÉCNICO AGRICOLA E. A.

APÉNDICE Nº1: SIMULACIÓN COMPORTAMIENTO RESISTENTE SISTEMA ESTRUCTURAL CANTÁBRICO PARA SOPORTE PANELES PV

INFORME:

SIMULACIÓN COMPORTAMIENTO RESISTENTE SISTEMA ESTRUCTURAL CANTÁBRICO PARA SOPORTE PANELES PV.

- **INFORME:** 016R2021_00_00
- **DENOMINACIÓN:** SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO RESISTENTE SISTEMA ESTRUCTURAL CANTÁBRICO PARA SOPORTE PANELES PV.
- **ÍTEM:** SISTEMA ESTRUCTURAL CANTÁBRICO 30º.
- **CLIENTE:** ALUSÍN SOLAR, S.L.
- **ELABORADO POR:** TÁCTICA DESARROLLO INDUSTRIAL S.L.

Ed/Rev	Modificaciones	Fecha
0/0	Edición original	02-02-21

Ed/Rev	Elaborado por:	Revisado por:	Aprobado por:
0/0	J.F.M	J.L.S.	J.L.S.

ÍNDICE

1. OBJETO **3**
2. ANTECEDENTES **3**
3. ORDENACIÓN DEL TRABAJO **3**
4. METODOLOGÍA **4**
4.1. ESTADOS LÍMITES **4**
4.1.1. ESTADOS LÍMITE ÚLTIMOS (ELU) 4
4.1.2. ESTADOS LÍMITE DE SERVICIO (ELS) 5
4.2. PROCEDIMIENTO DE TRABAJO **5**
5. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA: MODELIZACIÓN **6**
5.1. MODELIZACIÓN **8**
6. DISCRETIZACIÓN EN ELEMENTOS FINITOS **10**
6.1. ELEMENTO BEAM 189 ..... **10**
6.2. ELEMENTO SHELL63 ..... **10**
6.3. ELEMENTO LINK10 ..... **11**
7. PROPIEDADES DE LOS MATERIALES **12**
8. CONDICIONES DE CONTORNO **13**
8.1. APOYOS **13**
8.2. ACCIONES **13**
8.3. CASOS DE CARGA **14**
9. TÉCNICA DE CÁLCULO **16**
9.1. ANÁLISIS ESTÁTICO **16**
9.2. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD ELÁSTICA **17**
10. POSTPROCESO DE RESULTADOS **17**
10.1. RESULTADOS ANÁLISIS ESTÁTICO **18**
10.1.1. ESTABILIDAD ESTÁTICA: VUELCO 18
10.1.2. RESISTENCIA:TENSIONES 20
10.1.3. DESPLAZAMIENTOS:FLECHAS 22
10.2. RESULTADOS ANÁLISIS ESTABILIDAD ELÁSTICA **23**
11. VALIDACIÓN RESULTADOS Y COMPROBACIONES ADICIONALES **25**
11.1. REACCIONES **25**
11.2. VERIFICACIÓN CONTRAPESO (CIMENTACIÓN) **26**
11.2.1. COMPROBACIÓN TENSIONES TRANSMITIDAS AL TERRENO 26
11.2.2. COMPROBACIÓN A VUELCO 28
11.2.3. COMPROBACIÓN A DESLIZAMIENTO 29
12. CONCLUSIONES **30**

1. OBJETO

El presente trabajo desarrolla la comprobación del comportamiento resistente del sistema de soportes para paneles fotovoltaicos basado en perfiles de aluminio denominado 'Sistema Cantábrico', instalado sobre zapatas a un ángulo de inclinación de 30º en relación al plano horizontal.

El peticionario del presente estudio ha sido la empresa ALUSIN SOLAR S.L., quien también ha proporcionado los datos necesarios para poder acometer el estudio.

El objetivo del presente estudio será la comprobación del comportamiento resistente del conjunto de los perfiles que configuran el SISTEMA estructural CANTÁBRICO, frente a los distintos modos de fallo originados por las cargas climáticas normativas, todo ello a partir de la documentación y los datos proporcionados por ALUSIN SOLAR S.L., validando el mismo para la configuración propuesta.

2. ANTECEDENTES

Se han establecido, de mutuo acuerdo con ALUSIN SOLAR S.L., los siguientes ítems de estudio:

- Construcción de un modelo PARAMÉTRICO de elementos finitos que permita reproducir los distintos modos de fallo aplicables al SISTEMA CANTÁBRICO con 30º de inclinación en sus pórticos y posición vertical de los paneles PV, frente a la carga de viento normativa.

- Elaboración de un informe justificativo con las conclusiones obtenidas.

Desarrollado todo el trabajo de simulación, se procede a la emisión del presente documento como cierre de proyecto.

3. ORDENACIÓN DEL TRABAJO

Para valorar la seguridad estructural del SISTEMA en estudio, se ha optado por realizar un análisis en profundidad con la ayuda de un modelo paramétrico 3D, buscando reproducir los modos de fallo predominantes, como consecuencia de las condiciones de contorno aplicables (cargas y apoyos).

Así, la memoria propiamente dicha, comienza con la METODOLOGÍA seguida en el estudio y la DESCRIPCIÓN DEL CONJUNTO y su MODELIZACIÓN, de manera que los esquemas de cálculo adoptados con sus inevitables simplificaciones permitan reproducir los distintos estados límites o modos de fallo posibles.

Se continúa con la DISCRETIZACIÓN EN ELEMENTOS FINITOS, describiendo los elementos finitos empleados, sus opciones y la teoría que subyace a su formulación, así como con la enumeración de las PROPIEDADES DE LOS MATERIALES y las CARGAS Y CONDICIONES DE CONTORNO empleadas en cada caso.

Posteriormente se comenta la TÉCNICA DE CÁLCULO, donde se analizan los algoritmos de solución empleados en cada caso, para dar paso a la fase de POSTPROCESO DE RESULTADOS, donde se revisan tanto los RESULTADOS del ANÁLISIS ESTÁTICO: TENSIONES EN RESISTENCIA y FLECHAS EN DESPLAZAMIENTOS, así como la ESTABILIDAD ESTÁTICA Y la ESTABILIDAD ELÁSTICA: MODOS DE PANDEO obtenidos (globales y locales).

Por último, en la VALIDACIÓN DE RESULTADOS y en las CONCLUSIONES, se realizan los comentarios finales que matizan el presente informe.

A lo largo del mismo, se incluyen distintas figuras con las visualizaciones tanto del modelo, como de los resultados obtenidos.

4. METODOLOGÍA

Metodológicamente en el trabajo se distinguen dos fases fundamentales:

- En una primera fase se valoran los distintos "estados límite" o modos de fallo, según los factores susceptibles de condicionar la seguridad del conjunto.
- En una segunda fase se simulan los efectos de la aplicación de los mismos sobre la estructura en estudio, con ayuda del método de los elementos finitos.

4.1. ESTADOS LÍMITES

En el método de los estados límite, se definen éstos como aquellas situaciones para las que, de ser superadas, puede considerarse que la estructura (o elemento estructural) no cumple alguna de las funciones para las que ha sido proyectada.

Generalmente los estados límites se clasifican en:

- Estados límite últimos.
- Estados límite de servicio.

4.1.1. ESTADOS LÍMITE ÚLTIMOS (ELU)

Se relacionan con la seguridad del conjunto y sus elementos resistentes, siendo todos aquellos modos de fallo que pueden producir una puesta fuera de servicio el SISTEMA, por colapso o por rotura del conjunto, o una parte del mismo.

Tras valorar las acciones que debe soportar la estructura en estudio, se consideran como significativos los siguientes modos de fallo:

- Resistencia, sin superar el valor de agotamiento de tensiones en ninguno de sus puntos.
- Pérdida de la estabilidad estática.
- Pérdida de la estabilidad elástica global (en todo el conjunto) o local (en alguna barra o pieza).

No se considera el estado límite de fatiga, al no verse la estructura sometida a ciclos de carga repetidos de forma continuada, según las indicaciones recibidas (comportamiento estático).

4.1.2. ESTADOS LÍMITE DE SERVICIO (ELS)

Se consideran como estados límite de servicio o de utilización, todas aquellas situaciones a las que se pueda ver sometido el conjunto y que motiven que no se cumplan los requisitos de funcionalidad, de durabilidad o de aspecto requeridos.

- El estado límite de deformación excesiva (flechas o giros), se comprobará explícitamente.
- El estado límite de vibraciones, caracterizado por la producción en la estructura de vibraciones de una determinada amplitud y frecuencia, función de sus frecuencias naturales de vibración, se considera fuera del presente informe.

En cualquier caso, tanto las uniones, como la ejecución en taller y el eventual montaje en obra, las tolerancias dimensionales y la protección de las superficies, deben respetar todo lo indicado en la correspondiente normativa de aplicación en cada caso.

4.2. PROCEDIMIENTO DE TRABAJO

Debe comprobarse que el SISTEMA ESTRUCTURAL en estudio, no supere ninguno de los estados límite anteriormente definidos.

El procedimiento de comprobación para un cierto estado límite, consiste en deducir, por una parte, el efecto de las acciones aplicadas sobre el esquema resistente y, por otra, la respuesta del mismo para la situación límite en estudio.

El estado límite quedará garantizado si se verifica, con una fiabilidad aceptable, que la respuesta estructural no es inferior que el efecto de las acciones aplicadas.

Para la determinación del efecto de las acciones, debe considerarse la definición de las mismas y los casos de carga contemplados en el apartado 8 del presente informe.

Para la determinación de la respuesta estructural, debe idealizarse tanto la geometría del SISTEMA, como las acciones y las condiciones de apoyo mediante un modelo matemático adecuado, es decir, que sea capaz de reproducir el modo de fallo en estudio.

5. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA: MODELIZACIÓN

En la Figura 1 se resumen de forma gráfica las distintas secciones de los perfiles de aluminio utilizados en el SISTEMA CANTÁBRICO. Adicionalmente, en la Figura 2, se muestra la configuración del SISTEMA en estudio.

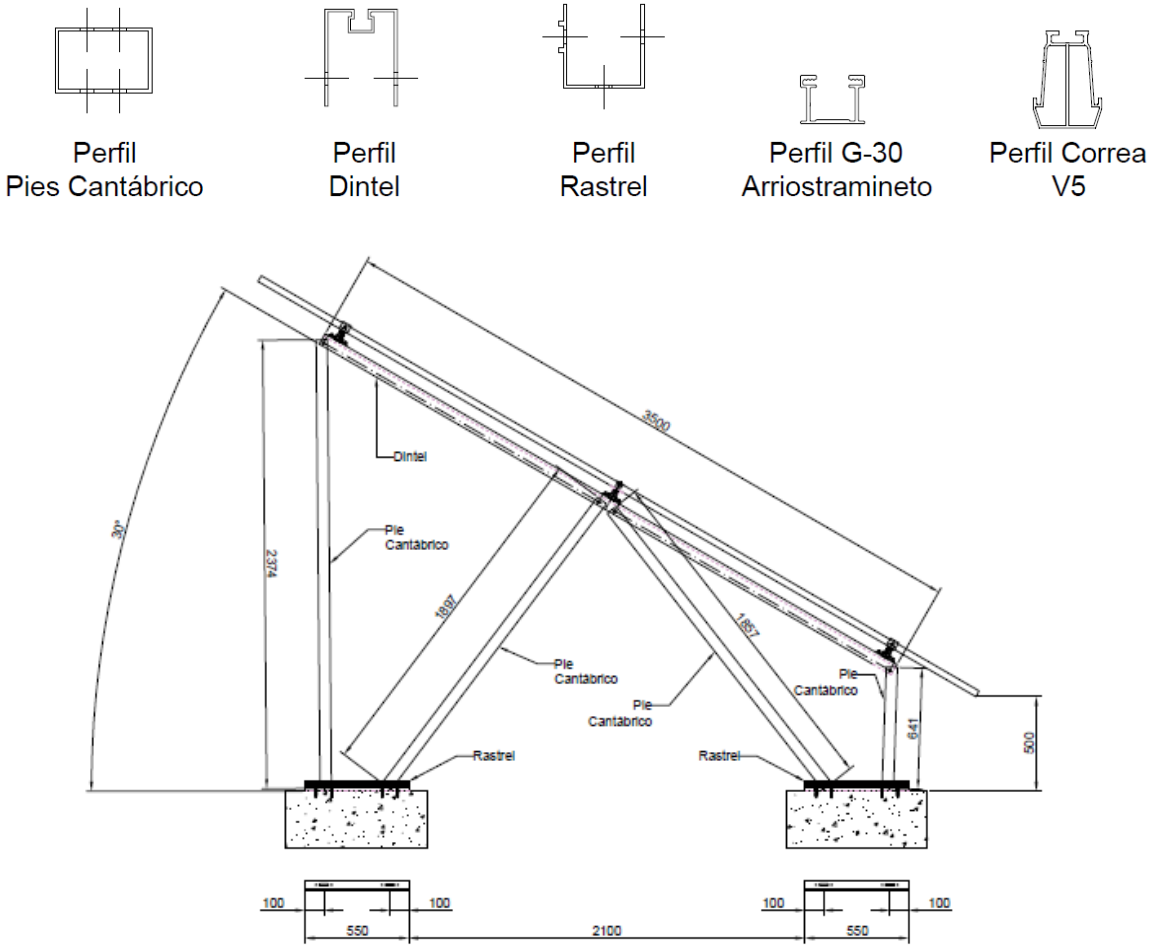


Figura 1: Secciones Perfiles SISTEMA ESTRUCTURAL CANTÁBRICO.

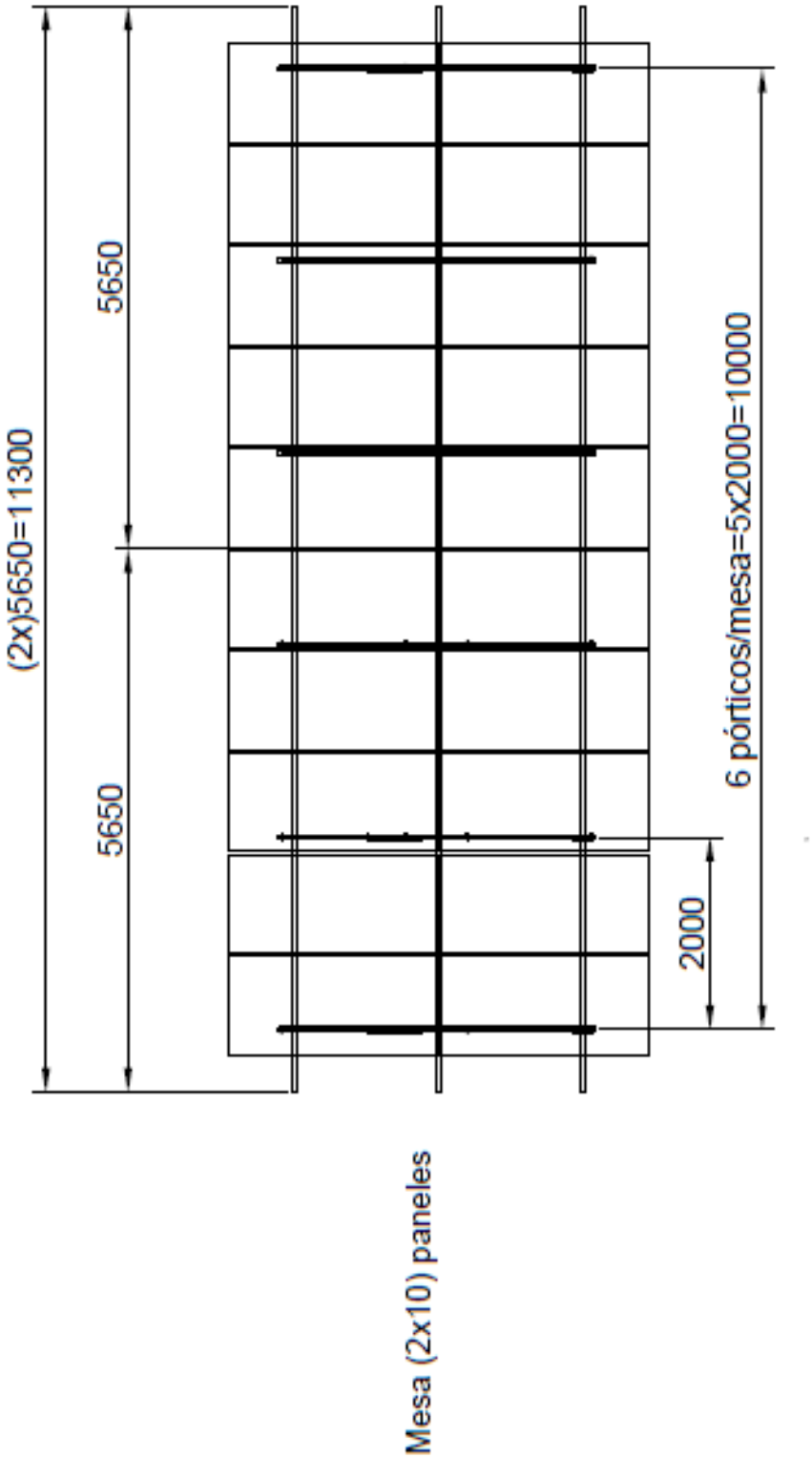


Figura 2: Sistema propuesto.

Para realizar las simulaciones se considera un panel de dimensiones 2.182 mm x 1.029 mm instalado en posición vertical.

La mesa tipo adoptada como modelo para realizar los estudios de simulación se muestra en la Figura 2; está compuesta por 5 vanos (dintel inclinado 30º), separados 2.000 mm, arriostrados en su parte trasera y delantera.

5.1. MODELIZACIÓN

Dado el sistema estructural descrito anteriormente, se plantea su idealización haciendo uso de la ***teoría de la elasticidad en 3D***, con las simplificaciones admitidas por los supuestos de la resistencia de materiales.

De igual forma y en primera aproximación, se presupone un comportamiento **elástico lineal** para el material utilizado.

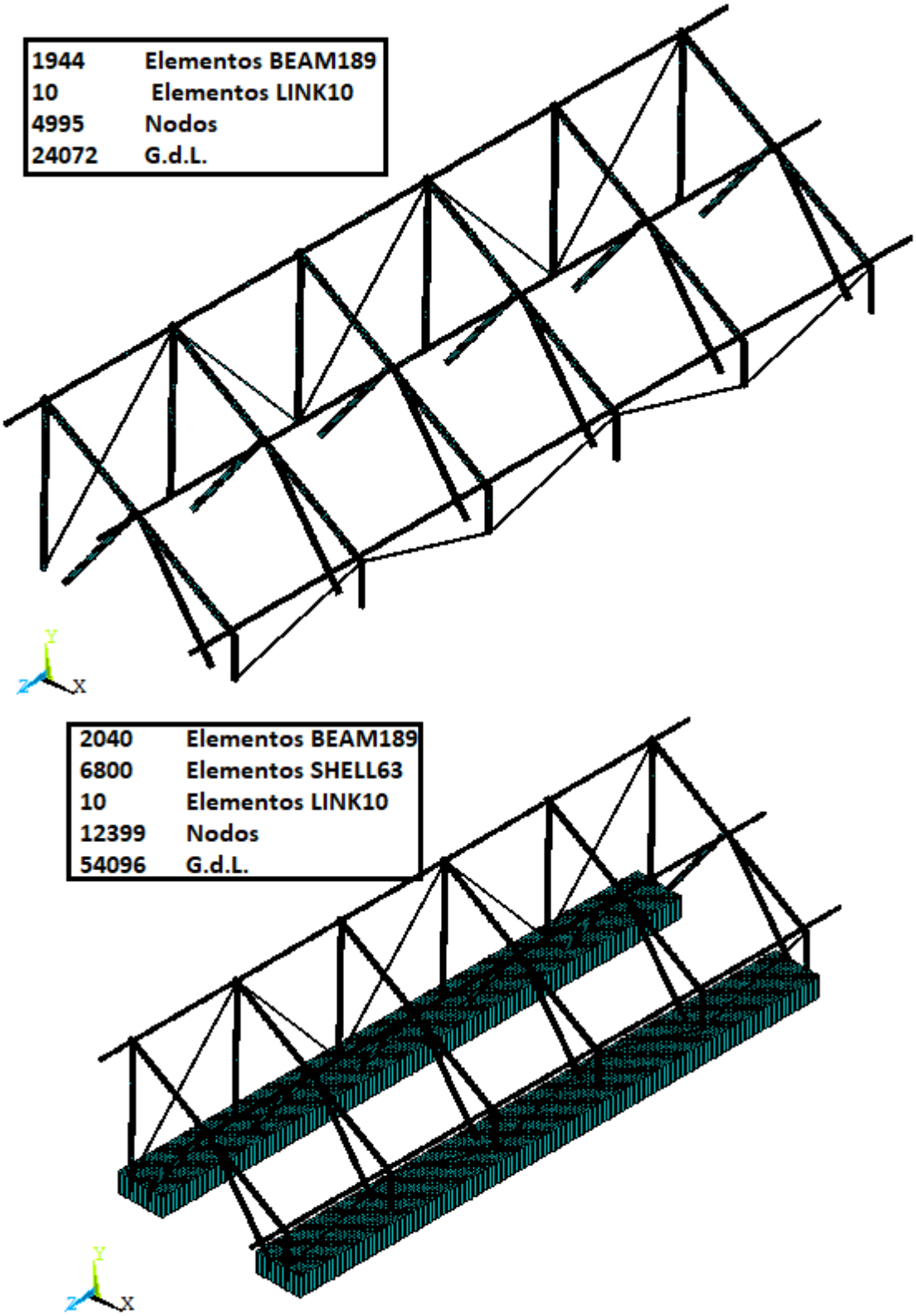


Figura 3: Modelo MEF para la configuración en estudio.

6. DISCRETIZACIÓN EN ELEMENTOS FINITOS

Los distintos elementos empleados en la discretización se describen en los siguientes subapartados.

Para una información complementaria sobre la teoría que sustenta el uso de tales elementos, se remite al lector a la consulta del *Elements Manual* del programa ANSYS en su versión 12.0 o posterior.

6.1. ELEMENTO BEAM 189

Para simular los perfiles extruidos, se decide emplear el elemento Beam189, que se muestra en la siguiente figura.

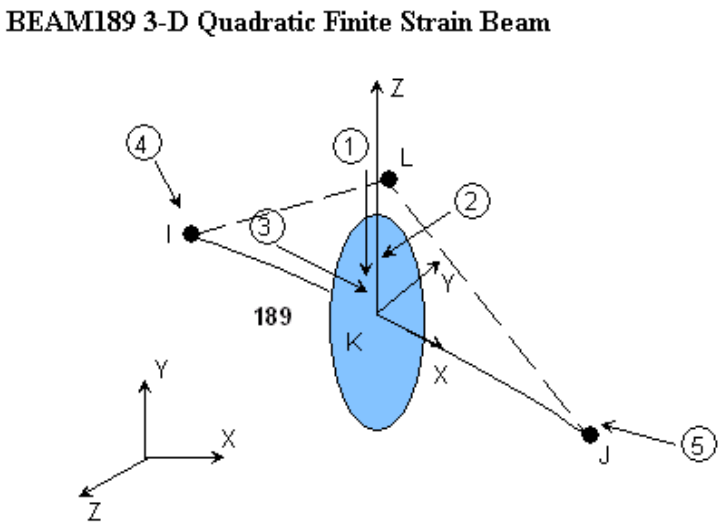


Figura 4: Representación esquemática del elemento BEAM 189.

Se trata de un elemento que implementa la teoría de vigas de Thimoshenko con tres nodos (extremos e intermedio), con lo cual emplea funciones cuadráticas para la interpolación.

Máximo tamaño de arista de cada elemento: 50 mm.

6.2. ELEMENTO SHELL63

Para modelar la cimentación de la estructura se decide emplear el elemento Shell 63 (ver figura 5).

Se trata de un elemento tipo placa con 4 nodos en sus vértices y 6 grados de libertad por nodo.

Una de sus principales características la constituye la posibilidad de definir un coeficiente de balasto (EFS: *Elastic foundation stiffness*) para simular casos de despegue o vuelco de estructuras.

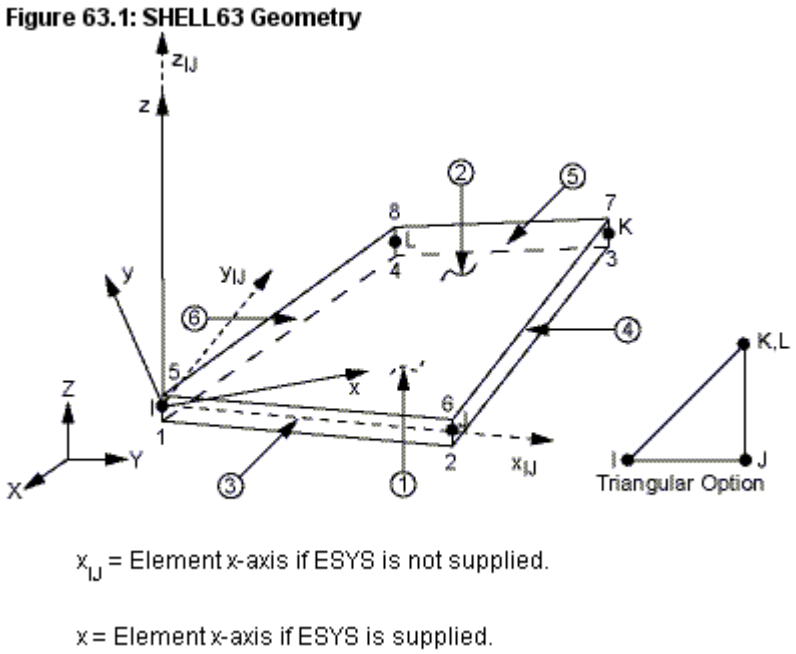


Figura 5: Representación esquemática del elemento SHELL 63.

Máximo tamaño de arista de cada elemento: 50 mm

6.3. ELEMENTO LINK10

Para simular los arriostramientos de los pies delanteros y traseros se ha empleado el elemento LINK10 (ver *Figura 8*).

LINK10 es un elemento que puede usarse en una variedad de aplicaciones de ingeniería. Este elemento se puede usar para modelar armaduras, cables, enlaces, resortes, etc. Es un elemento tridimensional de tracción-compresión uniaxial con tres grados de libertad en cada nodo: traslaciones en los nodos en direcciones x, y y z. Se incluyen la plasticidad, la fluencia, el endurecimiento por tensión y grandes deformaciones.

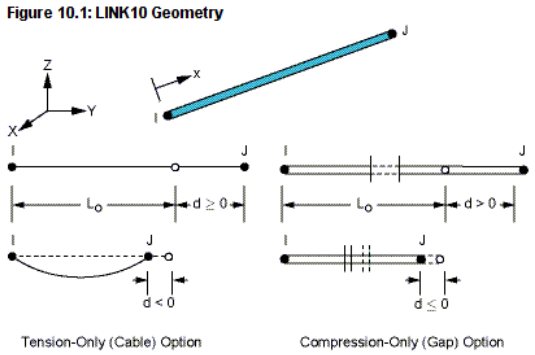


Figura 6: Representación esquemática del elemento LINK10.

7. PROPIEDADES DE LOS MATERIALES

En los siguientes puntos se recogen los valores de las distintas propiedades mecánicas de los materiales a emplear, necesarias para simular el comportamiento estructural del conjunto:

ALUMINIO aleaciones EN AW-6063(T6) y EN AW-6082(T6):

- Módulo de elasticidad.....69.000 MPa
- Módulo de Poisson.....0,33
- Densidad.....2.700 Kg/m^3

De igual forma, la tensión de comparación que se emplea para la comprobación estructural en la etapa de postproceso será de:

EN AW-6063(T6):

- 170 MPa (límite elástico).
- 215 MPa (límite de rotura).

EN AW-6082(T6) (Correas):

- 250 MPa (límite elástico).
- 290 MPa (límite de rotura).

EN AW-6005(T6) (Correas):

- 240 MPa (límite elástico).
- 280 MPa (límite de rotura).

HORMIGÓN ARMADO

- Módulo de elasticidad.....20.000 MPa
- Módulo de Poisson.....0,2
- Densidad.....2.500 Kg/m^3

En cualquier caso y como ya se ha indicado se presupone un comportamiento elástico-lineal de los materiales

8. CONDICIONES DE CONTORNO

Sobre el modelo de elementos finitos, se establecen las condiciones de contorno tanto en desplazamientos impedidos (apoyos), como en cargas, que permiten simular los modos de fallo en estudio.

8.1. APOYOS

Sobre el modelo de elementos finitos, se han impedido los desplazamientos según se indica en las Figuras 6, 7 y 8.

8.2. ACCIONES

Las distintas acciones individuales sobre las configuraciones en estudio se resumen en el presente apartado con sus valores característicos.

Para la valoración de las acciones del viento se ha seguido todo lo indicado en el documento del CTE "Documento Básico SE-AE Acciones en la edificación. Apartado 3.3: Viento" y en el "Anejo D: Acción del viento", adoptando los siguientes parámetros:

- Presión dinámica del viento: 0,45 kN/m^2.
- Grado de aspereza del entorno tipo III, que se corresponde con una “Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas.” presentando un coeficiente de exposición de 1,6 (se considera una altura máxima de las estructuras de 3 m).
- Coeficientes de fuerza siguiendo la tabla 10.3.1 de coeficientes totales de la norma EN 1991-1-4, para marquesinas a un agua inclinadas 30º en relación a la horizontal, obteniendo unos coeficientes de +1.2 en presión y –1.8 en succión; siendo estos los valores máximos que recoge la norma.

Las anteriores consideraciones dan lugar a distintos valores de presión y succión que caracterizan la acción del viento en las distintas situaciones; éstas junto con el resto de las acciones se pasan a resumir en los siguientes puntos.

- Acción variable del viento:
  - Viento Presión: +0,702 kN/m^2
  - Viento Succión: -1,053 kN/m^2
- Carga variable de nieve:
  - 0,5 kN/m^2
- Acciones permanentes:
  - Peso panel solar: 12 kg/m^2, según dimensiones y tamaños habituales en catálogos comerciales.
  - Peso propio de la estructura.

8.3. CASOS DE CARGA

Se consideran los siguientes casos de carga acorde con el documento "Eurocode 1991-1" y aplicándose según "Eurocode 1990"; tanto el peso propio de la estructura, como el peso de los paneles y las acciones climáticas se consideran actuando como cargas distribuidas en las correas.

- CASO DE CARGA I: (Peso propio + Viento en presión + Carga de nieve):
  - ELU: 1,35 x pesos propios + 1,50 x acción del viento + 1,50 x 0,50 x carga de nieve.
  - ELS: 1,00 x pesos propios + 1,00 x acción del viento + 1,00 x 0,50 x carga de nieve.
- CASO DE CARGA II: (Peso propio + Viento en succión):
  - ELU: 0,80 x pesos propios + 1,50 x acción del viento + 1,00 x 0,00 x carga de nieve.
  - ELS: 0,80 x pesos propios + 1,00 x acción del viento + 1,00 x 0,00 x carga de nieve.
- CASO DE CARGA III: (Vuelco por viento):
  - ELU: 0,90 x pesos propios + 1,80 x acción del viento.

En el postproceso de resultados (apartado 10) se utilizará la combinación de acciones de ELU para revisar la resistencia, y la combinación de acciones de ELS para revisar los desplazamientos. La inestabilidad elástica, aunque estrictamente hablando es un Estado Límite Último, se revisará como Estado Límite de Servicio para una mejor interpretación de los multiplicadores de carga, según la técnica de cálculo utilizada.

En la Figura 6, 7 y 8 se muestran las condiciones de contorno correspondientes a los casos de carga I, II y III respectivamente

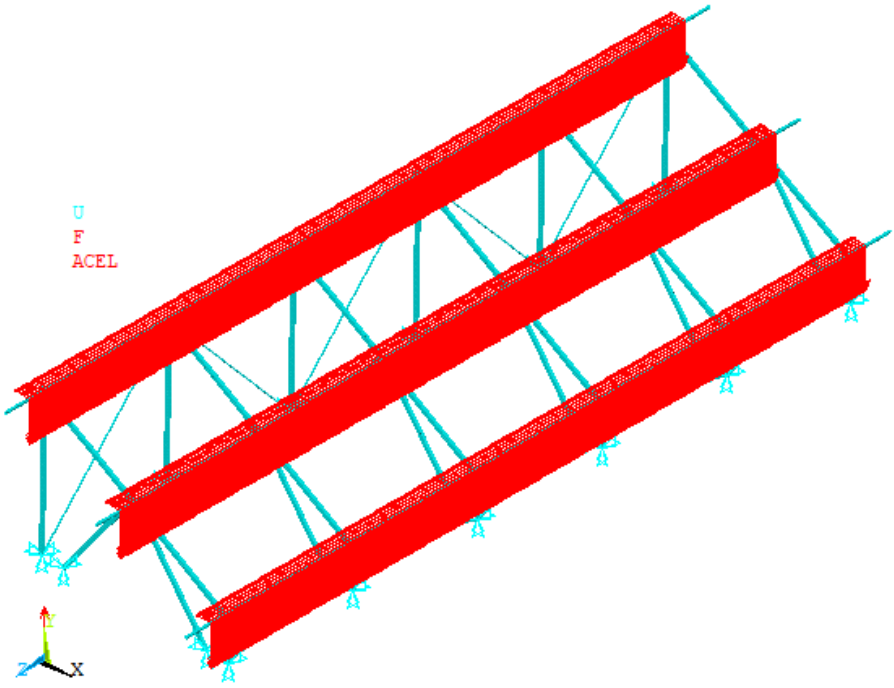


Figura 7: Condiciones de contorno. Caso de carga I.

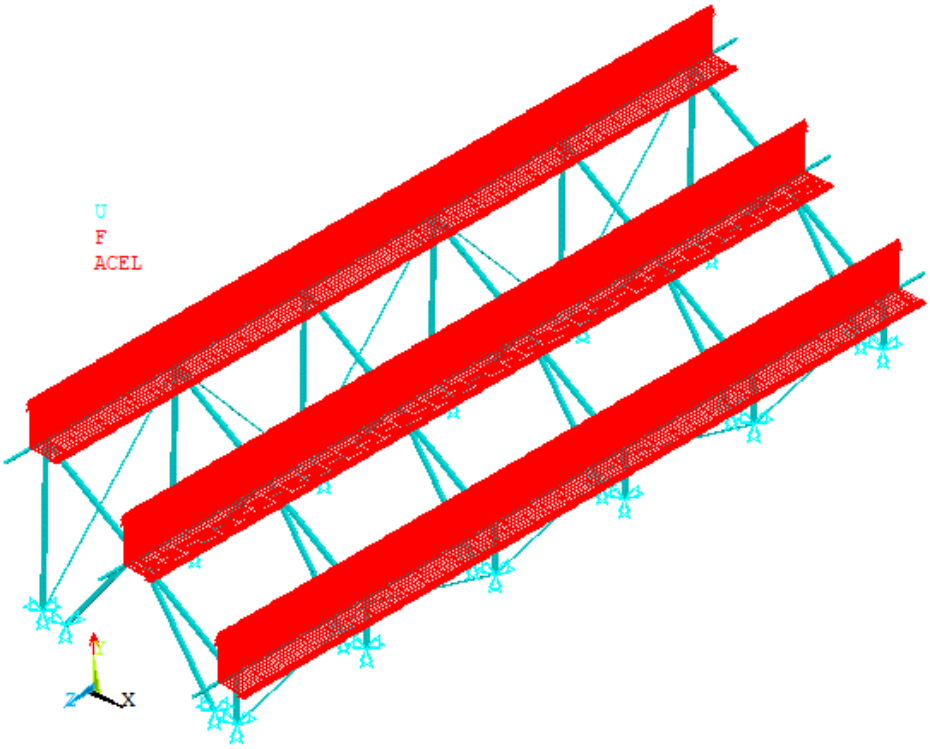


Figura 8: Condiciones de contorno. Caso de carga II.

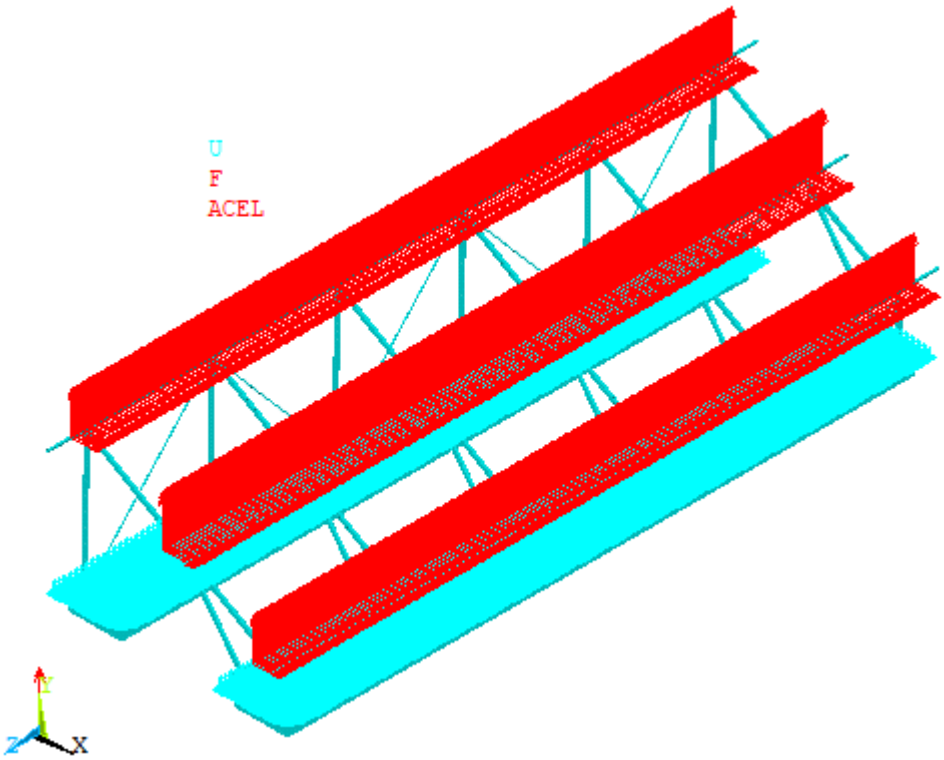


Figura 9: Modelo y condiciones de contorno. Caso de carga III.

9. TÉCNICA DE CÁLCULO

Las condiciones que en principio debe satisfacer todo análisis estructural son las de equilibrio y las de compatibilidad, teniendo en cuenta el comportamiento tenso-deformacional de los materiales.

9.1. ANÁLISIS ESTÁTICO

Se realizará un análisis lineal, basado en la hipótesis de comportamiento elástico-lineal de los materiales y en la consideración del equilibrio en la estructura sin deformar, a partir del siguiente esquema:

$$[K]\{u\} = \{F\}$$

- Siendo:
  - $[K]$ = Matriz de Rigidez de la pieza o conjunto en estudio.
  - $\{u\}$ = Vector de desplazamientos nodales.
  - $\{F\}$ = Vector de fuerzas.

Al tratarse de una discretización que presupone un comportamiento elástico lineal, se origina un sistema de ecuaciones lineales (una para cada grado de libertad) que se resolverán empleando el algoritmo que por defecto presenta ANSYS para solucionar este tipo de problemas: SPARSE DIRECT SOLVER.

9.2. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD ELÁSTICA

En el caso del análisis de estabilidad elástica, correspondiente al estado límite de pandeo, caracterizando la carga de bifurcación de equilibrio o carga crítica, se obtienen los multiplicadores de la carga (autovalores) que llevarían a la pieza o conjunto en estudio a una situación de equilibrio elástico inestable, así como los modos o formas de pandeo asociados a las mismas (autovectores).

La obtención de la carga de bifurcación de equilibrio se plantea a partir de la siguiente formulación:

$$([K]+\lambda_i[S])\{\phi_i\}=\{0\}$$

- Siendo:
  - $[K]$ = Matriz de rigidez de la pieza o conjunto en estudio
  - λ_i = Autovalor
  - $[S]$ = Matriz de rigidización tensional del sistema
  - $\{\phi_i\}$ = Autovector

Posteriormente se aplica el mencionado algoritmo de extracción de **"Block Lanczos"** previsto para estos casos.

10. POSTPROCESO DE RESULTADOS

Se revisarán tanto los distintos campos tenso-deformacionales generados, como la estabilidad estática y elástica.

10.1. RESULTADOS ANÁLISIS ESTÁTICO

En los siguientes puntos se revisa la seguridad a vuelco y se comentan las tensiones y los desplazamientos máximos obtenidos para la configuración estructural en estudio.

10.1.1. ESTABILIDAD ESTÁTICA: VUELCO

La estructura se apoya en dos zapatas corridas de dimensiones 10 m x 0,9 m x 0,4 m. En la siguiente figura se muestran los desplazamientos de la cimentación en el estado límite de vuelco (caso de carga III; apartado 8.3).

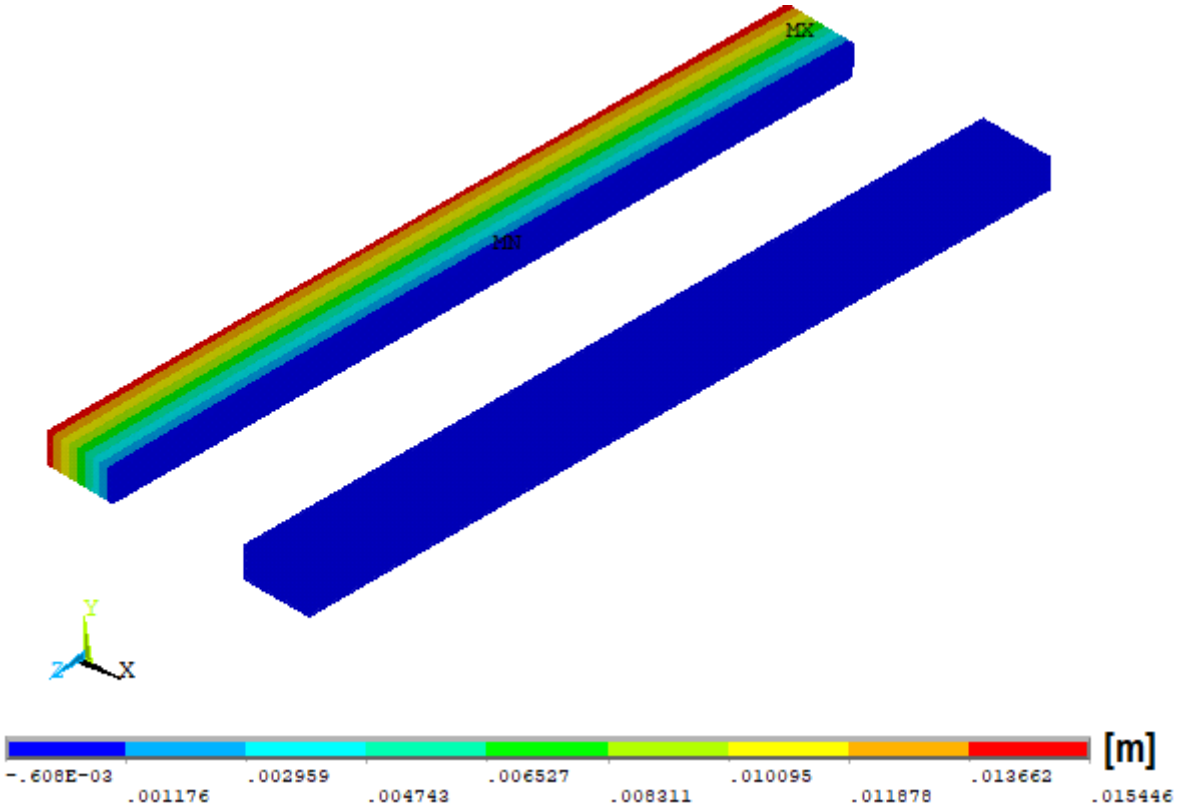


Figura 10: Desplazamientos verticales (Y) [m]. Caso III.

Se puede observar que la estructura apoya y gira sobre el cimiento, manteniendo en cualquier caso su estabilidad estática como conjunto (el cálculo implica un contacto elástico entre la base del cimiento y el terreno con un coeficiente de balasto de 50.000 kN/m^3)

Se debe reseñar, que el cimiento no funciona como zapata en el sentido edificatorio (habida cuenta de que no se trata de un edificio de plantas, si no, de una estructura muy ligera sometida a acciones climáticas); más bien funciona como un contrapeso para evitar el vuelco; por ello tanto las dimensiones en planta del mismo, como el canto vienen dados por una cuestión de la masa de hormigón necesaria para estabilizar

estáticamente el conjunto y no por cuestiones de resistencia mecánica que son insignificantes en cualquier caso.

Por todo ello únicamente se plantea el armado a cuantías mínimas, recomendando un armado del 1,8 por mil, tanto en la cara superior como en la inferior (calidad B 500 S), lo cual supone para una sección tipo de 10 m de largo por 0,4 m de canto: (1,8/1000) x 10000 x 400 = 7200 mm^2 de acero; se recomienda situar 5 redondos por metro de cimentación, de diámetro 12 mm, en cada cara y en cada dirección.

En cuanto a las tensiones transmitidas al terreno, se pueden obtener multiplicando los valores de desplazamiento vertical por el coeficiente de balasto. Si se supone un balasto de 50.000 kN/m^3, que es el que se ha utilizado en el cálculo para definir la rigidez del contacto contrapeso-suelo, el valor de la máxima tensión del terreno sería 50.000 kN/m^3 x 0,000608 m = 30,04 kN/m^2 = 0,3004 kg/cm^2. En cualquier caso, se trata de valores de tensión admisibles.

Señalar que los valores positivos de la figura indican que la cimentación ha perdido contacto con el terreno, mientras que los valores negativos indican zona de contacto sobre un lecho elástico caracterizado por su coeficiente de balasto (se ha realizado un análisis de sensibilidad de este parámetro disminuyendo y aumentando un orden de magnitud al mismo y las conclusiones obtenidas son básicamente las mismas).

En la siguiente figura se incluye la visualización de los desplazamientos de la zapata o contrapeso en el estado límite de vuelco, señalando en color gris las zonas de pérdida de contacto. En cualquier caso, se mantiene una zona de contacto en equilibrio con las acciones desestabilizadoras, siendo esta suficiente para garantizar la seguridad frente a vuelco.

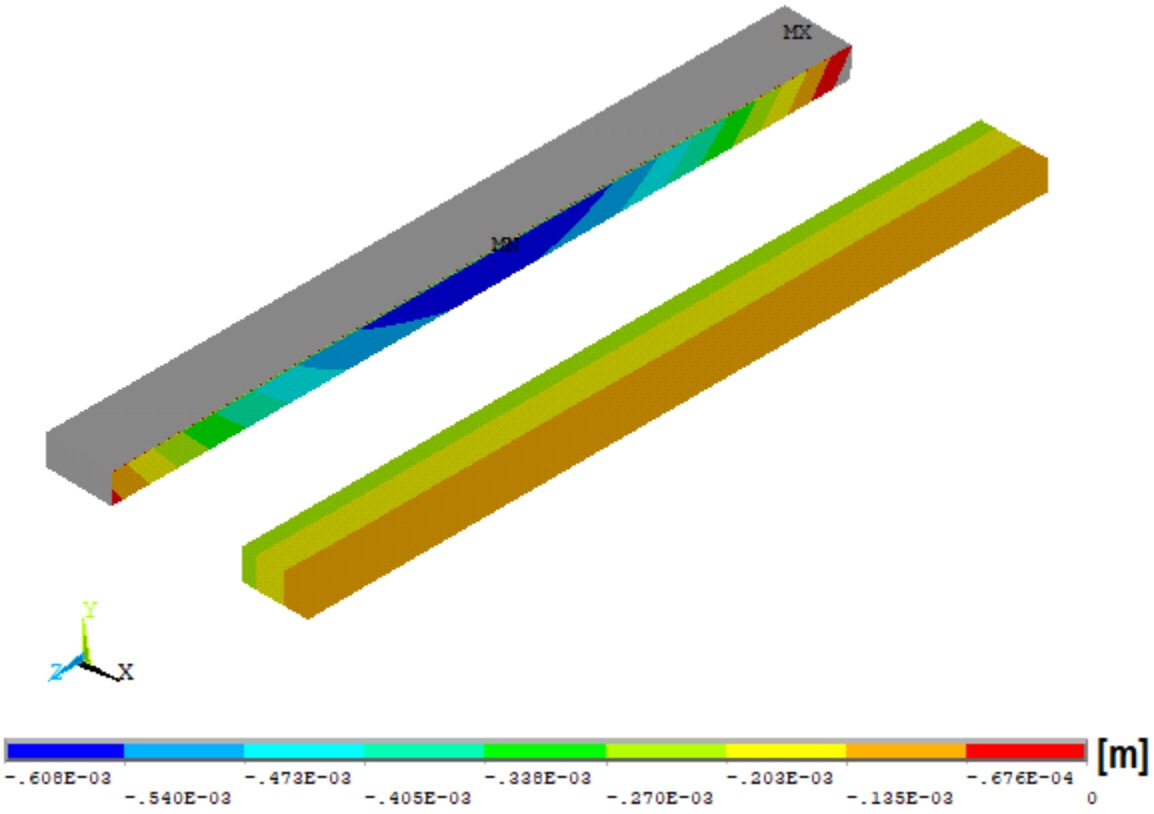


Figura 11: Zonas de pérdida de contacto de la cimentación

10.1.2. RESISTENCIA: TENSIONES

En las siguientes figuras se recogen las visualizaciones de los campos de tensiones en Pascales, correspondientes a los casos de carga I y II (ELU), definidos en el apartado 8.3.

Se observa que en ninguno de los casos las tensiones superan el límite elástico del material, garantizándose así la integridad del conjunto.

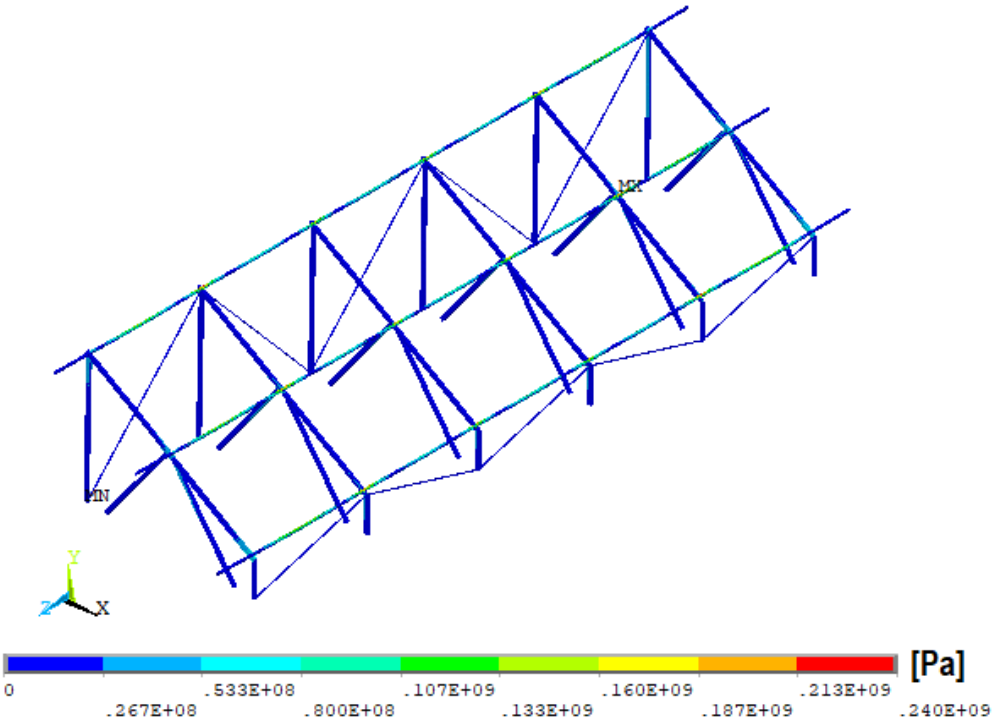


Figura 12: Tensiones equivalentes de Von Mises [Pa]. Caso I; [ELU].

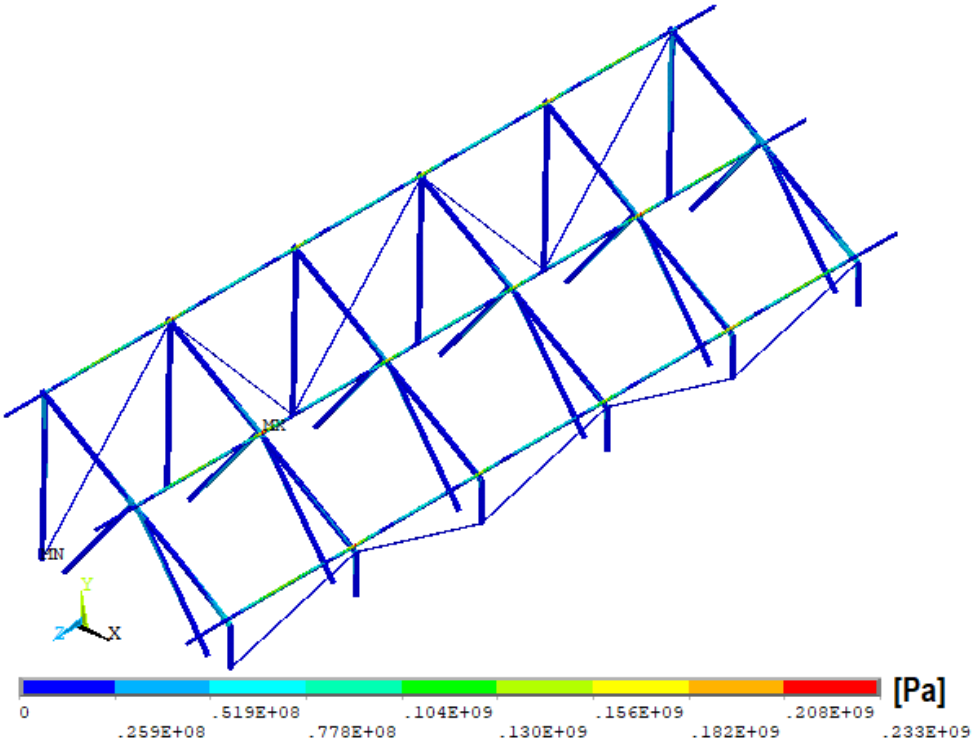


Figura 13: Tensiones equivalentes de Von Mises [Pa]. Caso II; [ELU].

10.1.3. DESPLAZAMIENTOS: FLECHAS

En las Figuras 13 y 14 se recogen visualmente los valores del módulo de los desplazamientos totales en metros, correspondientes a los casos de carga I y II en estudio (ELS).

Se recomienda su observación a efectos de compatibilidad con el resto de los elementos del sistema.

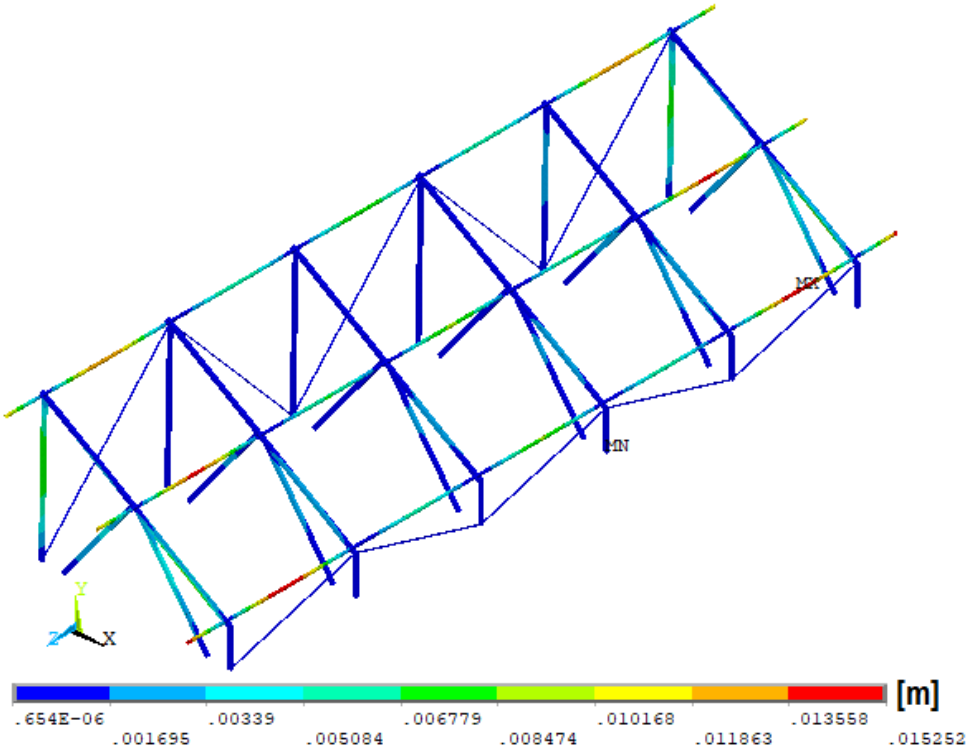


Figura 14: Módulo de los desplazamientos totales [m]. Caso I; [ELS].

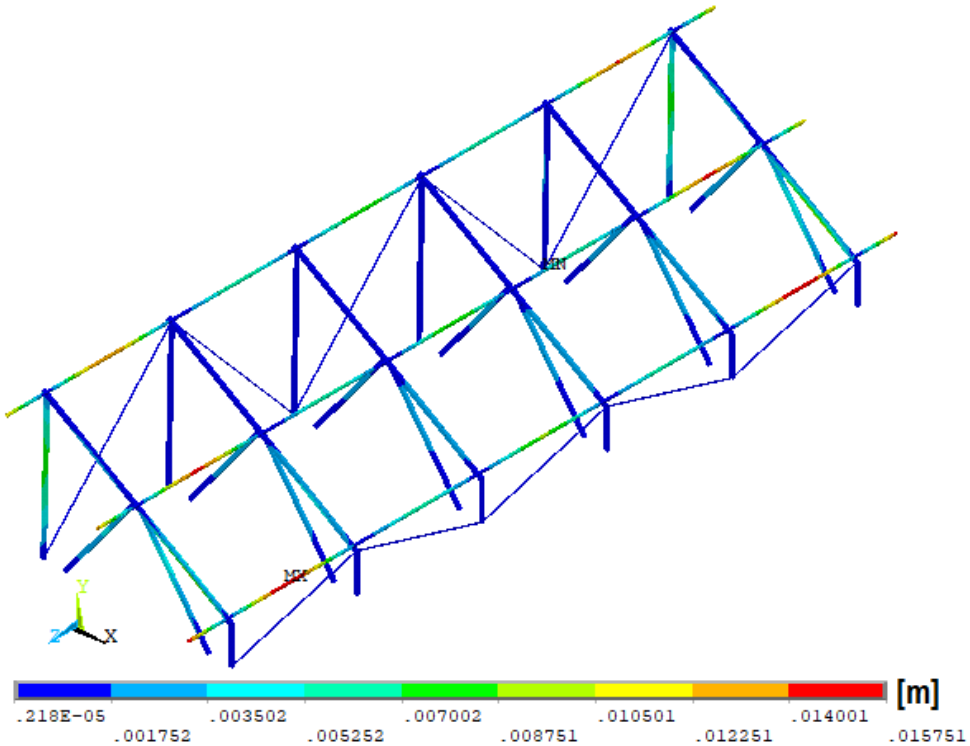


Figura 15: Módulo de los desplazamientos totales [m]. Caso II; [ELS].

10.2. RESULTADOS ANÁLISIS ESTABILIDAD ELÁSTICA

En las Figuras 15 y 16 se recogen las visualizaciones de los primeros autovalores y autovectores (o modos de pandeo) obtenidos con el análisis de estabilidad elástica (correspondientes a los casos de carga I y II).

Los autovalores se deben interpretar como el coeficiente de mayoración, por el que se deben multiplicar las cargas aplicadas, para que se origine el modo de pandeo correspondiente.

Se considera que los autovalores o multiplicadores de la carga obtenidos ofrecen las suficientes garantías, frente a los distintos factores que hacen que la estructura pierda la necesaria estabilidad elástica.

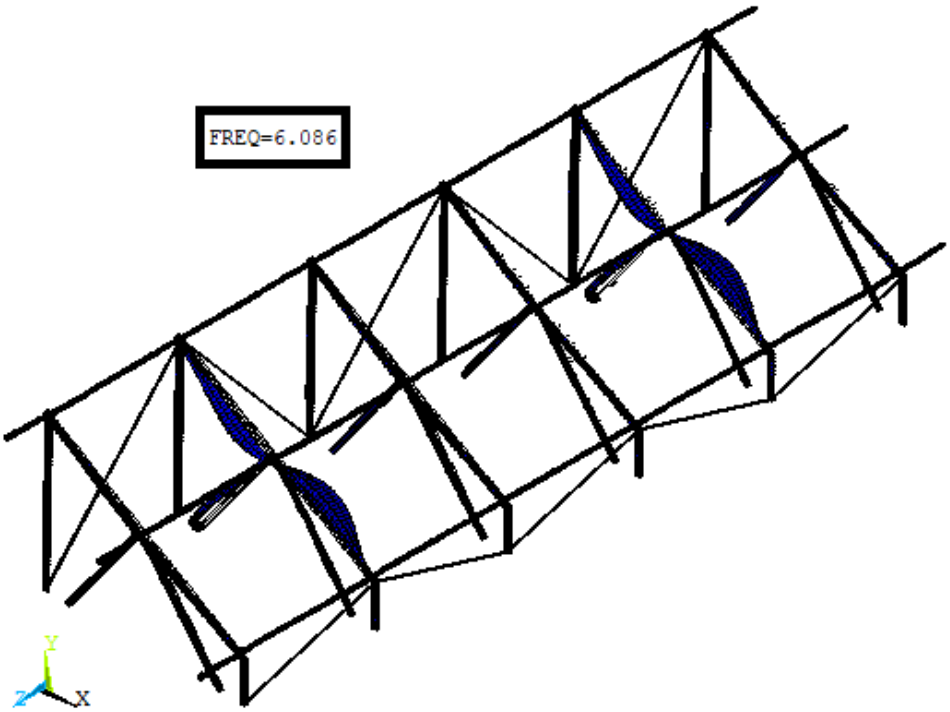


Figura 16: Análisis de Estabilidad Elástica Pandeo. Multiplicador: 6,086. Caso I; [ELS].

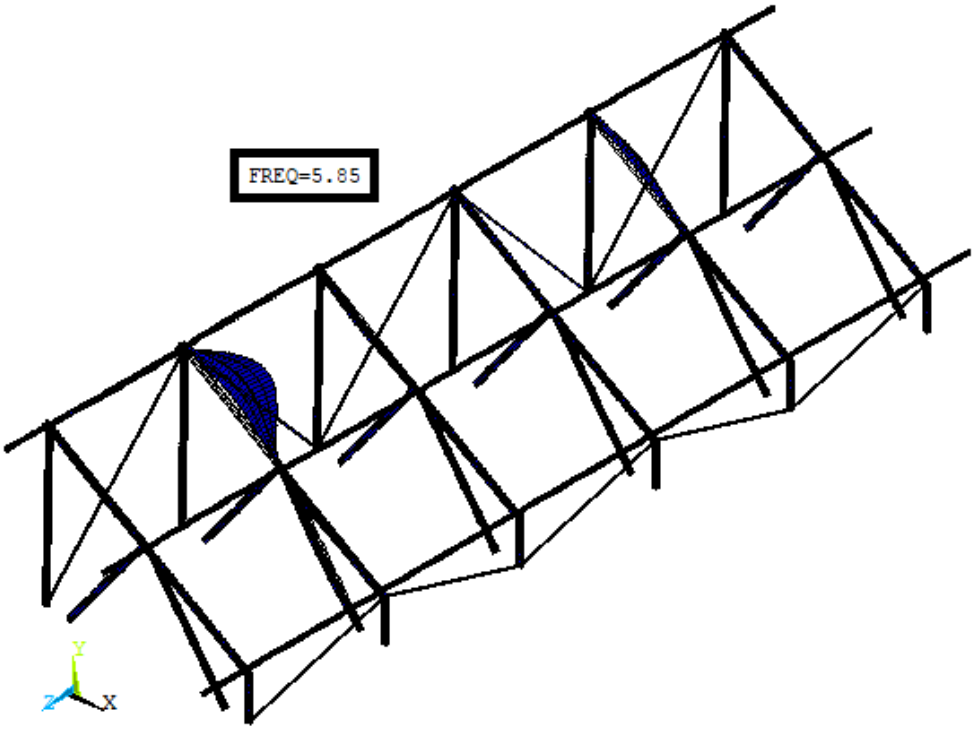


Figura 17: Análisis de Estabilidad Elástica Pandeo. Multiplicador: 5,85. Caso II; [ELS].

11. VALIDACIÓN RESULTADOS Y COMPROBACIONES ADICIONALES

Se han revisado tanto las deformadas, como las reacciones que se producen en cada caso de carga, comprobando que tanto las condiciones de equilibrio como las de compatibilidad se satisfacen siempre.

Para finalizar, en los siguientes apartados se incluyen las reacciones obtenidas para los casos de carga I y II, en la situación de estado límite de servicio (ELS); que deberán ser tomadas en consideración a los efectos del dimensionamiento de anclajes.

Indicar que no se incluye en el presente informe la verificación de la adecuación de ningún tipo de correas o estructuras de apoyo existentes en el edificio / nave de cada instalación concreta; dichas verificaciones se podrán realizar por terceros a partir de las reacciones presentadas.

11.1. REACCIONES

En las Figuras 17 y 18, se incluyen cuadros con las reacciones obtenidas en los puntos de apoyo para cada uno de los casos de carga en estudio (ELS).

NODE	FX	FY	FZ
1	49.173	2364.3	62.889
96	-122.49	2238.7	90.335
123	626.32	-770.58	63.751
199	1471.4	1958.6	50.139
494	72.666	3567.1	-1.6944
807	-227.01	4231.0	-26.303
833	1367.4	-1704.7	-13.828
907	2765.7	3675.7	-11.470
987	78.338	3785.3	3.5204
1300	-204.63	3801.0	8.6307
1326	1148.8	-1426.1	3.4538
1400	2485.8	3304.1	2.4196
1480	74.077	3608.3	-4.2130
1793	-204.72	3792.4	-7.3953
1819	1150.0	-1427.6	-3.7867
1893	2486.1	3304.4	-3.3086
1973	81.290	3946.7	13.158
2286	-226.91	4247.5	22.260
2312	1369.2	-1707.1	13.519
2386	2766.2	3676.3	10.523
2466	44.785	2167.9	-64.828
2779	-122.67	2231.4	-92.998
2805	621.94	-764.88	-63.922
2879	1470.4	1957.2	-50.852
TOTAL VALUES			
VALUE	19021.	50057.	0.85345E-09

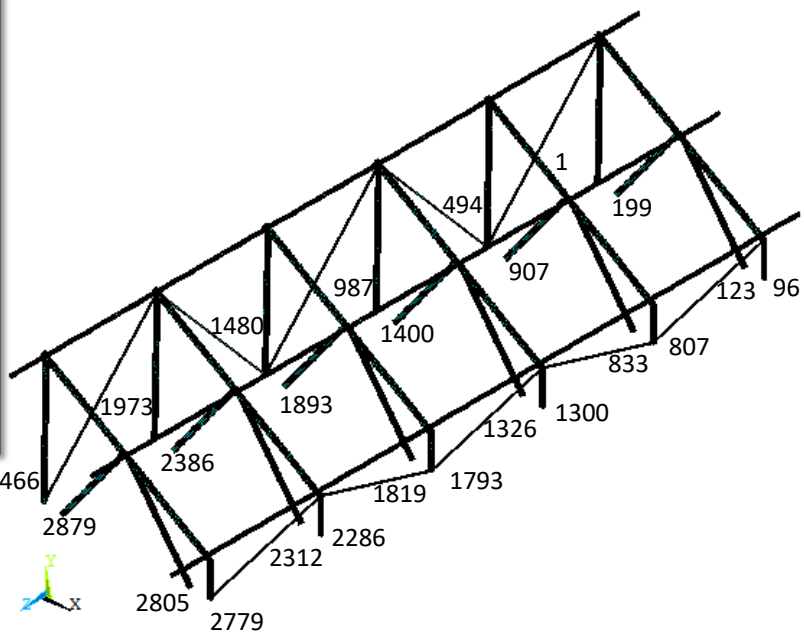


Figura 18: Reacciones (valores en Newtons); Caso I [ELS].

NODE	FX	FY	FZ
1	-39.324	-2129.4	-62.447
96	138.40	-2198.6	-96.919
123	-1465.4	1871.1	-63.278
199	-1774.9	-2345.1	-51.958
494	-86.771	-4535.1	-499.53
807	255.72	-4404.2	-120.81
833	-2724.1	3475.3	14.189
907	-3292.5	-4357.2	11.630
987	-36.147	-2140.2	-4.3853
1300	233.05	-3683.1	-3.6463
1326	-2464.7	3143.5	-3.9085
1400	-2990.2	-3955.4	-2.6943
1480	-105.57	-5383.1	-60.348
1793	232.27	-3978.2	-75.012
1819	-2463.7	3142.6	3.7389
1893	-2991.0	-3956.9	3.1893
1973	-40.088	-2354.0	-12.740
2286	256.50	-4137.4	-16.879
2312	-2728.4	3480.5	-14.394
2386	-3292.9	-4357.1	-11.072
2466	-53.643	-2788.7	636.66
2779	138.32	-2300.2	315.09
2805	-1462.5	1867.3	63.256
2879	-1774.2	-2344.1	52.274
TOTAL VALUES			
VALUE	-28532.	-44368.	-0.23211E-07

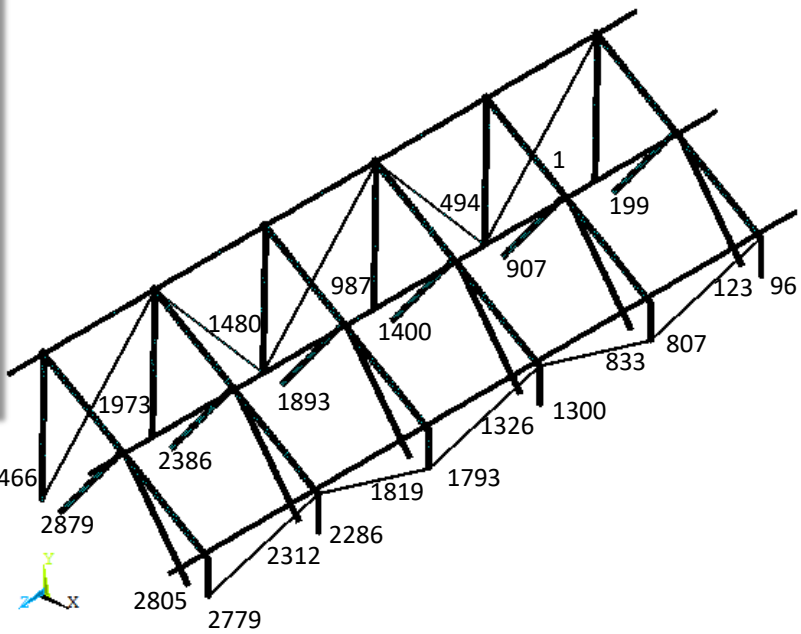


Figura 19: Reacciones (valores en Newtons); Caso II [ELS].

11.2. VERIFICACIÓN CONTRAPESO (CIMENTACIÓN)

A la vista de las reacciones obtenidas en el apartado anterior se propone un contrapeso (zapata) mínimo de hormigón de dimensiones 10 m x 0,9 m x 0,4 m; dichas dimensiones se justifican en los siguientes apartados.

Para todas las comprobaciones analíticas se considerará la cimentación como un sólido rígido.

11.2.1. COMPROBACIÓN TENSIONES TRANSMITIDAS AL TERRENO

Se utilizará la siguiente formulación:

$$\frac{1{,}0 \times (N + p)}{A \times B} \leq 1$$

- Siendo:
  - N = acción vertical (57,5 kg estructura + 240 kg paneles) = 297,5 kg
  - p = peso propio contrapeso (2.500 kg/m^3) = 9000 kg
  - A = profundidad del cimiento o contrapeso = 0,9 m
  - B = ancho del cimiento o contrapeso = 10 m

Sustituyendo:

$$\frac{1{,}0 \times (57{,}5 + 9000)}{0{,}9 \times 10} = 1006\,\frac{kg}{m^2} \leq 3.000\ kg/m^2$$

Con lo cual, el contrapeso recomendado transmite un nivel de tensiones al terreno inferior a las 3 Ton/m^2 y el conjunto, en cualquier caso, no supera las 25 Ton requeridas como peso máximo por cada pieza o módulo del sistema.

11.2.2. COMPROBACIÓN A VUELCO

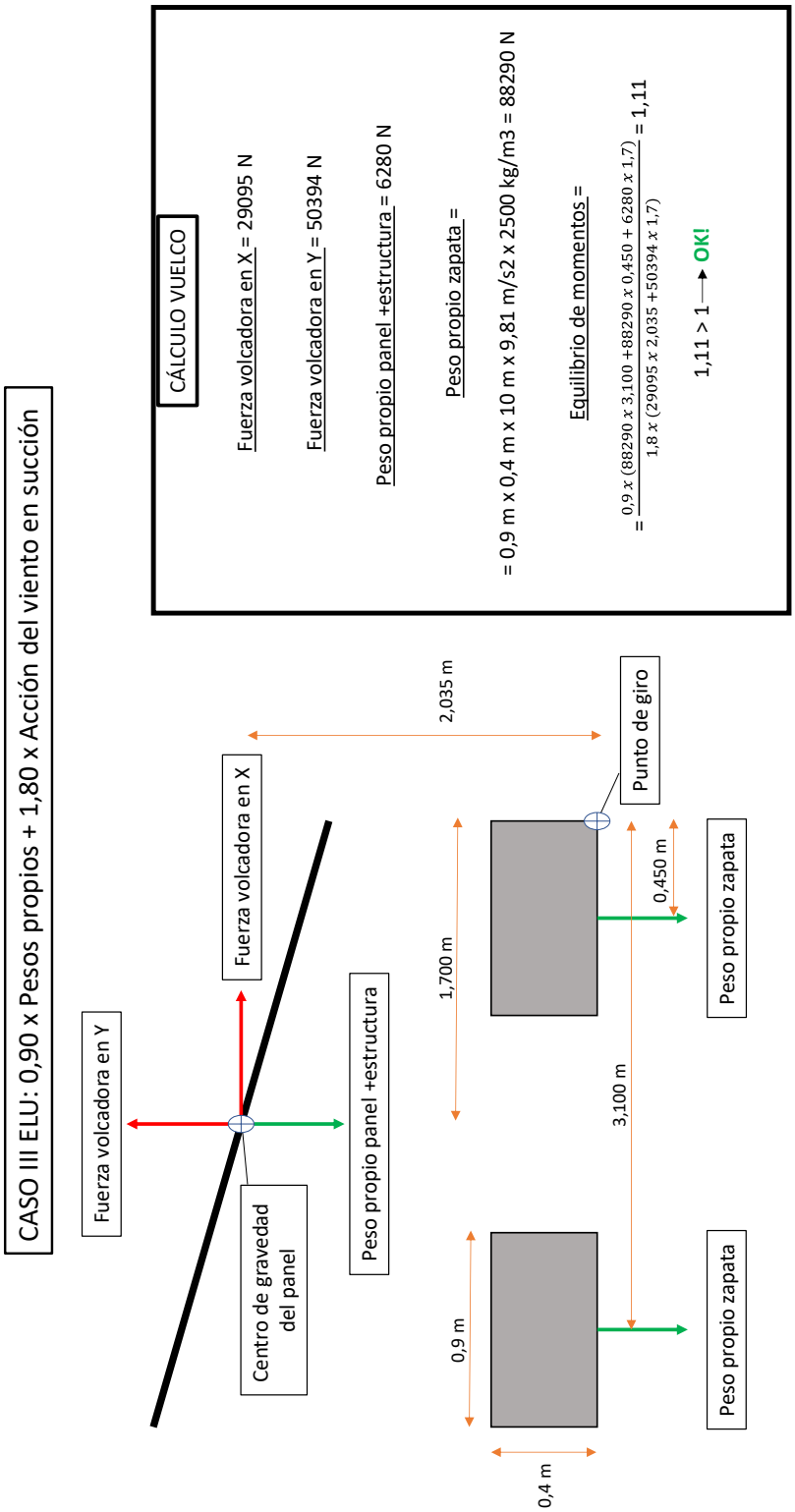


Figura 20: Comprobación analítica. Caso límite de vuelco.

11.2.3. COMPROBACIÓN A DESLIZAMIENTO

Análogamente, se utilizará la siguiente formulación:

$$\frac{1{,}0 \times (N + p) \times \mu}{1{,}0 \times H} \geq 1$$

- Siendo:
  - N = acción vertical (115 kg estructura + 480 kg panel) = 595 kg
  - p = peso propio contrapeso (2.500 kg/m^3) = 9000 kg
  - μ = coeficiente de rozamiento entre la base del contrapeso y el forjado o solera de apoyo (= 0,35; rozamiento hormigón - hormigón)
  - H = acción horizontal = 2958 kg

Sustituyendo:

$$\frac{1{,}0 \times (595 + 9000) \times 0{,}35}{1{,}0 \times 2958} = 1{,}13 \geq 1$$

Con lo cual, el contrapeso recomendado presenta un nivel de seguridad suficiente, frente al modo de fallo por deslizamiento.

12. CONCLUSIONES

A la vista de los resultados obtenidos, se puede concluir que SISTEMA ESTRUCTURAL en estudio basado en perfiles extruidos de aluminio, presentará un comportamiento satisfactorio desde el punto de vista de la seguridad resistente, frente a los distintos modos de fallo originados por **cargas climáticas normativas, con vanos de 2 m entre pórticos y paneles PV instalados en sentido vertical**, siempre que se respeten las dimensiones geométricas y perfiles referenciados en el apartado 5, las calidades de los materiales indicadas en el apartado 7 y que en funcionamiento, no se superen los casos de carga supuestos en el apartado 8.

Los problemas estructurales pueden aparecer en cualquiera de los casos, si en algún momento, el conjunto de la estructura soporta acciones no previstas que supongan valores superiores a los adoptados en los casos de carga considerados en el presente informe (apartado 8.3).

Indicar, finalmente, que en cualquier caso se supone una correcta fabricación y montaje de la estructura de aluminio del SISTEMA CANTÁBRICO, por personal especializado en este tipo de tareas.

En Gijón, 02 de febrero de 2021

José Luis Suárez Sierra
Ingeniero Industrial
Colegiado Nº: 2072